

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы электроснабжения микрорайона Нагорный  
города Большой Камень в Приморском крае

Исполнитель

студент группы 842-об3

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

М.Р. Цернов

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Г. Ротачева

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

(подпись, дата)

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2022 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Цернова Михаила Романовича

1. Тема выпускной квалификационной работы Проектирование системы электроснабжения микрорайона Нагорный г. Большой камень Приморского края

(утверждено приказом от 17.05.2022 № 1006-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, материалы производственной и преддипломной практик, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Расчет электрических нагрузок. 3. Проектирование низковольтного электроснабжения. 4. Проектирование высоковольтного электроснабжения микрорайона Нагорный. 5. Расчет токов короткого замыкания. 6. Выбор и проверка оборудования РП 10 кВ. 7. Выбор и проверка аппаратуры ТП. 8. Грозозащита подстанции 10/0,4кВ. 9. Релейная защита и автоматика в системе электроснабжения. 10. Прокладка кабельных линий в земле. 11. Техико-экономические показатели проекта. 12. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 1. Генеральный план жилого микрорайона «Нагорный» г. Большой камень с кабельной разводкой 10 кВ. 2. Однолинейная электрическая схема 10 кВ. 3. Закрытая трансформаторная подстанция 10кВ с двумя трансформаторами 1000кВА. 4. Прокладка кабеля 10кВ. 5. Релейная защита воздушной линии 10кВ. 6. Автоматика секционного выключателя на РП 10кВ.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков.

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна, доцент, канд. тех. наук.

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содежит 124 стр., 11 рисунков, 38 таблиц, 35 источников.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, ЭЛЕКТРОПОТРЕБИТЕЛИ, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, КАБЕЛЬ, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, СЕБЕСТОИМОСТЬ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

В данной выпускной квалификационной работе проведено проектирование системы электроснабжения микрорайона «Садовый» города Большой Камень.

Дано описание района; произведен расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей. Был осуществлен выбор количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, кабельных линий, определена надёжность работы подстанции «Садовая».

Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки низковольтного и высоковольтного электрооборудования; зоны защиты от прямых ударов молнии, рассмотрен расчет релейной защиты трансформаторов и отходящих линий.

Рассмотрены правила техники безопасности при производстве монтажных и пусконаладочных работ; рассчитана экономическая часть и дана экономическая оценка проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика района проектирования	9
1.1 План и экспликация проектируемого микрорайона	10
1.2 Общая характеристика потребителей микрорайона Нагорный	13
1.3 Основные климато-географические характеристики, необходимые для проектирования системы электроснабжения	13
2 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	15
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	15
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	16
2.3 Расчет нагрузки электрического освещения	19
2.4 Расчет электрической нагрузки всего микрорайона	21
3 Проектирование низковольтного электроснабжения	22
3.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения	22
3.2 Выбор площади сечений и количества линий	23
3.3 Определение потерь мощности в сетях 0,4 кВ	27
3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов напряжением 10 кВ	30
3.5 Выбор схемы и конструкции ТП	33
3.6 Компенсация реактивной мощности	35
4 Проектирование высоковольтного электроснабжения микрорайона Нагорный	38
4.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	38
4.2 Выбор схемы и сечений питающих линий	39
4.3 Выбор схемы и конструкции РП 10 кВ	42
5 Расчет токов короткого замыкания	43
5.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	44
5.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	48
5.3 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	51

6	Выбор и проверка оборудования РП 10 кВ	52
6.1	Выбор и проверка выключателей	52
6.2	Выбор и проверка трансформаторов тока	54
6.3	Выбор и проверка трансформатора напряжения	57
6.4	Выбор ячеек РП	58
6.5	Выбор и проверка сборных шин	60
7	Выбор и проверка аппаратуры ТП	63
7.1	Выбор предохранителей	63
7.2	Выбор автоматических выключателей	67
7.3	Выбор выключателей нагрузки	69
8	Грозозащита подстанций и сети 10/0,4 кВ	71
8.1	Расчет контура заземления ТП	71
8.2	Выбор и проверка ОПН	74
9	Релейная защита и автоматика в системе электроснабжения	77
9.1	Перечень защит	77
9.2	Расчет защит	78
9.3	Защита трансформатора 10/0,4кВ	80
9.4	Релейная защита ввода	80
9.5	Автоматика	81
10	Прокладка кабельных линий в земле	84
10.1	Требования к прокладке кабеля	84
11.2	Прокладка кабеля	89
11	Технико-экономические показатели проекта	92
11.1	Стоимостные показатели по устанавливаемому оборудованию	92
11.2	Затраты на реализацию проекта	94
11.2.1	Расчет капиталовложений на ВЛ 10 и 0,4 кВ	95
11.2.2	Расчет капиталовложений на сооружение РП и ЗТП 10 кВ	95
11.3	Расчет эксплуатационных издержек	96

11.3.1	Определение амортизационных отчислений	96
11.3.2	Определение эксплуатационных затрат	99
11.4	Штатная численность персонала и фонд заработной платы	101
11.5	Себестоимость передачи электроэнергии	102
12	Безопасность и Экологичность	104
12.1	Безопасность проекта	104
12.2	Заземление подстанции	107
12.3	Экологичность проекта	112
12.4	Чрезвычайные ситуации	114
	Заключение	121
	Библиографический список	122

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- БР – бакалаврская работа;
- ВРУ – вводно-распределительное устройство;
- ЗТП – закрытая трансформаторная подстанция;
- КЗ – короткое замыкание;
- КЛ – кабельная линия;
- КРМ – компенсация реактивной мощности;
- КУ – компенсирующее устройство;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РУ – распределительное устройство;
- СЭС – система электроснабжения.

## ВВЕДЕНИЕ

В связи с постоянным ростом численности населения России, обусловленных рождаемостью и миграцией, возникает необходимость в постоянном расширении площади застройки, чтобы увеличить количество жилых домов, детских садов, школ и других объектов коммунального характера, которые в свою очередь влияют на развитие и расширение системы электроснабжения. В данной работе рассматриваются вопросы электроснабжения жилого микрорайона Нагорный города Большой Камень Приморского края, который планируется расширить с подключением новых жилых домов и объектов общественного назначения.

Цель бакалаврской работы – спроектировать надежную и соответствующую современным требованиям систему электроснабжения путем разработки оптимальной системы распределения электроэнергии, с выбором числа и мощность трансформаторов в КТП, средств КРМ, сечения кабелей. В схеме развития городских электрических сетей требуется принять технические решения, позволяющие найти решения с минимально возможными затратами.

Основной задачей данного проекта электроснабжения города является определение ожидаемых электрических нагрузок на различных ступенях электрической сети. Нагрузки являются основополагающими техническими характеристиками элементов электрической сети – сечения и марки проводников, мощности и типов трансформаторов, электрических аппаратов и другого вспомогательного электротехнического оборудования.

В данной работе кратко рассмотрены вопросы экономики (организации труда, стоимость электрооборудования и электромонтажных работ, приведенные затраты) и техники безопасности (охрана труда работников, безопасные методы производства электромонтажных работ).

При выполнении бакалаврской работы (БР) были использованы программы Microsoft Word, Excel 2021. Работа включает в себя 7 листов графической части.



# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Значительная часть города Большой Камень питается от городской подстанции Садовая 110/10 кВ.

## 1.1.1 Физико-географическое описание г. Большой Камень

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



Рисунок 1 – Расположение города Большой Камень

На территории жилого комплекса будут размещены:

- жилые дома: 20 пятиэтажных домов, 130 танхаусов;
- объекты социального обслуживания населения: 2 детских сада (на 360 мест), школа (на 900 мест), спортивный комплекс, торговый центр, поликлиника (220 пос.), автостоянки и др.;
- центральный тепловой пункт (3 ЦТП по 20 МВт каждый). Территория микрорайона по назначению относится к жилой зоне.

### 1.1 План и экспликация проектируемого микрорайона

В соответствии с проектом составлен план нового жилого района, и экспликация с описанием зданий и сооружений. План района приведён на рисунке 2.

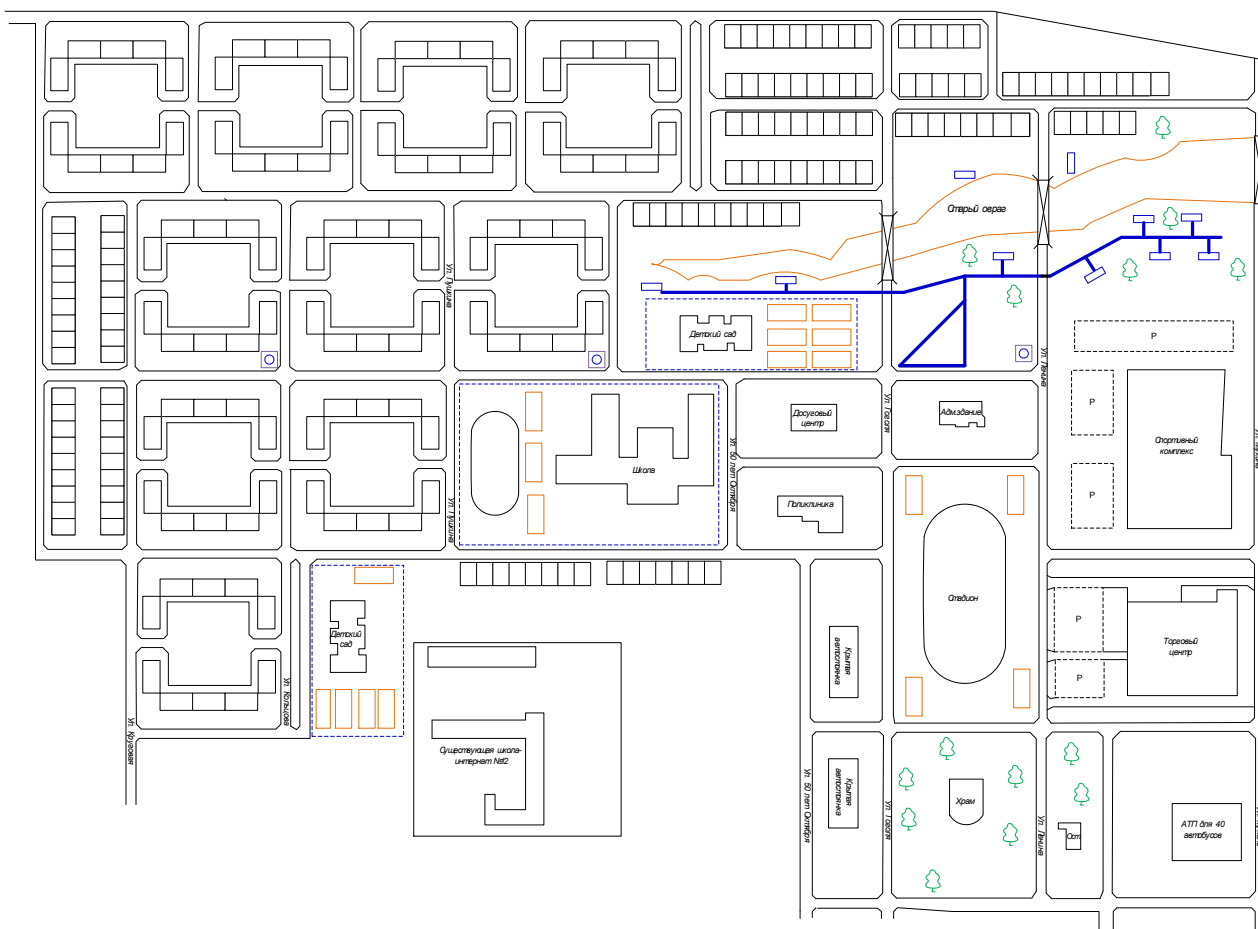


Рисунок 2 – План проектируемого жилого района

В экспликации зданий и сооружений рассматриваются здания и объекты, расположенные на территории проектируемого микрорайона Нагорный.

В ней указаны тип потребителя, количество квартир, мест, посещений, площадь зданий, и прочие данные по силовой нагрузке.

Данные района будущей застройки приведены в виде таблицы 1.

Таблица 1 – Основные данные зданий и сооружений

№	Тип потребителя	Кол-во подъездов	кв., шт.,	S, кв.м., мест	Руд	k <sub>max</sub>	tgφ
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Торговый центр		1	6300	0,16		0,57
2	АТП для 40 автобусов		1	3800	0,054		0,2
3	Храм		1	600	0,054		0,57
4	Теплая автостоянка		1	250	0,5		0,2
5	Теплая автостоянка		1	250	0,5		0,2
6	Школа		1	900	0,25	0,7	0,38
7	Танхаусы		7		4,8	0,9	0,2
8	Танхаусы		8		4,7	0,9	0,2
9	Детский сад		1	180	0,46		0,25
10	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
11	Жилой дом 5 этаж.	5	72		1,8		0,2
	Продовольственный магазин		1	270	0,16	0,5	0,48
12	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
13	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
14	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
15	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
16	Танхаусы		9		4,3		0,2
17	Танхаусы		9		4,3		0,2
18	Танхаусы		9		4,3		0,2
19	Танхаусы		9		4,3		0,2
20	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
21	Жилой дом 5 этаж.	5	72		1,8		0,2
	Продовольственный магазин		1	180	0,16	0,5	0,48
	Парихмахерская		1	90	1,5	0,7	0,25

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
22	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
23	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
24	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
25	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
26	Жилой дом 5 этаж.	5	72		1,8		0,2
	Магазин		1	180	0,16	0,5	0,48
	Аптека		1	90	0,16	0,4	0,48
27	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
28	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
29	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
	Цветочный салон		1	90	0,16	0,4	0,48
	Салон красоты		1	180	1,5	0,7	0,25
30	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
31	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
32	Жилой дом 5 этаж.	5	75		1,8		0,2
33	Жилой дом 5 этаж.	5	73		1,8		0,2
	Супермаркет		1	180	0,16	0,5	0,48
34	Танхаусы		10		4,3		0,2
35	Танхаусы		9		4,3		0,2
36	Танхаусы		9		4,3		0,2
37	Танхаусы		9		4,3		0,2
38	Танхаусы		9		4,3		0,2
39	Танхаусы		5		4,9		0,2
40	Танхаусы		5		4,9		0,2
41	Танхаусы		8		4,7		0,2
42	Танхаусы		10		4,3		0,2
43	Танхаусы		5		4,9		0,2
44	Поликлиника		1	220	0,36	0,4	0,43
45	Досуговый центр		1	800	0,14		0,43
46	Административное здание (офисы)		1	1056	0,054		0,57
47	Детский сад		1	180	0,46		0,25
48	Спортивный комплекс		1	4000	0,25		0,38

## **1.2 Общая характеристика потребителей микрорайона Нагорный**

Электроприемники (потребители) проектируемого жилого района Нагорный имеют классификацию по роду тока, напряжению, частоте, надёжности электроснабжения, режиму работы и мощности. Классификация по указанным выше признакам для потребителей микрорайона будет следующей:

- 1) *По роду тока* – электроприемники трехфазного и однофазного тока с напряжением до 1 кВ.
- 2) *По степени надёжности* относятся к потребителям 1, 2 и 3 категории:
  - электроприемники 1 категории (цтп). Электроснабжение данных электроприемников должно быть предусмотрено от двух независимых источников, с автоматическим переключением на резерв.
  - электроприемники 2 категории, к которым относятся детский сад, школа, поликлиника, торговый центр, многоэтажные дома;
  - электроприемники 3 категории, все оставшиеся потребители.
- 3) *По режиму работы* – с продолжительным режимом работы.
- 4) *По мощности* – электроприемники малой мощности до 6 МВт.
- 5) *По напряжению* – до 1 кВ.
- 6) *По частоте* – промышленной частоты 50 Гц.

## **1.3 Основные климато-географические характеристики, необходимые для проектирования системы электроснабжения**

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

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

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

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

Основные характеристики климатических условий города Большой Камень:

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

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Основу нагрузок проектируемого района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Первым этапом проектирования СЭС является расчёт электрических нагрузок. По расчетной нагрузке определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов. Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприемников могут быть не известны. Расчёт производится с помощью метода удельных электрических нагрузок.

### 2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

При расчетах электрических нагрузок жилого дома основой расчета являются нагрузки квартир, отличающихся видом кухонной плиты, к которым добавляются нагрузки силовых электрических приемников.

Расчетная электрическая нагрузка квартир  $P_{\text{кв}}$ , приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв. уд.}} \cdot n, \quad (1)$$

где  $P_{\text{кв. уд.}}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв.

$n$  – количество квартир.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения и других санитарно-технических устройств  $P_{\text{ст.у}}$ , кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса  $k_c$ ;

$$P_{\text{ст.у}} = k_c \cdot \sum_1^n P_{\text{ст.у}}, \quad (2)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса санитарно-технических устройств [22].

Для определения расчётной реактивной мощности используют выражение:

$$Q_{p.ж.д} = P_{.ж.д} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ж.д}, \quad (3)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{ж.д}$  – расчетный коэффициент реактивной мощности.

Расчетный ток на низкой стороне определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{p.ж.д}^2 + Q_{p.ж.д}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4}. \quad (4)$$

## 2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

Действующая методика определения расчетной нагрузки общественных зданий и сооружений основана на применении соответствующих коэффициентов спроса для осветительной и силовой нагрузки, а также коэффициента совмещения для суммарной нагрузки.

