


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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направленность подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»
Направленность (профиль) образовательной программы – «Электроэнергетика»

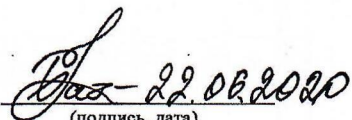
ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой


«03» 07. _____ 2020 г.

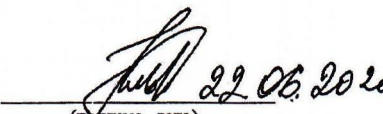
БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения микрорайона 1 города
Свободный в районе улиц Комсомольская – Круговая

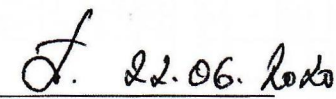
Исполнитель
студент группы 642-об3


(подпись, дата) И.П. Батуев

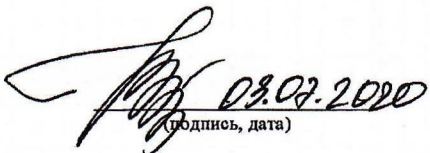
Руководитель
доцент, канд. техн. наук


(подпись, дата) А.Н. Козлов

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук


(подпись, дата) А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


(подпись, дата) Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 24 » 03 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Батцеева Ильи Павловича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование системы электроснабжения микрорайона 1 города Свободный в районе улиц Комсомольская - Круговая

(утверждено приказом от 23.08.2020 № 675 чз.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 25.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план района с характеристиками потребителей

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Расчёт электрических нагрузок 0,4 кВ; Определение месторасположения и мощности трансформаторов ТП; Выбор сечений КЛ; Расчёт токов КЗ; Расчёт РЗ

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. План проектируемого участка. 2. Данные расчёта нагрузок потребителей, 3. Разводка кабелей 0,4 кВ, 4. Схема и сетевые распределительные сети 10 кВ, 5. Результаты расчётов токов КЗ и два перт.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Безопасность и экологичность. А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 24.03.2020 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н., доцент, канд. техн. наук
(фамилия, имя, отчество, должность, учёная степень, учёное звание)

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020 г.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 страницы, 84 формулы, 36 рисунков, 40 таблиц, 28 источников.

РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, КОЭФФИЦИЕНТ УЧАСТИЯ В МАКСИМУМЕ НАГРУЗКИ, ТРАНСФОРМАТОРНЫЙ ПУНКТ, ЦЕНТР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, МАКСИМАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА.

Цель выпускной квалификационной работы – объединение всех теоретических знаний и умений, полученных за весь курс обучения в университете, вытекающее в самостоятельное проектирование, с приемлемыми допущениями, системы электроснабжения для жилого микрорайона.

На основании плана, потребителей и их характеристик были определены расчётные нагрузки, необходимые для выбора основного оборудования, такого как: силовые трансформаторы, сечения кабелей питающих линий на напряжение 0,4 кВ и 10 кВ. Были определены центры электрических нагрузок каждой распределённой по потребительским трансформаторным пунктам группы потребителей и с учётом характеристики территории – наиболее выгодное расположение трансформаторных пунктов.

Для осуществления выбора аппаратов на распределительном пункте и для определения уставок релейной защиты были определены токи короткого замыкания в нескольких точках в сетях до 1 и выше 1 кВ.

Были определены величины потерь напряжения, мощности и энергии в элементах сети. Определены величины капиталовложений, издержек спроектированной сети, а также величина приведённых затрат.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
Исходные данные	9
1 Краткая характеристика района проектирования	11
1.1 Географическая и климатическая характеристика11 района проектирования	11
1.2 Характеристика жилого района	12
2 Расчёт электрических нагрузок 0,4 кВ	13
2.1 Общие положения	13
2.2 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий	13
2.3 Расчёт нагрузок общественных зданий и сооружений	13
2.4 Расчёт нагрузки освещения	17
2.5 Расчёт нагрузок при смешанном питании потребителей	19
3 Выбор мощности и местоположения ТП низковольтного электроснабжения	24
3.1 Определение мощностей и количества трансформаторов ТП	24
3.2 Выбор типа потребительских ТП	29
3.3 Определение центров электрических нагрузок	32
4 Выбор сечений проводников	38
4.1 Общие положения кабельного хозяйства	38
4.1.1 Конструктивное исполнение кабелей	38
4.1.2 Маркировка кабелей	43
4.1.3 Кабельная арматура	44
4.1.4 Прокладка кабелей	49
4.1.4.1 Прокладка кабелей в траншеях	49
4.1.4.2 Прокладка кабелей в коллекторе	51
4.1.4.3 Прокладка кабелей в туннелях	51
4.1.4.4 Прокладка кабелей в каналах	52

4.1.4.5 Прокладка кабелей в блоках	53
4.1.4.6 Прокладка кабелей на эстакадах и в галереях	53
4.1.4.7 Прокладка кабелей по перекрытиям зданий	55
4.2 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	55
4.3 Выбор сечений высоковольтного электроснабжения	60
5 Расчёт потерь в элементах системы электроснабжения	62
5.1 Расчёт потерь напряжения	62
5.1.1 Расчёт потерь напряжения в трансформаторах	62
5.1.2 Расчёт потерь напряжения в КЛ 0,4 кВ	64
5.1.3 Расчёт потерь напряжения в КЛ 10 кВ	67
5.2 Расчёт потерь мощности и энергии	67
5.2.1 Расчёт потерь мощности и энергии в трансформаторах	67
5.2.2 Расчёт потерь мощности и энергии в КЛ 0,4 кВ	69
5.2.3 Расчёт потерь мощности и энергии в КЛ 10 кВ	72
6 Расчёт токов короткого замыкания	73
6.1 Общие положения	73
6.2 Расчёт токов короткого замыкания в сетях выше 1 кВ	73
6.3 Расчёт токов короткого замыкания в сетях до 1 кВ	78
7 Выбор оборудования на потребительских ТП	84
7.1 Выбор КРУ 10 кВ	84
7.2 Выбор высоковольтных выключателей	85
7.3 Выбор КРУ 0,4 кВ	87
7.4 Выбор трансформаторов тока	88
8 Релейная защита трансформаторов 10/0,4 кВ	89
8.1 Общие положения	89
8.2 Расчёт релейной защиты	90
9 Вложения в сеть	96
10 Безопасность и экологичность	104
10.1 Безопасность	104

10.1.1 Охрана труда при выполнении работ на КТП	105
10.1.2 Охрана труда при выполнении работ на КЛ	106
10.2 Экологичность	110
10.2.1 Исходные данные для расчёта шума	112
10.2.2 Допустимый уровень шума	112
10.2.3 Шумовые характеристики источника шума	113
10.2.4 Минимальное расстояние от РП до границы жилой застройки	113
10.3 Чрезвычайные ситуации	116
10.3.1 Способы пожаротушения в установках до 0,4 кВ	118
10.3.2 Способы пожаротушения в установках выше 0,4 кВ	118
10.3.3 Особенности пожаротушения различного оборудования	118
Заключение	120
Библиографический список	121

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

А – ампер;

Б – бел;

БКТП – блочная комплектная трансформаторная подстанция;

Вт – ватт;

В – вольт;

вар – вольт-ампер реактивный;

В·А – вольт-ампер;

ВН – высокое напряжение;

Гц – герц;

КЛ – кабельная линия;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

МДС – магнитодвижущая сила;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

РП – распределительный пункт;

РУ – распределительное устройство;

СЗЗ – санитарно-защитная зона;

СТ – силовой трансформатор;

ТП – трансформаторный пункт;

ТТ – трансформатор тока;

ЦЭН – центр электрических нагрузок;

ЭП – электроприёмник.

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день ведущая отрасль энергетики и крупнейший технологический комплекс – электроэнергетика, является базисом стабильного развития средств жизнеобеспечения людей и народного хозяйства любого экономически развитого государства.

В реалиях нынешнего цивилизованного мира электроэнергия предстаёт перед нами не только как товар повседневного спроса, но и как фактор, определяющий сам образ жизни и предоставляющий людям возможность не просто выживать, а полноценно жить: отапливать и освещать собственное жильё, готовить пищу и т.п. Но в то же время, ошибки в сфере электроэнергетики очень часто могут стоить дорого.

Поэтому существует необходимость в надёжных и максимально безопасных системах электроснабжения. Система электроснабжения представляет собой совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией. Вне зависимости от сферы применения системы и от её типа ко всем системам электроснабжения выдвигаются жёсткие требования, регламентируемые ГОСТами, нормативно-правовыми актами, а также ПУЭ. Среди главенствующих требований находятся:

- надёжность;
- бесперебойность в работе и обслуживании потребителей;
- унификация;
- безопасность её эксплуатации для персонала и экологии;
- эргономичность и компактность;
- экономичность.

Целью настоящей работы является обобщение навыков и знаний, полученных за весь курс обучения, в виде проектирования для планируемого к строительству жилого микрорайона в городе Свободном системы электроснабжения, соответствующей всем обозначенным выше требованиям.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

План проектируемой части жилого микрорайона представлен на рисунке 1. Характеристики потребителей приведены в таблице 1.

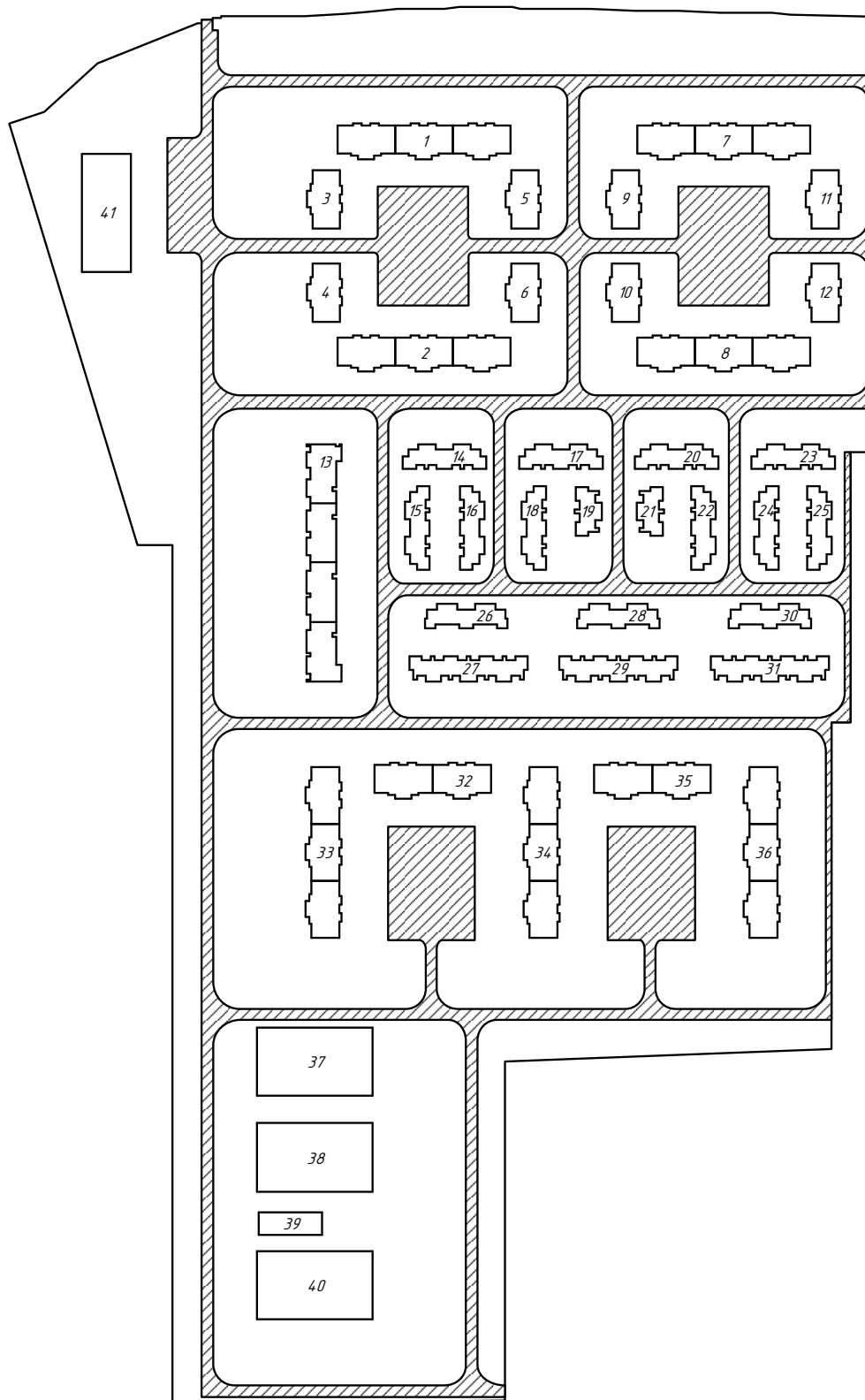


Рисунок 1 – план проектируемой части микрорайона

Таблица 1 – экспликация проектируемой части микрорайона

Наименование	№ на плане	Количество квартир
Секционный жилой дом, 5 этажей	1	57
	2	60
	3	20
	4	20
	5	19
	6	19
	7	57
	8	60
	9	20
	10	20
	11	19
	12	19
Секционный жилой дом со встроенными помещениями, 5 этажей	13	64
Блокированный жилой дом, 2 этажа	14	4
	15	4
	16	4
	17	4
	18	4
	19	2
	20	4
	21	2
	22	4
	23	4
	24	4
	25	4
	26	4
	27	6
	28	4
	29	6
	30	4
	31	6
Секционный жилой дом, 5 этажей	32	38
	33	60
	34	57
	35	38
	36	57
Открытая многоуровневая стоянка с автомойкой, станцией технического обслуживания	37	–
	38	
	39	
	40	
Пожарное депо на 2 пожарных автомобиля	41	

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Географическая и климатическая характеристика района проектирования

В городе Свободном резко континентальный климат с муссонными чертами, что выражается в больших годовых (45-50 °С) и суточных (до 20 °С) колебаниях температур воздуха и резком преобладании летних осадков.

Влияние материка проявляется главным образом зимой. В это время сухой охлаждённый воздух проникает далеко на юг в виде зимнего муссона. Вследствие этого наблюдаются холодные малоснежные зимы с преобладанием ясной погоды. Зимние осадки составляют всего 5-7 % от годовых.

Высота снежного покрова незначительна. Средняя температура самого холодного месяца (января) – 28 °С, морозы в отдельные годы доходят до 56 °С. Из-за сухого воздуха и слабых ветров мороз переносится сравнительно легко. Вследствие малого снежного покрова и низких температур наблюдаются глубокие промерзания почв (до 2-2,5 м). Весна поздняя и засушливая. Безморозный период наступает в третьей декаде мая и первой декаде июня.

Данные обработки материалов многолетних наблюдений по метеостанциям приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – климатические условия района проектирования

Климатические условия	Расчётные величины
1	2
Район по гололёду	II
Нормативная стенка гололёда, мм	25
Район по ветру	I
Нормативное ветровое давление, м/с	29
Годовое количество осадков, мм	575
Низшая температура воздуха, °С	-39
Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-39
Расчётная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-39
Среднегодовая температура воздуха, °С	0

1	2
Высшая температура воздуха, °С	41
Число грозочасов в год	20
Высота снежного покрова (макс./средняя), см	60/20
Температура гололёдообразования, °С	-10
Преобладающее направление ветра	СЗ
Продолжительность отопительного периода, сутки	270
Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

1.2 Характеристика жилого района

Население города Свободного на момент 2019 года составляет 53404 человека [4]. По критерию численности населения данный город относится к группе средних городов [8, табл. 1.3]. В городах такого типа, как правило, рекомендуется жилая застройка не более пяти этажей, но при наличии соответствующих обоснований допускается застройка в девять этажей и выше [11, с. 127].

В проектируемом участке жилого района промышленные потребители электроэнергии отсутствуют. Практически 90 % потребителей представлены жилыми зданиями: II категории надёжности дома с количеством квартир больше 6 и III категории дома с количеством квартир до 6 включительно. Остальные 10 % включают в себя общественные здания и сооружения, такие как: пожарное депо I категории надёжности и стоянки для автомобилей II категории. Вся территория проектируемой области представляет собой селитебную зону.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

2.1 Общие положения

Наиважнейшая предпосылка рационального выбора системы электроснабжения – правильное определение расчётных нагрузок, от которых зависит установка параметров всех элементов системы.

Расчётной является та нагрузка, по которой производится выбор и проверка электрооборудования, мощности источников питания, сечения проводников, номинальной мощности трансформаторов и преобразователей, по которой вычисляются потери напряжения, мощности и энергии.

На этапах проектирования точные характеристики электроприёмников могут быть неизвестны, вследствие чего для определения значений расчётных нагрузок применяются разнообразные методы, подразделяющиеся на основные и вспомогательные.

К группе основных методов относятся методы расчёта по:

- установленной мощности и коэффициенту спроса;
- средней мощности и коэффициенту формы графика нагрузок;
- средней мощности и коэффициенту максимума (или метод упорядоченных диаграмм).

Вспомогательные включают в себя методы расчёта по:

- удельному расходу электроэнергии на единицу продукции при заданном объёме выпуска продукции за определённый период времени;
- удельной нагрузке на единицу площади или на одного посетителя.

В настоящей работе используется один из вспомогательных методов расчёта, называемый методом удельной мощности нагрузки.

2.2 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий

Согласно [15, п. 2.1.4.], расчётная электрическая нагрузка жилого дома определяется по выражению:

$$P_{p,ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (2.1)$$

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

P_c – расчётная нагрузка силовых электроприёмников жилого дома, кВт;

k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприёмников, равный 0,9 [15, п. 2.1.4.].

Расчётная нагрузка силовых электроприёмников жилого дома P_c состоит из мощности лифтовых установок и мощности электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств. Однако, в нашем случае в связи с пятиэтажной и более низкой застройкой применение лифтовых установок не предусмотрено, а также тому, что подкачка воды в дома и квартиры осуществляется от отдельно стоящей насосной станции, непосредственная расчётная нагрузка жилых домов будет слагаться только из составляющей нагрузки квартир $P_{кв}$.

Расчётная электрическая нагрузка квартир, приведённая к вводу жилого дома [15, п. 2.1.1.]:

$$P_{кв} = p_{кв,уд} \cdot n_{кв}, \quad (2.2)$$

где $p_{кв,уд}$ – удельная расчётная нагрузка ЭП квартир (домов), кВт/кв. [15, табл. 2.1.1.];

$n_{кв}$ – количество квартир.

Если количество квартир жилого дома не попадает в ряд перечисленных в [15, табл. 2.1.1.], то удельная мощность определяется интерполяцией или по выражению:

$$p_{кв,уд,i} = p_{кв,уд,в} - \frac{p_{кв,уд,в} - p_{кв,уд,н}}{n_{кв,в} - n_{кв,н}} \cdot (n_{кв,i} - n_{кв,н}), \quad (2.3)$$

где $P_{кв,уд,в}$ – удельная мощность для верхнего предела, кВт/кв.;

$P_{кв,уд,н}$ – удельная мощность для нижнего предела, кВт/кв.;

$n_{кв,в}$ – количество квартир для верхнего предела;

$n_{кв,н}$ – количество квартир для нижнего предела;

$n_{кв,i}$ – количество квартир данного жилого здания.

В расчётах принимаем, что квартиры снабжены электропищеприготовлением с мощностью плит до 8,5 кВт [15, табл. 2.1.1.]. Тогда, например, для жилого многоквартирного дома № 1 имеем:

$$P_{кв,уд,1} = 2,6 - \frac{2,6 - 2,1}{60 - 40} \cdot (57 - 40) = 2,175 \text{ кВт/кв.};$$

$$P_{кв,1} = 2,175 \cdot 57 = 123,975 \text{ кВт.}$$

Отсюда получаем:

$$P_{р,1} = 123,975 \text{ кВт.}$$

Величина расчётной реактивной мощности нагрузки жилого здания также будет состоять лишь из реактивной нагрузки квартир:

$$Q_{р,ж.д} = P_{кв} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{кв} = P_{р,ж.д} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{кв}, \quad (2.4)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{кв}$ – коэффициент реактивной мощности квартир с электропищеприготовлением, равный 0,2 [15, табл. 2.1.4.].

Тогда для жилого дома № 1 имеем:

$$Q_{р,1} = 123,975 \cdot 0,2 = 24,795 \text{ квар.}$$

Аналогичным образом ведутся расчёты электрических нагрузок остальных жилых зданий. Результаты расчётов сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – результаты определения расчётных нагрузок жилых зданий

№ на плане	$n_{кв}$	$p_{уд}$, кВт/кв.	P_p , кВт	Q_p , квар
1	57	2,175	123,975	24,795
2	60	2,1	126	25,2
3	20	3,5	70	14
4	20	3,5	70	14
5	19	3,6	68,4	13,68
6	19	3,6	68,4	13,68
7	57	2,175	123,975	24,795
8	60	2,1	126	25,2
9	20	3,5	70	14
10	20	3,5	70	14
11	19	3,6	68,4	13,68
12	19	3,6	68,4	13,68
13	64	2,04	130,56	26,112
14	4	8,633	34,533	6,907
15	4	8,633	34,533	6,907
16	4	8,633	34,533	6,907
17	4	8,633	34,533	6,907
18	4	8,633	34,533	6,907
19	2	10	20	4
20	4	8,633	34,533	6,907
21	2	10	20	4
22	4	8,633	34,533	6,907
23	4	8,633	34,533	6,907
24	4	8,633	34,533	6,907
25	4	8,633	34,533	6,907
26	4	8,633	34,533	6,907
27	6	5,9	35,4	7,08
28	4	8,633	34,533	6,907
29	6	5,9	35,4	7,08
30	4	8,633	34,533	6,907
31	6	5,9	35,4	7,08
32	38	2,663	101,175	20,235
33	60	2,1	126	25,2
34	57	2,175	123,975	24,795
35	38	2,663	101,175	20,235
36	57	2,175	123,975	24,795

2.3 Расчёт электрических нагрузок общественных зданий

Значения расчётных активных нагрузок потребителей данного типа предоставлены проектной организацией. Остаётся определить значения расчётных реактивных мощностей. Коэффициенты реактивной мощности соответственно принимаем следующими:

– для пожарного депо: $tg\varphi_{41} = 1,333$ [5, табл. 1.6];

– для автостоянок: $tg\varphi_{37-40} = 0,62$;

– для жилого дома № 13 характер встроенных помещений не обозначен, поэтому примем, что задействоваться эти помещения будут, например, в качестве продовольственного магазина с кондиционированием воздуха, тогда коэффициент реактивной мощности: $tg\varphi_{13} = 0,75$ [15, табл. 2.2.1.].

Произведём расчёт реактивной нагрузки на примере пожарного депо (на плане № 41).

Расчётная реактивная мощность общественных зданий и сооружений:

$$Q_{p,зд} = P_{p,зд} \cdot tg\varphi_{зд}; \quad (2.5)$$

$$Q_{p,41} = 200,4 \cdot 1,333 = 267,133 \text{ квар.}$$

Однако, дабы повысить пропускную способность питающих линий и уменьшить сечения кабелей (проводов), непосредственно у потребителей с большим значением реактивной мощности устанавливается поперечная ёмкостная компенсация [11, с. 145]. В пункте 2.2 настоящей работы данная операция не проводилась в силу малости коэффициента реактивной мощности для жилых зданий.

Согласно [13] целесообразное значение реактивной мощности для уровня напряжения 0,4 кВ определяется через коэффициент реактивной мощности, равный $tg\varphi_{дон} = 0,35$. Таким образом, целесообразное значение реактивной мощности определим по выражению:

$$Q_{p,зд,доп} = P_{p,зд} \cdot tg\varphi_{доп} \cdot \quad (2.6)$$

$$Q_{p,41,доп} = 200,4 \cdot 0,35 = 70,14 \text{ квар.}$$

Необходимая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{КУ} = Q_{p,зд} - Q_{p,зд,доп} ; \quad (2.7)$$

$$Q_{КУ} = 267,133 - 70,14 = 196,993 \text{ квар.}$$

Принимаем к монтажу нерегулируемые конденсаторные установки производства торговой электротехнической компании «Энергозапад» типа КРМ 0,4 (2,5-100) IP31. Для пожарного депо принимаем к установке два устройства КРМ 0,4 100 IP31 мощностями 100 квар. Тогда фактическая мощность компенсирующей установки:

$$Q_{КУ,факт} = 200 \text{ квар.}$$

Нескомпенсированная реактивная мощность составит:

$$Q_{p,зд,неск} = Q_{p,зд} - Q_{КУ,факт} ; \quad (2.8)$$

$$Q_{p,41,неск} = 267,133 - 200 = 67,133 \text{ квар.}$$

Также ведём расчёт электрических нагрузок для остальных общественных зданий и сооружений. Результаты представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – результаты расчёта нагрузок общественных зданий

№ на плане	P_p , кВт	Q_p , квар	Мощность КУ, квар	$Q_{p,неск}$, квар
13	68,3	51,225	30	21,225
37	76,98	47,728	25	22,728
38	75,98	47,108	25	22,108
39	66,24	41,069	20	21,069
40	74,98	46,488	25	21,488
41	200,4	267,133	100 100	67,133

2.4 Расчёт нагрузок освещения

Нагрузки сетей освещения улиц и площадей определяются в соответствии с [19]. В настоящей работе расчёт нагрузки освещения будет ориентировочным, то есть по удельной мощности, согласно которому:

$$P_{p,осв} = p_{уд,осв} \cdot l, \quad (2.9)$$

где $p_{уд,осв}$ – удельная нагрузка освещения, кВт/км;

l – длина улицы, км.

В начале следует распределить имеющиеся улицы проектируемой части микрорайона на категории в соответствии с [26, с. 844]. Для этого обозначим на плане каждую улицу и внутриквартальную территорию разными цветами, которые будут характеризовать соответствующую категорию улицы. Данное выделение показано на рисунке 2.1.