В тех случаях, когда точные данные отсутствуют, определение расчетных нагрузок осуществляют по удельным показателям [22].

Электрическая нагрузка детских садов (школ) определяется по выражению:

$$P_{шк.(д.с)} = P_{шк.(д.с) уд} \cdot n, \quad (5)$$

где  $P_{шк.(д.с) уд}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников детского сада, кВт/воспитанников,  
 $n$  – количество воспитанников.

Электрическая нагрузка автостоянок определяется по выражению:

$$P_{зар.} = \sum_1^n P_{зар.}, \quad (6)$$

где  $P_{зар.}$  – электрическая нагрузка место машины, кВт/гар.

Электрическая нагрузка магазинов определяется по выражению:

$$P_{маг.} = P_{уд.} \cdot S, \quad (7)$$



где  $P_{уд.}$  – удельная электрическая нагрузка предприятия торговли, кВт/м<sup>2</sup>;  
 $S$  – площадь магазина, м<sup>2</sup>.

В качестве примера приведен расчет электрической нагрузки пятиэтажного жилого дома №1. Все необходимые показатели для расчета берутся из таблицы 1.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома:

$$P_{р.ж.д.} = P_{к.в.уд.} \cdot n = 1,8 \cdot 75 = 135 \text{ кВт},$$

Реактивная мощность:

$$Q_{р.ж.д.} = P_{р.ж.д.} \cdot \text{tg}\varphi = 135 \cdot 0,2 = 27 \text{ кВар}.$$

Расчетная нагрузка торгово-общественного центра по формуле (7):

$$P_{ТОЦ} = P_{уд.} \cdot S = 0,16 \cdot 6300 = 1008 \text{ кВт}$$

$$Q_{ТОЦ} = 0,57 \cdot 1008 = 574,56 \text{ кВар}$$

Аналогично произведен расчет по выражениям (1) – (7) для всех объектов расположенных на плане. Результаты расчета заносятся в таблицу 2.

Таблица 2 – Экспликация зданий и сооружений

№	Тип потребителя	$P_n$ , кВт	$\text{tg}\varphi$	Q, квар	S, кВА
1	2	3	4	5	6
1	Торговый центр	1008	0,57	574,56	1160,3
2	АТП для 40 автобусов	205,2	0,2	41,04	209,26
3	Храм	32,4	0,57	18,468	37,294
4	Теплая автостоянка	125	0,2	25	127,48
5	Теплая автостоянка	125	0,2	25	127,48
6	Школа	225	0,38	85,5	240,7
7	Танхаусы	33,6	0,2	6,72	34,265
8	Танхаусы	37,6	0,2	7,52	38,345

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
9	Детский сад	82,8	0,25	20,7	85,348
10	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
11	Жилой дом 5 этаж.	129,6	0,2	25,92	132,17
	Продовольственный магазин	43,2	0,48	20,736	47,919
12	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
13	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
14	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
15	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
16	Танхаусы	38,7	0,2	7,74	39,466
17	Танхаусы	38,7	0,2	7,74	39,466
18	Танхаусы	38,7	0,2	7,74	39,466
19	Танхаусы	38,7	0,2	7,74	39,466
20	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
21	Жилой дом 5 этаж.	129,6	0,2	25,92	132,17
	Продовольственный	28,8	0,48	13,824	31,946
	Парихмахерская	135	0,25	33,75	139,15
22	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
23	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
24	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
25	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
26	Жилой дом 5 этаж.	129,6	0,2	25,92	132,17
	Магазин	28,8	0,48	13,824	31,946
	Аптека	14,4	0,48	6,912	15,973
27	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
28	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
29	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
	Цветочный салон	14,4	0,48	6,912	15,973
	Салон красоты	270	0,25	67,5	278,31
30	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67
31	Жилой дом 5 этаж.	135	0,2	27	137,67

1	2	3	4	5	6
32	Жилой дом 5 этаж.	135,00	0,20	27,00	137,67
33	Жилой дом 5 этаж.	131,40	0,20	26,28	134,00
	Супермаркет	28,80	0,48	13,82	31,95
34	Танхаусы	43,00	0,20	8,60	43,85
35	Танхаусы	38,70	0,20	7,74	39,47
36	Танхаусы	38,70	0,20	7,74	39,47
37	Танхаусы	38,70	0,20	7,74	39,47
38	Танхаусы	38,70	0,20	7,74	39,47
39	Танхаусы	24,50	0,20	4,90	24,99
40	Танхаусы	24,50	0,20	4,90	24,99
41	Танхаусы	37,60	0,20	7,52	38,34
42	Танхаусы	43,00	0,20	8,60	43,85
43	Танхаусы	24,50	0,20	4,90	24,99
44	Поликлиника	79,20	0,43	34,06	86,21
45	Досуговый центр	112,00	0,43	48,16	121,92
46	Офисное здание	57,02	0,57	32,50	65,64
47	Детский сад	82,80	0,25	20,70	85,35
48	Спортивный комплекс	640,00	0,38	243,20	684,65
Суммар. нагрузки		6595,9	-	1997,8	6947,4

### 2.3 Расчет нагрузки электрического освещения

Помимо основной нагрузки потребителей к сети 0,4 кВ также будет подключаться нагрузка уличного освещения вдоль подъездных дорог к домам. В данном случае при проектировании уличной сети нужно учесть, что необходимо будет применить энергоэффективные лампы для освещения.

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется исходя из значения 7-10 кВт на 1 км погонной длины дорог и проездов по следующему выражению:

$$P_{\Sigma осв} = 10 \cdot L_i \cdot P_{уд}, \quad (8)$$

где  $L$  – длина освещаемых дорог и проездов, км.

Нагрузки уличного освещения для рассматриваемого участка каждой улицы сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Нагрузки уличного освещения

Название улицы	Длина дороги, км	Удельная мощность, кВт/км	$P_{\text{осв}}$ , кВт	$Q_{\text{осв}}$ , квар
ул. Газовиков №1	1,2	7	8,40	2,77
ул. Газовиков №2	1,05	7	7,35	2,43
ул. Газовиков №3	0,84	7	5,88	1,94
ул. Ленина	0,86	7	6,02	1,99
ул. Гоголя	0,78	7	5,46	1,80
ул. 50 лет Октября	0,51	7	3,57	1,18
ул. Пушкина	0,44	7	3,08	1,02
ул. Кольцова	0,72	7	5,04	1,66
ул. Круговая	0,75	7	5,25	1,73
Дворовые территории	2,8	8	22,4	7,39
			72,45	23,91

Освещение всей территории жилого комплекса «Нагорный» помимо уличного освещения включает в себя:

- освещения прилегающей территории к многоэтажным жилым домам;
- освещения прилегающей территории встроенных помещений.

1) Подключение электроосвещения прилегающей территории непосредственно к жилым домам (включая парковки) осуществляется от запроектированных железобетонных опор с навеской провода марки СИП-2. Частично между опорами в земле прокладываются кабельные линии марки АВВГ – 2х25 мм<sup>2</sup> от ЗТП. По всей трассе кабель защищается кирпичом.

Для освещения дворов приняты светильники типа ЖКУ06 с натриевой лампой ДНаТ-250. Управление электроосвещением осуществляется с панели уличного освещения.

2) Освещение прилегающей территории встроенных помещений выполняется кабелем марки АВВГ – 4х25, прокладываемым в траншее на глубине 0,7 м от спланированной отметки земли. На встроенных помещениях следует применить светильники ЖТУ06 с натриевой лампой ДНаТ-150. Для ламп данной мощности применяется пускорегулирующая аппаратура, бесстартерная; потери в которой составляют 3 % от мощности лампы. Коэффициент реактивной мощности равен 0,75.

3) Освещение улиц выполняется проводом марки СИП-2, подвешиваемым на ж/б опорах с установкой светильников типа ЖКУ06 с натриевыми лампами ДНаТ-250.

Освещение улиц выполнено в однорядном порядке, расстояние между фонарями  $l = 45$  м. Для дворов осветительные опоры находятся вблизи подъездов жилых домов.

#### **2.4 Расчет электрической нагрузки всего микрорайона**

Суммарную низковольтную нагрузку ЭП рассчитывается по следующим формулам:

$$P_{РАСЧ\Sigma H} = \sum P_{P.H.H} + \sum P_{P.O.H} \quad (9)$$

$$P_{РАСЧ\Sigma H} = 6595,9 + 72,45 = 6668,37 \text{ кВт.}$$

Таким образом, была получена суммарная нагрузка проектируемого микрорайона, соответствующая заявленной на техприсоединение к электрическим сетям в 6,8 МВт.

## 3 ПРОЕКТИРОВАНИЕ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### 3.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

Схема распределительной сети зависит от категорийности потребителей по надежности электроснабжения. В нашем случае преобладают потребители второй и третьей категории, перерыв в электроснабжение которых не должен превышать 2 часа, поэтому необходимо их питать от двух независимых источников питания. В настоящее время наиболее рациональной считается петлевая и двухлучевая схема, которые и будут использоваться. Потребителей третьей категории по надежности, имеющих небольшую мощность будем запитывать от ближайших ВРУ радиальной линией [17]. Если в одном здании более одного ВРУ, то нагрузку между ними распределяем поровну. Схема низковольтной сети (0,4 кВ) показана на 1-м листе БР.

Намеченное расположение ТП отмечено на плане (рисунок 3).

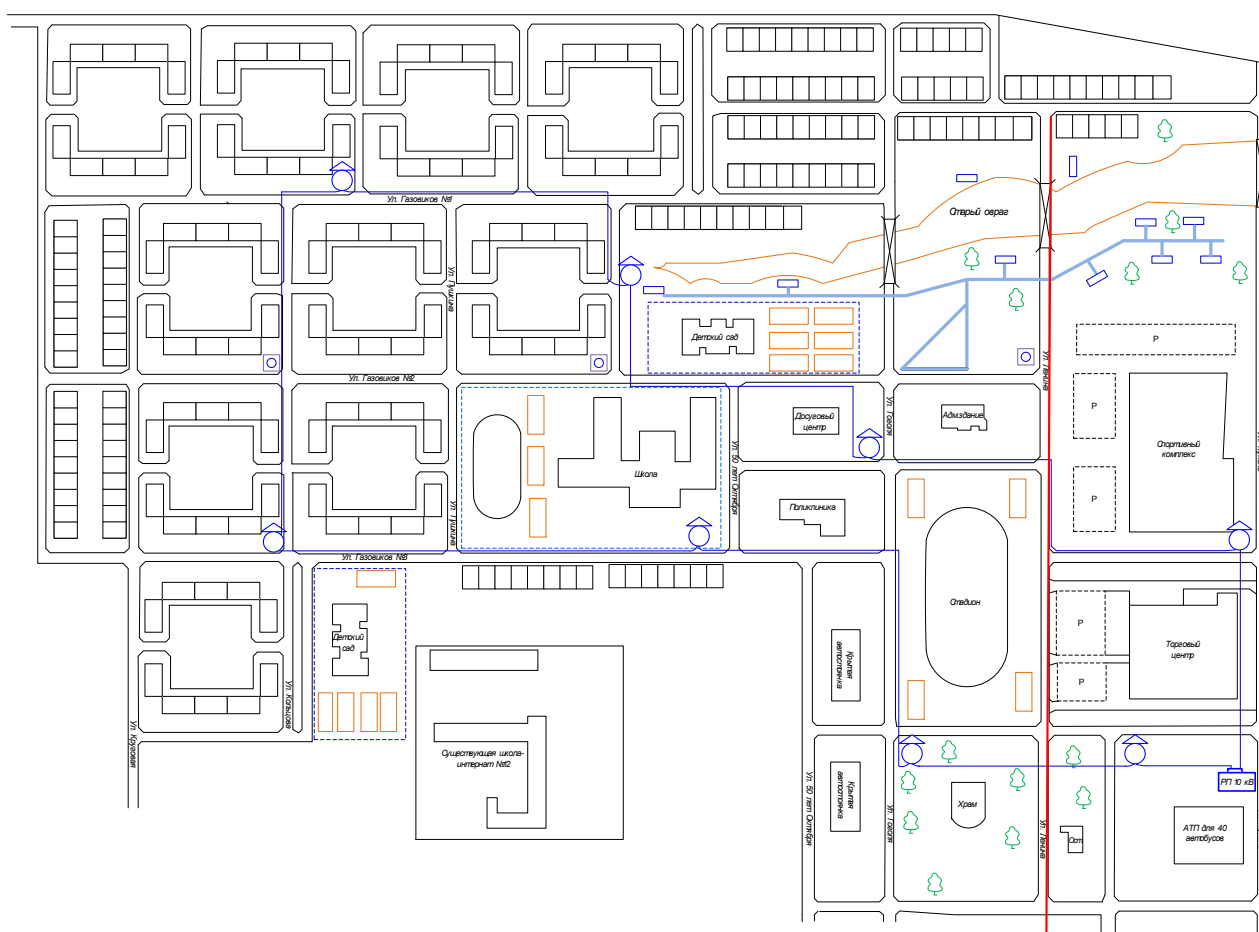


Рисунок 3 – Месторасположение ТП

Месторасположение ТП определяется, исходя из удобства и экономичности построения распределительных сетей 10 кВ и 0,4 кВ. Таким образом, ТП будут располагаться так, чтобы линии 0,4 кВ имели наименьшую протяженность. Небольшая протяженность линий 0,4 кВ обеспечивает небольшие потери напряжения и мощности, что довольно важно в низковольтных сетях.

Схема питания зданий и жилых домов будет запитана по петлевому принципу. В нормальном режиме петлевая схема работает в разомкнутом режиме. Точки размыкания петель будут выбираться исходя из наиболее равномерного распределения нагрузки по трансформаторам ТП. Всю сеть внутреннего электроснабжения 10/0,4 кВ предполагается выполнить кабелем, при том для увеличения надежности в двухцепном исполнении.

Также следует учитывать возможность питания всех потребителей петли от одного трансформатора в утяжеленном или послеаварийном режимах.

### **3.2 Выбор площади сечений и количества линий**

Электрическая сеть 0,4 кВ нового жилого комплекса для работников газоперерабатывающего завода имеет кабельное исполнение линий – питание многоэтажных жилых домов и общественных зданий.

Выбирается необходимое количество линий для питания потребителей. При этом мощность распределяется по возможности равномерно, чтобы обеспечить схеме большую гибкость при оперативных включениях и отключениях. Трасса линии выбирается так, чтобы не загромождать проезжую часть и обходится без дополнительных переходов при устройстве вводов в здания.

Выбор кабелей будет производиться по длительно допустимому току, а проверку с учетом перегрузочной способности кабелей, умножая длительно допустимый ток кабеля на коэффициент  $K$ .  $K = 1,3$  при загрузке кабеля в нормальном режиме на 80% и более,  $K = 1,35$  при загрузке менее 80% [19].

Расчетная нагрузка линии до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий определяется по следующей формуле:

$$P_{p.l} = P_{зд.маx} + \sum_1^n k_{yi} \cdot P_{зд.i}, \quad (10)$$

где  $P_{зд.маx}$  - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, кВт;

$P_{зд.i}$  - расчетная нагрузка других зданий, питающих по линии, кВт;

$k_{yi}$  - коэффициент участия в максимуме.

Для определения сечения питающей линии необходимо найти расчетный ток линии в нормальном режиме, и проверить его по току в после аварийном режиме с учетом перегрузочной способности. Для определения тока в нормальном режиме необходимо найти точку размыкания петли, а для тока в послеаварийном режиме нужно разомкнуть петлю на головном участке.

Ток кабеля в нормальном режиме определяется по следующей формуле:

$$I_{н.р} = \frac{\sqrt{P_{p.l.n.p}^2 + Q_{p.l.n.p}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (11)$$

Ток в послеаварийном режиме определяется по следующей формуле:

$$I_{н/ав.р} = \frac{\sqrt{P_{p.l.n/ав.р}^2 + Q_{p.l.n/ав.р}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (12)$$

Далее выбираются ближайшее сечение кабеля по получившемуся току.

Так как длительно допустимые токи зависят от температуры окружающей среды и совместного прокладывания кабелей, то длительно допустимый ток пересчитывается для выбранного кабеля по формуле:

$$I'_{дл.доп} = I_{дл.доп} \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (13)$$

где  $K_1$  – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды ( $K_1 = 1,04$  при средней температуре 25 °С) [19];

$K_2$  – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой однослойной или многослойной прокладке кабелей ( $K_2 = 1$ ).