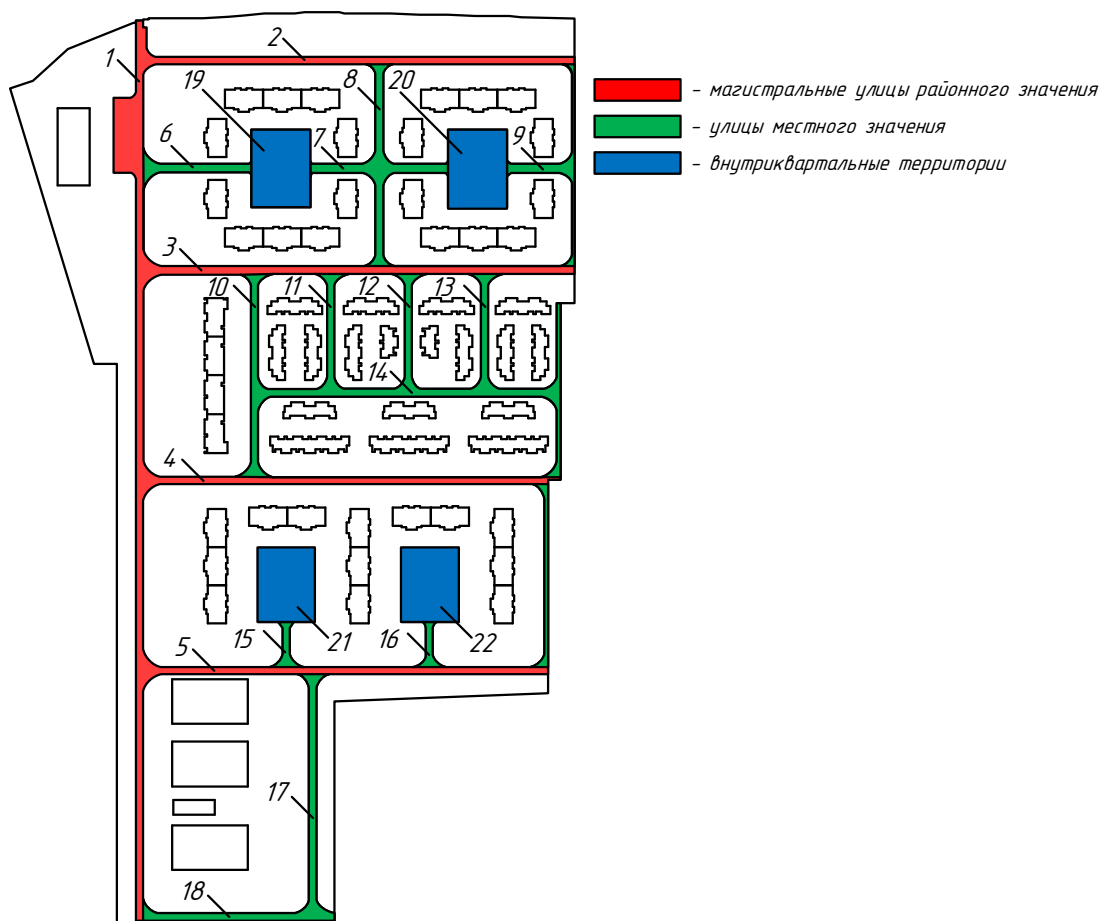


Рисунок 2.1 – категории улиц проектируемой части микрорайона

Используя принятый масштаб определяем длины улиц и площади внутриквартальных территорий, для каждой выделенной категории определяем значения удельных нагрузок освещения $P_{уд,осв}$ и по формуле (2.9) находим расчётную активную нагрузку освещения улиц и территорий.

Например, для улицы № 1 получаем:

$$P_{p,осв,1} = 30 \cdot 0,664 = 19,92 \text{ кВт.}$$

Источниками света в светильниках примем газоразрядные лампы, которые обладают коэффициентом реактивной мощности, равным $tg\varphi_{осв} = 0,33$ [9, с. 140]. Т.е. расчётная реактивная мощность освещения будет равна:

$$Q_{p,осв} = P_{p,осв} \cdot tg\varphi_{осв}. \quad (2.10)$$

Тогда, например, для улицы № 1:

$$Q_{p,осв,1} = 19,92 \cdot 0,33 = 6,574 \text{ квар.}$$

Результаты расчёта электрических нагрузок освещения для каждой улиц и территорий сведены в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – результаты определения расчётных нагрузок освещения

№ улицы	l , км	P_p , кВт	Q_p , квар	$P_{уд,осв}$, кВт/км
1	2	3	4	5
1	0,664	19,92	6,574	30
2	0,316	9,48	3,128	
3	0,316	9,48	3,128	
4	0,305	9,15	3,02	
5	0,296	8,88	2,93	
6	0,08	0,56	0,185	
7	0,096	0,672	0,222	7
8	0,149	1,043	0,344	
9	0,048	0,336	0,111	
10	0,149	1,043	0,344	
11	0,085	0,595	0,196	
12	0,085	0,595	0,196	
13	0,085	0,595	0,196	

1	2	3	4	5
14	0,22	1,54	0,508	7
15	0,033	0,231	0,076	
16	0,033	0,231	0,076	
17	0,176	1,232	0,407	
18	0,122	0,854	0,282	
19	0,251 га	0,301	0,099	1,2 кВт/га
20	0,251 га	0,301	0,099	
21	0,229 га	0,275	0,091	
22	0,229 га	0,275	0,091	

2.5 Расчёт нагрузок при смешанном питании потребителей

Далее потребители объединяются в группы, каждая из которых будет получать питание от своего ТП. Поэтому необходимо определить, какие значения расчётных нагрузок при данном смешанном снабжении разных потребителей окажутся на шинах напряжением 0,4 кВ на ТП. В дальнейшем эти полученные нагрузки от потребителей с учётом также нагрузок освещения будут нужны для выбора номинальных мощностей силовых трансформаторов, установленных на ТП. Распределим потребителей на группы и к каждой присвоим свой ТП, результат показан в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – распределение потребителей по ТП

№ ТП	Питаемые потребители
ТП-1.1	1...6
ТП-1.2	7...12
ТП-1.3	13
ТП-1.4	14...19
ТП-1.5	20...25
ТП-1.6	26...31
ТП-1.7	32...34
ТП-1.8	35; 36
ТП-1.9	37...40
ТП-1.10	41

Расчётная электрическая нагрузка линий до 1 кВ, а также ТП при смешанном питании потребителей определяется выражением [26, с. 847]:

$$P_{p,Л} = P_{зд,маx} + \sum_{i=1}^{n-1} k_{y,i} \cdot P_{зд,i}, \quad (2.11)$$

где $P_{зд,маx}$ – наибольшая расчётная нагрузка общественного здания или суммарная нагрузка жилых зданий с одинаковым типом кухонных плит, питаемых по линии или от ТП, кВт;

$P_{зд,i}$ – расчётные нагрузки других зданий, питаемых по линии или от ТП, кВт;

$k_{y,i}$ – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок потребителей относительно потребителя с наибольшей нагрузкой [15, табл. 2.3.1.].

Произведём расчёт на примере подстанции ТП-1. Так как питаются электрической энергией от данной ПС только жилые здания с одинаковыми кухонными плитами, то расчётная нагрузка будет равна сумме расчётных нагрузок от каждого здания, то есть:

$$P_{p,ТП-1} = 123,975 + 126 + 70 + 70 + 68,4 + 68,4 = 526,775 \text{ кВт.}$$

Расчётная реактивная мощность определяется аналогично активной:

$$Q_{p,Л} = Q_{зд,маx} + \sum_{i=1}^{n-1} k_{y,i} \cdot Q_{зд,i}. \quad (2.12)$$

То есть, например, для ТП-1:

$$Q_{p,ТП-1} = (123,975 + 126 + 70 + 70 + 68,4 + 68,4) \cdot 0,2 = 105,355 \text{ квар.}$$

Аналогично определяем расчётные мощности для остальных ТП. Потребители, для которых была осуществлена КРМ, в выражении (2.12) учитываются своей нескомпенсированной реактивной мощностью. Результаты расчётов сведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – результаты определения расчётных мощностей ТП

№ ТП	P_p , кВт	Q_p , квар
ТП-1.1	526,775	105,355
ТП-1.2	526,775	105,355
ТП-1.3	171,54	38,847
ТП-1.4	192,665	38,535
ТП-1.5	192,665	38,535
ТП-1.6	209,799	41,96
ТП-1.7	351,15	70,23
ТП-1.8	225,15	45,03
ТП-1.9	294,18	87,393
ТП-1.10	200,4	67,133

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ РАСПОЛОЖЕНИЯ И МОЩНОСТЕЙ ТП НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

3.1 Определение мощностей и количества трансформаторов ТП

Трансформаторной подстанцией называется электрическая установка, которая предназначена для приёма, преобразования и распределения электрической энергии тока частотой 50 Гц. Состоит она из силовых трансформаторов, распределительных устройств управления, релейной защиты и автоматики и различных вспомогательных сооружений.

Факторы, которые учитываются при выборе числа и мощности трансформаторов ТП [23, с. 28]:

- категория надёжности потребителей;
- потребность в компенсации реактивной мощности низковольтных нагрузок;
- перегрузочная способность трансформаторов в нормальном и аварийном режимах;
- шкала стандартных мощностей трансформаторов;
- экономические режимы работы трансформаторов в зависимости от графиков нагрузки.

Количество трансформаторов оказывает значительное влияние на затраты для РУ 10 кВ и внутриквартальных и районных сетей. Таким образом, например, если уменьшить число ТП, то уменьшится и количество ячеек в РУ, а также длины линий и потери напряжения и электрической энергии сетей 10 кВ, однако при этом возрастут затраты на сети напряжением 0,4 кВ и потери в них. В противном же случае увеличение числа ТП приводит к уменьшению затрат на сети 10 кВ. Отсюда вытекает, что задачи выбора мощности и числа трансформаторов является оптимизационной. При верном её решении возможно добиться минимума приведённых затрат при обеспечении заданной степени надёжности электроснабжения [23, с. 29].

В соответствии с положениями [14] основная часть потребителей электрической энергии в жилых районах городов – это потребители II категории надёжности, для которых перерыв электроснабжения приводит к нарушению нормальной деятельности значительного количества жителей, однако не приводящий к тяжёлым последствиям при ограничении его длительности. Таким образом, потребители данной категории должны быть обеспечены сетевым резервом. К I категории потребителей по надёжности в жилых районах относятся лишь единичные случаи. Для обеспечения надёжности данной группы потребителей применяется АВР в ТП и вводах к потребителю [14].

Таким образом, два трансформатора применяются в случаях [23, с. 29]:

- преобладающего количества потребителей I категории надёжности, либо наличие особой группы потребителей;
- если имеют место быть сосредоточенная нагрузка, либо объекты коммунального назначения, такие как насосные и компрессорные станции;
- при наличии потребителей высокой удельной плотностью нагрузки (более $0,5 \dots 0,7$ (кВ·А)/м²);
- при неравномерном суточном, либо годовом графике электрических нагрузок, позволяющем менять присоединённую к трансформаторам мощность, для использования их в более рациональных режимах работы.

Для расчёта полной мощности нагрузки на шинах ТП используем формулу [11, с. 145]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (3.1)$$

где P_{Σ} – суммарная расчётная активная мощность нагрузки по ТП, кВт;

Q_{Σ} – суммарная расчётная реактивная мощность нагрузки по ТП, квар.

В суммарные расчётные нагрузки входят нагрузки непосредственно потребителей, питаемых от ТП, и нагрузки сетей освещения улиц и внутриквартальных территорий.

В разделе 2, пункте 2.5, настоящей работы потребители электроэнергии были сгруппированы относительно планируемых ТП. Теперь же распределим еще по каждой ТП нагрузки освещения и занесем результаты в таблицу 3.1:

Таблица 3.1 – распределение нагрузок освещения относительно ТП

№ ТП	№ улицы, нагрузка освещения которой получает питание от ТП
ТП-1.1	2; 6; 7; 19
ТП-1.2	8; 9; 20
ТП-1.3	3; 10
ТП-1.4	11; 12
ТП-1.5	13; 14
ТП-1.6	4
ТП-1.7	15; 21
ТП-1.8	16; 22
ТП-1.9	5; 17; 18
ТП-1.10	1

Теперь можем определить полные расчётные активную и реактивную мощности:

$$P_{\Sigma} = P_{p,ТП} + \Sigma P_{p,осв} ; \quad (3.2)$$

$$Q_{\Sigma} = Q_{p,ТП} + \Sigma Q_{p,осв} . \quad (3.3)$$

Например, для ТП-1.1 получаем следующее:

$$P_{ТП-1.1,\Sigma} = 526,775 + 9,48 + 0,56 + 0,672 + 0,301 = 537,788 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП-1.1,\Sigma} = 105,355 + 3,128 + 0,185 + 0,222 + 0,099 = 108,989 \text{ квар.}$$

Тогда полная мощность нагрузки данной ТП по выражению (3.1):

$$S_{ТП-1.1,\Sigma} = \sqrt{(537,788)^2 + (108,989)^2} = 548,721 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Аналогично определяем суммарные расчётные нагрузки для остальных ТП. Результаты сведены в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – результаты расчёта суммарных мощностей ТП

№ ТП	P_{Σ} , кВт	Q_{Σ} , квар	S_{Σ} , кВ·А
ТП-1.1	537,788	108,989	548,721
ТП-1.2	528,455	105,909	538,963
ТП-1.3	182,063	42,319	186,917
ТП-1.4	193,855	38,927	197,725
ТП-1.5	194,8	39,239	198,713
ТП-1.6	218,949	44,98	223,522
ТП-1.7	351,656	70,397	358,633
ТП-1.8	225,656	45,197	230,138
ТП-1.9	305,146	91,012	318,429
ТП-1.10	220,32	73,707	232,322

Далее, для уточнения непосредственно мощности трансформаторов исходим из их рациональной загрузки в нормальном режиме, а также принимаем во внимание минимально необходимое резервирование в послеаварийном режиме. При этом номинальная мощность трансформаторов определится как [23, с. 30]:

$$S_{ном,Т} \geq \frac{S_{ср,маx}}{n_T \cdot k_3} \geq \frac{S_{\Sigma}}{n_T \cdot k_3}, \quad (3.4)$$

где $S_{ср,маx}$ – средняя нагрузка за наиболее загруженный период, кВ·А;

n_T – количество трансформаторов;

k_3 – коэффициент загрузки трансформаторов.

Оптимальный k_3 определяем исходя из категории надежности питаемых потребителей, количества трансформаторов и способа резервирования.

Например, от ТП-1.1 питаются потребители II категории, значит устанавливаем на данной ТП два трансформатора, то есть принимаем $k_3 = 0,7$ [23, табл. 4.2]. Тогда номинальная мощность трансформатора:

$$S_{ном,Т} \geq \frac{548,721}{2 \cdot 0,7} = 391,943 \text{ кВ·А.}$$

Принимаем к установке ТП с двумя трансформаторами мощностью 400 кВ·А каждый.

Также, для выбранных трансформаторов необходимо осуществить проверку на систематические перегрузки. При применении двух трансформаторов на ТП выполняем проверку на условие их допустимой перегрузки в послеаварийном режиме [23, с. 31]:

$$S_{\Sigma} \leq 1,4 \cdot S_{ном,Т} \quad (3.5)$$

Например, для ТП-1.1 имеем:

$$548,721 \leq 560 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Условие перегрузки трансформатора в послеаварийном режиме для данной ТП выполняется. Следовательно, трансформаторы, принятые к установке на этой ТП, нам подходят.

По тому же алгоритму определяем номинальные мощности остальных ТП. Результаты расчёта сведены в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – результаты расчёта номинальных мощностей трансформаторов ТП

№ ТП	Категория надёжности	k_z	$S_{расч,Т}$, кВ·А	$S_{ном,Т}$, кВ·А	Условие перегрузки
ТП-1.1	II	0,7	391,943	2x400	$548,721 \leq 560$
ТП-1.2	II	0,7	384,974	2x400	$538,963 \leq 560$
ТП-1.3	II	0,7	133,512	2x160	$186,917 \leq 224$
ТП-1.4	III	0,9	219,694	250	–
ТП-1.5	III	0,9	220,792	250	–
ТП-1.6	III	0,9	248,357	250	–
ТП-1.7	II	0,7	256,166	2x400	$358,633 \leq 560$
ТП-1.8	II	0,7	164,384	2x250	$230,138 \leq 350$
ТП-1.9	II	0,7	227,45	2x250	$318,4291 \leq 350$
ТП-1.10	I	0,65	178,709	2x250	$232,322 \leq 350$

Для монтажа на ТП примем современные трансформаторы ТМГ мощностью 16...2500 кВ·А производства отечественного предприятия АО «Электро-

щит». Данные трансформаторы, оснащенные герметичным гофрированным баком, отличаются стабильной работой, а также высокой мощностью. На рисунке 3.1 приведен пример изображения трансформатора ТМГ мощностью 160 кВ·А.



Рисунок 3.1 – внешний вид трансформатора ТМГ-160/10

Параметры трансформаторов приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – марки выбранных трансформаторов и их параметры

Тип	$S_{ном}$, кВ·А	Напряжения обмоток, кВ		Потери, кВт		u_k , %	I_{xx} , %
		$U_{ВН}$	$U_{НН}$	ΔP_{XX}	ΔP_{K3}		
ТМГ-160/10	160	10	0,4	0,37	2,65	4,5	1,4
ТМГ-250/10	250	10	0,4	0,53	3,7	4,5	1,2
ТМГ-400/10	400	10	0,4	0,75	5,4	4,5	1

3.2 Выбор типа потребительских ТП

В качестве потребительских ТП целесообразно применить такие, которые отвечали бы требованиям высокой надёжности электроснабжения, а также обладали свойством простоты монтажа и подключения. Таковыми можно считать комплектные трансформаторные подстанции блочного типа.

Последние несколько лет в России данный тип КТП приобретает большую и большую популярность. На сегодняшний день БКТП в бетонной оболочке все сильнее вытесняют КТП киоскового типа, ПС из Сэндвич-панелей и ПС контейнерного типа [12].

Примем к установке БКТП компании «Кубаньэлектроцит». ПС данного типа предназначены для применения в городских электрических сетях и объектах различного назначения. Блочные комплектные трансформаторные подстанции выпускаются установленной мощностью до 2500 кВ·А. Данные ПС используются для приёма трёхфазного переменного напряжения 6, 10, 20 кВ, частотой 50 Гц, преобразования на напряжение 0,4 кВ и распределения электрической энергии по группам потребителей.

Состоят БКТП из:

- блочного (бетонного) корпуса;
- ФБК (фундаментного кабельного блока);
- одного, двух, либо более трансформаторов;
- оборудования, что осуществляет приём, контроль и распределение электроэнергии;
- различных дополнительных устройств.

Технические параметры данного типа КТП представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – технические параметры БКТП

Параметр	Значение
Мощность силового трансформатора, кВ·А	25; 40; 63; 100; 160; 250; 400; 630; 1000; 1600; 2500
Номинальное напряжение на стороне высшего напряжения (ВН), кВ	6; 10; 20
Наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН, кВ	7,2; 12; 24
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4
Высота над уровнем моря, м	не более 2000
Температура окружающего воздуха, °С	от минус 45 до плюс 40
Относительная влажность, %	80 при температуре 20 °С
Район по ветру и гололёду по ПУЭ	I-IV
Сейсмичность площадок установки	7-9 баллов
Климатическое исполнение	У3
Окружающая среда	Взрыво- и пожаробезопасная, не содержащая токопроводящей пыли, химически активных газов и испарений, разрушающих металлы и изоляцию

Для нашего случая применятся будут как однотрансформаторные БКТП, так и двухтрансформаторные. Пример внешнего вида БКТП и 2БКТП представлен на рисунке 3.2.



Рисунок 3.2 – пример внешнего вида БКТП и 2БКТП

Планы размещения оборудования в БКТП и 2БКТП изображены на рисунках 3.3 и 3.4 соответственно.

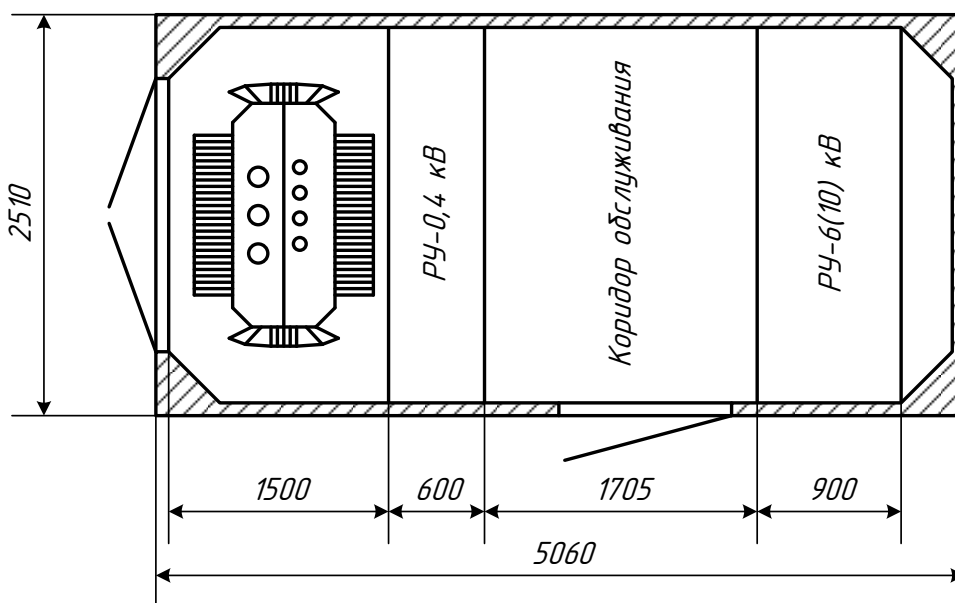


Рисунок 3.3 – план размещения оборудования в БКТП

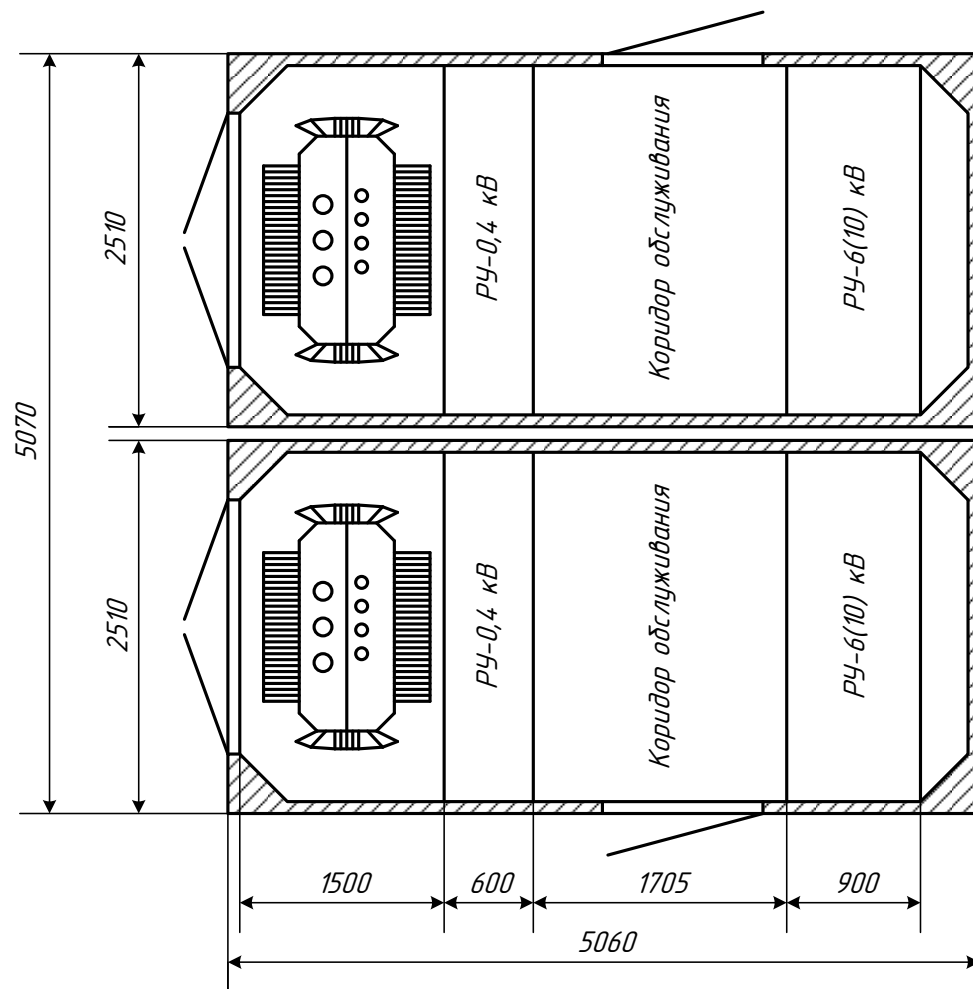


Рисунок 3.4 – план размещения оборудования в 2БКТП

3.3 Определение центров электрических нагрузок

Потребительские трансформаторные подстанции наиболее целесообразно размещать в центре электрических нагрузок со смещением их в сторону питания. Если же нет возможности установки ТП в расчетном месте, ее устанавливают максимально приближенно к нему.

Для начала составляется картограмма электрических нагрузок, представляющая собой изображенную на плане проектируемого участка совокупность площадей, ограниченных окружностями, что в выбранном масштабе соответствуют значениям расчетных активных мощностей потребителей.

Для определения радиусов окружностей используется выражение:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{p,i}}{\pi \cdot m}}, \quad (3.6)$$

где $P_{p,i}$ – расчетная активная мощность i -го потребителя, кВт;

m – выбранный масштаб, кВт/м².

Чтобы не загромождать чертёж определим оптимальный масштаб через нагрузку наиболее мощного потребителя, коим является пожарное депо (№ 41 на плане). Пусть радиус круга данной нагрузки составляет 30 м. Тогда получаем масштаб:

$$m = \frac{P_{p,41}}{r_{41}^2 \cdot \pi}; \quad (3.7)$$

$$m = \frac{200,4}{30^2 \cdot \pi} = 0,071 \text{ кВт/м}^2.$$

Тогда, например, радиус окружности нагрузки № 1:

$$r_1 = \sqrt{\frac{123,975}{\pi \cdot 0,071}} = 23,596 \text{ м.}$$

Далее для каждой окружности определяем координаты её центра, для чего произвольно проводим соответственно оси x и y . Значения радиусов окружностей и координаты их центров представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – радиусы окружностей нагрузок и координаты их центров

№ на плане	r , м	x , м	y , м
1	2	3	4
1	23,596	200,156	610,17
2	23,788	200,156	507,893
3	17,731	152,108	582,188
4	17,731	152,108	537,188
5	17,527	247,965	582,188
6	17,527	247,965	537,188
7	23,596	344,768	610,17
8	23,788	344,768	507,893
9	17,731	296,483	582,188
10	17,731	296,483	537,188
11	17,527	392,813	582,188
12	17,527	392,813	537,188

Продолжение таблицы 3.6

1	2	3	4
13	27,756	151,883	406,875
14	12,453	210	458,156
15	12,453	196,875	423,75
16	12,453	223,406	423,75
17	12,453	266,25	458,156
18	12,453	253,125	423,75
19	9,477	279,375	431,719
20	12,453	322,031	458,156
21	9,477	309,375	431,719
22	12,453	334,969	423,75
23	12,453	378,281	458,156
24	12,453	365,344	423,75
25	12,453	390,938	423,75
26	12,453	220,5	381,281
27	12,609	220,5	355,781
28	12,453	293,906	381,281
29	12,609	293,906	355,781
30	12,453	367,031	381,281
31	12,609	367,031	355,781
32	21,316	204,375	301,875
33	23,788	151,614	267,148
34	23,596	256,875	267,148
35	21,316	310,313	301,875
36	23,596	363,045	267,148
37	18,594	147,422	166,406
38	18,472	147,422	120,056
39	17,248	135,656	88,313
40	18,35	147,422	58,594
41	30	46,849	575,728

В результате, на основании измеренных значений координат центров окружностей x и y и в соответствии с распределением потребителей относительно своих ТП определяем координаты наиболее целесообразного размещения потребительских подстанций по выражениям:

$$X = \frac{\sum x_i \cdot P_{p,i}}{\sum P_{p,i}}; \quad (3.8)$$

$$Y = \frac{\sum y_i \cdot P_{p,i}}{\sum P_{p,i}}, \quad (3.9)$$

где x_i и y_i – координаты центров нагрузок i -ого потребителя, м;

$P_{p,i}$ – расчётная активная мощность нагрузки i -го потребителя, кВт.

Например, для ТП-1.6 получаем следующее:

$$X = \frac{204,375 \cdot 101,175 + 151,614 \cdot 126 + 256,875 \cdot 123,975}{101,175 + 126 + 123,975} = 203,979 \text{ м};$$

$$Y = \frac{301,875 \cdot 101,175 + 267,148 \cdot 126 + 267,148 \cdot 123,975}{101,175 + 126 + 123,975} = 277,154 \text{ м}.$$

Аналогично определяем координаты ЦЭН остальных ТП, питающих более одного потребителя. Результаты сведены в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – результаты определения ЦЭН

№ ТП	ТП-1.1	ТП-1.2	ТП-1.4	ТП-1.5	ТП-1.6	ТП-1.7	ТП-1.8	ТП-1.9
X, м	199,802	344,412	235,064	353,233	293,812	203,979	339,349	144,773
Y, м	559,18	559,18	436,911	436,911	368,373	277,154	282,753	109,372

Полученная картограмма представлена на рисунке 3.5. Итоговое размещение ТП с учётом конфигурации территории показано на рисунке 3.6.

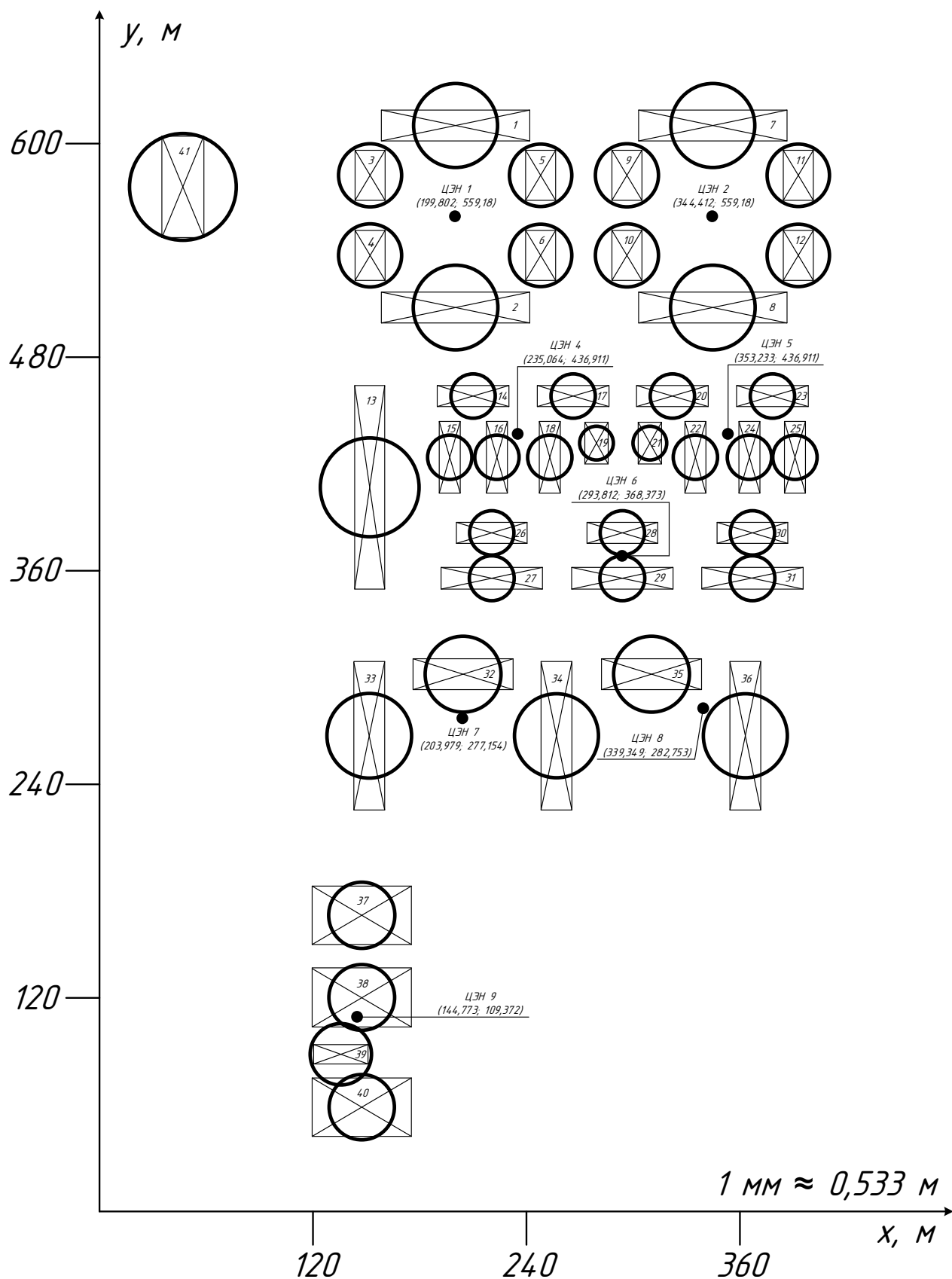


Рисунок 3.5 – картограмма электрических нагрузок проектируемого участка

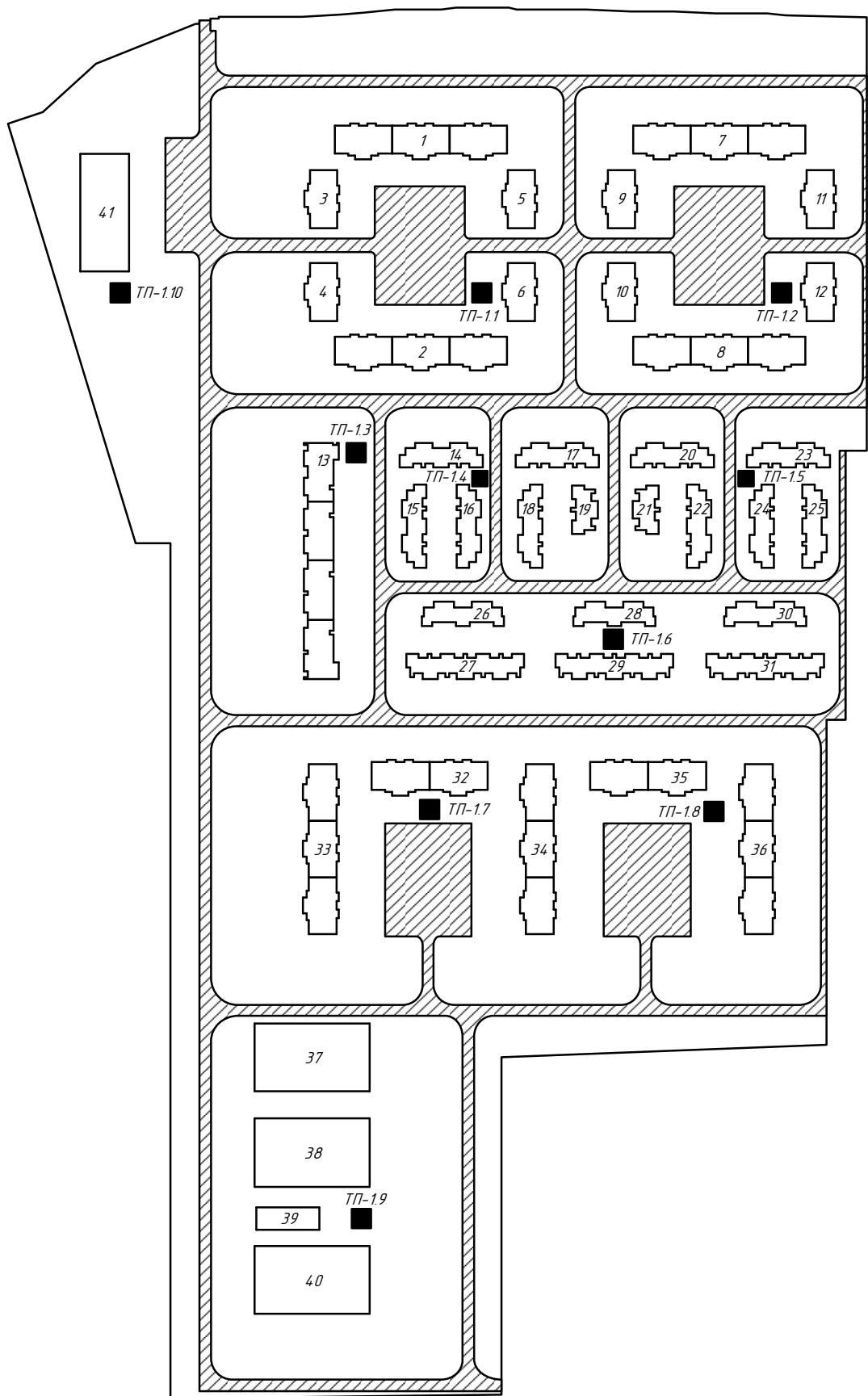


Рисунок 3.6 – итоговое размещение потребительских ПС

4 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДНИКОВ

4.1 Общие положения кабельного хозяйства

4.1.1 Конструктивное исполнение кабелей

Кабельная линия – линия, предназначенная для передачи электрической энергии, которая представляет собой один, либо несколько параллельных кабелей, снабжённых соединительными, стопорными и концевыми муфтами и крепёжными деталями. В сравнении с воздушными линиями, стоимость кабельных на порядок выше, а также, в связи с температурными ограничениями на изоляцию, пропускная способность кабельных линий меньше чем у воздушных. Кабельные линии не подвержены атмосферным воздействиям, как то: гололёд, ветровая нагрузка, грозовые поражения. К тому же, трасса кабельной линии не доступна для посторонних лиц. Кабельные линии применяются в местах, в которых строительство воздушных линий невозможно в силу стеснённости территории, соображений техники безопасности, архитектурных соображений и т.д.

Кабель – одна, либо несколько изолированных токопроводящих жил, которые заключены в герметическую оболочку, поверх которой при необходимости могут быть наложены различные защитные покровы.

Кабели подразделяются на:

- силовые;
- контрольные;
- кабели управления.

В свою очередь, силовые кабели различают по:

- напряжению;
- числу жил и их сечению;
- маркировке.

Состоят силовые кабели из одной, либо нескольких токоведущих жил, фазной и поясной изоляции, защитной оболочки, брони, наружного защитного покрова. Также, между защитной оболочкой и бронёй может присутствовать подушка под бронёй.

Материалами, из которых изготавливаются токопроводящие жилы, являются медь и алюминий. Силовые кабели имеют от одной до четырёх жил сечением 1,5-2000 мм². При этом, жилы сечением до 16 мм² изготавливаются однопроволочными, жилы большего сечения – многопроволочными. Форма сечения жил может быть круглой, сегментной или секторной. Кабели на напряжение до 1 кВ, как правило, выполняются четырёхжильными, на напряжение 6-35 кВ – трёхжильными, на напряжение 110-500 кВ – одножильными.

Изоляция может выполняться:

- резиновой;
- полиэтиленовой;
- бумажной, пропитанной маслом.

В кабелях напряжением 1-35 кВ, дабы повысить электрическую прочность между изолированными жилами и оболочкой, прокладывают слой поясной изоляции. Чтобы увеличить электрическую прочность бумажной изоляции кабелей напряжением 110 кВ и выше, их наполняют газом, либо маслом под избыточным давлением (так называемые газо-/маслонаполненные кабели).

Защитные оболочки, которые накладываются поверх изоляции для её предохранения от влаги и воздуха могут быть:

- свинцовыми;
- алюминиевыми;
- поливинилхлоридными;
- резиновыми.

В кабелях 35 кВ каждая жила дополнительно заключается в оболочку из свинца, благодаря чему создается более равномерное электрическое поле и улучшается отвод тепла. Для выравнивания электрического поля у кабелей с пластмассовой изоляцией и оболочкой применяют экранирование каждой жилы полупроводящей бумагой.

Назначение брони – защита оболочек от механических повреждений. Изготавливается из стальных лент, либо стальных оцинкованных проволок.

Внутренний защитный покров – подушка под бронёй, прокладывается между бронёй и металлической оболочкой и представляет собой джутовую прокладку из хлопчатобумажной пропитанной пряжи или из кабельной сульфатной бумаги. Поверх этой бумаги, вдобавок, накладываются две поливинилхлоридные ленты.

Наружный защитный покров предназначен для осуществления защиты брони кабеля и может выполняться либо из шланга, либо из джута, пропитанного антикоррозийным составом.

На рисунке 4.1 показана конструкция кабеля напряжением до 1 кВ.

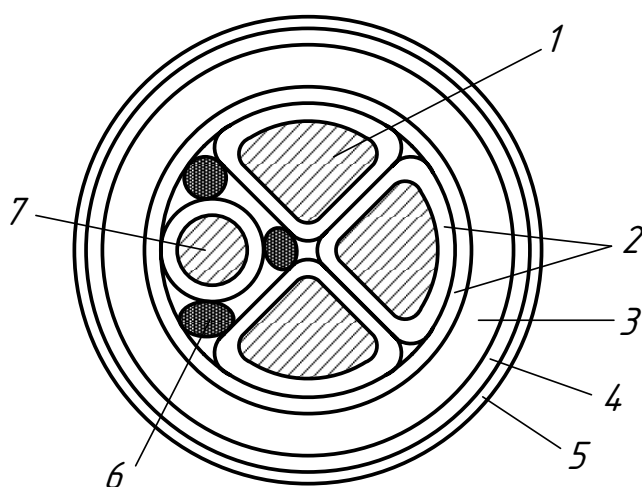


Рисунок 4.1 – конструкция кабеля напряжением до 1 кВ

Здесь: 1 – токопроводящие фазные жилы; 2 – бумажная фазная и поясная изоляции; 3 – алюминиевая или свинцовая защитная оболочка; 4 – стальная броня; 5 – защитный покров; 6 – бумажное заполнение; 7 – нулевая жила

На рисунке 4.2 изображена конструкция кабеля 1-10 кВ с бумажной изоляцией.

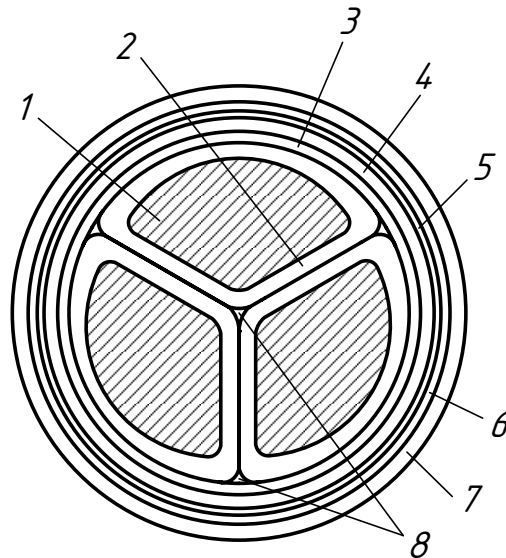


Рисунок 4.2 – конструкция кабеля 1-10 кВ с бумажной изоляцией

Здесь: 1 – медная, либо алюминиевая токопроводящая жила; 2 – фазная изоляция; 3 – общая поясная изоляция; 4 – свинцовая или алюминиевая оболочка; 5 – подушка под бронёй; 6 – стальная броня; 7 – защитные покровы; 8 – заполнение.

На рисунке 4.3 изображена конструкция кабеля 20-35 кВ.

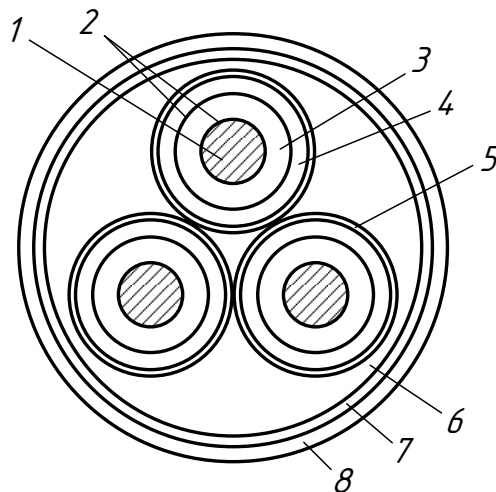


Рисунок 4.3 – конструкция кабеля 20-35 кВ

Здесь: 1 – круглая токопроводящая жила; 2 – полупроводящие экраны; 3 – фазная изоляция; 4 – свинцовая оболочка; 5 – подушка; 6 – пропитанная кабельная пряжа; 7 – стальная броня; 8 – защитный покров от коррозии (кабельная пряжа, пропитанная битумным составом).

Маслонаполненный кабель низкого давления напряжением 110-220 кВ изображен на рисунке 4.4.

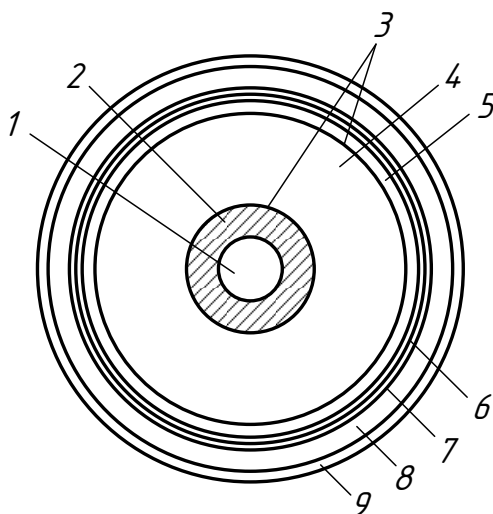


Рисунок 4.4 – конструкция маслонаполненного кабеля низкого давления 110-220 кВ

Здесь: 1 – маслопроводящий канал; 2 – полая токопроводящая жила, скрученная из фасонных луженных проволок; 3 – экран из двух-трёх лент полупроводящей бумаги; 4 – изоляция; 5 – металлическая оболочка; 6 – подушка из поливинилхлоридных лент; 7 – медные усиливающие ленты; 8 – броня; 9 – защитные покровы.

Маслонаполненный кабель высокого давления 220 кВ изображен на рисунке 4.5.

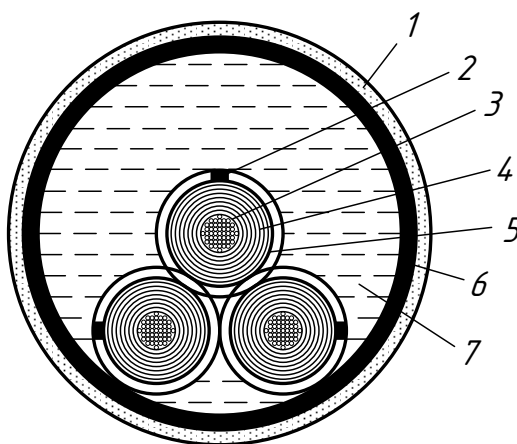


Рисунок 4.5 – конструкция маслонаполненного кабеля высокого давления 220 кВ

Здесь: 1 – защитный покров; 2 – две бронзовые полукруглые проволоки, служащие для обеспечения механической защиты изоляции от повреждений во время протягивания в стальном трубопроводе и способствующие улучшению циркуляции масла; 3 – токоведущая жила из медных круглых проволок; 4 – бумажная изоляция с вязкой пропиткой; 5 – экран (медная перфорированная лента, наложенная поверх изоляции и полупроводящих бумажных лент); 6 – стальной трубопровод; 7 – изоляционное масло под избыточным давлением до 1,5 МПа;

Для такого кабеля применяется свинцовая оболочка только на время транспортировки и хранения, перед затягиванием кабеля в стальной трубопровод ее снимают.

4.1.2 Маркировка кабелей

Состоит марка кабелей из первых букв слов, которые характеризуют их конструкцию. Принцип формирования марки кабелей показан в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – принципы формирования марки кабелей

1-	2-	3-	4-	5-	6-
Жила	Изоляция	Оболочка	Подушка под броней	Броня	Наружный покров

Жилы из алюминия обозначают буквой А, а для обозначения медных жил буква не ставится. Отдельно освинцованные жилы обозначают буквой О. Обозначения оболочек, изоляции и защитных покровов в маркировке кабелей приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – обозначения оболочек, изоляции и защитных покровов кабелей

Оболочки	Изоляция	Защитные покровы
А – алюминиевая	Нет обозначения – бумажно-масляная	Б – броня из стальных лент
С – свинцовая	В – поливинилхлоридная	П – плоские стальные оцинкованные проволоки
В – поливинилхлоридная	П – полиэтиленовая	К – круглые стальные оцинкованные проволоки
Н – резиновая (наиритовая)	Пс – полиэтиленовая самозатухающая	Г – без брони (голый)
П – полиэтиленовая	Пв – полиэтиленовая вулканизированная	
	Р – резиновая	
	У – усовершенствованная	

Буквы в конце наименований кабелей: Шв – кабель в поливинилхлоридном шланге; Т – прокладываемый в трубопроводе; Н – с негорючим защитным покрытием.

Кабели, предназначенные для вертикальных прокладок с обедненным пропиточным составом, обозначаются в конце буквой В, а кабели с нестекающей массой на основе церезина – буквой Ц в начале.

Маслонаполненные кабели низкого давления маркируются буквами МН в начале названия марки, высокого давления – буквами МВД.

В обозначении кабелей указываются марка, количество и сечение жил. Может быть указано напряжение.

У четырёхжильных кабелей напряжением до 1 кВ сечение четвёртой жилы («нулевой») меньше, чем фазной.

4.1.3 Кабельная арматура

Предназначение кабельной арматуры состоит в соединении отдельных отрезков (или строительных длин) кабеля, а также в присоединении концов кабелей к аппаратуре, либо шинам распределительных устройств.

Признаки, по которым классифицируется кабельная арматура переменного тока:

- назначение;
- вид изоляции.

Классификация приведена в таблице 4.3

Таблица 4.3 – классификация кабельной арматуры

Вид муфты	По назначению	По виду изоляции
Концевые	Открытые	Слоистая
	Кабельные вводы	Монолитная
Соединительные	Соединительные	–
	Ответвительные	
	Переходные	
	Соединительно-разветвительные	
Стопорные	Стопорно-переходные	–
	Полустопорные	

При прокладке кабелей соединение отрезков происходит посредством соединительных муфт, которые герметизируют места соединения. При этом концы жил кабелей освобождаются от изоляции и заделываются в соединительные зажимы.

Для того, чтобы оконцевать кабель, используют концевые муфты и концевые заделки. Основное их назначение заключается в герметизации кабелей в местах соединений и оконцеваний.

При прокладке кабелей 0,38-10 кВ в земле для защиты от коррозии и механических повреждений место соединения заключают в защитный разъемный кожух из чугуна. Для кабелей 35 кВ используются также стальные, либо стеклопластиковые кожухи.

Пример соединения трёхжильного низковольтного кабеля в чугунной муфте приведен на рисунке 4.6.

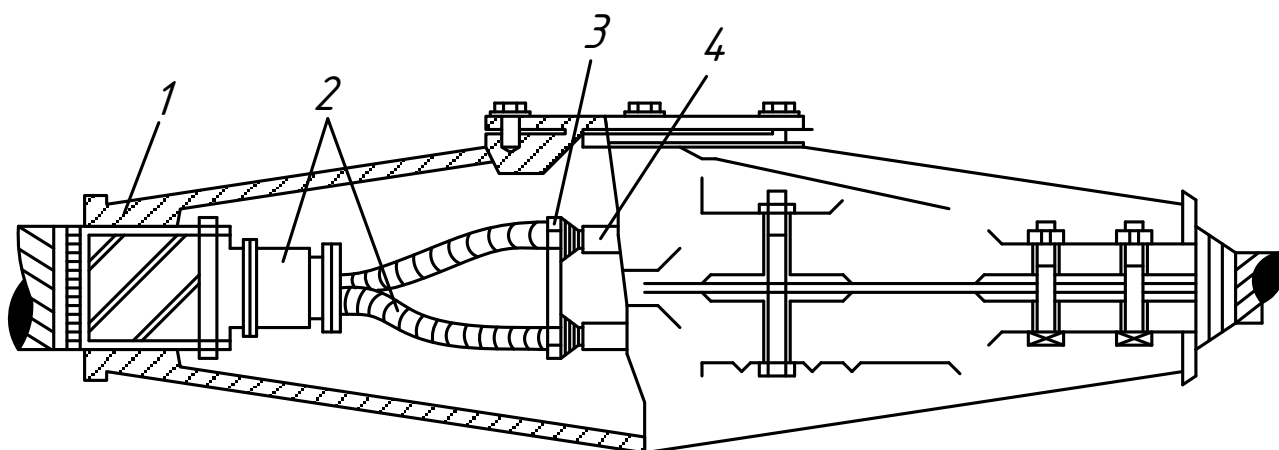


Рисунок 4.6 – соединительная чугунная муфта для кабелей до 1 кВ

Концы кабеля 2 в муфте 1 фиксируются фарфоровой распоркой 3 и соединяются с зажимом 4.