Кабель принимается к установке, если выполняется условие:

$$I_{n/ав.р} \leq 1,3 \cdot I'_{дл.доп}; \quad (14)$$

Ниже приведен пример расчета сечения кабеля для головного участка ТПЗ–10-11-ТПЗ (для 2-х жилых домов Литер 1 – предполагается установка по 1-му ВРУ в каждом доме). Результаты расчета для остальных участков и выбранные сечения сведены в таблицу 4.

$$P_{р.л.н.р} = 172,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.л.н.р} = 46,66 \text{ кВар};$$

$$P_{р.л.н/ав.р} = 307,8 \text{ кВт};$$

$$Q_{р.л.н/ав.р} = 73,66 \text{ кВар};$$

$$I_{н.р} = \frac{\sqrt{172,8^2 + 46,66^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 129,2 \text{ А};$$

В послеаварийной режиме в работу включается резервный кабель и вся нагрузка переходит на него, поэтому ток в этом режиме будет:

$$I_{n/ав.р} = \frac{\sqrt{307,8^2 + 73,66^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 228,4 \text{ А};$$

К установке принимается силовой алюминиевый кабель с изоляцией из силанольносшитого полиэтилена с защитным покровом, бронированный типа АПВББШп сечением 120 мм<sup>2</sup> с длительно-допустимым током  $I_{дл.доп.} = 272 \text{ А}$ .

$$I'_{дл.доп} = 272 \cdot 1,04 \cdot 1 = 283 \text{ А};$$

Проверка выбранного кабеля:

$$I_{n/ав.р} \leq 1,3 \cdot I'_{дл.доп}$$

$$228,4 \text{ A} \leq 1,3 \cdot 283 \text{ A}$$

Условие выполняется, кабель выбран правильно.

Кабельные линии прокладываются в траншеях по серии А5-92 [30].

По всей трассе кабели защищаются от механических повреждений красным кирпичом, а при пересечении с подземными коммуникациями и проезжей частью дорог кабели прокладываются в асбоцементных трубах.

Расчет сечений силовых кабелей на остальных участках осуществлен в программе Excel 2021 и приведен в таблице 4.

Таблица 4 – Сечения распределительной сети 0,4 кВ

Линия	$I_{н.р.}, \text{A}$	$I_{а.р.}, \text{A}$	$I_{дл.доп.}, \text{A}$	$1,3 \cdot I'_{дл.доп.}, \text{A}$	Сечение	Марка
1	2	3	4	5	6	7
ТП1-1'-1"- ТП1	279,13	418,70	384	519,17	185	4хАПвБб Шп
ТП1-2-ТП1	150,16	300,32	283	367,74	120	2хАПвБб Шп
ТП2-3- ТП2	53,83	53,83	67	90,58	10	2хАПвБб Шп
ТП2-4-5- ТП2	184,01	368,01	322,4	419,12	150	
ТП3-6- ТП6	173,72	347,43	282,88	367,74	120	2хАПвБб Шп
ТП3-7-8- ТП3	52,40	104,81	142,48	185,22	35	
ТП3-9- ТП3	61,60	123,19	166	224,43	50	
ТП3-10- 11-ТП3	129,20	228,40	249,6	324,48	95	
ТП4-12- 13-ТП4	198,72	397,43	322,4	419,12	150	2хАПвБб Шп
ТП4-14- 15-ТП4	198,72	397,43	322,4	419,12	150	
ТП4-16- 17-18-19- ТП4	113,93	227,86	249,6	324,48	95	
ТП4-20- 21-ТП4	129,20	228,40	249,6	324,48	95	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
ТП5-22-23-ТП5	198,72	397,43	322,4	419,12	150	2хАПвБб Шп
ТП5-24-25-ТП5	198,72	397,43	322,4	419,12	150	
ТП5-26-27-ТП5	259,94	458,66	384	519,17	185	
ТП5-28-29-ТП5	221,77	420,49	384	519,17	185	
ТП6-30-31-ТП6	198,72	397,43	322,4	419,12	150	2хАПвБб Шп
ТП6-32-33-ТП6	239,54	438,25	384	519,17	185	
ТП6-34-ТП6	63,29	63,29	67	90,58	10	
ТП6-35-36-37-43-ТП6	113,94	206,99	209,04	271,75	70	
ТП6-38-39-40-41-42-ТП6	123,87	247,75	249,6	324,48	95	
ТП7-44-ТП7	62,22	124,44	166	224,43	50	2хАПвБб Шп
ТП7-45-ТП7	87,99	175,98	209,04	271,75	70	
ТП7-46-ТП7	47,37	94,74	142,48	185,22	35	
ТП7-47-ТП7	61,60	123,19	166	224,43	50	
ТП8-48`-48``-ТП8	247,06	494,12	384	519,17	185	4хАПвБб Шп

### 3.3 Определение потерь мощности в сетях 0,4 кВ

Выбранное сечение кабельной линии проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя не должно превышать  $\pm 5\%$  в нормальном режиме, и  $\pm 10\%$  в аварийном режиме [4].

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (15)$$

где  $r_0, x_0$  – удельное активное и индуктивное сопротивление;

$l$  – длина питающей или распределительной линии, км.

Потери мощности (электроэнергии) в элементах сети определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (16)$$

где  $I_p$  – расчетный ток участка, А;

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по следующей формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (17)$$

где  $\tau$  – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (18)$$

где  $T_m$  – число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для линии ТП1-1 по формулам (15) – (18):

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 279,13 \cdot 0,104}{400} \cdot (0,16 \cdot 0,8 + 0,059 \cdot 0,6) \cdot 100\% = 2,05 \%$$

$$\Delta P = 3 \cdot 279,13^2 \cdot 0,16 \cdot 0,104 \cdot 10^{-3} = 3,89 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{2920}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1516 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 3,89 \cdot 1516 = 5896,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Расчет по потерям выполнен в программе Excel и приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты определения потерь в кабелях 0,4 кВ

Кабель	$I_p$ , А	L, км	$R_0$ , Ом/км	$X_0$ , Ом/км	$\Delta P$ , кВт	$\Delta W$ , кВт·час	$\Delta U$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1-1'-1''-ТП1	279,13	0,104	0,16	0,059	3,89	5896,40	2,05
ТП1-2-ТП1	150,16	0,096	0,24	0,06	1,56	2362,72	1,42
ТП2-3-ТП2	53,83	0,07	2,94	0,073	1,79	2712,16	3,91
ТП2-4-5-ТП2	184,01	0,12	0,2	0,059	2,44	3695,85	1,87
ТП3-6-ТП6	173,72	0,082	0,24	0,06	1,78	2701,13	1,41
ТП3-7-8-ТП3	52,40	0,140	0,43	0,062	0,50	751,76	1,21
ТП3-9-ТП3	61,60	0,412	0,42	0,061	1,97	2986,27	4,09
ТП3-10-11-ТП3	129,20	0,485	0,31	0,059	7,53	11414,3	7,69
ТП4-12-13-ТП4	198,72	0,220	0,2	0,059	5,21	7902,35	3,70
ТП4-14-15-ТП4	198,72	0,290	0,2	0,059	6,87	10416,7	4,88
ТП4-16-17-18-19-ТП4	113,93	0,282	0,31	0,059	3,40	5160,69	3,94
ТП4-20-21-ТП4	129,20	0,450	0,31	0,059	6,99	10590,6	7,13
ТП5-22-23-ТП5	198,72	0,195	0,2	0,059	4,62	7004,36	3,28
ТП5-24-25-ТП5	198,72	0,360	0,2	0,059	8,53	12931,1	6,05
ТП5-26-27-ТП5	259,94	0,333	0,16	0,059	10,80	16373,1	6,12
ТП5-28-29-ТП5	221,77	0,340	0,16	0,059	8,03	12168,7	5,33
ТП6-30-31-ТП6	198,72	0,210	0,2	0,059	4,98	7543,15	3,53

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП6-32-33- ТП6	239,54	0,415	0,16	0,059	11,43	17327,8 5	7,03
ТП6-34-ТП6	63,29	0,120	2,94	0,073	4,24	6427,16	7,88
ТП6-35-36- 37-43-ТП6	113,94	0,458	0,42	0,061	7,49	11357,6	8,42
ТП6-38-39- 40-41-42- ТП6	123,87	0,490	0,31	0,059	6,99	10600,1	7,45
ТП7-44-ТП7	62,22	0,091	0,42	0,061	0,44	672,93	0,91
ТП7-45-ТП7	87,99	0,07	0,42	0,061	0,68	1035,22	0,99
ТП7-46-ТП7	47,37	0,125	0,43	0,062	0,36	548,54	0,98
ТП7-47-ТП7	61,60	0,205	0,42	0,061	0,98	1485,88	2,04
ТП8-48`- 48``-ТП8	247,06	0,120	0,16	0,059	3,52	5329,99	2,10

Потери по всем участкам не превышают допустимые отклонения.

Потери напряжения и мощности в кабельных линиях определены только на участках проектируемых многоэтажных домов от проектируемых ТП к ВРУ.

### 3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов напряжением 10 кВ

Расчетная электрическая нагрузка линии 0,4 кВ при смешанном питании нагрузки на шинах ТП производится с учетом коэффициентов участия в максимуме нагрузки. Нагрузку самого мощного объекта выбирается за основную, а мощности остальных потребителей вводятся с учетом коэффициентов максимума. Т.е. нагрузка будет рассчитываться по выражению:

$$P_{p.l} = P_{зд.max} + \sum k_{yi} \cdot P_{зд.i} \quad (19)$$

где  $k_{maxi}$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки ( $k_{maxi} = 1$ ).

Аналогично произведем расчет и для реактивной нагрузки.

$$Q_{и.ин} = Q_{зд.макс} + \sum_1^n k_{yi} \cdot Q_{зд.i} , \quad (20)$$

Полная мощность нагрузки ТП определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{р.л}^2 + Q_{р.л}^2} , \quad (21)$$

Перегрузка трансформатора по условиям ПУЭ для масляных трансформаторов снабжающих потребителей 2-й категории не должна превышать 5%.

Ниже приведен пример расчета нагрузки на шинах ТП 1.

$$P_{р.л\Sigma} = 1008 + 0,9 \cdot 205,2 = 1192,7 \text{ кВт.}$$

$$Q_{р.л1} = 574,56 + 0,9 \cdot 41,04 = 611,5 \text{ квар.}$$

$$S_{\Sigma1} = \sqrt{1192,7^2 + 611,5^2} = 1340,3 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Электрические нагрузки ТП

№ТП	Р <sub>л.р.</sub> , кВт	Q <sub>р.л.</sub> , квар	S <sub>сумм.</sub> , кВА
1	1192,7	611,5	1340,3
2	366,66	164,12	401,71
3	640,62	183,24	666,31
4	1024,38	218,21	1047,36
5	1261,98	279,06	1292,47
6	838,89	175,04	856,96
7	431,02	235,42	457,65
8	640,00	243,20	684,65

Расчетные мощности для всех трансформаторных подстанций получены в результате суммирования расчетных мощностей на линиях 0,4 кВ подходящих к ТП, с учетом коэффициента одновременности [14]. Далее следует выбор числа и мощности силовых трансформаторов на ТП.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по максимальной рабочей мощности:

$$S_{\text{тр}} \geq S_p / (K_3 \cdot N), \quad (22)$$

где  $K_3$  - номинальный коэффициент загрузки трансформатора;  
 $N$  – количество трансформаторов.

Фактический коэффициент загрузки для двухтрансформаторной ТП должен определяться по формуле:

$$k_{\text{факт}} = \frac{S_{\text{расч.}}}{S_{\text{т.ном}} \cdot N_t} \quad (23)$$

Нагрузочная способность выбранных трансформаторов проверяется по условиям работы в аварийном режиме и для двухтрансформаторных ТП определяется как:

$$k_{\text{т.н/а}} = \frac{S_p}{S_{\text{т.ном}}} \leq 1,4 \quad (24)$$

По формулам проверяется мощность выбранных трансформаторных подстанций с коммунально-бытовыми потребителями. Результаты расчетов, выбранные мощности и марки трансформаторов заносятся в таблицу 7.

Расчет по выбору трансформатора произведен на примере ТП 1:

$$S_{\text{расч.ТП}} = \frac{S'_{\text{СУММ}}}{k_{\text{з.опт.}} \cdot n_{\text{тр.}}} = \frac{1340,3}{0,7 \cdot 2} = 957,36 \text{ кВА};$$

$$k_{\text{факт.}} = \frac{S_{\text{СУММ}}}{S_{\text{ном.тр}} \cdot n_{\text{тр.}}} = \frac{1340,3}{1000 \cdot 2} = 0,67;$$

$$0,5 \leq k_{\text{факт.}} \leq 0,75;$$

$$k_{\text{т.н/а}} = \frac{S_{\text{СУММ}}}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{1340,3}{1000} = 1,34;$$



$$1 \leq k_{Т.н/a} \leq 1,4$$

Таблица 7 – Результаты выбора и проверки трансформаторов

№ ТП	S <sub>СУММ</sub> , кВА	N тр.	K <sub>з</sub>	S <sub>расч.</sub> , кВА	S <sub>ном.тр.</sub> , кВА	K <sub>факт.</sub>	K <sub>Т п/ав</sub>
1	1340,3	2	0,5 – 0,75	957,36	1000	0,67	1,34
2	401,71	2	0,5 – 0,75	286,94	400	0,5	1,01
3	666,31	2	0,5 – 0,75	475,94	630	0,53	1,06
4	1047,36	2	0,5 – 0,75	748,11	1000	0,52	1,05
5	1292,47	2	0,5 – 0,75	923,19	1000	0,65	1,29
6	856,96	2	0,5 – 0,75	612,11	630	0,68	1,36
7	457,65	2	0,5 – 0,75	326,89	400	0,57	1,14
8	684,65	2	0,5 – 0,75	489,04	630	0,54	1,09

В результате расчета видно, что по условиям работы в аварийном режиме выбранные трансформаторы соответствуют условию проверки.

Таблица 8 – Марки и параметры выбранных трансформаторов

№ ТП	Марка	$\Delta P_x$ , кВт	$\Delta P_k$ , кВт	U <sub>k</sub> , %	I <sub>x</sub> , %
ТП 1, ТП 4, ТП 5	ТМ - 1000/10	3,3	11,6	5,5	3
ТП 3, ТП 6, ТП 8	ТМ - 630/10	2,27	7,6	5,5	2
ТП 2, ТП 7	ТМ - 400/10	1,05	5,5	4,5	2,1

### 3.5 Выбор схемы и конструкции ТП

Для городских условий с многоэтажной застройкой наиболее приемлемыми являются подстанции типа ТП (закрытая трансформаторная подстанция). Их преимущественной особенностью является размещение оборудования в закрытом помещении простейшего типа с кирпичными несущими стенами из силикатного кирпича с морозостойкостью стен F 25, что, в свою очередь, позволяет значительно увеличить срок службы оборудования.

Отличительная особенность этого типа подстанций заключается в обеспечении высокой надежности, безопасности работ, долговечности, живучести

электрооборудования подстанции, простоты оперирования с устройствами электрооборудования в процессе эксплуатации.

В комплект поставки входят высоковольтный и низковольтный щит, двери, ворота, изоляционная подставка, заградительный барьер, ограждения, шины. Перечень элементов и их количество в комплекте зависит от исполнения подстанции.

Комплект оборудования для ТП 10 кВ выполняется на основании типовых проектов ОТП.03.61.75 института ОАО «РОСЭП» в климатическом исполнении «У», категории размещения «З» по ГОСТ 15150.

Электрическая схема закрытой трансформаторной подстанции представлена на рисунке 4.

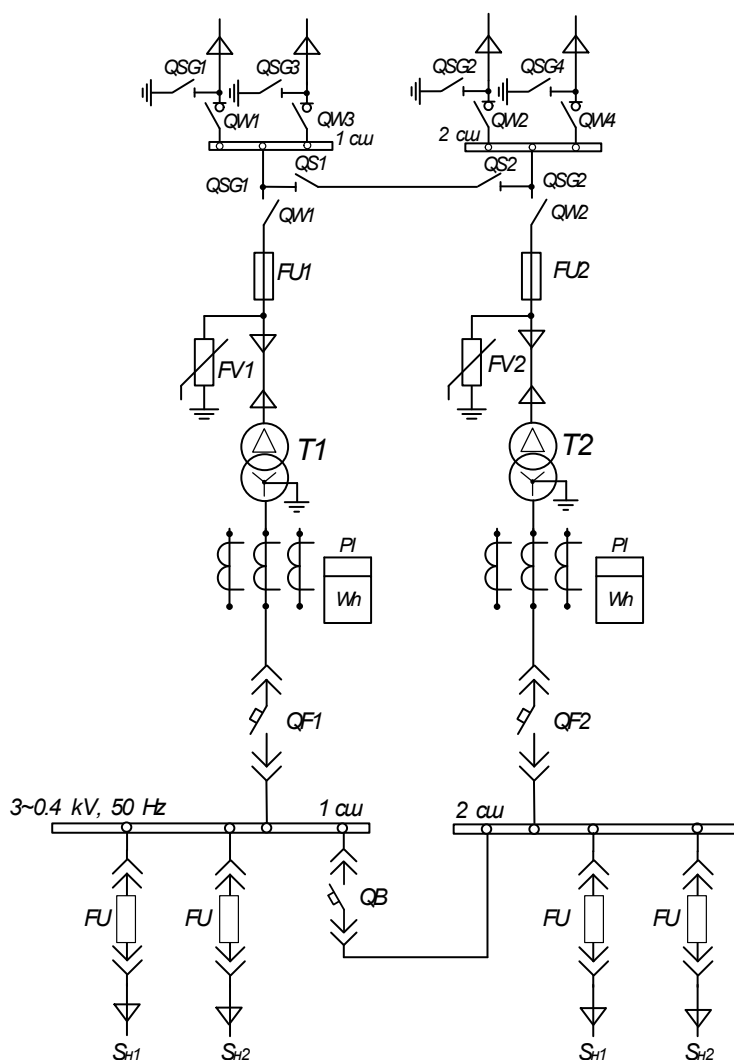


Рисунок 4 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с 2-мя трансформаторами и кабельными вводами

На напряжении 10 кВ принята одинарная, секционированная двумя разъединителями система сборных шин, к которой присоединяются от 2-х до 4-х линий и два силовых трансформатора.

Силовые трансформаторы присоединяются к сборным шинам 10 кВ через выключатели нагрузки и предохранители. Линии 10 кВ присоединяются через выключатели нагрузки.

На напряжении 0,4 кВ принята одинарная секционированная рубильником или автоматом система сборных шин.

Силовые трансформаторы присоединяются к сборным шинам 0,4 кВ через разъединитель и автомат. Линии 0,4 кВ присоединяются через автоматические выключатели и предохранители.

Предусматривается возможность подключения уличного освещения с автоматическим его включением и отключением от фотореле.

Обслуживание ввода 6-10 кВ и щита 0,4 кВ осуществляется через двери отсеков, а осмотр и ремонт щита со стороны камеры трансформатора. Установка или замена силовых трансформаторов производится через ворота блока. Они устанавливаются на специальное основание с направляющими, приваренными к полу блока. Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом. В основании камер кабельных вводов имеется возможность ввода 2-х трехжильных кабелей сечением до 240 мм<sup>2</sup>.

Распределительный щит одностороннего обслуживания комплектуется из панелей серии ЩО-70. В блоке РУ-0,4 кВ также монтируются панели учета электроэнергии; шкаф освещения и контроля защиты и уличного освещения; шкаф отопления [17].

### **3.6 Компенсация реактивной мощности**

Передача реактивной мощности из системы к потребителям нерациональна по следующим причинам: возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью, и дополнительные потери напряжения в питающих сетях.

Компенсация реактивной мощности является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности работы электрооборудования.

При выборе силовых трансформаторов на ТП необходимо решить вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть до 1 кВ.

При этом следует руководствоваться РД-34-20-185-94, где говорится, что: для потребителей жилых и общественных зданий компенсация реактивной мощности предусматриваться не должна.

Для местных и центральных тепловых пунктов, насосных, котельных и других потребителей, предназначенных для обслуживания жилых и общественных зданий (школы, детские сады, предприятия торговли и общественного питания и др.) компенсация реактивной мощности не должна предусматриваться, если в нормальном режиме работы расчётная мощность компенсирующего устройства на каждом рабочем вводе не превышает 50 квар (суммарная мощность компенсирующего устройства не более 100 квар) [21].

Определим теперь реактивную мощность на ТП, и  $tg\varphi$  потребителей. Для чего воспользуемся формулами приведенными ниже.

Для определения реактивной мощности, квар:

$$Q_p = P_p \cdot tg\varphi. \quad (25)$$

Данные по ТП сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Компенсация реактивной мощности на ТП

№ ТП	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$tg\varphi$
1	1192,7	611,5	0,51
2	366,66	164,12	0,45
3	640,62	183,24	0,29
4	1024,4	218,21	0,21
5	1262	279,06	0,22
6	838,89	175,04	0,21
7	431,02	235,42	0,55
8	640	243,2	0,38

Согласно нормативам, мероприятия по компенсации реактивной мощности необходимо проводить, если выполняется условие  $\text{tg}\varphi > 0,25$ .

Мощность компенсирующих устройств,  $Q_{\text{ку}}$  квар, рассчитывается по формуле:

$$Q_{\text{ку}} = P_p \cdot (\text{tg}\varphi_{\text{ф}} - \text{tg}\varphi_{\text{н}}), \quad (26)$$

где  $\text{tg}\varphi_{\text{ф}}$  и  $\text{tg}\varphi_{\text{н}}$  – соответственно фактическое и нормативное значения  $\text{tg}\varphi$ .

Далее, по рассчитанной реактивной мощности выбираем мощности конденсаторных батарей, в соответствии с их номинальной мощностью.

Расчет произведен для следующих ТП.

- Для ТП № 1, снабжающая торговый центр и АТП:

$$Q_{\text{ку}} = 1192,7 \cdot (0,51 - 0,25) = 310,1 \text{ кВар.}$$

Для данной ТП требуется установка низковольтного компенсирующего устройства УКЛН-0,38-300-150 УЗ.

- Для ТП № 7:

$$Q_{\text{ку}} = 431,02 \cdot (0,55 - 0,25) = 129,3 \text{ кВар.}$$

Для данной ТП требуется установка низковольтного компенсирующего устройства УКЛН-0,38-150-50 УЗ.

На остальных КРМ делать необязательно, так как мощность компенсирующего устройства практически не более 100 квар.

## 4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МИКРОРАЙОНА НАГОРНЫЙ ГОРОДА БОЛЬШОЙ КАМЕНЬ

### 4.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Нагрузка ТП приведенная к напряжению 10 кВ определяется с учётом потерь в трансформаторах.

Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + \left( \frac{S_{\Sigma TP}}{S_{НОМ.Т}} \right)^2 \cdot \Delta P_K, \quad (27)$$

где  $\Delta P_X$  – активные потери холостого хода, справочная величина [32];

$\Delta P_K$  – активные потери короткого замыкания, справочная величина [32];

$S_{\Sigma TP}$  - суммарная нагрузка ТП (табл. 3);

$S_{НОМ.Т}$  - номинальная мощность трансформатора.

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = \frac{U_{k\%} \cdot S_{\Sigma TP}^2}{100 \cdot S_{НОМ.Т}} + \frac{I_{xx\%} \cdot S_{НОМ.Т}}{100}, \quad (28)$$

Нагрузка ТП на шинах ВН:

$$S_{ТП(10кВ)} = \sqrt{\left( P_{р.ТП} + 2 \cdot \Delta P_T \right)^2 + \left( Q_{р.ТП} + 2 \cdot \Delta Q_T \right)^2} \quad (29)$$

Для примера определим нагрузку, приведенную к высокой стороне ТП1.

$$\Delta P_{T1} = 3,3 + \left( \frac{1340,3}{1000} \right)^2 \cdot 11,6 = 24,14 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{T1} = \frac{5,5 \cdot 1340,3^2}{100 \cdot 1000} + \frac{3 \cdot 1000}{100} = 128,8 \text{ квар};$$

Нагрузка ТП1 на шинах ВН:

$$S_{ТП1(10кВ)} = \sqrt{\left( 1192,7 + 2 \cdot 24,14 \right)^2 + \left( 611,5 + 2 \cdot 128,8 \right)^2} = 1515,05 \text{ кВА}.$$

Результаты расчета сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Электрическая нагрузка на стороне ТП

№ ТП	$P_{\Sigma(10 \text{ кВ})}$ , кВт	$Q_{\Sigma(10 \text{ кВ})}$ , квар	$S_{mp}$ , кВА	$\Delta P_T$ , кВт	$\Delta Q_T$ , квар	$S_{ТП10кВ}$ , кВА
ТП 1	1240,98	869,10	2x1000	24,14	128,80	1515,05
ТП 2	379,85	217,23	2x400	6,60	26,55	437,58
ТП 3	662,16	285,96	2x630	10,77	51,36	721,27
ТП 4	1056,43	398,88	2x1000	16,02	90,33	1129,22
ТП 5	1307,34	522,81	2x1000	22,68	121,88	1408,00
ТП 6	871,55	328,47	2x630	16,33	76,71	931,39
ТП 7	447,52	299,34	2x400	8,25	31,96	538,41
ТП 8	662,49	350,24	2x630	11,25	53,52	749,38

Расчетные электрические нагрузки городских сетей определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РУ 10 кВ, на коэффициент участия в максимуме нагрузок.

$$P_{pP10кВ} = 0,75 \cdot \Sigma P_{ТП} = 4971,24 \text{ кВт};$$

$$Q_{pP10кВ} = 0,75 \cdot \Sigma Q_{ТП} = 2290 \text{ квар};$$

#### 4.2 Выбор схемы и сечений питающих линий

Выбор места расположения РП должен производиться с учетом расположение источника питания (ЦРП), потерь напряжения в линиях, условия застройки района. Следует стремиться к расположению РП вблизи границы питаемого участка сети, углубляясь в район обслуживания на 10 – 15 % его протяженности, с целью уменьшения обратных потоков энергии и лишнего водникового металла.

Простая и надежная схема с оптимальными технико-экономическими показателями – это петлевая схема. В нормальном режиме петля разомкнута.

Произведем выбор сечений линий 10 кВ.

Выбор производится аналогично выбору сечений линий 0,4 кВ, но учитывается то, что прокладывается два кабеля.

По условиям нагрева сечение кабеля не должно быть менее 35 мм<sup>2</sup> [14].

Приведем пример расчета сечения кабеля для головного участка РП – ТП1. Результаты расчета для остальных участков и выбранные сечения сведены в таблицу 11.

$$P_{p.l.n.p} = \frac{1}{2} \cdot (P_{mn1} + P_{mn2} + P_{mn3} + P_{mn4}) = \frac{1}{2} \cdot (1240,98 + 349,85 + 662,16 + 1056,43) = 1669,71 \text{ кВт};$$

$$P_{p.l.n/ав.p} = \frac{1}{2} \cdot P_{mn\Sigma} = 3314,16 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.l.n.p} = \frac{1}{2} \cdot (Q_{mn1} + Q_{mn2} + Q_{mn3} + Q_{mn4}) = \frac{1}{2} \cdot (869,1 + 217,23 + 285,96 + 398,88) = 885,6 \text{ квар};$$

$$Q_{p.l.n/ав.p} = \frac{1}{2} \cdot Q_{mn\Sigma} = 1636,01 \text{ квар};$$

$$I_{н.р} = \frac{\sqrt{1669,71^2 + 885,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 109,12 \text{ А};$$

$$I_{н/ав.p} = \frac{\sqrt{3314,16^2 + 1636,01^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 213,39 \text{ А.}$$

После определения тока в нормальном режиме определяем длительно допустимый ток, который определяется по следующей формуле:

$$I'_{дл.дон} = 1 \cdot 1 \cdot 255 = 255 \text{ А.};$$

После чего проверяем выбранное сечение по следующей формуле:

$$I_{н/ав.p} \leq 1,35 \cdot I'_{дл.дон};$$



$$2134 \leq 1,35 \cdot 255 \text{ А.}$$

Таким образом, выбираем кабель АПВПП, сечением 95 мм<sup>2</sup>.

Таблица 11 – Параметры для выбора сечения кабеля на 10 кВ

Кабель	I <sub>н.р.</sub> , А	I <sub>а.р.</sub> , А	I <sub>дл.доп.</sub> , А	Сечение	Марка
РП-ТП1	109,12	213,39	255	95	АПВПП
ТП1-ТП2	65,94	170,29	210	70	АПВПП
ТП2-ТП3	53,41	157,73	175	50	АПВПП
ТП3-ТП4	32,60	136,91	175	50	АПВПП
ТП4-ТП5	40,65	149,60	175	50	АПВПП
ТП5-ТП6	40,65	149,60	175	50	АПВПП
ТП6-ТП7	67,53	176,38	175	50	АПВПП
ТП7-ТП8	82,78	188,28	210	70	АПВПП
ТП8-РП	104,36	209,11	255	95	АПВПП

Как было сказано выше, в качестве питающих линий будут использоваться кабели 10 кВ. Они не загромождают территорию и не подвергаются атмосферным явлениям в отличие от воздушных линий.

Для питания городской сети предполагается применить кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПВПП. Кабели выпускаются, бронированные алюминиевыми круглыми и плоскими проволоками, а так же стальными лентами [1]. Это позволяет уменьшить сечение новых кабельных линий и резко сократить повреждаемость.

Прокладка осуществляется двумя кабельными линиями марки АПВПП, проложенными в одной траншее. Один из кабелей прокладывается в гибкой двустенной гофрированной трубе по всей длине. Прокладка кабелей в траншее выполняется согласно типовой серии А5-92 «Прокладка кабелей напряжением до 35 кВ в траншеях». Механическая защита кабеля выполняется покрытием из красного кирпича по всей длине трассы, а на участках пересечений с подземными коммуникациями – прокладкой кабеля в жесткой двустенной гофрированной трубе [30].

### **4.3 Выбор схемы и конструкции РП 10 кВ**

Для нового микрорайона Нагорный города Большой Камень пунктом приема электроэнергии принята распределительная подстанция (РП), которую предполагается запитать от ПС 110/10 кВ Садовая.

РП – это подстанция, которая распределяют электроэнергию между потребителями но при неизменном напряжении (без трансформации).

Распределительная подстанция 10 кВ выполняется в виде двух секций шин, секционированной выключателем с устройством АВР и установкой комплектных распределительных устройств (КРУ) с камерами КСО-298 с вводами на 1000 А.

На РП применена секционированная система шин. Секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен, что обеспечивает снижение токов короткого замыкания. Распределительное устройство выполнено в виде шкафов КРУ.

Шкафы комплектного распределительного устройства содержат в себе выключатель, трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты, автоматики и приборы измерения. Шкафы КРУ собираются и комплектуются на заводе изготовителе, оборудованием разных производителей.

Применение комплектных распределительных устройств позволяет добиться удобства монтажа и обслуживания.

Максимальная проходная мощность РП 10 кВ составляет 8000 кВА, питание будет осуществляться по кабельным линиям марки АПВПГ 3х95 от ПС 35/10 кВ Садовая.

## 5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для выбора коммутационного оборудования и проверки его на динамическую и термическую стойкость к действию токов короткого замыкания, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики необходимо произвести расчет токов КЗ [21]. Причем, нужно рассчитать токи КЗ отдельно для высоковольтной и низковольтной сети.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ составляет

$$I_{п0} = \frac{E''_{ЭК}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X''_R{}^2 + R''_R{}^2}} \quad (30)$$

Ударный ток в месте КЗ определится как:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_{уд} \quad (31)$$

где  $K_{уд}$  – ударный коэффициент, который можно определить в общем случае как:

$$K_{уд} = (1 + e^{-0,01/T}) \quad (32)$$

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным.

Для определения сопротивления системы необходимо знать ток короткого замыкания на шинах РП 10 кВ. Таким образом, сопротивление системы определится как:

$$X_C = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (33)$$

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ( $I_{п0}$ ) без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{\Pi 0} = \frac{U_{\text{срнн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (34)$$

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы, следует рассчитывать по формуле:

$$I_{\Pi 0}^{(1)} = \frac{U_{\text{срнн}} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad (35)$$

### 5.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Ток КЗ рассчитывается в характерных точках, т.е. в точках, где ток КЗ будет наибольшим и наименьшим.

Расчет тока КЗ произведен:

- 1) на шинах РП;
- 2) для наиболее близкой ТП-1;
- 3) наиболее удаленной ТП-5.

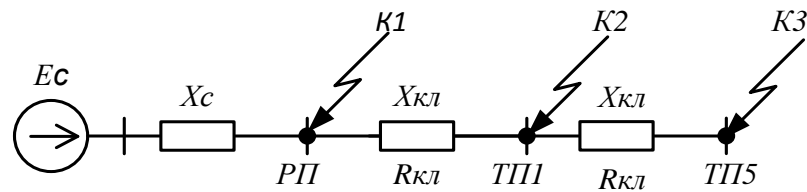


Рисунок 5 – Схема замещения участка 10 кВ

Приближённо сопротивление системы определяется по отключающей способности выключателя, т.е.:

$$X_C = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}}, \quad (36)$$

где  $I_{\text{КЗ}} = 7,6$  А – ток короткого замыкания на источнике питания (взят по данным преддипломной практики).