Муфты кабелей до 10 кВ с бумажной изоляцией заполняются битуминозными составами, кабелей 20-35 кВ – маслонаполненными. Для кабелей с пластмассовой изоляцией применяют соединительные муфты из термоусаживаемых изоляционных трубок, число которых соответствует числу фаз, и одной термоусаживаемой трубки для нулевой жилы, усаживаемых в герметизированную муфту.

На концах кабелей применяются концевые муфты или концевые заделки. На рисунке 4.7 приведена мастиконаполненная трёхфазная муфта наружной установки с фарфоровыми изоляторами для кабелей 10 кВ.

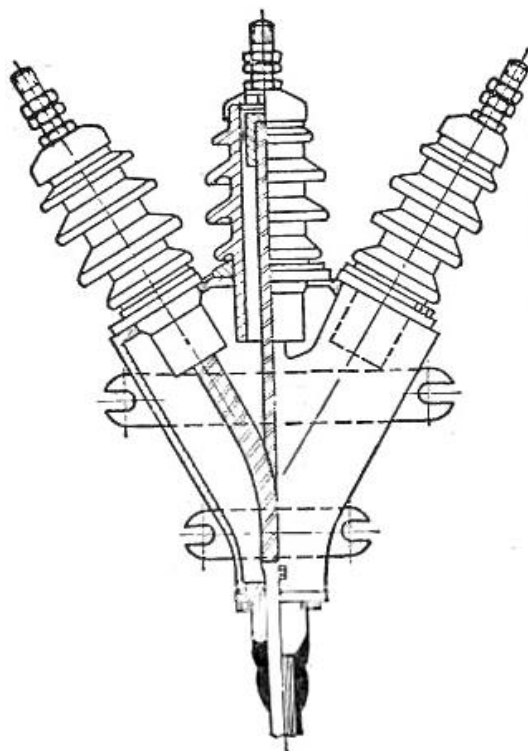


Рисунок 4.7 – концевая муфта наружной установки с фарфоровыми изоляторами

Для трёхжильных кабелей с пластмассовой изоляцией применяется муфта, изображенная на рисунке 4.8. Состоит она из термоусаживаемой перчатки 1, которая обладает стойкостью к воздействию окружающей среды, а также из полупроводящих термоусаживаемых трубок 2, при помощи которых на конце трёхжильного кабеля образуются три одножильных кабеля. Отдельные жилы одеваются изоляционными термоусаживаемыми трубками 3. На них монтируется необходимое количество термоусаживаемых изоляторов 4.

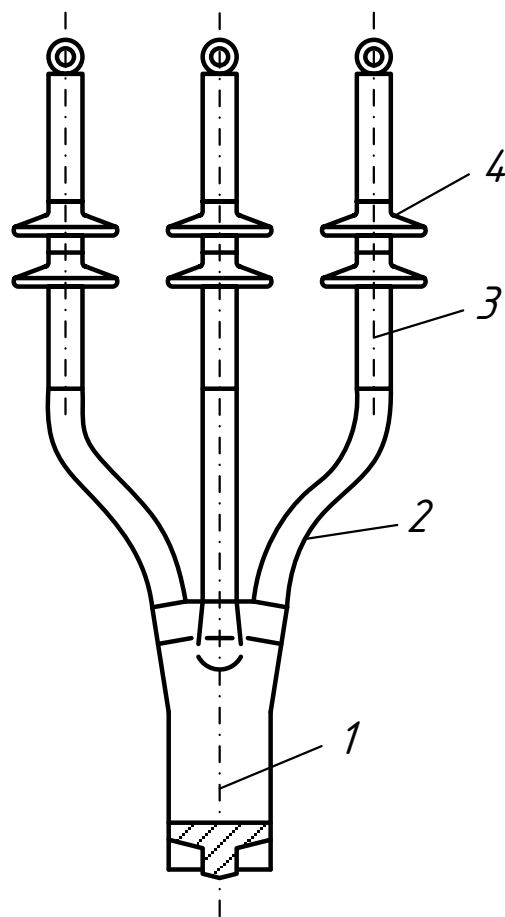


Рисунок 4.8 – концевая муфта наружной установки
с пластмассовой изоляцией

Во внутренних помещениях для кабелей напряжением 10 кВ и ниже с пластмассовой изоляцией нашла применение сухая разделка, изображенная на рисунке 4.9. Разделанные концы кабеля с изоляцией 3 обматывают липкой поливинилхлоридной лентой 5 и лакируют. Концы кабеля герметизируют кабельной массой 7 и изоляционной перчаткой 1, которая перекрывает оболочку кабеля 2. Концы перчатки и жилы дополнительно уплотняют и обматывают поливинилхлоридной лентой 4 и 5. Последнюю фиксируют бандажами из шпагата 6, чтобы предотвратить её отставание и разматывание.

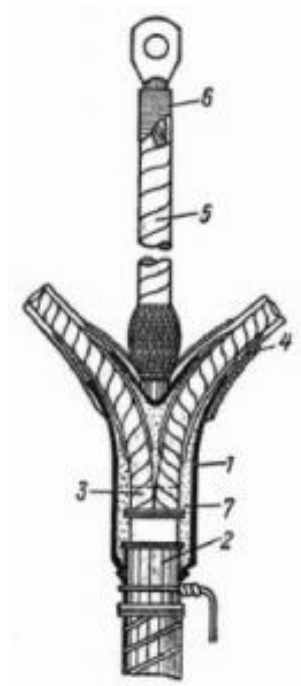


Рисунок 4.9 – концевая муфта внутренней установки с сухой разделкой

Современная кабельная арматура включает в себя композитные концевые муфты для наружной установки. Состоит корпус такой муфты из резиновой трубки, которая усилена стекловолокном, с юбками из силиконовой резины. Конус выравнивания напряженности электрического поля выполняется из силиконовой резины, а пространство между конусом, изоляцией кабеля и внутренней поверхностью корпуса заполнено силиконовым маслом. Для герметизации применяются термоусаживаемые компоненты, для соединения используется болтовой соединитель со срывными головками.

Сюда же входят сухие концевые муфты для наружной установки без заполнения маслом, которые состоят из силиконового резинового корпуса с юбками со встроенным контактным электродом, силиконового конуса выравнивания напряженности электрического поля, металлического подпружинивающего кольца, изолированного кабельного сальника, болтового соединителя со срывными головками.

Марка муфты включает в себя обозначения типа, материала и конструктивного исполнения. Тип муфты обозначается буквами, стоящими на первом месте. В таблице 4.4 приведена маркировка кабельных муфт по типу и материалу.

Таблица 4.4 – маркировка кабельных муфт по типу и материалу

Тип муфты		Материал	
Буквенное обозначение	Расшифровка	Буквенное обозначение	Расшифровка
С	Соединительная	Ч	Чугун
О	Ответвительная	С	Свинец
Ст	Стопорная	Л	Латунь
СтП	Переходная	А	Алюминий
КН	Концевая наружной установки	Э	Эпоксидный компаунд
КМ	Концевая мачтовая	Ст	Сталь
КВ	Концевая муфта (заделка) внутренней установки	Р	Резина

Соединительные и концевые муфты кабелей с пластмассовой изоляцией перед обозначением типа имеют букву П или ПВ (для кабелей с изоляцией из вулканизированного полиэтилена).

После обозначения материала может стоять буква О, соответствующая однофазной конструкции муфты.

4.1.4 Прокладка кабелей

Способ прокладки зависит от условий трассы кабельной линии. Кабели прокладывают:

- в земляных траншеях;
- в блоках;
- в каналах;
- в кабельных туннелях;
- в коллекторах;
- по кабельным эстакадам;
- по перекрытиям зданий.

4.1.4.1 Прокладка кабелей в траншеях

В наиболее частых случаях на территориях городов или промышленных предприятий кабели прокладывают в земляных траншеях. Данный способ прокладки изображен на рисунке 4.10.

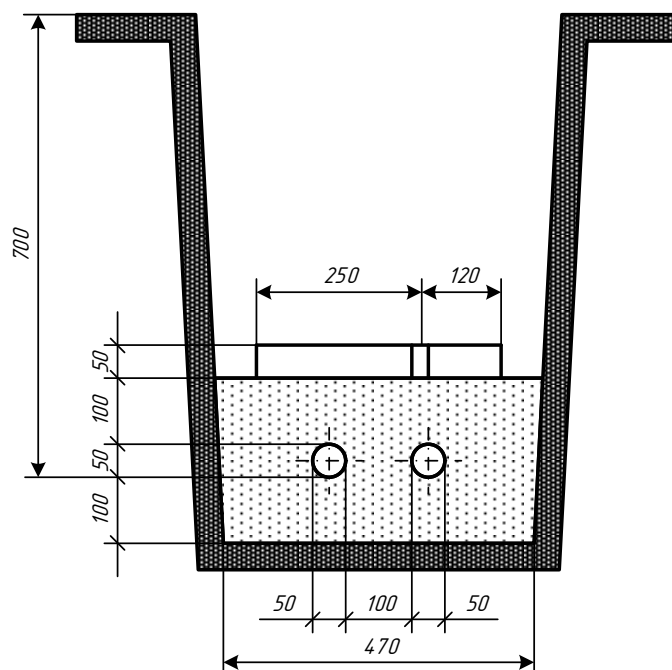


Рисунок 4.10 – прокладка кабелей в земляной траншее

Чтобы предотвратить повреждения из-за прогибов на дне траншеи образуют мягкую подушку, состоящую из слоя просеянной земли, либо песка. Если в одной траншее производится прокладка нескольких кабелей напряжением до 10 кВ, то расстояние между ними должно быть не менее 0,1 м, а между кабелями 20-35 кВ – 0,25 м. Кабель засыпается небольшим слоем такого же грунта и закрывается либо кирпичом, либо бетонными плитами для обеспечения защиты от механических повреждений. После всего этого кабельную траншею засыпают землёй. В местах переходов через дороги и на вводах в здания кабель прокладывают в асбестоцементных, либо иных трубах. Это обеспечивает защиту кабеля от вибраций и возможность ремонта дороги без вскрытия полотна.

Данный способ прокладки кабелей – наименее затратный. В одной траншее прокладываются до 6 кабелей напряжением до 10 кВ включительно.

Не применяется данный вид прокладки:

- на участках с большим числом кабелей;
- при большой насыщенности территории подземными и наземными технологическими и транспортными коммуникациями и другими сооружениями;
- на участках, где возможно разлитие горячего металла или жидкостей, разрушающе действующих на оболочку кабелей;

– в местах, где возможны блуждающие токи опасных значений, большие механические нагрузки, размывание почвы и т.п.

4.1.4.2 Прокладка кабелей в коллекторе

Коллектор применяется для совместного размещения в нем различных подземных коммуникаций: кабельных силовых линий связи, водопровода по городским магистралям и на территории крупных промышленных предприятий. Данный способ прокладки показан на рисунке 4.11.

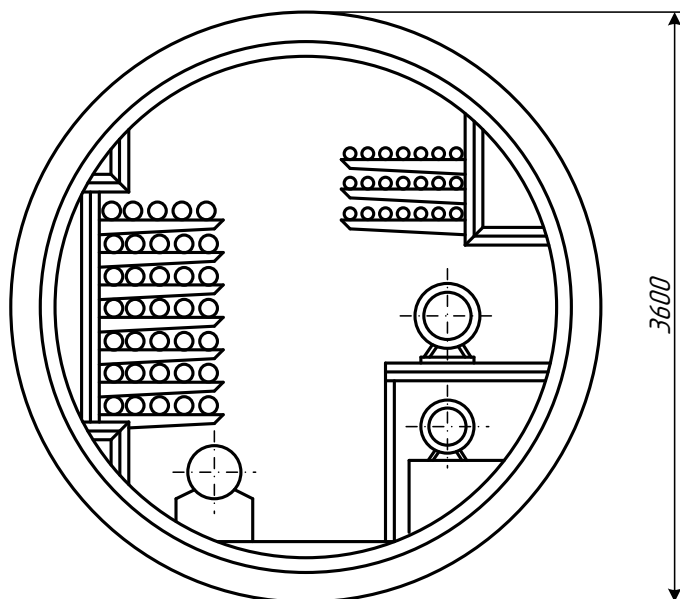


Рисунок 4.11 – прокладка кабелей в коллекторе

4.1.4.3 Прокладка кабелей в туннелях

Туннель предназначен только для прокладки кабельных линий. Применяют данный способ прокладки при большом числе параллельно прокладываемых кабелей. При этом виде прокладки улучшаются условия эксплуатации, снижается площадь поверхности земли, необходимая для прокладки. В силу этого данная прокладка самая дорогая. Прокладывается в туннелях 30-40 кабелей.

Строят туннели из сборного железобетона. В них предусмотрены вентиляция и пожарная защита. Изображена прокладка кабелей в туннеле на рисунке 4.12.

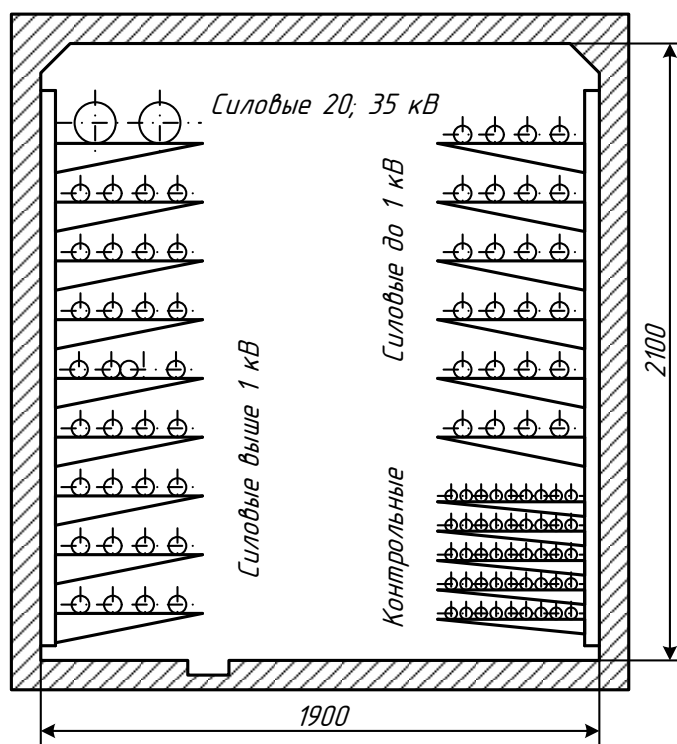


Рисунок 4.12 – прокладка кабелей в туннеле

4.1.4.4 Прокладка кабелей в каналах

Кабельные каналы применяются при меньшем количестве прокладываемых кабелей. Данные каналы закрыты землей, либо выходят на уровень поверхности земли. Число прокладываемых кабелей в потоке 25-30. При этом используются типовые кабельные каналы из сборных железобетонных элементов. Прокладка кабелей в канале показана на рисунке 4.13.

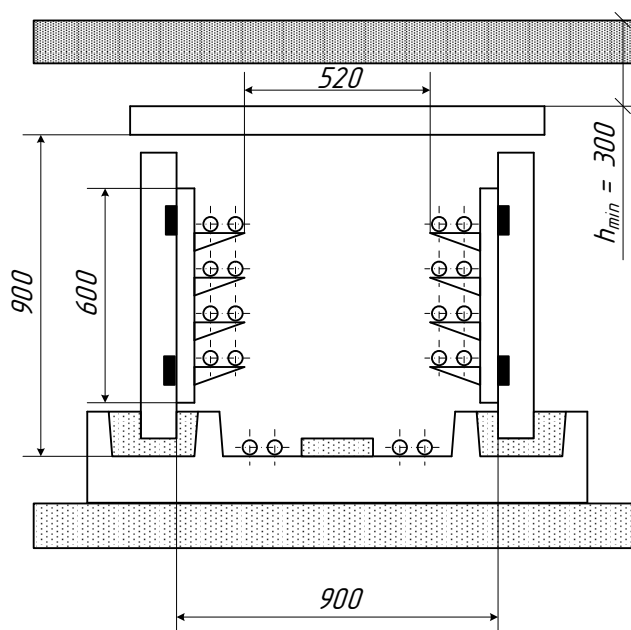


Рисунок 4.13 – прокладка кабелей в канале

4.1.4.5 Прокладка кабелей в блоках

В крупных городах и на больших предприятиях кабели иногда прокладывают в блоках, которые представляют собой асбестоцементные трубы и стыки, заделанные бетоном. Однако, кабели в блоках плохо охлаждаются, из-за чего их пропускная способность снижается. Вследствие чего прокладку в блоках следует применять только при невозможности прокладки в траншеях. Прокладывается в блоках 4-20 кабелей. Наряду с эстакадами данный тип прокладки является основным только для загрязненных промышленных предприятий. На рисунке 4.14 показана прокладка кабелей в блоках.

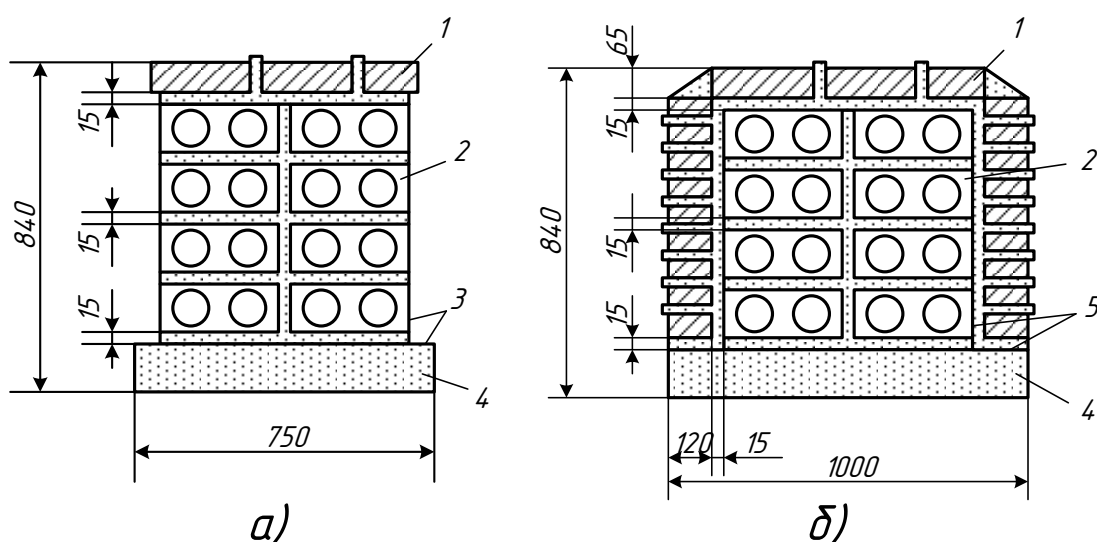


Рисунок 4.14 – прокладка кабелей в блоках из железобетонных панелей для прокладки в сухих грунтах (а), для прокладки во влажных и насыщенных водой грунтах (б)

Здесь: 1 – кирпич, 2 – железобетонная панель, 3 – окрасочная гидроизоляция, 4 – бетон, 5 – оклеенная гидроизоляция.

4.1.4.6 Прокладка кабелей на эстакадах и в галереях

Кабельные галереи и эстакады применяются для надземной прокладки кабелей. Данный вид сооружений применяется в местах, в которых прокладка кабелей в земле считается опасной из-за оползней, обвалов, вечной мерзлоты или в местах с агрессивной почвой, при возможных скоплениях тяжелых взрывоопасных паров. Прокладывается более 20 кабелей. Галереи изображены на рисунке 4.15, эстакады – на рисунке 4.16.

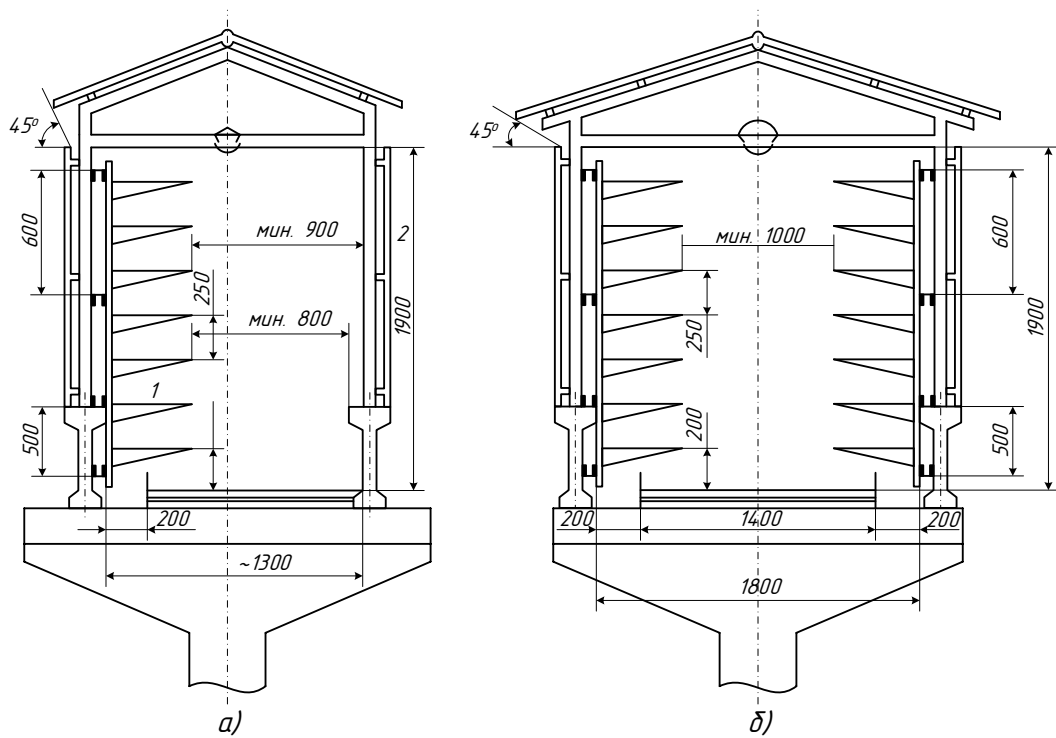


Рисунок 4.15 – кабельная галерея односторонняя (а), двусторонняя (б)

Здесь: 1 – кабельная полка, 2 – солнцезащитные панели.

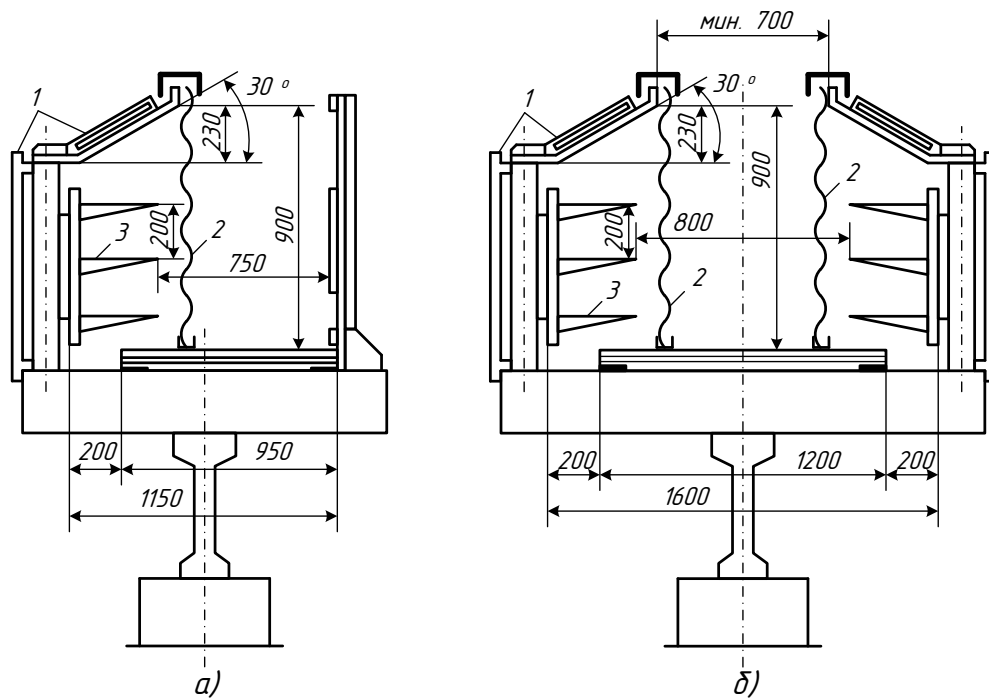


Рисунок 4.16 – кабельная эстакада проходная односторонняя на отдельной опоре (а), двусторонняя (б)

Здесь: 1 – стационарные солнцезащитные панели, 2 – съемная солнцезащитная панель, 3 – кабельная полка.

4.1.4.7 Прокладка кабелей по перекрытиям зданий

В зданиях, по стенам и перекрытиям большие потоки кабелей укладываются в металлические лотки и короба. Одиночные кабели могут прокладываться открыто по стенам и перекрытиям, либо скрыто: в трубах, пустотелых плитах и других строительных частях зданий. В кабельных каналах, туннелях, коллекторах и по эстакадам кабели прокладываются по кабельным кронштейнам. Данный тип прокладки изображен на рисунке 4.17.

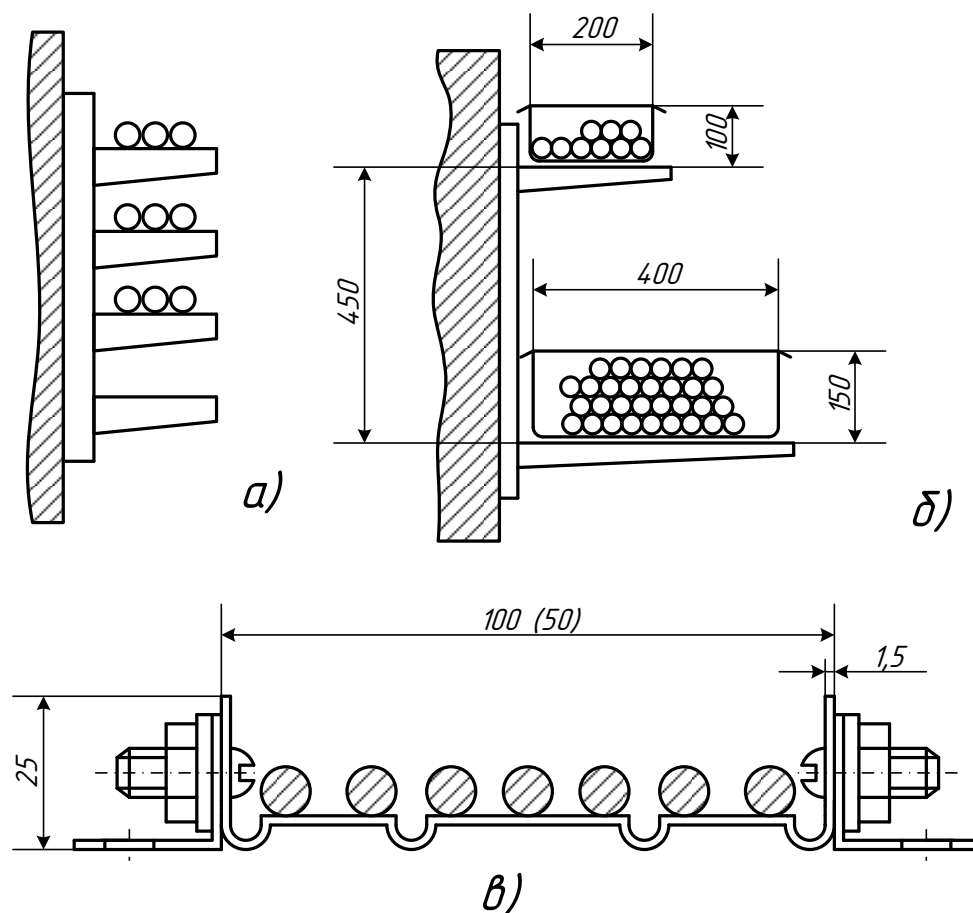


Рисунок 4.17 – прокладка кабелей на настенных конструкциях (а), в коробах (б), на перфорированных лотках (в)

4.2 Выбор сечений кабелей распределительной сети 0,4 кВ

Для разводки сети 0,4 кВ по проектируемому участку микрорайона используем четырёхжильный кабель. Прокладку осуществляем в земляных траншеях. Для такого типа прокладки подходит кабель марки АВБбШв [9, табл. 3.1]. Жилы кабеля данной марки выполнены из алюминия. Защитный покров выполнен в виде ПВХ шланга. Изоляция данного кабеля выполнена из ПВХ пластиката,

оснащен бронёй из стальных оцинкованных лент, подушки под бронёй не имеет. Внешний вид кабеля данной марки представлен на рисунке 4.18.



Рисунок 4.18 – внешний вид кабеля АВБШВ

В соответствии с [14] предварительный выбор сечений кабелей осуществляется по допустимому нагреву.

Для того, чтобы произвести выбор сечения необходимо определить следующие величины токов:

1. Расчётный ток КЛ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{р,Л}^2 + Q_{р,Л}^2}}{n_{кб} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (4.1)$$

где $P_{р,Л}$ – расчётная активная мощность КЛ, кВт;

$Q_{р,Л}$ – расчётная реактивная мощность КЛ, квар;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, равное 0,4 кВ;

$n_{кб}$ – число кабелей, по которым осуществляется электроснабжение.

2. Ток в линии в послеаварийном режиме:

$$I_{n/a.p} = \frac{\sqrt{P_{р,Л}^2 + Q_{р,Л}^2}}{(n_{кб} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (4.2)$$

3. Длительно допустимая токовая нагрузка кабеля выбранного сечения:

$$I_{д.дон} = I'_{д.дон} \cdot k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4, \quad (4.3)$$

где $I'_{\text{д.доп}}$ – длительно допустимый ток кабеля выбранного сечения при нормальных условиях прокладки, А;

k_1 – коэффициент перегрузки для ПВХ кабелей;

k_2 – поправочный коэффициент, зависящий от температуры земли и воздуха;

k_3 – поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле;

k_4 – коэффициент снижения для четырёхжильных кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением до 1 кВ.

Условие для выбора подходящего сечения:

$$I_{n/a.p} \leq I_{\text{д.доп}} \quad (4.4)$$

Количество кабелей в траншее принимаем равное 2. Для кабелей, имеющих поливинилхлоридную изоляцию, допускается перегрузка до 15 % не более чем на 6 ч, то есть принимаем $k_1 = 1,15$ [14, п. 1.3.6.]. Принимаем стандартные температурные условия прокладки, то есть $k_2 = 1$. При двух проложенных рядом кабелей и расстоянии между ними в свету 100 мм имеем $k_3 = 0,9$ [14, табл. 1.3.26.]. Для четырёхжильных кабелей с пластмассовой изоляцией и алюминиевыми жилами на напряжение до 1 кВ имеем $k_4 = 0,92$ [14, табл. 1.3.7.].

Если по линии напряжением до 1 кВ осуществляется питание одного потребителя, то расчётные мощности линии равны расчётным нагрузкам этого потребителя [25, с. 145].

Если же по линии производится питание нескольких потребителей, то расчётные мощности линии определяются в соответствии с выражениями (2.11) и (2.12).

Произведём выбор кабеля на примере линии ТП-1.1 – 1. Схема питания данного участка представлена на рисунке 4.19.

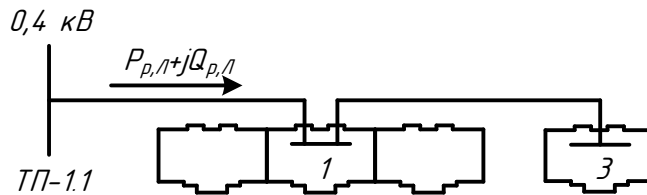


Рисунок 4.19 – к определению расчётных мощностей КЛ ТП-1.1 – 1

Как видно по данному участку осуществляется смешанное электроснабжение, поэтому по формулам (2.11) и (2.12) определяем расчётные мощности, протекающие по линии:

– активная мощность:

$$P_{p,л} = 123,975 + 70 = 193,975 \text{ кВт};$$

– реактивная мощность:

$$Q_{p,л} = 24,795 + 14 = 38,795 \text{ квар.}$$

Теперь можем выбрать подходящее сечение для данной КЛ:

– расчётный ток:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(193,975)^2 + (38,795)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 142,762 \text{ А};$$

– ток в послеаварийном режиме

$$I_{n/a.p} = \frac{\sqrt{(193,975)^2 + (38,795)^2}}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 285,523 \text{ А.}$$

Выбираем кабель сечением 150 мм^2 , длительно допустимый ток для которого при нормальных условиях прокладки составляет $I'_{д.дон} = 335 \text{ А}$ [14, табл. 1.3.7]. Тогда допустимая токовая нагрузка данного кабеля для наших условий составит:

$$I_{д.дон} = 335 \cdot 1,15 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 0,92 = 318,987 \text{ А.}$$

Проверяем выполнение условия (4.4):

$$285,523 \leq 318,987 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, сечение кабеля выбрано верно. Аналогично выбираем сечения для остальных КЛ. Результаты сведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – результаты выбора сечений распределительной сети 0,4 кВ

Участок	$I_{расч}, A$	$I_{н/а.р}, A$	Сечение, мм ²	$I'_{д.дон}, A$	$I_{д.дон}, A$
ТП-1.1 – 5	50,341	100,682	25	115	109,503
ТП-1.1 – 1	142,762	285,523	150	335	318,987
1 – 3	51,519	103,037	25	115	109,503
ТП-1.1 – 6	50,341	100,682	25	115	109,503
ТП-1.1 – 2	144,252	288,504	150	335	318,987
2 – 4	51,519	103,037	25	115	109,503
ТП-1.2 – 11	50,341	100,682	25	115	109,503
ТП-1.2 – 7	142,762	285,523	150	335	318,987
7 – 9	51,519	103,037	25	115	109,503
ТП-1.2 – 12	50,341	100,682	25	115	109,503
ТП-1.2 – 8	144,252	288,504	150	335	318,987
8 – 10	51,519	103,037	25	115	109,503
ТП-1.3 – 13	126,933	253,866	120	295	280,899
ТП-1.4 – 14	76,247	152,494	50	175	166,635
14 – 15	50,831	101,663	25	115	109,503
15 – 16	25,416	50,831	10	70	66,654
ТП-1.4 – 17	65,551	131,102	35	140	133,308
17 – 19	40,135	80,271	16	90	85,698
19 – 18	25,416	50,831	10	70	66,654
ТП-1.5 – 23	76,247	152,494	50	175	166,635
23 – 25	50,831	101,663	25	115	109,503
25 – 24	25,416	50,831	10	70	66,654
ТП-1.5 – 20	65,551	131,102	35	140	133,308
20 – 21	40,135	80,271	16	90	85,698
21 – 22	25,416	50,831	10	70	66,654
ТП-1.6 – 28	76,247	152,494	50	175	166,635
28 – 26	25,416	50,831	10	70	66,654
28 – 30	25,416	50,831	10	70	66,654
ТП-1.6 – 29	78,161	156,322	50	175	166,635
29 – 27	26,054	52,107	10	70	66,654
29 – 31	26,054	52,107	10	70	66,654
ТП-1.7 – 32	74,463	148,926	50	175	166,635
ТП-1.7 – 33	92,733	185,467	70	210	199,962
ТП-1.7 – 34	91,243	182,486	70	210	199,962
ТП-1.8 – 35	74,463	148,926	50	175	166,635
ТП-1.8 – 36	91,243	182,486	70	210	199,962
ТП-1.9 – 39	50,165	100,329	25	115	109,503
ТП-1.9 – 40	56,29	112,581	35	140	133,308
ТП-1.9 – 38	115,034	230,068	95	255	242,811
38 – 37	57,926	115,853	35	140	133,308
ТП-1.10 – 41	152,526	305,051	150	335	318,987

4.3 Выбор сечений КЛ напряжением 10 кВ

Для распределительной сети 10 кВ при прокладке в траншее подходит трёхжильный кабель марки АПвБП [9, табл. 3.1]. Токопроводящие жилы данного кабеля выполнены из алюминия, изоляция выполнена из шитого полиэтилена, броня из стальных оцинкованных лент, защитная оболочка – из полиэтилена. Внешний вид кабеля изображён на рисунке 4.20.



Рисунок 4.20 – внешний вид кабеля АПвБП

Алгоритм определения сечения аналогичен изложенному в пункте 4.2 настоящей работы: По выражениям (4.1), (4.2) и (4.3) определяются необходимые для выбора сечения токи, при этом в формуле (4.3) будет отсутствовать коэффициент снижения k_4 для четырёхжильных кабелей.

Расчётные мощности, протекающие по КЛ 10 кВ, определяются исходя из схемы высоковольтного электроснабжения всего микрорайона в соответствии с потокораспределением мощностей по линиям, при этом расчётные нагрузки потребителей учитываются с коэффициентом участия в максимуме k_y , который зависит от состава нагрузки, а также общего количества трансформаторов на потребительских ТП [15, табл. 2.4.1.]:

$$P_{p,л} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n P_{p,i} \quad (4.5)$$

$$Q_{p,л} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n Q_{p,i} \quad (4.6)$$

В соответствии со схемой снабжения всего района и состава нагрузок имеем $k_y = 0,7$.

Например, сечение КЛ 10 кВ от ТП-1.3 до ТП-1.10 выберем следующим:

– расчётные мощности:

$$P_{p,л} = 0,7 \cdot (537,788 + 528,455 + 220,32) = 900,594 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,л} = 0,7 \cdot (108,989 + 105,909 + 73,707) = 202,024 \text{ квар};$$

– расчётный ток:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{(900,594)^2 + (202,024)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 26,644 \text{ А};$$

– ток в послеаварийном режиме:

$$I_{n/a.p} = \frac{\sqrt{(900,594)^2 + (202,024)^2}}{(2-1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 53,288 \text{ А}.$$

Для данной линии подходит сечение 10 мм^2 , однако, по нормам строительства в распределительных сетях 10 кВ сечение принимается не менее 35 мм^2 [11, с. 31]. Т.е. выбираем сечение кабеля, равное 35 мм^2 . Длительно-допустимый ток данного кабеля при стандартных условиях прокладки $I'_{д.дон} = 140$ [14, табл. 1.3.7]. Тогда для принятых в проекте условиях:

$$I_{д.дон} = 140 \cdot 1,15 \cdot 1 \cdot 0,9 = 144,9 \text{ А}.$$

Проверка условия (4.4):

$$53,288 \leq 144,9 \text{ А}.$$

Условие выполняется, кабель выбран верно. Аналогично ведётся выбор сечений остальных КЛ сети высоковольтного электроснабжения. Результаты выбора представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – результаты выбора сечений высоковольтного электроснабжения

Линия	$P_{p,л}$, кВт	$Q_{p,л}$, кВт	$I_{расч}$, А	$I_{n/a.p}$, А	Сечение, мм^2	$I'_{д.дон}$, А	$I_{д.дон}$, А
ТП-1.1 – ТП-1.2	369,919	74,136	10,891	21,782	35	140	144,9
ТП-1.10 – ТП-1.1	746,37	150,429	21,979	43,958			
ТП-1.3 – ТП-1.10	900,594	202,024	26,644	53,288			
ТП-1.4 – ТП-1.3	1028,038	231,647	30,421	60,842			
ТП-1.5 – ТП-1.4	1163,737	258,896	34,415	68,831			
ТП-1.6 – ТП-1.5	1300,097	286,363	38,43	76,86			
ТП-1.9 – ТП-1.6	1453,361	317,849	42,947	85,893			
ТП-1.7 – ТП-1.9	1666,963	381,557	49,366	98,731			
ТП-1.8 – ТП-1.7	1913,122	430,835	56,61	113,22			
ТП-2.8 – ТП-1.8	2071,081	462,473	61,259	122,519			

5 РАСЧЁТ ПОТЕРЬ В ЭЛЕМЕНТАХ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1 Расчёт потерь напряжения

5.1.1 Расчёт потерь напряжения в трансформаторах

Для определения потерь напряжения в трансформаторах используется формула [11, с. 100]:

$$\Delta U_T = \frac{S_\Sigma}{n_T \cdot S_{ном,Т}} \cdot (u_{a,\%} \cdot \cos \varphi + u_{p,\%} \cdot \sin \varphi), \quad (5.1)$$

где $u_{a,\%}$ – активная составляющая напряжения КЗ, %;

$u_{p,\%}$ – реактивная составляющая напряжения КЗ, %.

Активная составляющая напряжения КЗ рассчитывается по выражению [11, с. 100]:

$$u_{a,\%} = \frac{\Delta P_{КЗ}}{S_{ном,Т}} \cdot 100\%, \quad (5.2)$$

где $\Delta P_{КЗ}$ – потери КЗ в трансформаторе, кВт.

Реактивная составляющая напряжения КЗ определяется по выражению [11, с. 100]:

$$u_{p,\%} = \sqrt{u_{k,\%}^2 - u_{a,\%}^2}, \quad (5.3)$$

где $u_{k,\%}$ – напряжение КЗ трансформатора, %.

Для определения коэффициента мощности используем формулу [11, с. 100]:

$$\cos \varphi = \frac{P_{\Sigma}}{S_{\Sigma}}. \quad (5.4)$$

Например, для трансформаторов, установленных на ТП-1, получим:

– активная составляющая напряжения КЗ:

$$u_{a,\%} = \frac{5,4}{400} \cdot 100\% = 1,35 \%;$$

– реактивная составляющая напряжения КЗ:

$$u_{p,\%} = \sqrt{(4,5)^2 - (1,35)^2} = 4,293 \%;$$

– коэффициент мощности:

$$\cos \varphi = \frac{537,788}{548,721} = 0,98;$$

– потери напряжения:

$$\Delta U_T = \frac{548,788}{2 \cdot 400} \cdot (1,35 \cdot 0,98 + 4,239 \cdot 0,199) = 1,492 \%.$$

Аналогично определяем потери напряжения в остальных трансформаторах. Результаты представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – потери напряжения в трансформаторах

№ ТП	$u_{a,\%}$, %	$u_{p,\%}$, %	$\cos \varphi$	ΔU_T , %
ТП-1	1,35	4,293	0,98	1,492
ТП-2	1,35	4,293	0,981	1,46
ТП-3	1,656	4,184	0,974	1,496
ТП-4	1,48	4,25	0,98	1,809
ТП-5	1,48	4,25	0,98	1,82
ТП-6	1,48	4,25	0,98	2,061
ТП-7	1,35	4,293	0,981	0,971
ТП-8	1,48	4,25	0,981	1,052
ТП-9	1,48	4,25	0,958	1,677
ТП-10	1,48	4,25	0,948	1,279

5.1.2 Расчёт потерь напряжения в КЛ 0,4 кВ

Потери напряжения на участках КЛ в нормальном режиме определяем по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_{p,л} \cdot R + Q_{p,л} \cdot X}{n_{кб} \cdot U_{ном}}, \quad (5.5)$$

где $P_{p,л}$ – расчётная активная мощность, протекающая по линии, кВт;

$Q_{p,л}$ – расчётная реактивная мощность, протекающая по линии, квар;

R – активное сопротивление линии, Ом;

X – реактивное сопротивление линии, Ом;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, равное 0,38 кВ.

Для определения активного и реактивного сопротивлений используются выражения:

$$R = r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}; \quad (5.6)$$

$$X = x_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (5.7)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление кабеля, мОм/м [20, т. 2.53];

x_0 – удельное реактивное сопротивление кабеля, мОм/м [20, т. 2.53];

l – длина линии, м.

Процентное содержание потерь напряжения от номинального напряжения в нормальном режиме работы определяется по формуле:

$$\Delta U_{\%}^{h.p} = \frac{\Delta U}{U_{ном} \cdot 10^{-3}} \cdot 100\% . \quad (5.8)$$

В послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{\%}^{n/a.p} = \frac{2 \cdot \Delta U}{U_{ном} \cdot 10^{-3}} \cdot 100\% . \quad (5.9)$$

Например, потери напряжения в линии ТП-1 – 1 составят:

– активное и реактивное сопротивления:

$$R = 0,208 \cdot 90 \cdot 10^{-3} = 0,019 \text{ Ом};$$

$$X = 0,079 \cdot 90 \cdot 10^{-3} = 7,11 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

– потери напряжения в нормальном режиме работы:

$$\Delta U = \frac{193,975 \cdot 0,019 + 38,795 \cdot 7,11 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 0,38} = 5,141 \text{ В};$$

– потери напряжения в процентах в нормальном режиме работы:

$$\Delta U_{\%}^{n.p} = \frac{5,141}{0,38 \cdot 10^{-3}} \cdot 100\% = 1,353 \text{ \%};$$

– потери напряжения в процентах в послеаварийном режиме работы:

$$\Delta U_{\%}^{n/a.p} = \frac{2 \cdot 5,141}{0,38 \cdot 10^{-3}} \cdot 100\% = 2,706 \text{ \%}.$$

Аналогично определяются потери напряжения в остальных КЛ. Результаты расчётов представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – потери напряжения в КЛ 0,4 кВ

Линия	l , м	r_0 , мОм/м	x_0 , мОм/м	ΔU , В	$\Delta U_{\%}^{n.p}$, %	$\Delta U_{\%}^{n/a.p}$, %
1	2	3	4	5	6	7
ТП-1.1 – 5	62,5	1,25	0,091	7,134	1,877	3,755
ТП-1.1 – 1	90	0,208	0,079	5,141	1,353	2,706
1 – 3	52,5	1,25	0,091	6,132	1,614	3,228
ТП-1.1 – 6	15	1,25	0,091	1,712	0,451	0,901
ТП-1.1 – 2	46,5	0,208	0,079	2,684	0,706	1,413
2 – 4	53	1,25	0,091	6,191	1,629	3,258
ТП-1.2 – 11	62,5	1,25	0,091	7,134	1,877	3,755
ТП-1.2 – 7	90	0,208	0,079	5,141	1,353	2,706
7 – 9	52,5	1,25	0,091	6,132	1,614	3,228
ТП-1.2 – 12	15	1,25	0,091	1,712	0,451	0,901
ТП-1.2 – 8	46,5	0,208	0,079	2,684	0,706	1,413

Продолжение таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7
ТП-1.3 – 13	39	0,261	0,08	2,457	0,647	1,293
ТП-1.4 – 14	24	0,625	0,085	2,1	0,553	1,105
14 – 15	33,5	1,25	0,091	3,861	1,016	2,032
15 – 16	24	3,12	0,099	3,424	0,901	1,802
ТП-1.4 – 17	42,5	0,894	0,088	4,54	1,195	2,39
17 – 19	27,5	1,95	0,095	3,885	1,022	2,045
19 – 18	23	3,12	0,099	3,281	0,864	1,727
ТП-1.5 – 23	24	0,625	0,085	2,1	0,553	1,105
23 – 25	33,5	1,25	0,091	3,861	1,016	2,032
25 – 24	24	3,12	0,099	3,424	0,901	1,802
ТП-1.5 – 20	42,5	0,894	0,088	4,54	1,195	2,39
20 – 21	27,5	1,95	0,095	3,885	1,022	2,045
21 – 22	23	3,12	0,099	3,281	0,864	1,727
ТП-1.6 – 28	12,5	0,625	0,085	1,094	0,288	0,576
28 – 26	69,5	3,12	0,099	9,915	2,609	5,219
28 – 30	69,5	3,12	0,099	9,915	2,609	5,219
ТП-1.6 – 29	12,5	0,625	0,085	1,121	0,295	0,59
29 – 27	47	3,12	0,099	6,874	1,809	3,618
29 – 31	47	3,12	0,099	6,874	1,809	3,618
ТП-1.7 – 32	15	0,625	0,085	1,282	0,337	0,675
ТП-1.7 – 33	69,5	0,447	0,082	5,339	1,405	2,81
ТП-1.7 – 34	70,5	0,447	0,082	5,329	1,402	2,805
ТП-1.8 – 35	47,5	0,625	0,085	4,349	1,145	2,289
ТП-1.8 – 36	37,5	0,447	0,082	2,835	0,746	1,492
ТП-1.9 – 39	26,5	1,25	0,091	2,954	0,777	1,555
ТП-1.9 – 40	54,5	0,894	0,088	4,943	1,301	2,601
ТП-1.9 – 38	51	0,329	0,081	3,621	0,953	1,906
38 – 37	66	0,894	0,088	6,15	1,618	3,237
ТП-1.10 – 41	23,5	0,208	0,079	1,453	0,382	0,765
8 – 10	53	1,25	0,091	6,191	1,629	3,258

Потери напряжения в нормальном режиме должны находиться в пределах $\pm 5\%$, предельно допустимые же потери напряжения не должны превышать $\pm 10\%$ [9, с. 260]. Из полученных результатов видно, что потери напряжения в выбранных КЛ 0,4 кВ, что для нормального режима работы, что для послеаварийного, не превышают нормированных значений.

5.1.3 Расчёт потерь напряжения в КЛ 10 кВ

Расчёты потерь напряжения в КЛ 10 кВ ведутся аналогично КЛ 0,4 кВ. Значения удельных активных и индуктивных сопротивлений приняты в соответствии с [21, табл. 3.5.] для кабелей напряжением 10 кВ. Результаты определения потерь представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – потери напряжения в КЛ 10 кВ

Линия	l , м	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	ΔU , В	$\Delta U_{\%}^{н.р}$, %	$\Delta U_{\%}^{н/а.р}$, %
ТП-1.1 – ТП-1.2	171,5	0,89	0,095	2,884	0,029	0,058
ТП-1.10 – ТП-1.1	209,5			7,108	0,071	0,142
ТП-1.3 – ТП-1.10	186			7,663	0,076	0,153
ТП-1.4 – ТП-1.3	64,5			3,022	0,03	0,06
ТП-1.5 – ТП-1.4	123,5			6,547	0,065	0,131
ТП-1.6 – ТП-1.5	210,5			12,465	0,125	0,249
ТП-1.9 – ТП-1.6	529,5			35,045	0,35	0,701
ТП-1.7 – ТП-1.9	227			17,25	0,173	0,345
ТП-1.8 – ТП-1.7	193,5			16,869	0,169	0,337
ТП-2.8 – ТП-1.8	193,5			18,259	0,183	0,365

По результатам расчётов видно, что потери напряжения в нормальном и послеаварийном режимах для сети 10 кВ не превышают допустимых значений.

5.2 Расчёт потерь мощности и энергии

5.2.1 Расчёт потерь мощности и энергии в трансформаторах

Для определения потерь мощности в трансформаторах используется выражение:

$$\Delta P_T = n_T \cdot \Delta P_{XX} + k_{3,\phi}^2 \cdot \frac{\Delta P_{КЗ}}{n_T}, \quad (5.10)$$

где $k_{3,\phi}$ – фактический коэффициент загрузки трансформаторов:

$$k_{3,\phi} = \frac{S_{\Sigma}}{n_T \cdot S_{ном,Т}}. \quad (5.11)$$

Расчёт потерь энергии в трансформаторе производится по формуле:

$$\Delta W_T = n_T \cdot \Delta P_{XX} \cdot 8760 + k_{3,\phi}^2 \cdot \frac{\Delta P_{K3}}{n_T} \cdot \tau, \quad (5.12)$$

где τ – время потерь, ч:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (5.13)$$

где T_{\max} – число часов использования максимума нагрузки, принимаем равным для ТП 10/0,4 кВ 4500 ч [25, табл. 1.12].

Определим потери мощности и энергии на примере трансформаторов ПС ТП-1.1:

– время потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч};$$

– фактический коэффициент загрузки трансформаторов:

$$k_{3,\phi} = \frac{548,721}{2 \cdot 400} = 0,686;$$

– потери мощности:

$$\Delta P_T = 2 \cdot 0,75 + (0,686)^2 \cdot \frac{5,4}{2} = 2,77 \text{ кВт};$$

– потери энергии:

$$\Delta W_T = 2 \cdot 0,75 \cdot 8760 + (0,686)^2 \cdot \frac{5,4}{2} \cdot 2886 = 16810 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Аналогично определяются потери мощности и энергии в трансформаторах остальных ТП. Результаты представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – потери мощности и энергии в трансформаторах

ТП	$k_{3,\phi}$	ΔP_T , кВт	ΔW_T , кВт·ч
ТП-1.1	0,686	2,77	16810
ТП-1.2	0,674	2,725	16680
ТП-1.3	0,584	1,192	7787
ТП-1.4	0,791	2,844	11320
ТП-1.5	0,795	2,868	11320
ТП-1.6	0,894	3,488	13180
ТП-1.7	0,448	2,043	14710
ТП-1.8	0,46	1,452	10420
ТП-1.9	0,637	1,81	11450
ТП-1.10	0,465	1,459	10440
Итого	–	22,652	124100

5.2.2 Расчёт потерь мощности и энергии в КЛ 0,4 кВ

Определение потерь мощности в КЛ производится с помощью выражения:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{расч}^2 \cdot R \cdot 10^{-3}, \quad (5.14)$$

где $I_{расч}$ – расчётный ток линии, А.