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 7,6} = 0,798 \text{ Ом}$$

Длины линий:

- длина питающей линии:  $L_{\text{пит.л}} = 1,41$  км

- длина линии от РП до ТП 1:  $L_{ТП1.л} = 0,086$  км

- длина линии от РП до ТП 5:  $L_{ТМ5.л} = 1,6$  км

Удельные сопротивления линий от РП до ТП 4, Ом/км:

$$x_{num.л} = 0,076 \quad r_{num.л} = 0,261$$

$$x_{РП-ТМ1(8)} = 0,08 \quad r_{РП-ТМ1(8)} = 0,31, \quad x_{ТМ2.л} = 0,081 \quad r_{ТМ2.л} = 0,42$$

$$x_{ТМ3.л} = 0,083 \quad r_{ТМ3.л} = 0,59, \quad x_{ТМ4.л} = 0,083 \quad r_{ТМ4.л} = 0,59.$$

Активные и индуктивные сопротивления линий, Ом:

$$X_{num.л} = L_{num.л} \cdot x_{num.л} = 1,41 \cdot 0,076 = 0,107$$

$$X_{РП-ТМ1} = L_{РП-ТМ1} \cdot x_{ТМ1.л} = 0,086 \cdot 0,08 = 0,007$$

$$X_{ТМ5.л} = L_{РП-ТМ1.л} \cdot x_{ТМ1.л} + L_{ТМ1.л-ТМ2.л} \cdot x_{ТМ2.л} + L_{ТМ2.л-ТМ3.л} \cdot x_{ТМ3.л} + L_{ТМ3.л-ТМ4.л} \cdot x_{ТМ4.л} = \\ = 0,31 \cdot 0,086 + 0,205 \cdot 0,08 + 0,398 \cdot 0,083 + 0,408 \cdot 0,083 = 0,110$$

$$R_{num.л} = 0,368$$

$$R_{РП-ТМ1} = 0,0267$$

$$R_{ТМ5.л} = 0,944$$

Полное индуктивное и активное сопротивления до характерных точек КЗ, Ом:

$$X_{\Sigma РП} = X_C + \frac{X_{num.л}}{2} = 0,798 + \frac{0,107}{2} = 0,856$$

$$R_{\Sigma РП} = \frac{R_{num.л}}{2} = \frac{0,368}{2} = 0,184$$

$$X_{\Sigma ТМ1} = 0,863, \quad X_{\Sigma ТМ5} = 0,973$$

$$R_{\Sigma ТМ1} = 0,198, \quad R_{\Sigma ТМ5} = 0,666$$

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА:

$$I_{noPII} = \frac{U_{CPHH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,184^2 + 0,856^2}} = 12,0$$

$$I_{noTPII} = 11,8$$

$$I_{noTPI4} = 9,37$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_{aPII} = \frac{X_{\Sigma PII}}{\omega \cdot R_{\Sigma PII}} = \frac{0,856}{314 \cdot 0,184} = 0,015 \text{ с} \quad (37)$$

$$T_{aTPII} = 0,014 \text{ с}, \quad T_{aTPI5} = 0,0046 \text{ с}.$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$\lambda_{PII} = e^{\frac{-0,01}{T_{aPII}}} = e^{\frac{-0,01}{0,015}} = 0,513$$

$$\lambda_{TPII} = e^{\frac{-0,01}{T_{aTPII}}} = e^{\frac{-0,01}{0,014}} = 0,49$$

$$\lambda_{TPI5} = e^{\frac{-0,01}{T_{aTPI5}}} = e^{\frac{-0,01}{0,0046}} = 0,114$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$i_{удPII} = (1 + \lambda_{PII}) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{noPII} = 1,513 \cdot \sqrt{2} \cdot 12 = 25,7$$

$$i_{удTPII} = (1 + \lambda_{TPII}) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{noTPII} = 1,49 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,8 = 24,86$$

$$i_{удTPI5} = (1 + \lambda_{TPI5}) \cdot \sqrt{2} \cdot I_{noTPI5} = 1,114 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,37 = 14,76$$

Далее рассчитывается однофазный ток короткого замыкания, он необходим при выборе средств релейной защиты и автоматики.

Реактивное и активное сопротивление кабельной линии принимаются:

$$X_{0кл} = 3,5 \cdot X_{1кл}$$

$$R_{0кл} = 10 \cdot R_{1кл}$$

Суммарные сопротивления нулевой последовательности до места КЗ:

$$X_{\Sigma 0PII} = 3,5 \cdot \frac{X_{num.l}}{2} = 3,5 \cdot \frac{0,107}{2} = 0,187 \text{ Ом}$$

$$R_{\Sigma 0PII} = 10 \cdot \frac{R_{num.l}}{2} = 10 \cdot \frac{0,368}{2} = 1,84 \text{ Ом}$$

$$X_{\Sigma 0III1} = 0,166, R_{\Sigma 0III1} = 1,642$$

$$X_{\Sigma 0III5} = 0,203, R_{\Sigma 0III5} = 2,57$$

Ток однофазного КЗ в начальный момент времени по формуле (35), кА:

$$I_{II0PII}^{(1)} = \frac{10,5 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot 0,184 + 1,84)^2 + (2 \cdot 0,856 + 0,187)^2}} = 6,25 \text{ кА}$$

$$I_{II0III1}^{(1)} = 6,02 \text{ кА}, I_{II0III4}^{(1)} = 4,73 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}; \tag{38}$$

$$I_{II0.K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{II0.K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12 = 10,39 \text{ кА}$$

$$I_{II0.K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,8 = 10,2 \text{ кА}$$

$$I_{II0.K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,37 = 8,11 \text{ кА}.$$

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_K^{(3)}$ , кА	$I_K^{(1)}$ , кА	$I_K^{(2)}$ , кА	$T_a$ , с	$k_{y\partial}$	$i_{y\partial}$ , кА
К1	12,0	6,25	10,39	0,015	1,513	25,7
К2	11,8	6,02	10,2	0,014	1,49	24,86
К3	9,37	4,73	8,11	0,0046	1,114	14,76

Расчитанные значения токов трехфазного и двухфазного КЗ используются для выбора оборудования и устройств РЗА.

## 5.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

При расчетах токов КЗ в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ допускается:

- использовать упрощенные методы расчетов, если их погрешность не превышает 10%;
- максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;
- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;
- принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы [21].

Произведен расчет токов КЗ.

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным, при чём сопротивления принимаем в МОм.

Рассчитаем ток трёхфазного КЗ на шинах 0,4 кВ ТП №1 и ток однофазного КЗ на самом дальнем ВРУ питающегося от самой удалённой ТП №5.

Для расчета необходимо знать сопротивление системы, приведенное к стороне 0,4 кВ, которое определяется по формуле:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{срвн}}, \quad (39)$$

где  $I_{кз}$  – ток КЗ на шинах 10 кВ ТП №8.

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 12 \cdot 10500} = 0,733 \text{ МОм}$$

Определим остальные параметры схемы замещения.



Для ТП №1 с трансформаторами ТМ-1000/10:

$$R_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}}{S_{ТНОМ}^2} = \frac{0,4^2 \cdot 11,6}{1000^2} = 1,86 \text{ мОм.} \quad (40)$$

$$Z_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot u_k}{S_{ТНОМ}} = \frac{0,4^2 \cdot 0,055}{1000} = 8,8 \text{ мОм.} \quad (41)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{8,8^2 - 1,86^2} = 8,6 \text{ мОм.} \quad (42)$$

Переходное сопротивление принимаем  $R_{ПЕР}=15$  мОм. Активное сопротивление автоматического выключателя с учётом сопротивления контактов  $R_{ae}=0,41$  мОм, реактивное сопротивление  $X_{ae}=0,13$  мОм

Для шин принимаем сопротивления:  $X_{ШТП} = 0,06$  мОм,  $R_{ШТП} = 0,1$  мОм.

Суммарные сопротивления до точки КЗ:

$$X_{1СУМ} = X_C + X_T + X_{ШТП} + X_{ae} = 0,733 + 8,6 + 0,06 + 0,13 = 9,52 \text{ мОм.}$$

$$R_{1СУМ} = R_T + R_{ШТП} + R_{ПЕР} + R_{ae} = 1,86 + 0,1 + 15 + 0,41 = 17,37 \text{ мОм.}$$

Определим ток трехфазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{ТП1}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1СУМ} + X_{1СУМ}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{17,37^2 + 9,52^2}} = 11,67 \text{ кА.}$$

$$T_{aТП1} = \frac{X_{\Sigma}}{\omega \cdot R_{\Sigma}} = \frac{9,52}{314 \cdot 17,37} = 0,0018 \text{ с}$$

$$K_{0,4ТП1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{aТП1}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0018}} = 1,028$$

Ударный ток определяется по выражению:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_{y\delta} \cdot I_T^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,018 \cdot 11,67 = 16,8 \text{ кА.}$$

Далее определяется ток однофазного КЗ на удаленном вводе жилого дома.

Сопrotивления прямой последовательности схемы замещения для ТП 5:

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 9,37 \cdot 10500} = 0,94 \text{ мОм}$$

Сопrotивление трансформаторов на ТП №5 мощностью 1000 кВА:

$$R_T = \frac{0,4^2 \cdot 11,6}{1000^2} = 1,856 \text{ мОм.}$$

$$Z_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot u_k}{S_{ТНОМ}} = \frac{0,4^2 \cdot 0,055}{1000} = 8,8 \text{ мОм.}$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{8,8^2 - 1,856^2} = 8,6 \text{ мОм.}$$

Определим сопротивление КЛ от ТП 5 до ВРУ жилого дома. Кабельная линия имеет сечение 150 мм<sup>2</sup>, удельное активное сопротивление 0,31 мОм/м, удельное реактивное сопротивление 0,079 мОм/м, длина петли 120 м.

$$X_{кл} = 120 \cdot 0,079 = 9,48 \text{ мОм}$$

$$R_{кл} = 120 \cdot 0,31 = 37,2 \text{ мОм}$$

Остальные параметры схемы замещения такие же.

Параметры схемы замещения для обратной и нулевой последовательности, как и для прямой последовательности равны, поэтому:

$$\begin{aligned} X_{1СУМ} &= 2 \cdot X_C + 3 \cdot X_T + 3 \cdot X_{ШТП} + 3 \cdot X_{ав} + 3 \cdot X_{кл} = \\ &= 2 \cdot 0,94 + 3 \cdot 8,6 + 3 \cdot 0,06 + 3 \cdot 0,13 + 3 \cdot 9,48 = 56,69 \text{ мОм;} \end{aligned} \quad (43)$$

$$\begin{aligned} R_{1СУМ} &= 3 \cdot R_T + 3 \cdot R_{ШТП} + 3 \cdot R_{ПЕР} + 3 \cdot R_{ав} + 3 \cdot R_{кл} = \\ &= 3 \cdot 1,856 + 3 \cdot 0,1 + 3 \cdot 15 + 3 \cdot 0,41 + 3 \cdot 37,2 = 163,7 \text{ мОм} \end{aligned} \quad (44)$$

Ток однофазного КЗ в начальный момент времени:

$$I_{ТП15-ВРУ 24}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{163,7^2 + 56,69^2}} = 4,2 \text{ кА.}$$

### 5.3 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ

Для проверки кабеля на термическую стойкость, нам необходимо найти минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости, оно должно быть меньше сечения выбранное для данного кабеля [21].

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ по формуле (37).

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_{\kappa} = I_{n0}^2 \cdot \left[ t_{откл} + T_a \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{T_a}} \right) \right]; \quad (45)$$

Минимальное сечение кабеля по условию термической стойкости определим по следующей формуле:

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{B_{\kappa}}{C_m}}, \quad (46)$$

где  $C_m$  - коэффициент взятый для алюминиевых кабелей,  $94 \frac{A^2 \cdot c}{мм^2}$ .

Для примера произведем расчет для проверки кабеля ТП1-1.

$$B_{\kappa} = 11,8^2 \cdot \left[ 1 + 0,014 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{0,014}} \right) \right] = 140,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{140,7 \cdot 10^3}{94}} = 38,7 \text{ мм}^2$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение  $150 \text{ мм}^2 > 38,7 \text{ мм}^2$ , следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости.

## 6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ РП 10 КВ

### 6.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – коммутационный аппарат, предназначенный для оперативных включений и отключений отдельных цепей или электрооборудования в энергосистеме, в нормальных или аварийных режимах, при ручном дистанционном или автоматическом управлении.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ан.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (47)$$

где  $U_{ан.уст}$  – номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст ном}$  – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюдать условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ан.ном} \quad (48)$$

где  $I_{раб.мах}$  – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{мах} \quad (49)$$

где  $i_{мах}$  – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_K = I_{нО}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (50)$$

где  $t_{откл}$  – время отключения выключателя;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Определим номинальные значения токов проходящих через выключатель Q3:

$$I_{ном3} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{5475}{\sqrt{3} \cdot 10} = 158,05 \text{ А.} \quad (51)$$

Выбираются вакуумные выключатели на стороне 10 кВ.

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL -10-20/630-У3.

$$12,0 \leq 20 \text{ А.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя по формуле (50):

$$B_K = 12^2 \cdot (0,015 + 1,2 + 0,03) = 180 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{К.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с.} \quad (52)$$

$$B_K \leq B_{К.в}$$

Номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе определим по следующей формуле:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном откл} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 31,5 = 20,05 \text{ кА} \quad (53)$$

где  $\beta_H$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе;

$I_{ном откл}$  – номинальный ток отключения.

Расчетное значение апериодической составляющей в отключенном токе для время  $\tau$  составляет:

$$i_{а.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.0} = \sqrt{2} \cdot 12 = 16,97 \text{ кА} \quad (54)$$

Сопоставление приведено в таблице 13.

Таблица 13– Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{уст} = 10$ кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 158,05$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 25,7$ кА	$i_{скв} = 52$ кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.} = 180$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} = 2976,75$ кА <sup>2</sup> с	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 12,0$ кА	$I_{вкл} = 20$ кА	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 12,0$ кА	$I_{откл} = 20$ кА	$I_{откл} \geq I_{нт}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

## 6.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для понижения первичного тока до стандартной величины и для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения. Класс точности принимается 0,5 в связи с подключением электрических счетчиков. Предполагается установка трансформаторов тока с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

1) Проверка по электродинамической стойкости:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{1ном} \cdot K_{эд}, \quad (55)$$

где  $K_{эд}$  – кратность электродинамической стойкости (по каталогу);

$I_{1ном}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока.

2) Проверка по термической стойкости:

$$B_{к} \leq (K_{т} \cdot I_{1ном})^2 \cdot t_{т}, \quad (56)$$

где  $K_{т}$  – кратность термической стойкости;

$t_{т}$  – время термической стойкости.

3) Проверка по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (57)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$  – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Сопротивление вторичной нагрузки ( $Z_2$ ) определяется по формуле:

$$Z_2 = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_K, \quad (58)$$

где  $Z_K$  – переходное сопротивление контактов, принимают 0,05 Ом при установке до трех приборов и 0,1 Ом при установке более 3-х приборов;

$Z_{приб}$  – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле;

$Z_{пров}$  – сопротивление соединительных проводов.

Все электроизмерительные приборы выбираем с цифровым интерфейсом и телеметрическими параметрами серии 3021, что обеспечит снижение погрешности при снятии показаний с приборов.

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации.

Выбирается трансформатор тока 10 кВ.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Ртутный 230	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
ИТОГО		1,6	0,5	1,6

Из таблицы 14 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Выбираем ТТ ТОЛ-10, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 200 А.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ в точке К1 по формулам (50), (52):

$$B_K = 12^2 \cdot (3 + 0,015) = 435 \text{ кА}^2\text{с}$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H} = 30 \text{ ВА}$ .

Номинальное сопротивление вторичной обмотки определяется как:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом} \quad (59)$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \quad (60)$$

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

$I_2$  – вторичный номинальный ток приборов.

Выбирается провод АКРВГ сечением  $q=4 \text{ мм}^2$  с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длина проводов принимается  $l=55 \text{ м}$ .

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 55}{4} = 0,389 \text{ Ом}, \quad (61)$$

Расчетное значение вторичной нагрузки по формуле (58):

$$Z_2 = 0,064 + 0,389 + 0,1 = 0,553 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 15.



Таблица 15 – Выбор трансформатора тока 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.р} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном.р}$
$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{рmax} = 158,05 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$Z_{2Н} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{Нр} = 0,553 \text{ Ом}$	$Z_{2Н} \geq Z_{Нр}$
$B_{Кн} = 2975,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кр} = 435 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кн} \geq B_{Кр}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 25,7 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$

Выбранный трансформатор тока соответствует расчетным условиям.

### 6.3 Выбор и проверка трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения до стандартного значения 100 и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения [16].

Трансформаторы напряжения выбираются по классу напряжения, конструкции и схеме соединения, классу точности и вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка по измерительным электронным приборам для трансформаторов напряжения 10 кВ приведена в таблице 16. Измерительные счетчики по стороне 10 кВ устанавливаются на вводе трансформаторов и к питающим линиям.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	16
Варметр	СТ-3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	Меркурий 230	7.2	2	4	57,6
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	9	92,6

Вторичная нагрузка трансформатора составляет:

$$S_{2\Sigma} = 92,6 \text{ ВА.}$$

К установке принимается трансформатор напряжения марки НАМИ-10-95. Устанавливаем 2 трансформатора напряжения на стороне 10 кВ по обе стороны сборных шин РУ.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Справочные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.р} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном.р}$
$S_{2Н} = 300 \text{ ВА}$	$S_{2Р} = 92,6 \text{ ВА}$	$S_{2Н} \geq S_{2Р}$

Выбор трансформаторов напряжения проведен верно.

#### 6.4 Выбор ячеек РП

На РП 10 кВ, питающей микрорайон АГПЗ предполагается установка камер сборных одностороннего обслуживания серии КСО-298 на номинальное напряжение 10 кВ трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц. КСО-298 предназначены для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока в системах с изолированной или заземленной через дугогасительный реактор нейтралью [12].

Общий вид КСО-298 представлен на рисунке 6.



Рисунок 6 – Общий вид камер КСО-298 с релейным отсеком

Принцип работы определяется совокупностью схем главных и вспомогательных цепей камер КСО. Конструктивно камера КСО-298 состоит из трех отсеков:

- высоковольтного;
- релейного;
- кабельного.

Конструкция камер КСО обеспечивает сборку камер в ряд распределительного устройства (РУ) и соединения первичных цепей по сборным шинам.

Сборные шины закрыты с фасада камеры защитным экраном. На крайних в ряду камерах устанавливаются боковые защитные экраны.

Камеры КСО имеют изоляцию на номинальное напряжение 10 кВ.

В комплект поставки входят:

- 1) камеры КСО с аппаратурой и приборами главных и вспомогательных цепей в соответствии с опросным листом (кроме измерительных преобразователей тока и напряжения);
- 2) эксплуатационные документы (в одном экземпляре);
- 3) шинные мосты;
- 4) запасные части и принадлежности согласно спецификации на заказ.

Камера представляет собой металлоконструкцию, сваренную из гнутых стальных профилей. Внутри размещена аппаратура главных цепей, на фасаде привода выключателей и разъединителей, а также аппаратура вспомогательных цепей (последняя на верхней двери).

Доступ в камеру обеспечивают две двери, верхняя в зону вакуумного выключателя, трансформатора напряжения или контактора, нижняя – в зону кабельных присоединений, силового трансформатора или разрядников. Между дверью с аппаратурой вспомогательных цепей и аппаратами высокого напряжения установлен съемный лист, предотвращающий доступ в зону высокого напряжения. На съемном экране имеются смотровые окна для обзора внутренней части камеры.

КСО обладают высокой стойкостью к дуговым воздействиям при возникновении аварии внутри камеры, что способствует минимизации ущерба и надежно защищает обслуживающий персонал от воздействия электрической дуги. Работа с КСО отличается простотой и удобством. Управление всеми операциями по обслуживанию производится всего двумя ручками управления [12].

Основные характеристики камер КСО-298 представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Технические характеристики КСО-298

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12,5
Номинальный ток главных цепей, А	630
Номинальный ток плавкой вставки предохранителей, кА	31,5
Номинальный ток трансформаторов тока, А	400
Номинальный ток сборных шин, А	630
Номинальный ток шинных мостов, А	630
Номинальный ток отключения выключателей, кА	20
Номинальный ток отключения предохранителей, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Ток термической стойкости, кА (3 с)	16

Проверка КСО производится аналогично выключателям.

Исходя из перечисленных характеристик и сравнительных величин, делается вывод, что камеры КСО-298 пригодны к установке на РП 10 кВ.

### **6.5 Выбор и проверка сборных шин**

В РП 10 кВ сборные шины предполагается выполнить жесткими алюминиевыми шинами.

Выбор сечений шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитывается не только нормальный режим, но и послеаварийный.

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах [16]:

$$I_{н/а} = \frac{S_{НН.ПС}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{5475}{\sqrt{3} \cdot 10} = 316 \text{ А}$$

Принимаем шины АДЗ1Т сечением  $q = 4 \times 30 = 120 \text{ мм}^2$ , с длительно допустимым током 365 А.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из данных для точки КЗ на шинах РП 10 кВ:

$$I_{п.о.} = 12,0 \text{ кА}; \quad i_{уд} = 25,7 \text{ кА.}$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$W_K = I_{п.о.}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 12,0^2 \cdot (1,5 + 0,15) = 218,16 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{W_K}}{C_T} = \frac{\sqrt{218,16 \cdot 10^3}}{82} = 5,7 \text{ мм}^2, \quad (62)$$

где  $C_T = 82 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$  – для алюминия.

$$q_{\min} < q,$$

$$5,7 < 120 \text{ мм}^2$$

Следовательно, шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность:

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{2,25}{3}} = 104 \text{ Гц}, \quad (63)$$

где  $l$  – длина пролета между изоляторами, м;

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 2,25 \text{ см}^4; \quad (64)$$

$q$  – поперечное сечение шины,  $\text{см}^2$  ( $q = b \cdot h = 0,4 \cdot 3 = 1,2 \text{ см}^2$ ).

Так как частота собственных колебаний шин меньше 200 Гц, следовательно, механический резонанс будет исключен.

Наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ, определяется по формуле:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7} = \frac{\sqrt{3} \cdot 25700^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 143 \text{ Н/м};$$

где  $a = 0,8 \text{ м}$  – расстояние между фазами.

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10} = \frac{143 \cdot 1,2^2}{10} = 20,6 \text{ Н} \cdot \text{м}; \quad (65)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами ( $l = 1,2 \text{ м}$ ).

При воздействии изгибающего момента, появляются напряжения в материале шин, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{20,6}{1,8} = 11,5 \text{ МПа}, \quad (66)$$

где  $W$  – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,4 \cdot 3^2}{6} = 1,8 \text{ см}^3 \quad (67)$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДЗ1Т по справочнику:

$$\sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}$$

Условие  $\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$  соблюдается, следовательно, выбранные шины механически прочны. То есть все условия выполняются, шины выбраны верно.

## 7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА АППАРАТУРЫ ТП

Чтобы обеспечить надежную и длительную работу электрической аппаратуры и токоведущих частей, установленных на трансформаторных подстанциях, необходимо выбрать их по условиям длительной работы и проверить по режиму протекания через них максимальных токов КЗ.

### 7.1 Выбор предохранителей

Для защиты трансформатора от токов короткого замыкания на высокой стороне устанавливаются предохранители.

Выбор предохранителей производится по:

- напряжению;
- току предохранителя (основания);
- номинальному току плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом соблюдаются условия избирательности защиты.

Номинальный ток предохранителя согласуется с выбранным номинальным током плавкой вставки [10].

Предохранители выбранные по нормальному режиму, проверяются по предельно отключаемому току.

Ток плавкой вставки предохранителя определяется выражением:

$$I_{нл.вст} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (68)$$

где  $S_{тр}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети.

Ток плавкой вставки округляется до ближайшего стандартного значения в большую сторону.

Например, для трансформатора 1000 кВА, установленного на ТП №1:

$$I_{пл.вст} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,74 \text{ А}.$$

К установке принимается кварцевый токоограничивающий предохранитель типа ПКТ-101.

Предохранители типа ПКТ (с кварцевым песком) изготавливают на напряжения (6÷35) кВ и номинальные токи (40 ÷ 400) А. Наиболее широкое распространение получили предохранители ПКТ-10 на 10 кВ, устанавливаемые на стороне высшего напряжения трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ.

Результаты проверки сведены в таблицу 19.

Таблица 19 - Выбор предохранителей на стороне 10 кВ ТП 10/0,4

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_p$
$I_{ном.} = 100 \text{ А}$	$I_{пл.вст} = 57,74 \text{ А}$	$I_{ном.} \geq I_{пл.вст}$
$I_{откл.ном} = 31,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{по} = 11,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{откл.ном} < I_{по}$

Выбор предохранителей для ТП с другими значениями номинальной мощности трансформатора выполняется аналогично. Результаты выбора предохранителей сведены в таблицу 20.

Таблица 20 - Предохранители на стороне 10 кВ

№ ТП	$S_{тр}$ , кВА	$I_{расч}$ , А	$I_{пл.вст}$	Марка
ТП 1	2x1000	57,74	100	ПКТ-101
ТП 2	2x400	23,09	40	ПКТ-101
ТП 3	2x630	36,37	50	ПКТ-101
ТП 4	2x1000	57,74	100	ПКТ-101
ТП 5	2x1000	57,74	100	ПКТ-101
ТП 6	2x630	36,37	50	ПКТ-101
ТП 7	2x400	23,09	40	ПКТ-101
ТП 8	2x630	36,37	50	ПКТ-101



Также на каждой ТП выбираются предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (69)$$

где  $I_B$  – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$  – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}},$$

где  $S_{\Sigma}$  – максимальная мощность, которая может протекать через оборудование, т.е. с учётом аварийных ситуаций.

Расчет и выбор предохранителей покажем на примере линии ТП1-1.

Определяем расчетный ток:

$$I_{РАСЧ} = \frac{188,46}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 133,44 \text{ А}$$

Выбирается плавкая вставка предохранителя на номинальный ток 200

А. Предохранитель принимается марки ПН2-250.

Расчетные токи для всех фидеров определены в п. 3.2, таблица 4.

Аналогично предполагается необходимость в замене предохранителей 0,4 кВ на отходящих кабельных линиях к ВРУ многоквартирных домов.

Выбор предохранителей на стороне 0,4 кВ сведен в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор предохранителей 0,4 кВ на отходящих кабельных линиях

Маршрут	$I_{расч}$ (А)	Тип предохра- нителя	$I_{номПР}$ , А	$I_B$ , А
1	2	3	4	5
ТП1-1'-1''-ТП1	279,13	ПН2-400	400	300
ТП1-2-ТП1	150,16	ПН2-250	250	200
ТП2-3-ТП2	53,83	ПН2-100	100	80
ТП2-4-5-ТП2	184,01	ПН2-250	250	200

1	2	3	4	5
ТП3-6-ТП6	173,72	ПН2-250	250	200
ТП3-7-8-ТП3	52,40	ПН2-100	100	80
ТП3-9-ТП3	61,60	ПН2-100	100	150
ТП3-10-11-ТП3	129,20	ПН2-250	250	150
ТП4-12-13-ТП4	198,72	ПН2-250	250	200
ТП4-14-15-ТП4	198,72	ПН2-250	250	200
ТП4-16-17-18-19-ТП4	113,93	ПН2-250	250	150
ТП4-20-21-ТП4	129,20	ПН2-250	250	150
ТП5-22-23-ТП5	198,72	ПН2-250	250	200
ТП5-24-25-ТП5	198,72	ПН2-250	250	200
ТП5-26-27-ТП5	259,94	ПН2-400	400	300
ТП5-28-29-ТП5	221,77	ПН2-250	250	250
ТП6-30-31-ТП6	198,72	ПН2-250	250	200
ТП6-32-33-ТП6	239,54	ПН2-250	250	250
ТП6-34-ТП6	63,29	ПН2-100	100	80
ТП6-35-36-37-43-ТП6	113,94	ПН2-250	250	150
ТП6-38-39-40-41-42-ТП6	123,87	ПН2-250	250	150
ТП7-44-ТП7	62,22	ПН2-100	100	80
ТП7-45-ТП7	87,99	ПН2-100	100	100
ТП7-46-ТП7	47,37	ПН2-100	100	80
ТП7-47-ТП7	61,60	ПН2-100	100	80
ТП8-48`-48``-ТП8	247,06	ПН2-250	250	200

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

- по согласованию с сечением проводника;
- по разрушающему действию трехфазных токов КЗ;
- по чувствительности к токам КЗ [16].

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}}. \quad (70)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} \quad (71)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (72)$$

Проверим предохранители на ТП №5: ПН2-250/200.

Его справочные данные:  $I_{\text{отк}} = 40$  кА,  $I_B = 200$  А.

Длительно допустимый ток защищаемой линии  $I_{\text{дл.доп}} = 300$  А.

Токи КЗ  $I_{\text{но}}^{(3)} = 9,37$  кА.

Проверка по согласованию с сечением проводника:

$$200 \leq 3 \cdot 300 \text{ А}$$

Проверка по разрушающему действию трехфазных токов КЗ:

$$9,37 \leq 40 \text{ А}$$

Проверка по чувствительности к токам КЗ:

$$4200 \geq 3 \cdot 200 \text{ А}.$$

Так как все условия выполняются, то можно сделать вывод, что предохранитель выбран правильно.

Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, т.е. они также пройдут по всем условиям.

## 7.2 Выбор автоматических выключателей

В качестве устройств защиты отходящих от ТП линий 0,4 кВ используются автоматические выключатели типа ВА. Выключатели предназначены для проведения тока цепи в нормальных режимах и для автоматического отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных пониже-

ниях напряжения и других аварийных режимах. Возможно использование автоматов для нечастых оперативных включений и отключений цепей.

Выбор автоматических выключателей производится по напряжению установки; номинальному току; конструкции; коммутационной способности;ключаемому току и термической стойкости.

На каждой ТП выбираются автоматические выключатели по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \tag{73}$$

где  $I_p$  – максимальный рабочий ток.

Номинальный ток расцепителя должен быть не меньше наибольшего расчетного тока нагрузки, длительно протекающего по защищаемому элементу.

Расчет приведен на примере ТП №1.

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{618,68}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 893 \text{ А}$$

Принимается автоматический выключатель серии ВА53-41 с  $I_{\text{ном.в}} = 1000 \text{ А}$ .

Результаты расчета сводятся в таблицу 22.

Таблица 22 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$ , кВА.	$I_p$ , А	$I_{\text{ном. расц}}$ , А	Марка АВ
ТП 1	1515,05	2186,85	2500	ВА50-45
ТП 2	437,58	631,61	1000	ВА53-41
ТП 3	721,27	1041,10	1600	ВА55-43
ТП 4	1129,22	1629,94	2000	ВА55-43
ТП 5	1408,00	2032,33	2500	ВА50-45
ТП 6	931,39	1344,39	1600	ВА55-43
ТП 7	538,41	777,14	1000	ВА53-41
ТП 8	749,38	1081,66	1600	ВА55-43

Автоматические выключатели проверяются как предохранители, но добавляется условие проверки по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 135 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку проводить не обязательно.

### 7.3 Выбор выключателей нагрузки

Выключатель нагрузки (ВН) – это простейший высоковольтный выключатель, который используется для отключения и включения цепей, находящихся под нагрузкой. Дугогасительные устройства данных выключателей рассчитаны на гашение маломощной дуги, возникающей при отключении тока нагрузки. Их нельзя применять для отключения токов короткого замыкания. Чтобы разорвать цепь в случае возникновения короткого замыкания, последовательно с выключением нагрузки устанавливаются высоковольтные предохранители ПКТ [14].

Для городских сетей с кабельными сетями в ЗТП 10/0,4 кВ на стороне высшего напряжения предполагается установка вакуумных выключателей нагрузки с пружинным приводом типа ВНР-10/630-20.

Технические характеристики данного вида выключателя нагрузки приведены в таблице 23.

Таблица 23 - Основные технические характеристики ВНР-10/630/20

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение и соответствующее ему наибольшее рабочее, $U_{ном}$ , кВ	10/12
Номинальная частота тока, Гц	50
Номинальный рабочий ток, $I_{ном}$ , А	630
Ток динамической стойкости $I_{дин}$ , кА	51
Ток термической стойкости $I_{терм}$ , кА	20
Испытательное одноминутное напряжение, кВ:- для ножей заземления	42

Выбор и проверка выключателей нагрузки осуществляется по тем же условиям что и выключатель РП.

Осуществим проверку ВН на примере ТП №1.

Ток, проходящий через выключатель нагрузки, будет следующий:

$$I_{\text{раб.мах}} = \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,74 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах}} \rightarrow 630 \geq 57,74 \text{ кА}$$

Условие проверки выполняется.

Проверка на термическую стойкость выключателя нагрузки осуществляется по формуле (50):

$$B_K = 11,8^2 \cdot (1 + 0,15 + 0,0018) = 160,37 \text{ кА}^2\text{с}$$

Номинальная термическая стойкость:

$$B_{\text{кном}} = I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 1 = 400 > 160,37 \text{ кА}^2\text{с}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 24.

Таблица 24 – Проверка выключателя нагрузки на ТП

Паспортные данные	Расчётные данные	Условия проверки
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_p$
$I_{\text{ном.}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб. макс.}} = 57,74 \text{ А}$	$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{раб. макс.}}$
$i_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$	$i_{\text{уд.кз.}\Sigma} = 24,86 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у.КЗ}}$
$B_{\text{кном}} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к.расч}} = 160,37 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{красч}} < B_{\text{кном}}$

Таким образом, так как все условия выбора выключателей нагрузки соблюдаются.

На остальных проектируемых ТП также к установке принимается ВНР-10/630/20. Проверка выключателей нагрузки для остальных ТП осуществляется аналогично, для всех условия выполняются.

## 8 ГРОЗОЗАЩИТА ПОДСТАНЦИЙ И СЕТИ 10/0,4 КВ

Проблема защиты от грозových перенапряжений ЛЭП и подстанций весьма актуальна для сети напряжением 0,4-10 кВ, так как они имеют низкую импульсную прочность изоляции по сравнению с электроустановками других классов напряжения и имеют большую протяженность.

От атмосферных перенапряжений трансформаторы 10/0,4 кВ ТП согласно типовому проекту защищаются комплектом ограничителем перенапряжения со стороны высшего напряжения, проверка ограничителя перенапряжения выполнена в пункте 8.2 БР.

На ЗТП кирпичного исполнения с кабельным вводом аппараты защиты устанавливаются на шинную сборку 10 кВ.

На линии до 1 кВ должны быть выполнены заземляющие устройства, предназначенные для повторного заземления несущего нулевого провода, защиты от атмосферных перенапряжений, заземления электрооборудования.

В населенной местности с многоэтажной застройкой заземляющие устройства для КЛ должны иметь сопротивления не более 30 Ом.

### 8.1 Расчет контура заземления ТП

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечение нормальной работы элементов в выбранном режиме.

Требования, предъявляемые ПУЭ к заземлениям электроустановки – заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

Все металлические части электрических установок и электрического оборудования, которые могут оказаться под напряжением должны быть заземлены.

Расчет контура заземления выполнен из условия удельного электрического сопротивления грунта 500 Ом·м. Общее сопротивление не более 15 Ом. Учитывая, что удельное сопротивление земли более 100 Ом·м, сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 40 Ом. [7]

В качестве естественного заземлителя будет использована металлическая технологическая конструкция, частично погруженная в землю.

Заземлитель предполагается выполнить из вертикальных электродов из водогазопроводной трубы длиной  $L = 3$  метра, диаметром  $d = 32$  мм с глубиной заложения 0,7 м, верхние концы которых соединяются с помощью горизонтального электрода – стальной полосы сечением 4х40 мм длиной 50 м, уложенной в землю на глубине  $t = 0,8$  м.