Теряемая в КЛ энергия:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau. \quad (5.15)$$

Для определения потерь мощности и энергии в КЛ в процентах от потребляемой используются формулы:

$$\Delta P_{\%} = \frac{\Delta P}{P_{р,л}} \cdot 100\%; \quad (5.16)$$

$$\Delta W_{\%} = \frac{\Delta W}{P_{р,л} \cdot T_{max}} \cdot 100\%. \quad (5.17)$$

Для определения времени потерь τ в выражение (5.13) для разных типов зданий подставляем соответствующие значения T_{\max} :

– для жилых домов с электрическими плитами: $T_{\max} = 4000$ ч [25, табл. 1.12];

– для магазинов: $T_{\max} = 4500$ ч [25, табл. 1.12];

– для пожарного депо принимаем число часов использования максимума нагрузки как для трёхсменных предприятий, т.е.: $T_{\max} = 4500$ ч [25, табл. 1.12];

– для автостоянок $T_{\max} = 4500$ ч.

Например, потери мощности и энергии в КЛ ТП-1.1 – 1 составят:

– время потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4000}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч};$$

– потери мощности:

$$\Delta P = 3 \cdot (142,762)^2 \cdot 0,019 \cdot 10^{-3} = 1,145 \text{ кВт};$$

– потери энергии:

$$\Delta W = 1,145 \cdot 2405 = 2753 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

– потери мощности и энергии в процентах от потребляемой:

$$\Delta P_{\%} = \frac{1,145}{193,975} \cdot 100\% = 0,59 \text{ \%};$$

$$\Delta W_{\%} = \frac{2753}{193,975 \cdot 4000} \cdot 100\% = 0,355 \text{ \%}.$$

Аналогично определяются потери мощности и энергии в остальных КЛ 0,4 кВ. Результаты расчётов представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – потери мощности и энергии в КЛ 0,4 кВ

Линия	R , Ом	ΔP , кВт	ΔW , кВт·ч	$\Delta P_{\%}$, %	$\Delta W_{\%}$, %
1	2	3	4	5	6
ТП-1.1 – 5	0,078	0,594	1429	0,868	0,522
ТП-1.1 – 1	0,019	1,145	2753	0,59	0,355
1 – 3	0,066	0,523	1257	0,746	0,449
ТП-1.1 – 6	0,019	0,143	342,873	0,208	0,125

Продолжение таблицы 5.5

1	2	3	4	5	6
ТП-1.1 – 2	$9,672 \cdot 10^{-3}$	0,604	1452	0,308	0,185
2 – 4	0,066	0,528	1269	0,754	0,453
ТП-1.2 – 11	0,078	0,594	1429	0,868	0,522
ТП-1.2 – 7	0,019	1,145	2753	0,59	0,355
7 – 9	0,066	0,523	1257	0,746	0,449
ТП-1.2 – 12	0,019	0,143	342,873	0,208	0,125
ТП-1.2 – 8	$9,672 \cdot 10^{-3}$	0,604	1452	0,308	0,185
8 – 10	0,066	0,528	1269	0,754	0,453
ТП-1.3 – 13	0,01	0,492	1420	0,287	0,184
ТП-1.4 – 14	0,015	0,262	629,252	0,253	0,152
14 – 15	0,042	0,325	780,738	0,47	0,283
2 – 4	0,066	0,528	1269	0,754	0,453
ТП-1.4 – 17	0,038	0,49	1178	0,55	0,331
17 – 19	0,054	0,259	623,315	0,475	0,286
19 – 18	0,072	0,139	334,482	0,403	0,242
ТП-1.5 – 23	0,015	0,262	629,252	0,253	0,152
23 – 25	0,042	0,325	780,738	0,47	0,283
25 – 24	0,075	0,145	349,025	0,42	0,253
ТП-1.5 – 20	0,038	0,49	629,252	0,294	0,177
20 – 21	0,054	0,259	623,315	0,475	0,286
21 – 22	0,072	0,139	334,482	0,403	0,242
ТП-1.6 – 28	$7,813 \cdot 10^{-3}$	0,136	327,735	0,132	0,079
28 – 26	0,217	0,42	1011	1,217	0,732
28 – 30	0,217	0,42	1011	1,217	0,732
ТП-1.6 – 29	$7,813 \cdot 10^{-3}$	0,143	344,397	0,135	0,081
29 – 27	0,147	0,299	718,256	0,844	0,507
29 – 31	0,147	0,299	718,256	0,844	0,507
ТП-1.7 – 32	$9,375 \cdot 10^{-3}$	0,156	375,092	0,154	0,093
ТП-1.7 – 33	0,031	0,801	1928	0,636	0,382
ТП-1.7 – 34	0,032	0,787	1893	0,635	0,382
ТП-1.8 – 35	0,03	0,494	1188	0,488	0,293
ТП-1.8 – 36	0,017	0,419	1007	0,338	0,203
ТП-1.9 – 39	0,033	0,25	721,769	0,378	0,242
ТП-1.9 – 40	0,049	0,463	1337	0,618	0,396
ТП-1.9 – 38	0,017	0,666	1923	0,435	0,279
38 – 37	0,059	0,594	1714	0,772	0,495
ТП-1.10 – 41	$4,888 \cdot 10^{-3}$	0,341	984,614	0,17	0,109
Итого	–	17,494	42869	–	–

Потери мощности и энергии не должны превышать 10 % [11, с. 95]. Анализируя результаты расчёта, приходим к выводу, что для всех выбранных КЛ 0,4 кВ данное условие выполняется.

5.2.3 Расчёт потерь мощности и энергии в КЛ 10 кВ

Расчёт потерь мощности и энергии в КЛ 10 кВ ведётся по тому же принципу, что и для КЛ 0,4 кВ. T_{\max} принимаем равным как для ТП-10/0,4 кВ, т.е. $T_{\max} = 4500$ [25, табл. 1.12]. Результаты представлены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – потери мощности и энергии в КЛ 10 кВ

Линия	R , Ом	ΔP , кВт	ΔW , кВт·ч	$\Delta P_{\%}$, %	$\Delta W_{\%}$, %
ТП-1.1 – ТП-1.2	0,153	0,054	156,761	0,015	$9,417 \cdot 10^{-3}$
ТП-1.10 – ТП-1.1	0,186	0,27	779,907	0,036	0,023
ТП-1.3 – ТП-1.10	0,166	0,353	1018	0,039	0,025
ТП-1.4 – ТП-1.3	0,057	0,159	459,986	0,016	$9,943 \cdot 10^{-3}$
ТП-1.5 – ТП-1.4	0,11	0,391	1127	0,034	0,022
ТП-1.6 – ТП-1.5	0,187	0,83	2396	0,064	0,041
ТП-1.9 – ТП-1.6	0,471	2,608	7526	0,179	0,115
ТП-1.7 – ТП-1.9	0,202	1,477	4263	0,089	0,057
ТП-1.8 – ТП-1.7	0,172	1,656	4779	0,087	0,056
ТП-2.8 – ТП-1.8	0,172	1,939	5596	0,094	0,06
Итого	–	9,707	28102	–	–

Из результатов расчётов следует, что в КЛ 10 кВ потери мощности и энергии не превышают допустимых 10 %.

6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

6.1 Общие положения

Короткое замыкание – любое непосредственное замыкание между какими-либо точками разных фаз, фазы и нулевого проводника, а также нулевого проводника либо фазы с землёй, которое не предусмотрено нормальным режимом работы электроустановки.

В электроэнергетических системах выделяют следующие основные виды КЗ:

- трёхфазное КЗ, при котором в одной точке между собой замыкаются все три фазы;
- двухфазное КЗ, при котором между собой замыкаются две фазы;
- двухфазное КЗ на землю, при котором замыкание двух фаз сопровождается замыканием этой же точки ещё и на землю (встречается в системах с изолированными нейтралями);
- однофазное КЗ, при котором одна фаза замыкается на землю либо нулевой проводник.

Основной причиной КЗ является нарушения изоляции электрооборудования вследствие её износа, своевременно не выявленных при профилактических испытаниях, или из-за перенапряжений.

Расчёт токов КЗ отвечает целям определения условий работы потребителей при аварийных режимах; выбора аппаратов, шин, изоляторов, силовых кабелей; проектирования и настройки устройств РЗА; проектирования защитных заземлений; подборки характеристик разрядников для защиты от перенапряжений.

6.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети выше 1 кВ

Для вычисления токов КЗ в сетях 10 кВ проектируемого участка микрорайона составляем схему замещения с отмеченными на ней расчётными точками (рисунок 6.1):

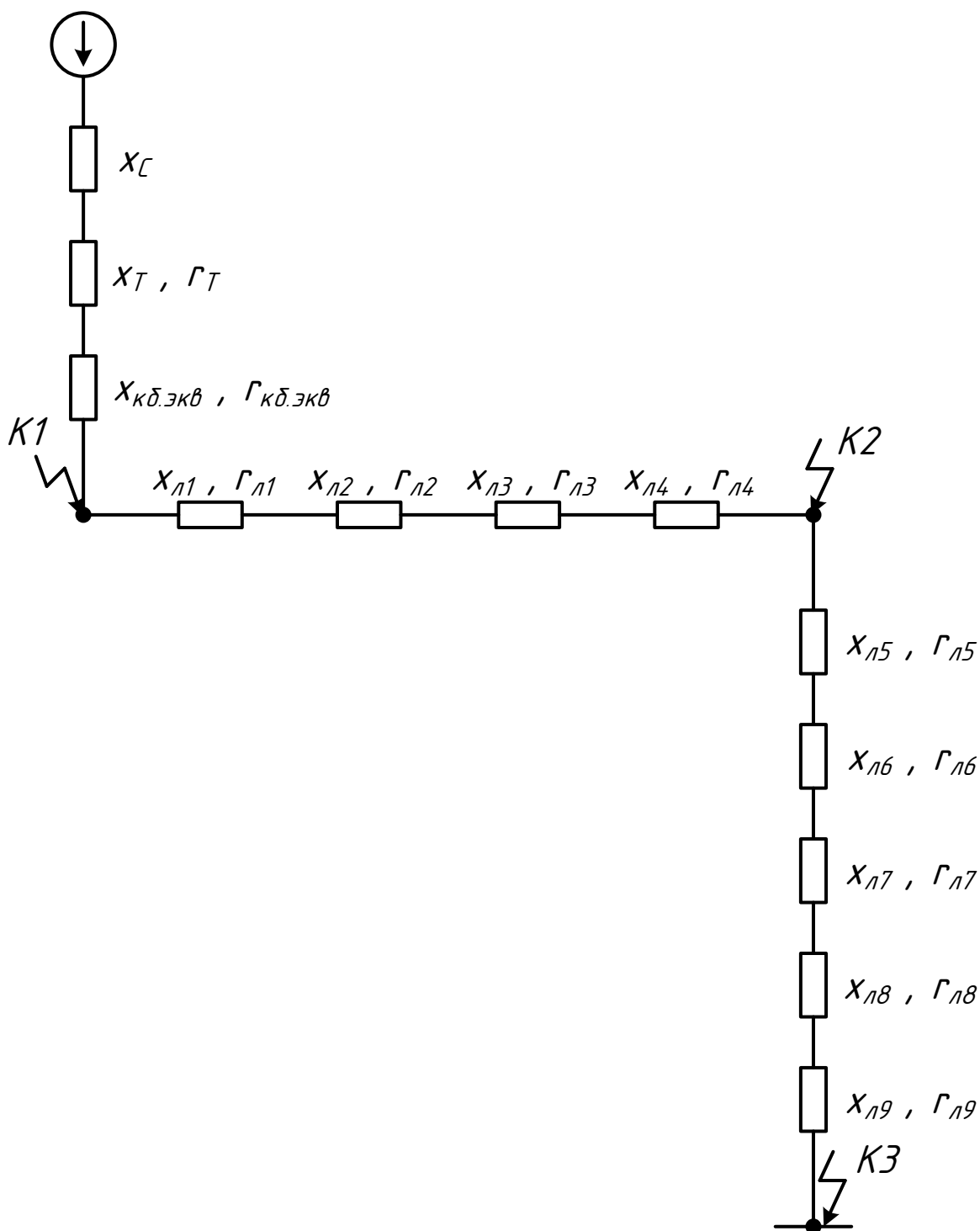


Рисунок 6.1 – схема замещения для расчётов токов КЗ в сети 10 кВ

Сопротивления системы и трансформаторов, установленных на РП, были определены в смежном проекте по разработке системы электроснабжения для района № 3. На основании того же проекта, а также проекта по району № 2, были определены активные и индуктивные сопротивления всех КЛ до расчётной точки К1 и для удобства эквивалентированы до одного элемента. Для КЛ также учтена

параллельная работа двух линий. Числовые значения параметров схемы замещения приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – параметры схемы замещения для расчёта токов КЗ выше 1 кВ

Элемент в схеме	Обозначение	r , Ом	x , Ом
Система	С	–	0,215
Трансформаторы РП	Т	0,036	0,414
Кабели до расчётной точки К1	кб.эКВ	0,323	0,049
ТП-1.8 – ТП-1.7	л1	0,086	0,009
ТП-1.7 – ТП-1.9	л2	0,101	0,011
ТП-1.9 – ТП-1.6	л3	0,234	0,025
ТП-1.6 – ТП-1.5	л4	0,094	0,01
ТП-1.5 – ТП-1.4	л5	0,055	0,006
ТП-1.4 – ТП-1.3	л6	0,029	$3,064 \cdot 10^{-3}$
ТП-1.3 – ТП-1.10	л7	0,083	0,009
ТП-1.10 – ТП-1.1	л8	0,093	0,01
ТП-1.1 – ТП-1.2	л9	0,077	0,008

В качестве базового принимается напряжение той ступени, на которой находится расчётная точка, с прибавкой в 5 %. Т.е. для рассматриваемого случая имеем $U_{\sigma} = 10,5$ кВ.

Действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ в начальный момент времени определяем по выражению:

$$I_{n(0)}^{(3)} = \frac{U_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma}}, \quad (6.1)$$

где z_{Σ} – полное сопротивление до расчётной точки КЗ, Ом:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}. \quad (6.2)$$

Для определения периодической составляющей тока двухфазного КЗ в начальный момент времени используем формулу:

$$I_{n(0)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n(0)}^{(3)}. \quad (6.3)$$

Ударный ток определяем по выражению:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n(0)}^{(3)} \cdot k_{y\partial}, \quad (6.4)$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент, равный:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (6.5)$$

где T_a – постоянная времени затухания, с:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}}, \quad (6.6)$$

где ω – угловая частота, рад/с:

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f, \quad (6.7)$$

где f – частота тока, равная 50 Гц.

Например, токи КЗ в точке К1 составят:

– индуктивное сопротивление до точки К1:

$$x_{\Sigma} = 0,215 + 0,414 + 0,049 = 0,678 \text{ Ом};$$

– активное сопротивление до точки К1:

$$r_{\Sigma} = 0,036 + 0,323 = 0,359 \text{ Ом};$$

– полное сопротивление до точки К1:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{(0,678)^2 + (0,359)^2} = 0,767 \text{ Ом};$$

– ток трёхфазного КЗ:

$$I_{n(0)}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,767} = 7,904 \text{ кА};$$

– ток двухфазного КЗ:

$$I_{n(0)}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,904 = 6,845 \text{ кА};$$

– угловая частота:

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot 50 = 314 \text{ рад/с};$$

– постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{0,678}{314 \cdot 0,359} = 0,006 \text{ с};$$

– ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,006}} = 1,189;$$

– ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,904 \cdot 1,189 = 13,291 \text{ кА}.$$

Аналогично ведём расчёт токов КЗ в остальных расчётных точках сети выше 1 кВ проектируемого района. Результаты представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – значения токов КЗ в сети выше 1 кВ

Расчётная точка	К1	К2	К3
x_{Σ} , Ом	0,678	0,733	0,769
r_{Σ} , Ом	0,359	0,875	1,211
z_{Σ} , Ом	0,767	1,141	1,435
$I_{n(0)}^{(3)}$, кА	7,904	5,313	4,225
$I_{n(0)}^{(2)}$, кА	6,845	4,601	3,659
T_a , с	0,006	0,003	0,002
$k_{y\partial}$	1,189	1,036	1,007
$i_{y\partial}$, кА	13,291	7,784	6,017

6.3 Расчёт токов короткого замыкания в сети до 1 кВ

В расчётах токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ учитываются сопротивления контактов. Токи рассчитываются на шинах 0,4 кВ потребительской ТП и на концах всех отходящих линий. Производить расчёт будем для ТП-1.2. Для этого необходимо привести все имеющиеся в схеме сопротивления к базовой ступени напряжения, т.е. к 0,4 кВ:

$$r = r' \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{cp}} \right)^2 \cdot 10^3; \quad (6.8)$$

$$x = x' \cdot \left(\frac{U_{\bar{o}}}{U_{cp}} \right)^2 \cdot 10^3, \quad (6.9)$$

где r' и x' – соответственно активное и индуктивное сопротивления элементов до приведения, Ом

U_{cp} – среднее напряжение ступени с которой происходит приведение, равное в рассматриваемом случае 10,5 кВ.

Например, сопротивление системы, приведённое к базовой ступени:

$$x_C = 0,215 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 0,312 \text{ мОм.}$$

Также необходимо определить сопротивления трансформаторов, установленных на расчётной ТП, приведённые к базовой ступени:

$$r_{T2} = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{\bar{o}}^2 \cdot 10^6}{n_{T2} \cdot S_{ном, T}^2}; \quad (6.10)$$

$$x_{T2} = \frac{u_{k, \%} \cdot U_{\bar{o}}^2 \cdot 10^6}{n_{T2} \cdot 100 \cdot S_{ном, T}}; \quad (6.11)$$

$$r_{T2} = \frac{5,4 \cdot (0,4)^2 \cdot 10^6}{2 \cdot 400^2} = 2,7 \text{ мОм};$$

$$x_{T2} = \frac{4,5 \cdot (0,4)^2 \cdot 10^6}{2 \cdot 100 \cdot 400} = 9 \text{ мОм}.$$

Схема замещения для расчёта токов КЗ в сетях до 1 кВ проектируемого участка микрорайона приведена на рисунке 6.2, параметры её элементов – в таблице 6.3.

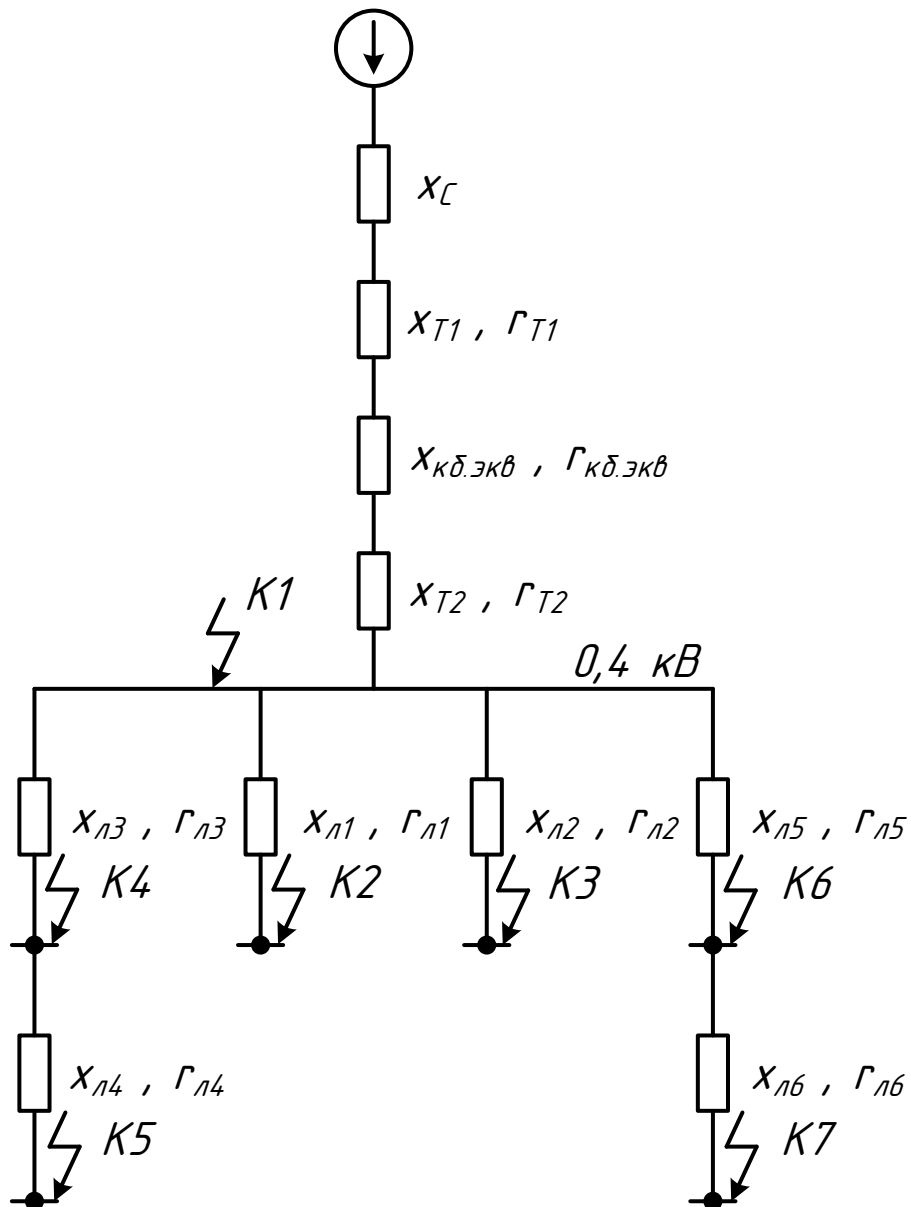


Рисунок 6.2 – схема замещения для расчётов токов КЗ в сети до 1 кВ

Таблица 6.3 – параметры схемы замещения

Элемент в схеме	Обозначение	r , мОм	x , мОм
Система	С	–	–
Трансформаторы РП	Т1	0,052	0,312
Кабели до ВН ТП-1.2	кб.эКВ	1,705	0,601
Трансформаторы ТП-1.2	Т2	2,7	0,203
ТП-1.2 – 12	л1	9,5	9
ТП-1.2 – 11	л2	39	0,683
ТП-1.2 – 8	л3	4,836	2,844
8 – 10	л4	33	1,837
ТП-1.2 – 7	л5	9,5	2,412
7 – 9	л6	33	3,555

Также в расчётах необходимо учесть сопротивления шин от трансформатора до автоматического выключателя, которые ориентировочно можно принять: $r_{ш} = 0,5$ мОм и $x_{ш} = 2,25$ мОм [26, с. 903].

Переходные сопротивления контактов можно принимать [20, с. 137]:

– для РУ на ТП – 15 мОм;

– на зажимах аппаратов, питаемых распределительными линиями от щитов ТП – 20 мОм.

Периодическую составляющую тока трёхфазного КЗ в начальный момент времени определяем по формуле:

$$I_{n(0)}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma} \cdot 10^{-3}}, \quad (6.12)$$

где z_{Σ} – полное сопротивление до точки КЗ, мОм.

Для определения периодической составляющей тока однофазного КЗ в начальный момент времени используется выражение:

$$I_{n(0)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\delta} \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot r_{1,\Sigma} + r_{0,\Sigma})^2 + (2 \cdot x_{1,\Sigma} + x_{0,\Sigma})^2}}, \quad (6.13)$$

где $r_{1,\Sigma}$ и $x_{1,\Sigma}$ – соответственно активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности до точки КЗ, мОм;

$r_{0,\Sigma}$ и $x_{0,\Sigma}$ – соответственно активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности до точки КЗ, мОм.

Для расчёта однофазных КЗ составляется схема замещения нулевой последовательности, в которой заземляются все источники питания. Схема изображена на рисунке 6.3.

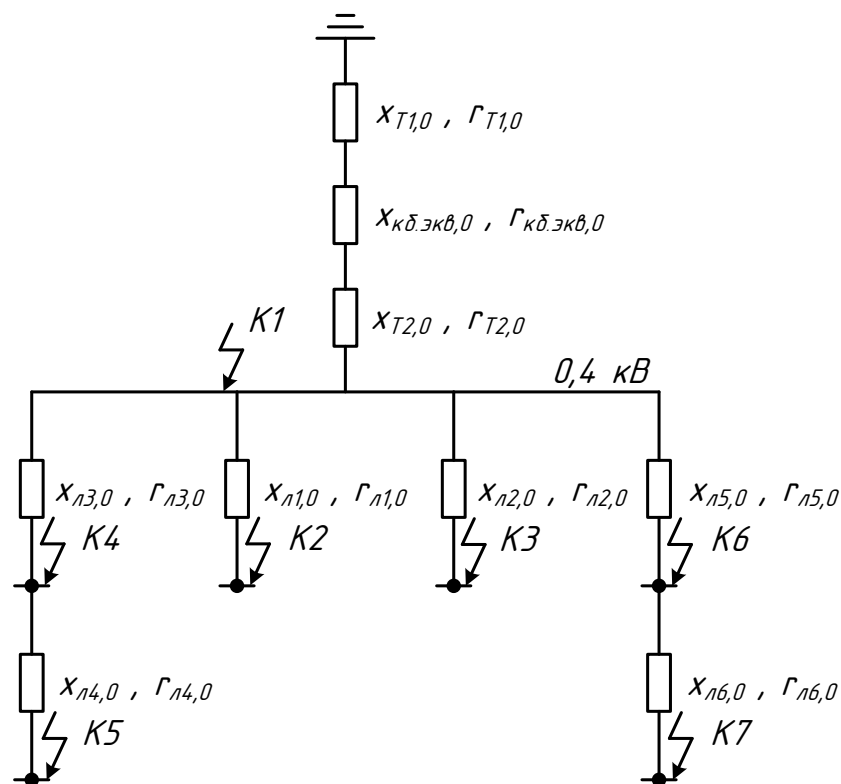


Рисунок 6.3 – схема замещения нулевой последовательности

Параметры нулевой последовательности при расчётах можно принимать следующими [20, с. 141]:

– для трансформаторов со схемой соединения обмоток Д/У_н сопротивления нулевой последовательности принимаются равными сопротивлениям прямой последовательности;

– для шин: $x_{ш,0} = 10 \cdot x_{ш,1}$ и $r_{ш,0} = 10 \cdot r_{ш,1}$;

– для кабелей: $x_{кб,0} = 4 \cdot x_{кб,1}$ и $r_{кб,0} = 10 \cdot r_{кб,1}$.

Таким образом, например, токи трёхфазного КЗ в точке К1 составят:

– активное сопротивление до точки КЗ:

$$r_{\Sigma} = 0,052 + 1,705 + 2,7 + 0,5 + 15 = 19,957 \text{ мОм};$$

– индуктивное сопротивление до точки КЗ:

$$x_{\Sigma} = 0,312 + 0,601 + 0,203 + 9 + 2,25 = 12,366 \text{ мОм};$$

– полное сопротивление до точки КЗ:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{(19,957)^2 + (12,366)^2} = 23,478 \text{ мОм};$$

– ток трёхфазного КЗ:

$$I_{n(0)}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot 23,478 \cdot 10^{-3}} = 9,836 \text{ кА};$$

– постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{12,366}{314 \cdot 19,957} = 0,002 \text{ с};$$

– ударный коэффициент

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,002}} = 1,007 \text{ с};$$

– ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 9,836 \cdot 1,007 = 14,008 \text{ кА}.$$

– сопротивления нулевой последовательности:

$$r_{\Sigma,0} = 0,052 + 17,05 + 2,7 + 5 = 24,802 \text{ мОм};$$

$$x_{\Sigma,0} = 0,601 + 0,812 + 9 + 22,5 = 32,913 \text{ мОм};$$

– ток однофазного КЗ:

$$I_{n(0)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot 19,955 + 24,802)^2 + (2 \cdot 12,366 + 32,913)^2}} = 7,994 \text{ кА}.$$

Аналогично определяем токи КЗ для остальных точек. Результаты представлены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – значения токов КЗ в сетях до 1 кВ

Точка	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7
r_{Σ} , мОм	19,957	34,457	63,957	29,793	62,793	34,457	67,457
x_{Σ} , мОм	12,366	13,049	15,21	14,203	16,615	15,921	18,307
z_{Σ} , мОм	23,478	36,845	65,741	33,005	64,954	37,957	69,897
$I_{n(0)}^{(3)}$, кА	9,836	6,268	3,513	6,997	3,555	6,084	3,304
T_a , с	0,002	0,001	$8 \cdot 10^{-3}$	$1,5 \cdot 10^{-3}$	$8 \cdot 10^{-3}$	$1,47 \cdot 10^{-3}$	$8,6 \cdot 10^{-3}$
$k_{y\partial}$,	1,007	1	1	1	1	1	1
$i_{y\partial}$, кА	14,008	8,864	4,968	9,895	5,028	8,604	4,673
$r_{\Sigma,0}$, мОм	24,802	119,802	414,802	73,162	403,162	119,802	449,805
$x_{\Sigma,0}$, мОм	32,913	35,645	44,289	40,261	49,909	47,133	56,689
$I_{n(0)}^{(1)}$, кА	7,994	3,489	1,265	4,636	1,294	3,387	1,17

7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА ПОТРЕБИТЕЛЬСКИХ ТП

7.1 Выбор КРУ 10 кВ

Выбор оборудования ведётся для ТП-1.2. Определим расчётный ток для КРУ:

$$I_{расч, КРУ} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (7.1)$$

$$I_{расч, КРУ} = \frac{\sqrt{(528,455)^2 + (105,909)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 31,117 \text{ А.}$$

Примем к установке КРУ серии КСО-203 производства Озерского завода энергетических устройств «Энергопром», которые предназначены для приёма электрической энергии и последующего её распределения при трёхфазном токе частотой 50 Гц.

Камеры данной серии нашли свое применение в качестве РУ ТП, в числе которых могут быть также блочно-модульные и комплектные. Напряжение в них имеет значение 6-10/0,4кВ и используются они в электросетях, электрических станциях в сельском хозяйстве, промышленности, а также в железнодорожной отрасли.

Сравнение каталожных данных и расчётных приведено в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – выбор КРУ 10 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{расч} = 31,117 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{ном}$
$I_{n(0)}^{(3)} = 4,225 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{n(0)}^{(3)} \leq I_{откл}$
$i_{уд} = 6,017 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$

7.2 Выбор высоковольтных выключателей

Расчётный ток выключателя:

$$I_{расч,выкл} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (7.2)$$

$$I_{расч,выкл} = \frac{\sqrt{(528,455)^2 + (105,909)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 31,117 \text{ А.}$$

Принимаем к монтажу вакуумные выключатели ВВ/TEL, которые предназначены для работы в КРУ и КСО внутренней и наружной установки классом напряжения до 20 кВ трёхфазного переменного тока частотой 50 Гц в системах с изолированной и заземленной нейтралью.

Уникальная конструкция данных выключателей позволила достичь следующих отличительных особенностей по сравнению с традиционными вакуумными выключателями:

- высокая надежность;
- отсутствие необходимости технического обслуживания в течение всего срока службы;
- возможность установки в любые шкафы РУ среднего класса напряжений;
- широкий диапазон оперативных питающих напряжений;
- малое энергопотребление от сети оперативного питания;
- функции телесигнализации;
- экологическая чистота и безопасность для окружающей среды.

Выбранный аппарат необходимо также проверить на устойчивость к термическому воздействию токов КЗ:

$$B_k = \left(I_{n(0)}^{(3)} \right)^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (7.3)$$

где $t_{откл}$ – время продолжительности КЗ:

$$t_{откл} = t_{о.в} + t_{р.з}, \quad (7.4)$$

где $t_{о.в}$ – собственное время отключения данного выключателя, в рассматриваемом случае равное 0,015 с;

$t_{р.з}$ – время срабатывания РЗ, равное 0,1 с.

Тогда интеграл Джоуля будет равен:

$$t_{откл} = 0,015 + 0,1 = 0,115 \text{ с};$$

$$B_k = (4,225)^2 \cdot (0,115 + 0,002) = 2,089 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Внешний вид выключателей данного типа изображён на рисунке 7.1. Сравнение каталожных и расчётных данных представлено в таблице 7.2.



Рисунок 7.1 – внешний вид выключателей ВВ/TEL

Таблица 7.2 – выбор высоковольтных выключателей

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{расч} = 31,117 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{расч} \leq I_{ном}$
$I_{n(0)}^{(3)} = 4,225 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{n(0)}^{(3)} \leq I_{откл}$
$i_{уд} = 6,017 \text{ кА}$	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
$B_k = 2,089 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = (12,5)^2 \cdot 3 = 468,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$

7.3 Выбор КРУ 0,4 кВ

Расчётный ток КРУ по выражению:

$$I_{расч, КРУ} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{n_T \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (7.5)$$

$$I_{расч, КРУ} = \frac{\sqrt{(528,455)^2 + (105,909)^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 673,704 \text{ А.}$$

Принимаем к установке учётно-распределительные шкафы типа ШУР-10М-01, предназначенные для учёта и распределения энергии переменного трёхфазного тока частотой 50 Гц в системах с глухозаземлённой нейтралью. Защита отходящих линий при коротких замыканиях и перегрузках осуществляется плавкими предохранителями. Для безопасной замены плавких вставок применены совмещенные выключатели-предохранители. Шкафы ШУР-10М выпускаются в двух исполнениях – ШУР-10М-01 и ШУР-10М-02, отличающихся наличием ЯСН: ШУР-10М-01 – с ЯСН, ШУР-10М-02 – без ЯСН. ЯСН позволяет подключать различные потребители напряжением 380/220/12 В, в том числе осветительные плафоны КТПН напряжением 12 В. ЯСН имеет выходные розетки 380В/63А, 220В/10А и 12В/16А, защищенные автоматическими выключателями. Шкафы учетно-распределительные ШУР-10М допускается применять для работы в условиях воздействия климатических факторов внешней среды исполнения У кате-

гории 3 по ГОСТ 15150-69. При этом значение высоты над уровнем моря составляет не более 1000 м; окружающая среда не взрывоопасная, не содержащая агрессивных паров и газов в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. Поставка шкафов ШУР-10М осуществляется в составе КТПН и БКТП.

7.4 Выбор трансформаторов тока

К средствам измерения в КСО-203 относятся счётчики Меркурий 230 АМ-03 класса точности 0,5 и трансформаторы тока ТШП-0,66-0,5-600/5, через которые подключаются счётчики. Класс точности трансформаторов тока – 0,5; номинальный коэффициент трансформации – 600/5.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

8.1 Общие положения

Защита СТ должна срабатывать при следующих повреждениях и ненормальных режимах работы:

- при многофазных замыканиях в обмотках и на выводах;
- при межвитковых замыканиях обмоток одной фазы и замыканиях на землю;
- при возникновении внешних КЗ;
- при недопустимых перегрузках;
- при недопустимом снижении уровня масла.

В число наиболее распространённых защит входят токовые отсечки – МТЗ с пуском по напряжению и без него, дифференциальные (продольные) токовые защиты с торможением и без, газовая защита.

Защита трансформаторов малой мощности (до 750 кВ·А) при напряжении 10 кВ и до 3200 кВ·А при напряжении 35 кВ тупиковых ПС может обеспечиваться при помощи предохранителей. Но из-за нестабильности их защитных характеристик могут возникать недопустимые задержки отключения и сложности согласования с защитами смежных участков.

Обычно РЗ трансформаторов выполняется трёхступенчатой:

Первая ступень – токовая отсечка, для которой выбирается значение тока, превышающее максимальный ток КЗ за трансформатором;

Вторая ступень – МТЗ, для которой производится согласование с выдержками времени защит отходящих присоединений;

Третья ступень – токовая защита нулевой последовательности от однофазных КЗ.

Чтобы повысить чувствительность МТЗ её дополняют пуском по напряжению от реле напряжения обратной последовательности (при несимметричных КЗ) или от реле минимального напряжения (при симметричных КЗ). При этом

выбор тока срабатывания МТЗ производится по условию отстройки от номинального тока, а не от тока самозапуска электрических двигателей, питающихся от трансформатора, что и обеспечивает повышение чувствительности защиты.

Основная быстродействующая защита трансформаторов с обмоткой ВН более 3 кВ от КЗ на выводах и внутренних повреждений – дифференциальная токовая защита. В соответствии с положениями [14], продольную дифференциальную защиту с отсутствием выдержки по времени необходимо устанавливать на трансформаторах мощностью до 6300 кВ·А (но не менее 1000 кВ·А), если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а МТЗ имеет выдержку по времени более 0,5 с.

Чтобы обеспечить повышение чувствительности продольных дифференциальных защит к внутренним КЗ применяют принцип торможения, для чего дифференциальное реле снабжают дополнительной тормозной обмоткой, МДС которой приводит к существенному увеличению тока срабатывания при КЗ вне трансформатора и к незначительному при КЗ внутри защищаемой зоны. Таким образом, появляется возможность увеличить чувствительность к внутренним КЗ с одновременной отстройкой от внешних.

При внутренних повреждениях бака с маслом где помещены обмотки отключение питания трансформатора обеспечивается газовая защита. При превышении температуры обмоток или в результате возникновения электрической дуги из-за КЗ начинается процесс разложения масла, сопровождающийся интенсивным выделением газа. В итоге потоки масла устремляются в расширитель и воздействуют при этом на первичные преобразователи газового реле, по сигналу которого происходит отключение трансформатора. Трансформаторы мощностью 1000 кВ·А и выше поставляются комплектно с газовой защитой.

8.2 Расчёт релейной защиты

Расчёт РЗ будем производить для трансформатора подстанции ТП-1.2. МТЗ и токовую отсечку выполняем по схеме неполной звезды на двух реле тока (КА-1 и КА-2), схема включения реле тока представлена на рисунке 8.1.

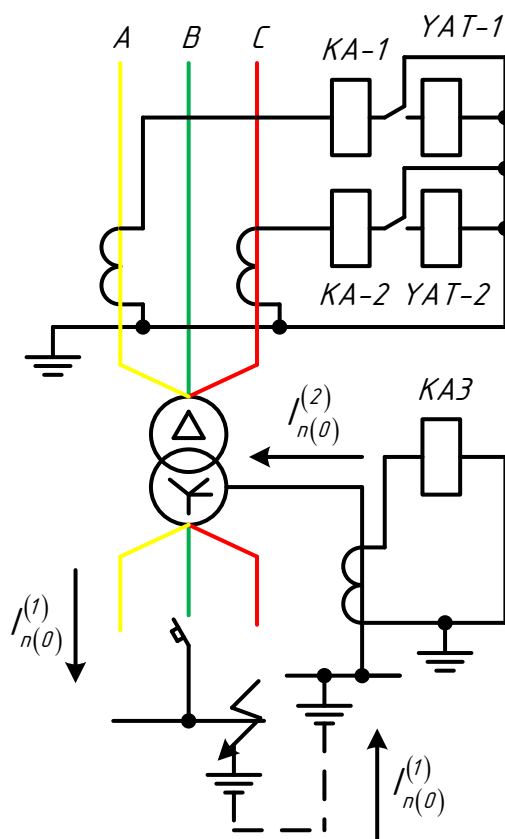


Рисунок 8.1 – схема включения реле тока

Примем в качестве токовых реле микропроцессорные реле типа РС-80М, которые предназначены для применения в схемах РЗиА, в том числе трансформаторов 6-10/0,4 кВ. Данные реле являются заменой устаревших реле максимального тока типа РТ-80, РТ-85 и РТ-90, т.к. они обладают схожими техническими характеристиками и одинаковые установочные размеры. Основные функции данного реле – токовая отсечка с выдержкой времени (70-100 мс или 150-200 мс по выбору с передней панели) и МТЗ. МТЗ может быть выполнена с независимой или с одной из двух зависимых времятоковых характеристик. В обоих случаях возможна операция шунтирования и дешунтирования управляемой цепи. Данные реле обладают встроенной флэш-памятью для возможности хранения заданных с передней панели параметров защиты светодиодной индикации срабатывания (исполнение «i») в течение 12 часов при отсутствии оперативного питания. Внешний вид реле РС-80М представлен на рисунке 8.2.

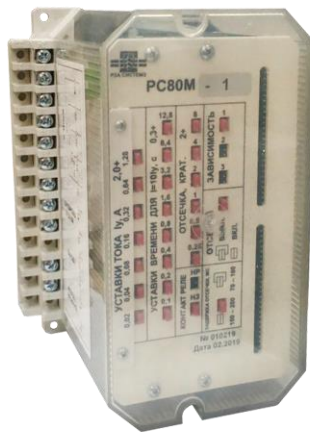


Рисунок 8.2 – реле PC-80M

Определим ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_{СЗП}}{k_B} \cdot I_{ном,Т}, \quad (8.1)$$

где k_H – коэффициент надёжности, т.к. рассматриваемое реле является более современным аналогом РТ-80, то можно принять равным 1,2 [24, с. 15];

$k_{СЗП}$ – коэффициент самозапуска, можно принять равным 2,5 [23, с. 73];

k_B – коэффициент возврата реле, по аналогии с коэффициентом надёжности можно принять как для РТ-80, равным 0,85 [24, с. 15];

$I_{ном,Т}$ – номинальный ток трансформатора, А.

Номинальный ток трансформатора найдём по формуле:

$$I_{ном,Т} = \frac{S_{ном,Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном,ВН}}. \quad (8.2)$$

$$I_{ном,Т} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,094 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 23,094 = 81,508 \text{ А.}$$

При этом, защита не должна отключать трансформатор при срабатывании АВР на стороне 0,4 кВ, в результате которого вторая секция шин 0,4 кВ также получает питание от одного трансформатора. До срабатывания АВР данная секция была подключена к другому трансформатору. Условие срабатывание МТЗ после работы АВР [23, с. 73]:

$$I_{c.з} \geq k_H \cdot (k_{CЗП} \cdot 0,71 \cdot I_{ном,Т} + 0,71 \cdot I_{ном,Т}). \quad (8.3)$$

$$I_{c.з} \geq 1,2 \cdot (2,5 \cdot 0,71 \cdot 23,094 + 0,71 \cdot 23,094) = 68,866 \text{ А.}$$

Условие выполняется.

Проверим чувствительность МТЗ к токам КЗ:

1. Определим расчётный ток реле при двухфазном КЗ за трансформатором при схеме неполной звезды с двумя реле для данной конфигурации обмоток рассматриваемого трансформатора по формуле [24, табл. 2-1]:

$$I_p = \frac{0,5 \cdot I_{n(0)}^{(3)} \cdot 10^3}{k_{ТТ}}, \quad (8.4)$$

где $k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации ТТ, равный 600/5.

$$I_p = \frac{0,5 \cdot 9,836 \cdot 10^3 \cdot 5}{600} = 40,983 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле определим по формуле:

$$I_{c.р} = \frac{I_{c.з} \cdot k_{СХ}}{k_{ТТ}}, \quad (8.5)$$

где $k_{СХ}$ – коэффициент схемы, равный для схемы неполной звезды с двумя реле 1 [24, табл. 2-1].

Тогда ток срабатывания реле:

$$I_{c.p} = \frac{81,508 \cdot 1 \cdot 5}{600} = 0,679 \text{ А.}$$

Отсюда коэффициент чувствительности:

$$k_{чув} = \frac{I_p}{I_{c.p}}; \quad (8.6)$$

$$k_{чув} = \frac{40,983}{0,679} = 60,358$$

Полученное значение значительно выше минимально допустимого значения 1,5

2. Определим расчётный ток реле при однофазном КЗ за трансформатором для схемы неполной звезды и двух реле при данной конфигурации обмоток трансформатора [24, табл. 2-3]:

$$I_p = \frac{I_{n(0)}^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot k_{TT}}. \quad (8.7)$$

Приведём ток однофазного КЗ к напряжению 10 кВ:

$$I_{n(0),10}^{(1)} = I_{n(0),0,4}^{(1)} \cdot 10^3 \cdot \frac{U_{ном,НН}}{U_{ном,ВН}}; \quad (8.8)$$

$$I_{n(0),10}^{(1)} = 7,994 \cdot 10^3 \cdot \frac{0,4}{10} = 319,76 \text{ А.}$$

Тогда расчётный ток:

$$I_p = \frac{319,76 \cdot 5}{\sqrt{3} \cdot 600} = 1,538 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ув}} = \frac{1,538}{0,679} = 2,265.$$

Значение больше минимально допустимого 1,5. Это означает, что рассматриваемый трансформатор не нуждается в специальной защите нулевой последовательности.

9 ВЛОЖЕНИЯ В СЕТЬ

Произведём расчёт приведённых затрат на реализацию сети проектируемого участка микрорайона. Определяются они по выражению:

$$З = E_H \cdot K + I_{\Sigma}, \quad (9.1)$$

где E_H – нормативный коэффициент экономической эффективности, принимаем равным 0,125;

K – капиталовложения на сооружение сети, млн. руб;

I_{Σ} – суммарные издержки проектируемой сети, млн. руб.

Капиталовложения на сооружение сети включают в себя единовременные вложения средств на возведение трансформаторных подстанций и кабельных линий электропередачи:

$$K = K_{ТП} + K_{КЛ}, \quad (9.2)$$

где $K_{ТП}$ – вложения на сооружение потребительских ТП, млн. руб;

$K_{КЛ}$ – вложения на сооружение питающих КЛ, млн. руб.

В свою очередь, капиталовложения для возведения ТП включают в себя стоимость КТП, а также стоимость трансформаторов, установленных на ней:

$$K_{ТП} = (K_{КТП} + n_T \cdot K_T) \cdot 10^{-6}, \quad (9.3)$$

где $K_{КТП}$ – стоимость КТП, руб;

K_T – стоимость трансформатора, руб.

Единовременные капиталовложения для возведения КЛ состоят из удельной стоимости кабеля данного сечения, а также стоимостей сооружения траншеи и прокладки кабеля:

$$K_{КЛ} = (K_{кб} + K_{транш} + K_{пр}) \cdot l \cdot 10^{-6}, \quad (9.4)$$

где $K_{кб}$ – удельная стоимость кабеля данного сечения, руб/м;

$K_{транш}$ – удельная стоимость разработки и засыпки траншеи, руб/м;

$K_{пр}$ – удельная стоимость прокладки кабеля данного сечения, руб/м.

Суммарные издержки проекта включают в себя издержки на ремонт и эксплуатацию, амортизационные издержки, а также затраты сетевой организации на возмещение потерь электроэнергии:

$$I_{\Sigma} = I_{эр} + I_a + I_{\Delta W}, \quad (9.5)$$

где $I_{эр}$ – издержки на текущий ремонт и эксплуатацию электрооборудования, необходимые для поддержания оборудования в рабочем состоянии, млн. руб;

I_a – издержки на амортизацию, представляющие собой накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования, млн. руб;

$I_{\Delta W}$ – затраты снабжающей организации на возмещение потерь электрической энергии, млн. руб.

Издержки на текущий ремонт и эксплуатацию определяем по формуле:

$$I_{эр} = \alpha_{н.о.,КЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{н.о.,ТП} \cdot K_{ТП}, \quad (9.6)$$

где $\alpha_{н.о.,КЛ}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию КЛ, равные для КЛ до 10 кВ включительно, проложенных в земле, 0,015 [28];

$\alpha_{н.о.,ТП}$ – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию РУ и ПС, равные 0,01 [28].

Издержки на амортизацию определяем согласно выражению:

$$I_a = \alpha_{a,КЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{a,ТП} \cdot K_{ТП}, \quad (9.7)$$

где $\alpha_{a,КЛ}$ – нормы ежегодных отчислений на амортизацию, равные для КЛ до 10 кВ включительно при прокладке в земле 0,03 [28];

$\alpha_{a,ТП}$ – нормы ежегодных отчислений на амортизацию для РУ и ПС, равные 0,063 [28].

Затраты на возмещение потерь электроэнергии определяем по выражению:

$$I_{\Delta W} = C_{\Delta W} \cdot \Delta W_{\Sigma} \cdot 10^{-6}, \quad (9.8)$$

где $C_{\Delta W}$ – удельная стоимость потерь электроэнергии, для территории Амурской области равная 2 руб/(кВт·ч);

ΔW_{Σ} – суммарные потери электроэнергии в спроектированной электрической сети, кВт·ч.

Суммарные потери состоят из потерь энергии КЛ 0,4 и 10 кВ, а также потерь в трансформаторах ТП:

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{КЛ0,4,\Sigma} + \Delta W_{КЛ10,\Sigma} + \Delta W_{Т,\Sigma}, \quad (9.9)$$

где $\Delta W_{КЛ0,4,\Sigma}$ – суммарные потери в КЛ 0,4 кВ, кВт·ч;

$\Delta W_{КЛ10,\Sigma}$ – суммарные потери в КЛ 10 кВ, кВт·ч;

$\Delta W_{Т,\Sigma}$ – суммарные потери в трансформаторах ТП, кВт·ч.

Удельную стоимость для разработки и засыпки траншеи примем в соответствии с [17], т.е.:

$$K_{\text{транш}} = 310 \text{ руб/м.}$$

Удельные стоимости кабелей разных сечений примем для КЛ 0,4 кВ в соответствии с [6], для КЛ 10 кВ – с [7]; значения представлены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – удельная стоимость кабелей разных сечений

Сечение, мм ²	$K_{\text{кб}}$ на номинальное напряжение, руб/м	
	0,4 кВ	10 кВ
10	77,41	–
16	103	–
25	144	–
35	181	611,1
50	233	605,2
70	306	775,24
95	366	833,21
120	460	923,5
150	526	1028,16

Удельную стоимость прокладки кабелей разных сечений примем в соответствии с [17]; данные представлены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – стоимость прокладки кабелей разного сечения

Сечение, мм ²	$K_{\text{пр}}$, руб/м
до 16	200
16-35	250
35-95	350
95-240	420

Стоимость КТП принимаем в соответствии с [10]:

– для КТП:

$$K_{\text{КТП}} = 710000 \text{ руб;}$$

– для 2КТП:

$$K_{\text{КТП}} = 1450000 \text{ руб.}$$

Стоимость трансформаторов принимаем в соответствии с [10]; данные представлены в таблице 9.3.

Таблица 9.3 – стоимость трансформаторов

$S_{ном,Т}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$K_T, \text{руб}$
160	139000
250	175000
400	234000

Например, вложения на сооружение ТП-1.1 составят:

$$K_{ТП} = (1450000 + 2 \cdot 234000) \cdot 10^{-6} = 1,918 \text{ млн. руб.}$$

Капиталовложения на возведение, например, КЛ ТП-1.1 – ТП-1.2:

$$K_{КЛ} = (611,1 + 310 + 350) \cdot 171,5 \cdot 10^{-6} = 0,218 \text{ млн. руб.}$$

Аналогично определяем капиталовложения на сооружение остальных КТП и КЛ. Результаты представлены в таблицах 9.4, 9.5 и 9.6.

Таблица 9.4 – капиталовложения на сооружение КТП

ТП	$K_{КТП}, \text{млн. руб}$	$K_T, \text{млн. руб}$	$K_{ТП}, \text{млн. руб}$
ТП-1.1	1,45	0,468	1,918
ТП-1.2	1,45	0,468	1,918
ТП-1.3	1,45	0,278	1,728
ТП-1.4	0,71	0,175	0,885
ТП-1.5	0,71	0,175	0,885
ТП-1.6	0,71	0,175	0,885
ТП-1.7	1,45	0,468	1,918
ТП-1.8	1,45	0,35	1,8
ТП-1.9	1,45	0,35	1,8
ТП-1.10	1,45	0,35	1,8
Итого	–		15,537

Таблица 9.5 – капиталовложения на сооружение КЛ 0,4 кВ

Линия	$K_{КЛ}, \text{млн. руб}$
1	2
ТП-1 – 5	0,044
ТП-1 – 1	0,113
1 – 3	0,037
ТП-1 – 6	0,011
ТП-1 – 2	0,058
2 – 4	0,037
ТП-2 – 11	0,044

Продолжение таблицы 9.5

1	2
ТП-2 – 11	0,044
ТП-2 – 7	0,113
ТП-1 – 5	0,044
ТП-1 – 1	0,113
7 – 9	0,037
ТП-2 – 12	0,011
ТП-2 – 8	0,058
8 – 10	0,037
ТП-3 – 13	0,046
ТП-4 – 14	0,021
14 – 15	0,024
ТП-4 – 17	0,036
17 – 19	0,018
19 – 18	0,014
ТП-5 – 23	0,021
23 – 25	0,024
25 – 24	0,014
ТП-5 – 20	0,036
20 – 21	0,018
21 – 22	0,014
ТП-6 – 28	0,011
28 – 26	0,041
28 – 30	0,041
ТП-6 – 29	0,011
29 – 27	0,028
29 – 31	0,028
ТП-7 – 32	0,013
ТП-7 – 33	0,067
ТП-7 – 34	0,068
ТП-8 – 35	0,042
ТП-8 – 36	0,036
ТП-9 – 39	0,019
ТП-9 – 40	0,046
ТП-9 – 38	0,056
38 – 37	0,056
ТП-10 – 41	0,03
Итого	1,493

Таблица 9.6 – капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Линия	$K_{КЛ}$, млн. руб
ТП-1.1 – ТП-1.2	0,218
ТП-1.10 – ТП-1.1	0,266
ТП-1.3 – ТП-1.10	0,236
ТП-1.4 – ТП-1.3	0,082
ТП-1.5 – ТП-1.4	0,157
ТП-1.6 – ТП-1.5	0,268
ТП-1.9 – ТП-1.6	0,673
ТП-1.7 – ТП-1.9	0,289
ТП-1.8 – ТП-1.7	0,246
ТП-2.8 – ТП-1.8	0,246
Итого	2,681

Отсюда получаем следующее значение вложений на сооружение всей сети:

$$K = 15,537 + 1,493 + 2,681 = 19,711 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на ремонт и эксплуатацию:

$$I_{sp} = 0,015 \cdot (1,493 + 2,681) + 0,01 \cdot 15,537 = 0,218 \text{ млн. руб.}$$

Амортизационные издержки:

$$I_a = 0,03 \cdot (1,493 + 2,681) + 0,063 \cdot 15,537 = 1,104 \text{ млн. руб.}$$

Потери электроэнергии:

$$\Delta W_{\Sigma} = 124100 + 42869 + 28102 = 195071 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Затраты на компенсацию потерь:

$$I_{\Delta W} = 2 \cdot 195071 \cdot 10^{-6} = 0,39 \text{ млн. руб.}$$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma} = 0,218 + 1,104 + 0,39 = 1,712 \text{ млн. руб.}$$

Приведённые затраты проекта:

$$Z = 0,125 \cdot 19,711 + 1,712 = 4,176 \text{ млн. руб.}$$

Основные технико-экономические показатели проектируемой сети представлены в таблице 9.7.