Удельное сопротивление грунта (расчетное):

$$\rho_p = k_c \cdot k_1 \cdot \rho_{изм} , \quad (74)$$

где  $k_c \cdot k_1$  – коэффициент сезонности и коэффициент, учитывающий при какой влажности грунта производились измерения;

$\rho_{изм}$  – удельное сопротивление грунта, Ом·м.

Сопротивление одного круглого стержня, погруженного вертикально в землю, определяется по формуле:

$$R_{\sigma} = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi L} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot L}{d} + 0,5 \ln \frac{4 \cdot t + L}{4 \cdot t - L} \right) \quad (75)$$

где  $L$  – длина электрода, м;

$d$  – диаметр электрода, м;

$t$  – заглубление заземлителя (расстояние от поверхности земли до середины заземлителя), м.

Расчетное сопротивление растеканию горизонтального электрода:

$$R_{\varepsilon} = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi L} \cdot \ln \frac{L_2^2}{0,5 \cdot b \cdot t} \quad (76)$$

где  $L_2$  – длина всего электрода, м;



$b_2$  – ширина электрода, м;

$t_2$  – глубина залегания электрода, м.

Приняв, что заземлитель контурный, с учетом числа вертикальных электродов и отношения  $a/L_b$  определяем по таблицам коэффициенты использования электродов заземлителя – вертикальных и горизонтального.

Сопротивление группового заземлителя определяется по формуле:

$$R_{gp} = \frac{R_в \cdot R_2}{R_в \cdot \eta_2 + R_2 \cdot n \cdot \eta_в} \quad (77)$$

где  $n$  – количество вертикальных электродов;

$\eta_в$  – коэффициент использования вертикального электрода;

$\eta_2$  – коэффициент использования горизонтального электрода.

Если величина сопротивления группового заземлителя окажется больше, чем требуемое (40 Ом согласно ПУЭ), необходимо увеличить в контуре заземлителя количество вертикальных электродов.

Производится расчет заземления по вышеперечисленным формулам:

Удельное сопротивление грунта для г. Свободный – буроземы (песок влажный, суглинок) принимаем 100 Ом·м (справочное значение), тогда расчетное сопротивление будет иметь значение:

$$\rho_p = 2 \cdot 2,2 \cdot 100 = 440 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Находится сопротивление одного вертикального электрода, длина его принимается равной 3 м.:

$$R_в = \frac{440}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,032} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 1,8 + 3}{4 \cdot 1,8 - 3} \right) = 57,5 \text{ Ом}$$

Для горизонтального электрода:

$$\rho_p = 3 \cdot 1,5 \cdot 30 = 135 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_2 = \frac{135}{2 \cdot 3,14 \cdot 50} \cdot \ln \frac{50^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 5,1 \text{ Ом}$$

Расстояние между вертикальными электродами принимаем равным 6 м, тогда исходя из того, что:

$$\frac{a}{L_{\text{в}}} = \frac{6}{3} = 2$$

Определяем по таблицам [7] коэффициенты использования заземлителей, приняв количество вертикальных электродов  $n = 10$ .

$$\eta_{\text{в}} = 0,69$$

$$\eta_2 = 0,75$$

Находим сопротивление группового заземлителя:

$$R_{\text{гр}} = \frac{57,5 \cdot 5,1}{57,5 \cdot 0,69 + 5,1 \cdot 10 \cdot 0,75} = 3,76 \text{ Ом}$$

Расчетное сопротивление группового заземлителя соответствует требованиям п.1.7.101 ПУЭ ( $R_{\text{гр}} \leq 4 \text{ Ом}$ ). Следовательно, проектируемый контурный заземлитель для трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, состоящий из 10 вертикальных электродов и горизонтального заземлителя длиной 50 м, может быть принят к установке.

## 8.2 Выбор и проверка ОПН

Основным средством защиты ПС от набегающих волн перенапряжения являются ОПН. Ограничитель перенапряжений, являясь средством ограничения перенапряжений на изоляции электрооборудования подстанций, линий и электрических машин, повышения надежности работы защищаемого объекта, не должен снижать надежности за счет собственного повреждения.

Для того чтобы ограничитель отвечал потребностям электрической сети, надежно защищал оборудование и не разрушался в процессе эксплуатации необходимо выполнение следующих условий [5]:

1. Наибольшее допустимое напряжение ОПН  $U_{\text{нд}}$  должно быть больше наибольшего рабочего напряжения сети  $U_{\text{н.р.}}$  или оборудования.

$$U_{\text{нд}} > U_{\text{н.р.}} \quad (78)$$

2. Уровень временных перенапряжений должен быть меньше максимального значения напряжения промышленной частоты выдерживаемого ОПН в течении времени  $t$ .

$$t \cdot U_{нд} > U_{пер}, \quad (79)$$

где  $U_{пер}$  – уровень квазистационарных перенапряжений (Феррорезонансные перенапряжения, резонансное смещение нейтрали).

3. Поглощаемая ограничителем энергия не должна превосходить энергоёмкость ОПН.

$$W_{уд} \cdot U_{нд} > W_c. \quad (80)$$

4. Ограничитель должен обеспечить необходимый защитный координационный интервал по грозовым воздействиям  $A_{зр}$ .

$$A_{зр} = \frac{U_{исп} - U_{ост}}{U_{исп}} > 0,2 \div 0,25. \quad (81)$$

где  $U_{исп}$  – значение грозового испытательного импульса;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе.

5. Ограничитель должен обеспечить защитный координационный интервал по внутренним перенапряжениям  $A_{вн}$ .

$$A_{вн} = \frac{U_{дон} - U_{ост}}{U_{дон}} > 0,15 \div 0,25, \quad (82)$$

где  $U_{дон}$  – допустимый уровень внутренних перенапряжений;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе

К выбору и проверке на высокой стороне ТП принят ОПН-10/12/5/150 УХЛ1 по вышеприведенным условиям:

1) По наибольшему допустимому напряжению:

$$U_{нд} > U_{н.р.} \quad \rightarrow \quad 12 \geq 10 \text{ кВ}$$

2) По воздействию временного повышения напряжения:

Кратность перенапряжений  $3$  от  $U_{\phi}$  возникает с вероятностью не большей чем  $0,05$ . Время существования наибольших перенапряжений, на основании экспериментальных исследований, составляет  $2-3$  с. Таким образом, с вероятностью  $0,05$  в сети возможно повышение напряжения до уровня  $3$  от  $U_{\phi}$ . Эти значения необходимо сравнить с значением  $t$  для ОПН-10 –  $T=1,35$  с. В связи с этим, чтобы ОПН выдержал данное воздействие необходимо выбрать ОПН с  $U_{н.д.}$  большим нежели  $1,2U_{\phi}$  для ОПН-10 [5].

3) По допустимой энергоемкости ОПН

Исходя, из баланса энергий можно оценить выделяемую в ограничителе энергию по следующему выражению:

$$W = 0,5 \cdot C \cdot \left[ (K_{\Pi} \cdot 0,82 \cdot U_{нр})^2 - (1,77 \cdot U_{н.д.})^2 \right], \quad (83)$$

$$W = 0,5 \cdot 59,8 \cdot 10^{-3} \cdot \left[ (3 \cdot 0,82 \cdot 10)^2 - (1,77 \cdot 12)^2 \right] = 14,9 \text{ кДж.}$$

где  $C$  – емкость кабеля или конденсаторной батареи;

$K_{\Pi}$  – кратность перенапряжений.

Полученное значение необходимо сравнить со способностью поглощать энергию выбранного типа ограничителя при коммутационных перенапряжениях:

$$W_{\text{уд}} \cdot U_{\text{нд}} > W_c \quad \rightarrow \quad 30 \text{ кДж} > 14,9 \text{ кДж}$$

4) Определение координационного интервала для ОПН-10/12/5/250УХЛЗ:

$$A_{\text{вн}} = \frac{132,4 - 39,6}{132,4} = 0,7 > 0,15 \div 0,25.$$

Таким образом, в результате окончательной проверки выбранные ОПН соответствуют предъявленным условиям.

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В условиях эксплуатации системы электроснабжения возможны повреждения отдельных элементов. Для определения места повреждения и подачи сигнала на отключение соответствующих выключателей устанавливаются специальные автоматические устройства, называемые устройствами релейной защиты [3].

### 9.1 Перечень защит

Комплекс РЗА элементов распределительного пункта (РП) 10 кВ выполняется в настоящее время с использованием микропроцессорных устройств, которые размещаются непосредственно в шкафах РП внутренней установки для следующих ячеек:

- ввод секции шин 10 кВ;
- трансформаторов напряжения на секции шин 10 кВ;
- секционного выключателя 10 кВ;
- линии (отходящие присоединения) 10 кВ.

В ячейке трансформатора напряжения (ТН) 10 кВ каждой из секций шин предусматриваются:

- сигнализация замыкания на землю (СЗЗ) – контроль изоляции;
- контроль исправности ТН и его цепей.

На секционном выключателе 10 кВ предусматриваются:

- МТЗ с ускорением при ручном или автоматическом включении СВ;
- логическая защита шин 10 кВ;
- защита от дуговых замыканий на секции шин с действием на отключение СВ.

На отходящих линиях 10 кВ устанавливаются:

- двухступенчатая максимальная токовая защита, содержащая токовую отсечку (ТО) и МТЗ с автоматическим ускорением;
- защита от дуговых замыканий в ячейках ЗРУ 10 кВ (ЗДЗ).

## 9.2 Расчет защит

Для линий в сетях 10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасящий реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

К установке принимается терминал защиты SEPAM 1000+ S20 производства «Таврида Электрик».

Кабельные линии составляют основную часть элементов электрических сетей, где возможно повреждение в результате перегрузки или механического воздействия при земельных работах.

### 1) Первая ступень МТЗ (токовая отсечка)

Токовая отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ. Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3-0,6 с.).

Токовая отсечка отстраивается от максимального тока КЗ:

$$I_{TO} = K_H \cdot I_{КЗ.max.}^{(3)}, \quad (84)$$

где  $K_H$  – коэффициент надежности.

Определим ток срабатывания отсечки:

$$I_{TO} = 1,2 \cdot 12,0 = 14,4 \text{ кА}$$

### 2) Вторая ступень МТЗ

Максимальная токовая защита приводится в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности [3].

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального рабочего тока нагрузки:

$$I_{сз} = \frac{k_{над} \cdot k_{зан}}{k_{возв}} \cdot I_{раб}, \quad (85)$$

где  $k_{над}$  – коэффициент надёжности защиты ( $k_{над} = 1,2$ ),

$k_{зап}$  – коэффициент запаса ( $k_{зап} = 2,5$ ),

$k_{возв}$  – коэффициент возврата ( $k_{возв} = 0,9$ ),

$I_{раб}$  – максимальный рабочий ток.

Тогда для проектируемой отходящей линии:

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 316 = 1053 \text{ А};$$

Определяем коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (86)$$

где  $I_{кз}^{(2)}$  - величина двухфазного КЗ (из таблицы 12).

Тогда для среднеудаленной ТП №5:

$$k_{ч} = \frac{8110}{1053} = 7,7.$$

Коэффициент чувствительности защиты должен быть равен не менее двум. Из расчета видно, что защита проходит по условиям чувствительности.

Чувствительность соответствует заданным условиям.

Окончательное значение уставок уточняется в процессе эксплуатации.

### 3) Токовая защита от ЗНЗ

Для сетей с изолированной нейтралью вместо расчёта однофазного тока КЗ принято рассчитывать ток замыкания на землю (ЗНЗ).

Произведём расчёт тока ЗНЗ по следующей формуле:

$$I_{ЗНЗ} = \frac{U_{ном} \cdot I_{\Sigma}}{10} = \frac{10,5 \cdot 2,16}{10} = 2,27 \text{ А}, \quad (87)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение сети;

$l_{\Sigma}$  – суммарная длина кабельных линий 10 кВ.

В нашем случае, ток ЗНЗ равен 2,27 А. Следовательно, данный вид защиты выполняется с действием на сигнал, потому что ток ЗНЗ не превышает значение 5 А.

### **9.3 Защита трансформатора 10/0,4кВ**

Защиту трансформаторов со стороны высокого напряжения выполняется с помощью выключателей нагрузки и предохранителей типа ПКТ -10.

Плавкие предохранители выполняют операцию автоматического отключения цепи при превышении определенного значения тока.

После срабатывания предохранителя необходимо снять плавкую вставку или патрон, чтобы подготовить аппарат для дальнейшей работы.

Ценными свойствами плавких предохранителей является простота устройства, относительно низкая стоимость, быстрое отключение цепи при коротких замыканиях, способность предохранителей типа ПК ограничивать ток в цепи при КЗ.

Самыми распространенными являются кварцевые предохранители (ПК). В них патрон заполнен кварцевым песком, где дуга гасится путем удлинения, дробления и соприкосновения с твердым диэлектриком.

Защита трансформаторов ТП со стороны низкого напряжения – 0,4 кВ будет выполнена автоматическими выключателями типа ВА.

Выбор и проверка данного оборудования выполнен в п.7.1-п.7.3 БР.

### **9.4 Релейная защита ввода**

Вводной вакуумный выключатель 10 кВ следует оборудовать комплектным устройством защит и автоматики SEPAM, которое обеспечивает следующую защиту – МТЗ с выдержкой времени 1,2 с.

Кроме вышеперечисленных защит на отключение вводного выключателя 10 кВ действуют общесекционные защиты и элементы автоматики, к которым относятся:



- Дуговая защита присоединений;
- АВР и дуговая защита собственной ячейки.

Комплектные устройства защиты и автоматики вводного выключателя 10 кВ расположены в шкафу ячеек РП 10 кВ. Кроме устройства защиты в шкафу ячеек расположены автоматы питания цепей привод, промежуточное реле внешнего отключения, промежуточное реле гашения поля, преобразователь энергии и тока.

При работе любых защит вводного выключателя 10 кВ сигналы отключения отражаются устройством SEPAM 1000+ в виде соответствующей сигнализации на блоке управления и на измерительном блоке, кроме того срабатывает внутреннее реле «аварийное отключение» с выдачей сигнала на панель центральной сигнализации и в операторную.

Защита шин секции организована с использованием органа МТЗ блока SEPAM 1000+ с запретом пусковых органов МТЗ присоединений, подключенных к секции. Сигналы от пусковых органов присоединений для блокирования действия защиты шин подаются на вход.

### **9.5 Автоматика**

Микропроцессорные устройства защиты и автоматики SEPAM 1000+ содержат программную логическую часть, выполняющую функцию АПВ и АВР.

Эффективным мероприятием, позволяющим повысить надёжность питания электропотребителей, является автоматическое повторное включение (АПВ) элементов электроснабжения, которые были до этого отключены релейной защитой.

При снятии напряжения с повреждённой цепи электрическая прочность изоляции в месте повреждения быстро восстанавливается, и цепь может быть вновь включена в работу. АПВ двукратного действия предусматриваем на отходящих фидерах напряжением не более 10 кВ согласно ПУЭ. АПВ однократного действия предусматриваем на вводах напряжением 10 кВ при отдельной

работе трансформаторов, необходимой для автоматического восстановления их нормальной работы после аварийных отключений, несвязанных с внутренними повреждениями трансформатора [3].

Устройства АПВ выполнены так, что исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившейся при срабатывании релейной защиты, через определенное время (0,5-1,5 с) снова включается под напряжение, если нет запрета на включение или причина отключения элемента исчезла.

Устройство АПВ работает в едином комплекте с релейной защитой. При срабатывании релейной защиты на любой отходящей линии от РП выключается выключатель и происходит пуск устройства АПВ, вызывая кратковременное срабатывание. Через некоторый промежуток времени  $t_{АПВ}$  устройство вновь включает линию. Если короткое замыкание самоликвидировалось, то включение линии будет успешным, и она останется в работе. Если же КЗ оказалось устойчивым, то после включения выключателя линия вновь отключается релейной защитой и остаётся в отключенном состоянии до устранения повреждения ремонтным персоналом [3].

Для ускорения восстановления нормального режима работы электропередачи выдержку времени устройства АПВ принимаем минимальной.

Согласно ПУЭ устройства АВР предусматривается для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, которое приводит к обесточиванию электроустановок потребителя и для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Устройство АВР должно подключать резервный источник питания при исчезновении по любой причине питания от рабочего источника. Исчезновение напряжения на шинах может быть вызвано короткими замыканиями в пи-

тающей сети высшего напряжения, в рабочем трансформаторе, на его шинах низшего напряжения и присоединенной к шинам распределительной сети, а так же произвольным отключением одного выключателя рабочего трансформатора. Включение резервного источника должно происходить после деионизации среды в случае неустойчивого короткого замыкания на сборных шинах, поэтому требуется, чтобы  $t_{ABP} > t_{д.с}$ . Это условие в сетях до 10 кВ выполняется автоматически, так как собственное время включения выбранных выключателей превышает время деионизации среды. Также устройство АВР должно контролировать наличие напряжения на резервном источнике, отключенное состояние рабочего источника и быть отстроенным по времени от максимальных токовых защит присоединений. При включении резервного источника на устойчивое КЗ релейная защита должна обеспечить его отключение от поврежденного участка, чтобы сохранилось питание других присоединений.