Таблица 9.7 – основные технико-экономические показатели сети

K , млн. руб	$I_{эп}$, млн. руб	I_a , млн. руб	$I_{\Delta W}$, млн. руб	$З$, млн. руб
19,711	0,218	1,104	0,39	4,176

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

10.1 Безопасность

Требования электробезопасности изложены в ряде нормативных документов, основными из которых являются:

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), издание седьмое;
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), утвержденные приказом Минэнерго России от 13.01.2003 N 6;
3. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Минтруда России от 24.07.2013 N 328н;
4. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках, утвержденная приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 N 261 и др.

Названные нормативные документы распространяются на работников из числа электротехнического, электротехнологического и неэлектротехнического персонала, а также на работодателей (физических и юридических лиц независимо от форм собственности и организационно-правовых форм), занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения.

В организациях должен осуществляться контроль за соблюдением требований электробезопасности и инструкций по охране труда, контроль за проведением инструктажей по электробезопасности. Нарушение требований электробезопасности влечет за собой ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Государственный надзор за соблюдением требований электробезопасности осуществляется органами федерального государственного энергетического надзора.

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электротока, электродуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Электроустановка – совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения электрической энергии и преобразования ее в другой вид энергии.

Персонал электротехнический – административно-технический, оперативный, оперативно-ремонтный, ремонтный персонал, организуемый и осуществляющий монтаж, наладку, техническое обслуживание, ремонт, управление режимом работы электроустановок.

Персонал электротехнологический – персонал, у которого в управляемом технологическом процессе основной составляющей является электрическая энергия (например, электросварка, электродуговые печи, электролиз и пр.), использующий в работе ручные электрические машины, переносной электроинструмент и светильники, и другие работники, для которых должностной (производственной) инструкцией или инструкцией по охране труда установлено знание правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (где требуется II или более высокая группа по электробезопасности).

10.1.1 Охрана труда при выполнении работ на КТП

Чтобы обеспечить нормальные условия труда во время эксплуатации и обслуживания различного электрического оборудования персонал должен использовать защитные средства. К основным электрозащитным средствам в электроустановках выше 1 кВ относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- сигнализаторы наличия напряжения, индивидуальные и стационарные;

- дистанционные индикаторы наличия напряжения;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности работ при измерениях и испытаниях в электроустановках;
- диэлектрические перчатки, галоши, боты;
- диэлектрические коврики и изолирующие подставки;
- защитные ограждения (щиты и ширмы);
- изолирующие накладки и колпаки;
- ручные инструменты для работ под напряжением до 1 кВ;
- переносные заземления;
- плакаты и знаки безопасности;
- прочие средства защиты, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением.

Если расстояние до токоведущих частей меньше допустимых, то перед выполнением работ необходимо отключить и заземлить токоведущие части.

Допуск к работам на КТП должен быть произведён в следующем порядке:

- отключение коммутационных аппаратов напряжением до 1 кВ;
- отключение линейного разъединителя напряжением выше 1 кВ;
- наложение заземлителя на токоведущие части ПС.

Если не отключена подача напряжения с низкой стороны, то линии этого напряжения должны быть отключены с противоположенной питающей стороны, приняты меры против их ошибочного или самопроизвольного включения, а на подстанции на эти линии до коммутационных аппаратов наложены заземления.

10.1.2 Охрана труда при выполнении работ на КЛ

Перед началом проведения работ должен быть выполнен комплекс организационных и технических мероприятий.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются: оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

При производстве работ на кабельных линиях необходимо соблюдать целый ряд специфических требований. Вот некоторые основные из них.

1. Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем допускается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

2. Перед началом раскопок кабельной линии должно быть произведено контрольное вскрытие линии.

3. В зимнее время к выемке грунта лопатами можно приступать только после его отогревания. При этом приближение источника тепла к кабелям допускается не ближе чем на 15 см.

4. При рытье траншей в слабом или влажном грунте, когда есть угроза обвала, их стены должны быть надежно укреплены.

5. В сыпучих грунтах работы можно вести без крепления стен, но с устройством откосов, соответствующих углу естественного откоса грунта.

Грунт, извлеченный из котлована или траншеи, следует размещать на расстоянии не менее 0,5 м от бровки выемки. Разработка и крепление грунта в выемках глубиной более 2 м должны производиться по плану производства работ.

В грунтах естественной влажности при отсутствии грунтовых вод и при отсутствии расположенных поблизости подземных сооружений рытье котлованов и траншей с вертикальными стенками без крепления разрешается на глубину не более: 1 м – в насыпных, песчаных и крупнообломочных грунтах; 1,25 м – в супесях; 1,5 м – в суглинках и глинах.

В плотных связанных грунтах траншеи с вертикальными стенками рыть роторными и траншейными экскаваторами без установки креплений допускается на глубину не более 3 м. В этих случаях спуск работников в траншеи не допускается. В местах траншеи, где необходимо пребывание работников, должны быть устроены крепления или выполнены откосы.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель следует определить:

– при прокладке в туннеле, коллекторе, канале – прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;

– при прокладке кабелей в земле – сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабелеискательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением.

Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При проколе кабеля следует пользоваться спецодеждой, диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица и глаз, при этом необходимо стоять на изолирующем основании сверху траншеи на максимальном расстоянии от прокалываемого кабеля.

Прокол кабеля должны выполнять два работника: допускающий и производитель работ или производитель и ответственный руководитель работ; один из них непосредственно прокалывает кабель, а второй – наблюдает.

Если в результате повреждений кабеля открыты все токоведущие жилы, отсутствие напряжения можно проверять непосредственно указателем напряжения без прокола кабеля.

Для заземления прокалывающего приспособления могут быть использованы заземлитель, погруженный в почву на глубину не менее 0,5 м, или броня кабеля. Присоединять заземляющий проводник к броне следует посредством хомутов; броня под хомутом должна быть зачищена.

В тех случаях, когда броня подверглась коррозии, допускается присоединение заземляющего проводника к металлической оболочке кабеля.

На кабельных линиях электростанций и подстанций, где длина и способ прокладки кабелей позволяют, пользуясь чертежами, бирками, кабелеискательным аппаратом, точно определить подлежащий ремонту кабель, допускается, по усмотрению выдающего наряд, не прокалывать кабель перед его разрезанием или вскрытием муфты.

Вскрывать соединительные муфты и разрезать кабель в тех случаях, когда предварительный прокол не делается, следует заземленным инструментом, надев диэлектрические перчатки, используя средства защиты лица и глаз, стоя на изолирующем основании.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

Не допускается при прокладке кабеля стоять внутри углов поворота, а также поддерживать кабель вручную на поворотах трассы. Для этой цели должны быть установлены угловые ролики.

Переключать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Переключать кабель, находящийся под напряжением, допускается при условиях:

- переключаемый кабель должен иметь температуру не ниже 5°C;
- муфты на переключаемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;
- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;
- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V, в электроустановках напряжением выше 1 кВ и производителя работ, имеющего группу IV, в электроустановках напряжением до 1 кВ.

Работу в подземных кабельных сооружениях, а также осмотр со спуском в них, должны выполнять по наряду не менее 3 работников, из которых двое – страхующие. Между работниками, выполняющими работу, и страхующими должна быть установлена связь.

Для освещения рабочих мест в колодцах и туннелях должны применяться светильники напряжением 12 В или аккумуляторные фонари во взрывозащищенном исполнении. Трансформатор для светильников напряжением 12 В должен располагаться вне колодца или туннеля.

10.2 Экологичность

Шумом называют любой нежелательный звук или совокупность таких звуков. При гигиенической оценке шумов на рабочих местах следует иметь в виду их возможное мешающее, вредное или травмирующее действие на организм человека.

Звуком называют колебания частиц воздушной среды, воспринимаемых органами слуха. По природе действия различают следующие шумы:

- аэродинамические;
- гидродинамические;
- механические;
- электромагнитные.

Звуковое давление – переменная составляющая давления воздуха или газа, возникающая в результате звуковых колебаний. Разность между мгновенным и статическим давлениями воздушной среды.

По характеру спектра шума выделяют:

- широкополосный шум с непрерывным спектром шириной более 1 октавы;
- тональный шум, в спектре которого имеются выраженные тоны.

Тональный характер шума для практических целей устанавливается измерением в 1/3 октавных полосах частот по превышению уровня в одной полосе над соседними не менее чем на 10 дБ.

По временным характеристикам шума выделяют:

- постоянный шум, уровень звука которого за 8-часовой рабочий день или за время измерения в помещениях жилых и общественных зданий, на территории жилой застройки изменяется во времени не более чем на 5 дБА при измерениях на временной характеристике шумомера «медленно»;
- непостоянный шум, уровень звука которого за 8-часовой рабочий день, за рабочую смену или во время измерения в помещениях жилых и общественных зданий, на территории жилой застройки изменяется во времени более чем на 5 дБА при измерениях на временной характеристике шумомера «медленно».

Непостоянные шумы подразделяют на:

- колеблющийся во времени шум, уровень звука которого непрерывно изменяется во времени;

– прерывистый шум, уровень звука которого ступенчато изменяется (на 5 дБА и более), причем длительность интервалов, в течение которых уровень остается постоянным, составляет 1 с и более;

– импульсный шум, состоящий из одного или нескольких звуковых сигналов, каждый длительностью менее 1 с, при этом уровни звука в дБА и дБА, измеренные соответственно на временных характеристиках «импульс» и «медленно», отличаются не менее чем на 7 дБ

10.2.1 Исходные данные для расчёта шума

В процессе проектирования системы электроснабжения микрорайона для РП был произведён выбор СТ напряжением 35 кВ следующей марки: ТД-10000/35. Для соблюдения санитарно-гигиенических требований по шуму прилегающей к РП территории необходимо определить минимальное расстояние от РП до прилегающей территории. Подробные данные для расчётов представлены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – исходные данные для расчёта шума, создаваемого трансформаторами РП

Число трансформаторов n_T , шт	Вид системы охлаждения	Номинальная мощность трансформатора, МВ·А	Класс напряжения, кВ	Тип территории
2	Трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д)	10	35	Территории, непосредственно прилегающие к жилым домам,

10.2.2 Допустимый уровень шума

По [3, с. 94] или [18] определяем допустимый уровень шума в зависимости от типа территории прилегающей к РП. При этом необходимо принять во внима-

ние, что для некоторых территорий допустимые уровни устанавливаются с учётом времени суток. Принимаем наиболее жёсткие требования, установленные для времени суток с 23:00 до 07:00 часов.

Таким образом, для территорий, непосредственно прилегающих к жилым домам, допустимый уровень шума составит:

$$L_A = 45 \text{ дБА.}$$

10.2.3 Шумовые характеристики источника шума

Определяем шумовые характеристики источника шума, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». В данном стандарте приводятся скорректированные уровни звуковой мощности трансформаторов в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения [3, с. 96]. Скорректированные уровни звуковой мощности приняты в качестве нормируемой величины шумовой характеристики трансформатора.

Для трансформатора с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д) при типовой мощности 10 МВ·А и напряжении 35 кВ уровень звуковой мощности составляет:

$$L_{PA} = 87 \text{ дБА.}$$

10.2.4 Минимальное расстояние от РП до границы жилой застройки

Известно, что если источник шума имеет показатель направленности равный единице, что можно принять для трансформатора, и его скорректированный уровень звуковой мощности равен L_{PA} , то в любой точке полусферы радиусом R уровень шума, создаваемый данным источником, будет равен L_A (рисунок 10.1).

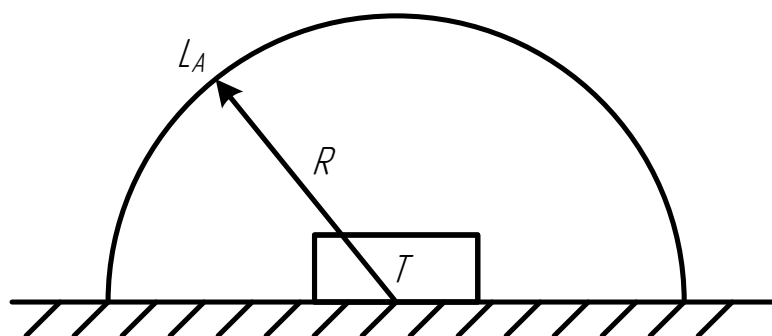


Рисунок 10.1 – излучение шума трансформатором

В этом случае в соответствии с ГОСТ 12.1.024-87 справедливо соотношение:

$$L_{PA} = L_A + 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (10.1)$$

где S – площадь поверхности полусферы, м^2 ;

$$S_0 = 1 \text{ м}^2.$$

Исходя из последней формулы при оценке шума, создаваемого трансформатором в эксплуатации, уровень звука на заданном расстоянии R от трансформатора ($R > 30$ м) можно определить по формуле:

$$L_A(R) = L_{PA} - 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (10.2)$$

где $S = 2 \cdot \pi \cdot R^2$.

На РП установлено два трансформатора, а РП расположен относительно рассматриваемой территории в соответствии со схемой, приведенной на рисунке 10.2. Расстояния R_1 и R_2 неизвестны, а l – известно.

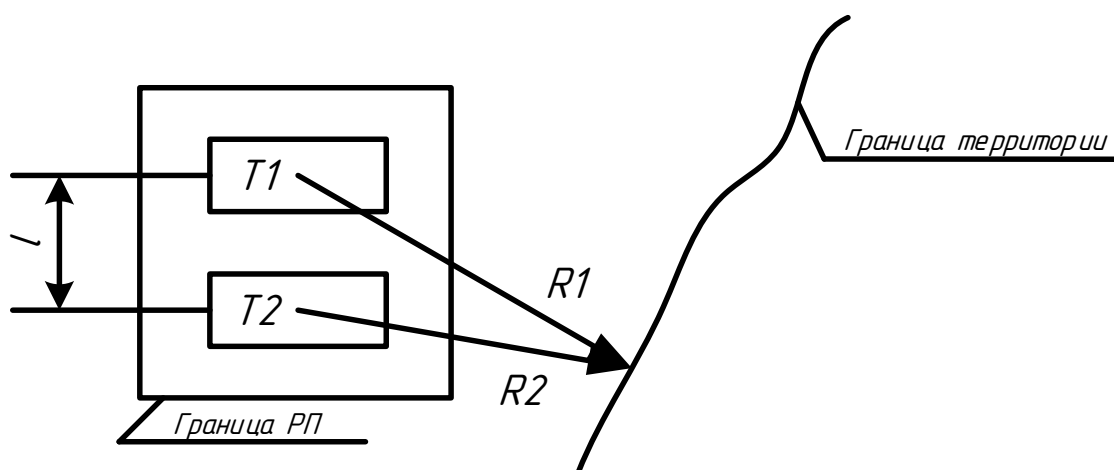


Рисунок 10.2 – схема расположения РП относительно жилой застройки

Чтобы определить минимальное расстояние от источников, расположенных на РП, до границы жилой застройки по формуле (10.2) необходимо принять следующие допущения:

– так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l$, $R_2 \gg l$, то два и более источника можно заменить одним. При этом его скорректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{PA,\Sigma} = 10 \cdot \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{PA,i}}, \quad (10.3)$$

где n_T – количество трансформаторов;

$L_{PA,i}$ – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА.

$$L_{PA,\Sigma} = 10 \cdot \lg(10^{0,1 \cdot 87} + 10^{0,1 \cdot 87}) = 90,01 \text{ дБА};$$

– на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A(R) = ДУ_{L_A}$. Тогда $R = R_{\min}$.

Исходя из принятых допущений выражение (10.2) можно переписать в следующем виде:

$$ДУ_{L_A} = L_{PA,\Sigma} - 10 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot R_{\min}^2}{S_0} \right). \quad (10.4)$$

Решив последнее уравнение относительно R_{\min} получим минимальное расстояние от источников шума на РП до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1 \cdot (L_{PA,\Sigma} - ДУ_{L_A})}}{2\pi}}; \quad (10.5)$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(90,01-45)}}{2\pi}} = 71,025 \text{ м.}$$

Любое $R \geq R_{\min}$ будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к РП территории. В данном случае реализуется принцип «защита расстоянием», а $R_{\min} = L_{\text{СЗЗ}}$ санитарно-защитная зона (СЗЗ) по шуму.

10.3 Чрезвычайные ситуации

Согласно Федеральному закону от 22.07.2009 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» регламентируются следующие положения о пожарной безопасности в эксплуатации электроустановок:

- класс пожаровзрывоопасной зоны всех электроустановок зданий и сооружений должен соответствовать классу пожаровзрывоопасной зоны, где они установлены, а также соответствовать категории и группе горючей смеси; чтобы обеспечить бесперебойное электроснабжение систем противопожарной защиты, которые установлены в сооружениях класса функциональной пожарной опасности Ф1.1 с круглосуточным пребыванием людей, необходимо использование автономных резервных ИП;

- электрическая проводка и КЛ систем противопожарной защиты, средств обеспечения деятельности подразделений пожарной охраны, систем обнаружения пожара, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, аварийного освещения на путях эвакуации, аварийной вентиляции и противодымной защиты, автоматического пожаротушения, внутреннего пожарного водопровода, лифтов для транспортировки подразделений пожарной охраны в зданиях и сооружениях должны сохранять работоспособность в условиях пожара в течение времени, необходимого для выполнения их функций и эвакуации людей в безопасную зону;

- кабели от ПС резервных ИП до ВРУ должны прокладываться в отдельных огнестойких каналах, либо иметь огнезащиту;

- линии электроснабжения зданий и сооружений должны иметь устройства защитного отключения, которые обеспечивают предотвращение возникновения

пожара; правила установки и параметры устройств защитного отключения должны учитывать требования пожарной безопасности, установленные настоящим Федеральным законом;

– вертикальные и горизонтальные каналы для прокладки электрических кабелей и проводов в зданиях и сооружениях должны обладать защитой от распространения пожара; в местах, где проходят кабельные каналы, коробки, кабели и провода, должны быть предусмотрены кабельные проходки через строительные конструкции с пределом огнестойкости не ниже предела огнестойкости данных конструкций.

При обнаружении пожара на оборудовании в первую очередь положено сообщить об этом старшему дежурному на объекте и вызвать наряд пожарной службы. Старший по смене обязан доложить о ситуации руководству организации и дежурному диспетчерского управления. После чего оценить масштабы возгорания, угрозу действующему оборудованию и возможную опасность для оперативного персонала, эвакуировать всех сотрудников, не принимающих участия в пожаротушении.

До прибытия пожарных в обязанности старшего дежурного входит:

– проверка включения установки пожарной сигнализации и системы автоматического пожаротушения или приведение ее в действие вручную в случае отказа автоматики;

– выполнение мероприятий по отключению оборудования, распространению огня и возникновению аварийных ситуаций (снятие напряжения на электроустановках, снижение давления водорода в корпусе синхронных машин, слив масла из бака турбогенератора);

– распоряжение об отключении соседних присоединений, находящихся в непосредственной близости к очагу возгорания;

– организация ликвидации возгорания собственными силами энергообъекта, предусмотренными правилами техники безопасности.

10.3.1 Способы пожаротушения в установках до 0,4 кВ

В электроустановках классом напряжения менее 0,4 кВ разрешается тушить пожар без отключения оборудования от сети с соблюдением мер безопасности.

Возгорания на оборудовании, находящемся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить:

- распыленной водой из предварительно заземленного ручного пожарного крана с применением электрозащитных бот и перчаток из диэлектрического материала на расстоянии не менее 5 м;

- воздушно-механической пеной при условии заземления пеногенераторных установок и насосов пожарных машин;

- хладоновыми, порошковыми и углекислотными огнетушителями на расстояниях, допустимых для безопасности.

10.3.2 Способы пожаротушения в установках выше 0,4 кВ

Допуск пожарной бригады к месту пожара и тушение огня в электроустановках свыше 0,4 кВ осуществляется только после снятия напряжения на оборудовании, проведения мероприятий по заземлению и получения электрозащитных средств. Для тушения возгораний различных веществ, материалов и горючих жидкостей на открытом воздухе используются пенные, водо-пенные и углекислотные огнетушители. В ЗРУ и помещениях без доступа воздуха для тушения пожаров и возгораний применение углекислотных огнетушителей недопустимо из-за риска создания высокой концентрации газов, опасных для жизни. При масштабных возгораниях с выбросом и возгоранием трансформаторного масла применяются комплексные методы пожаротушения с использованием воды и порошковых средств.

10.3.3 Особенности пожаротушения различного электрооборудования

Методы и способы пожаротушения отличаются не только по классу напряжения, но и в зависимости от типа оборудования, его устройства и принципа работы. При возгорании обмоток синхронных машин, производят их отключение

от сети с параллельным включением автомата гашения магнитного поля и включением углекислотного охлаждения. Загоревшийся водород, образовавшийся вследствие утечек газа, тушится при помощи углекислотных огнетушителей после перекрытия задвижек на неисправном участке трубопровода. Возгорания маслонаполненного оборудования опасны риском взрыва углеводородных газов, образовавшихся в масле под действием высоких температур.

После снятия напряжения к ликвидации пожара приступают с применением воды, воздушной пены, порошковых и углекислотных огнетушителей. При внутреннем возгорании вещества огнетушения подаются в бак через люки. Гашение разлитого трансформаторного масла проводится при помощи песка, воздушной пены, порошковых составов и воды, распыляемой из пожарных кранов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей выпускной квалификационной работе было выполнено проектирование системы электроснабжения для участка планируемого к строительству жилого микрорайона города Свободного.

Процесс проектирования оказался достаточно сложен, даже учитывая все допущения по объёму выполнения проекта в связи с его учебным характером, так как при проектировании приходится учитывать и обращать внимание на каждую деталь и мелочи. Данный проект позволил мне увидеть, хоть и в значительно меньших масштабах, характер задач, которые ставятся для инженеров проектировщиков реальных проектных организаций.

И хоть данный проект далёк от реального, опыт, полученный в процессе выполнения настоящей выпускной квалификационной работы, поиска информации и изучения другого стороннего материала по теме электроэнергетики и электроснабжения в частности, подкрепил фундамент моих знаний и укрепил моё желание стать квалифицированным специалистом в этой сфере.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Белов С. В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник / С.В. Белов. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: Изд-во Юрайт, 2011. – 680 с.
- 2 Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 627 с.
- 3 Булгаков А. Б. Безопасность жизнедеятельности: методические указания к практическим занятиям / А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
- 4 Города России [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://xn----7sbiew6aadnema7p.xn--p1ai/>
- 5 Кабышев, А. В. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок : учеб. пособие / А. В. Кабышев, С. Г. Обухов. – Томск : Изд-во ТПУ, 2006, – 248 с.
- 6 Кабель.РФ [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://blagoveschensk.cable.ru/cable/group-avbbshv.php>
- 7 Кабельные системы [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://kabel-s.ru/>
- 8 Козлов В. А. Справочник по проектированию электроснабжения городов / В. А. Козлов, Н. И. Билик, Д. Л. Файбисович. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1986. – 256 с.
- 9 Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов : учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования / Е. А. Конюхова. – М. : Мастерство, 2002. – 320 с.
- 10 Кубаньэлектроцит [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://www.kesch.ru/>
- 11 Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов : сборник учебно-методических материалов. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2017. – 182 с.

12 ООО «Вольт-энерго» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://volt-energo.ru/whatisbktp.html>

13 Приказ о порядке расчёта значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии от 23.06.2015 № 380. – Министерство энергетики Российской Федерации.

14 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС

15 РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей.

16 Савина Н. В. Электроэнергетические системы и сети. Часть первая : учеб. пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 177 с.

17 Сигма [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://www.sigma-nn.ru/price/prokladka-v-zemle.html>

18 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки».

19 СП 52.13330.2011 «СНиП 23-05-95*. Естественное и искусственное освещение»

20 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

21 Федоров, А. А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий / А. А. Федоров, Л.Е. Старкова. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

22 Федеральный закон от 22.07.2009 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

23 Шахнин В. А. Электроснабжение микрорайона многоэтажной жилой застройки : учеб. пособие / В. А. Шахнин, С. И. Рощина. – Владимир : Изд-во ВлГУ, 2017. – 107 с.

24 Шабад М. А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М. А. Шабад. – 3-е изд., перераб. и доп. – Л. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. – 296 с.

25 Шведов Г. В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчётные нагрузки, распределительные сети : учеб. пособие / Г.В. Шведов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. – 268 с.

26 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство МЭИ, 2012. – 964 с.

27 Электрощит [Электронный ресурс]. – Режим доступа : https://elektroshield.ru/portfolio-item/transformatory_tmg/

28 ElEnergi.ru [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <https://elenergi.ru/texniko-ekonomicheskij-raschet-sistem-elektrosnabzheniya.html>