Устройства АВР устанавливаются на секционных выключателях в РП 10 кВ. Секционный выключатель нормально отключен и включается под действием средств АВР при отключении любого трансформатора на ПС. АВР также срабатывает при обесточивании одной из шин [3].

Действие устройств АПВ и АВР необходимо согласовать следующим образом. При коротком замыкании на одной из линий поврежденная линия отключается релейной защитой. Устройства автоматики должны попытаться восстановить электроснабжение потребителей от своего источника питания путём АПВ. В случае успешного АПВ электроснабжение потребителей восстанавливается и АВР не требуется. Если же АПВ неуспешно, то должно сработать устройство АВР и подключить потребители к резервному источнику питания. Следовательно, выдержка времени у АПВ должна быть меньше, чем у АВР. Примем  $t_{АПВ} = 1$  с.

## 10 ПРОКЛАДКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ В ЗЕМЛЕ

Как правило, электрические силовые кабельные линии прокладывают в кабельных траншеях, выкопанных в земле. Такой способ является наиболее экономичным. В данном разделе рассматриваются вопросы при прокладке кабеля, от ТП до потребителей в городских условиях.

Все работы в строительстве и эксплуатации электроустановок следует производить в соответствии со СНиП 12-03-01, требования которых учитывают условия безопасности труда, предупреждение производственного травматизма, профессиональных заболеваний, пожаров и взрывов.

Строительные, монтажные, наладочные работы и эксплуатацию электроустановок следует производить в соответствии с требованиями "Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ" РД 34.03.285-97 и "Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (ПОТ ЭЭ).

Для электроснабжения нового микрорайона выбран самый распространенный способ прокладки кабеля - прокладка кабеля в траншеях. В свою очередь этот способ имеет недостаток, который заключается в возможности механического повреждения кабелей, находящихся в земле, а так же в возникновении несчастных случаев с людьми при производстве земляных работ на кабельной трассе или вблизи нее. В связи с этим необходимо рассмотреть основные правила, для обеспечения безопасности при прокладке кабельной линии.

### 10.1 Требования к прокладке кабеля

Прокладка кабельных линий должна осуществляться в соответствии с планом, в котором указывается трасса линии, а также геодезические отметки трассы линии, позволяющие, судить о разности уровней ее отдельных участков. В связи с этим, следует выполнять следующие требования:

1) Рытье траншеи для прокладки кабелей разрешается только после получения руководителем работ письменного разрешения от организации, экс-

плуатирующее подземные коммуникации (кабели, газопроводы и т. п.), находящиеся в районе прохождения трассы вновь прокладываемого кабеля. На чертеже трассы кабеля точно указывают все пересекаемые подземные коммуникации; места пересечений должны быть обозначены и указаны производителем работ в натуре на местности.

2) Пересекаемые подземные коммуникации разрешается вскрывать при рытье траншеи только в присутствии производителя работ или мастера. Вскрытие пересекаемых действующих кабельных линий допускается выполнять только в присутствии наблюдающего от организации, эксплуатирующей действующую линию. Наблюдающий обязан прекратить работу, если он сочтет ее выполнение опасным для работающих.

В непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций грунт разрабатывают вручную лопатами без резких ударов.

3) К выкапыванию траншеи можно приступать только после того, как будет проверено по плану или с помощью пробивных шурфов (если плана нет) отсутствие на трассе или в опасной близости от нее подземных сооружений, трубных коммуникаций или других кабелей. Для осуществления этой цели по плану проверяют расположение подземных сооружений, а при отсутствии плана делают пробные шурфы шириной 350 мм поперек намеченной трассы. Шурфы необходимо рыть с большой осторожностью, чтобы не повредить кабели, трубы или иные сооружения, которые могут оказаться в земле.

4) При рытье траншей учитывают допустимые откосы для соответствующих грунтов и в необходимых случаях надежно раскрепляют стенки траншей и котлованов от обрушения. Грунт, вынимаемый из траншеи, размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону. По другую сторону размещают материал дорожного покрытия.

5) Механизмы, лебедки, кабельные барабаны и другие грузы разрешается размещать только за пределами призмы естественного обрушения грунта, при этом расстояние от края траншеи до грузов должно быть не менее глубины траншеи. Если этого выполнить нельзя, то стенки должны быть раскреплены.

6) Не допускается пользоваться креплением стенок траншеи для спуска в нее. При глубине траншеи более 1 м для спуска в траншею должны быть установлены лестницы или стремянки. В тех местах, где происходит движение людей и транспорта, траншея должна быть ограждена или должны быть вывешены предупредительные плакаты, а в темное время суток в этих местах должны быть установлены предупредительные огни.

7) Разгрузку и перекачивание барабанов с кабелем, а так же разматывание кабеля с барабанов и прокладку его необходимо производить в брезентовых рукавицах. Перед началом перекачивания барабана или размотки кабеля необходимо удалить из щек барабана торчащие гвозди и приняты меры по предотвращению захватывания одежды рабочих выступающими частями барабана. Необходимо также перед началом перемотки прочно закрепить конец кабеля.

Размотку кабеля разрешается производить только при наличии приспособления для притормаживания барабана. Допускается для этой цели применять доску, кабельный барабан с раскаточным валом (осью) должен быть установлен на домкратах или специальной тележке.

7) При необходимости прогрева кабеля перед прокладкой допускается применять напряжение не выше 250 В, при напряжении выше 42 В броня и оболочка кабеля, а также все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве, должны быть заземлены.

8) При размотке кабеля лебедкой по роликам, а также при раскатке вручную на поворотах трассы устанавливаются угловые ролики, поддерживать кабель на поворотах трассы вручную запрещается. Не разрешается также при раскатке кабеля ставить рабочих внутри углов поворота трассы.

9) При механизированной протяжке кабеля особое внимание следует обращать на зачаливание конца кабеля к тросу лебедки или тянущего механизма — оно должно быть надежным и не должно допускать срыва кабеля во время тяжения. При этом с помощью динамометра контролируют усилие тяжения, которое не должно превышать допустимого.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянок. При протяжке кабеля внутри помещений через проем в стене рабочие должны быть поставлены по обе стороны проема. При затяжке кабеля в трубы следует соблюдать предосторожность против затягивания в трубу руки или одежды рабочего вместе с кабелем. Поддерживать кабель перед проемом или трубой следует не ближе чем за 1 м.

При монтаже кабельных заделок с применением лаков и эпоксидного компаунда следует руководствоваться инструкцией, предусматривающей меры защиты против токсичности этих материалов.

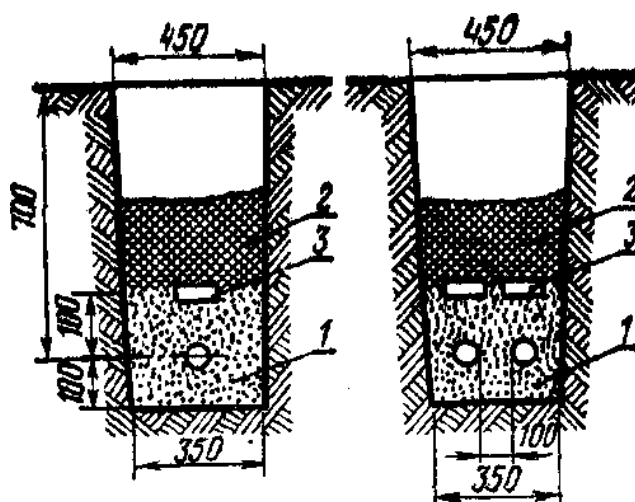
При монтаже кабельных заделок с применением мастики разогрев ее производят в специальных кастрюлях с крышкой и носиком для слива. Температуру мастики при разогреве контролируют по термометру. Температуру должен определить и указать руководитель работ (прораб, мастер).

Мастику нельзя доводить до кипения. Запрещается производить разогрев мастики в закрытой банке. Летом банку с мастикой слегка подогревают, предварительно сняв крышку, до текучего состояния и переливают осторожно в кастрюлю.

При подогреве кабельной мастики и припоя в холодное время года перемешивание производят предварительно подогретым стальным прутком или ложкой во избежание попадания сырости, способной вызвать разбрызгивание припоя или мастики [20].

Допускаются следующие расстояния при прокладке кабельных линий. Расстояние между кабелем и фундаментами зданий не менее 0,6 м, а между силовыми кабелями и кабелями связи - 0,5 м.

Глубина траншей должна быть не менее 0,7 м, а ширина такой, чтобы расстояние между несколькими параллельно проложенными в ней кабелями напряжением до 10 кВ было не менее 100 мм, а от стенки траншеи до ближайшего крайнего кабеля - не менее 50 мм, [30]. На рисунке 10 представлен разрез траншеи при прокладке кабеля.



1 — песок или просеянная земля; 3 — грунтовая земля; 3 — кирпичи.

Рисунок 10 - Разрез траншеи при прокладке кабеля:

В местах будущего расположения кабельных соединительных муфт траншеи расширяют, образуя котлованы. Котлован для одной кабельной муфты кабеля напряжением до 10 кВ должен быть шириной 1,5 и длиной 2,5 м. Ширина котлована для каждой следующей рядом укладываемой муфты должна увеличиваться на 350 мм, [30].

В проекте приняты следующие расстояния при прокладке кабеля в траншее:

Глубина траншеи – 0,8 м;

Ширина траншеи – 0,7 м;

Ширина котлована – 1,5 м;

Длина котлована – 2,5 м.

К месту укладки кабеля доставляют в барабанах на специальных кабельных транспортерах или на автомашинах, оборудованных устройством для погрузки, транспортирования и выгрузки барабана с кабелем. Выгружать барабаны с кабелем надо осторожно, чтобы не повредить его и не нанести травму работающему персоналу. Категорически запрещается сбрасывать барабаны с кабелем с автомашин или с кабельных транспортеров, так как механическое повреждение кабеля может привести к короткому замыканию, что в свою очередь опасно для жизни.



При реализации проекта предполагается использовать петлевой способ раскатки кабеля. Для этого барабан с кабелем устанавливают не в начале траншеи, а на середине ее длины; половину кабеля с барабана сматывают сверху в одну сторону, а оставшуюся половину сматывают снизу барабана в другую сторону петель, занесенной через барабан.

При использовании этого способа раскатки соблюдаются допустимые радиусы изгибов кабеля, а также необходимо исключить скручивание. В траншею кабель кладут волнообразно, с тем, чтобы создать некоторый запас кабеля по длине, необходимый для компенсации продольных напряжений, которые могут возникнуть вследствие осадки грунта или температурных изменений. Так же запас кабеля необходим и на случай его пробоа. Тогда удаляют поврежденный участок и устанавливают соединительную муфту, на что и используется за счет запаса требуемое количество кабеля. Запрещается создавать запас кабеля в виде кольцеобразно уложенных витков, так как они в процессе эксплуатации будут перегреваться, и кабель после непродолжительной работы может выйти из строя. Монтируемый кабель после раскатки снимают с роликов и укладывают на дно траншеи, а ролики удаляют из траншеи [20].

Каждая кабельная линия замаркирована, т.е. имеет присвоенный ей номер или наименование, указанные на бирках, прикрепляемых к кабелю у всех муфт и заделок, а также через каждые 20 м на прямых участках линии. Бирки изготавливают в виде пластмассовых, алюминиевых или стальных пластинок (круглых – диаметром 75 мм и прямоугольных - размером 120×40 мм).

Таким образом, рассмотрены основные вопросы техники безопасности, которые обязательно должны быть соблюдены подрядной организацией.

## **10.2 Прокладка кабеля**

Первым этапом работ является вынос проектных отметок кабельной трассы на местности, т.е. разбивка будущей КЛ в соответствии с утвержденным рабочим проектом. Разбивку выполняют квалифицированные геодезисты при помощи современного оборудования.

Затем производится оформление разрешения на производство земляных работ, по территории на которой проходит строящаяся КЛ.

Руководитель работ по строительству электрической кабельной линии должен обеспечить сохранность всех существующих коммуникаций: кабелей связи, эл. кабелей, теплотрасс, газопроводов и т.д.

Иногда новые электрические КЛ строятся вблизи действующих эл. кабельных линий, находящихся под напряжением, часто (практически всегда) вблизи действующих электрических трансформаторных подстанций.

До начала работ по отрывке траншеи под кабель проводится шурфовка всех проектных пересечений с инженерными коммуникациями, обозначенными на рабочем проекте, с вызовом представителей владельцев инженерных сетей, для уточнения расположения коммуникаций в земле и определения глубины их залегания.

По результатам проведения комиссии по каждому отдельному пересечению составляется двухсторонний Акт, подписанный представителем владельца инженерной коммуникации.

Если при проведении земляных работ (отрывке траншеи) в земле обнаружены не указанные в рабочем проекте трубопроводы, силовые электрические или кабели связи, другие коммуникации, работы должны быть остановлены до определения владельцев найденных инженерных сетей.

Отрывку траншеи в местах нахождения действующих эл. кабелей необходимо выполнять с особой осторожностью и только вручную.

В охранной зоне электрических трансформаторных подстанций (ТП) - 10 метров от наружных стен, также необходимо работать с особой осторожностью, вручную. Применение ломов и других инструментов, способных повредить действующий кабель не допускается.

Производство земляных работ строительной техникой (экскаваторами, гидромолотами) на расстоянии ближе 1 м. от действующего эл. кабеля, а также использование отбойных молотков и ломов для рыхления грунта зимой над эл. кабелями на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта менее 0,3 м. также не допускается.

До начала непосредственных монтажных работ по укладке электрического кабеля в траншею и затягивания его в трубы, должны быть полностью завершены земляные работы по подготовке траншеи, подсыпана подушка из песка. Далее траншея предъявлена техническому надзору (представителю Заказчика), оформляется Акт на скрытые работы. Толщина песчаной подушки составляет 100 мм, сверху также выполняется засыпка песком толщиной не менее 100 мм.

Монтаж кабеля должен выполняться специализированной бригадой, имеющей соответствующее оборудование и приспособления (кабельные ролики, лебедки, и т.д.) квалифицированными монтажниками.

При прокладке электрического кабеля должны выполняться требования СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства», «Правила устройства электроустановок», указания технологической карты и инструкции электромонтажного предприятия.

Зимой (в холодное время года) электрические кабели разрешается прокладывать без предварительного прогрева при температуре окружающего воздуха не ниже  $-5^{\circ}\text{C}$ .

Допускается прокладка кабелей с полиэтиленовой оболочкой при предварительном подогреве при температуре не ниже  $-20^{\circ}\text{C}$ , кабелей с оболочкой из ПВХ — не ниже  $-15^{\circ}\text{C}$ .

Кабель при монтаже вытягивают при помощи специального кабельного чулка. Радиус изгиба электрического кабеля при укладке в траншею или трубах и на вводах должен быть не менее 15 диаметров кабеля, либо в соответствии с требованием завода-изготовителя (кабеля).

Электрические кабели укладываются в траншею змейкой, с запасом по длине 3%, достаточным для компенсации любых смещений земли или температурных изменений длины самого кабеля.

Силовые кабели напряжением 0,4-10 кВ в земле прокладывают в траншеях на глубине 0,8 метра, под дорогами - на глубине не менее 1,0 метра, либо в соответствии с требованиями рабочего проекта.

## 11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

Для системы электроснабжения жилого микрорайона Нагорный г. Большой Камень необходимо, в первую очередь, определить общие затраты на реализацию данного проекта. В результате проектирования было выбрано все необходимое электрооборудование 10/0,4 кВ, которое требуется к установке.

### 11.1 Стоимостные показатели по устанавливаемому оборудованию

Исходные данные по стоимости энергетического оборудования взяты по прайс-листам сайтов-производителей на 2020 г. и приведены в таблицах 28-30. Таблица 28 - Исходные данные по ТП 10 кВ

№КТП	Тип трансформаторов	Стоимость т-ра, тыс. руб. ед.	Стоимость ЗТП, тыс. руб.
ТП 1	ТМГ-1000/10 УЗ	450,135	935,995
ТП 2	ТМ-400/10 УЗ	211,34	473,805
ТП 3	ТМГ-630/10 УЗ	314,265	574,95
ТП 4	ТМГ-1000/10 УЗ	450,135	935,995
ТП 5	ТМГ-1000/10 УЗ	450,135	935,995
ТП 6	ТМГ-630/10 УЗ	314,265	574,95
ТП 7	ТМ-400/10 УЗ	211,34	473,805
ТП 8	ТМГ-630/10 УЗ	314,265	574,95

Таблица 29 – Исходные данные по КСО, расположенных в РП 10 кВ

№	РП 10 кВ с камерами КСО-298	Количество	Стоимость, тыс. руб.
1	КСО-298-02ВВ- 400 отход. линии, РЗА РС-80/УЗА-10	4	357,317
2	КСО-298-06ВВ- 600 Ввод, РЗА РС-80/УЗА-10	2	359,876
3	КСО-298-12- 400 ТН Камера с ТН и ОПН	2	190,813
4	КСО-298-04ВВ- 600 Секционный выключатель, РЗА РС-80/УЗА-10	1	346,336

Таблица 30 – Исходные данные по устанавливаемому оборудованию

Наименование	Марка	Количество, шт	Стоимость, руб/ед.	Общая стоимость, руб
Автоматические выключатели	ВА55-43 (с э/м приводом)	4	117 992	471 968
	ВА53-41	2	66 074	132 148
	ВА50-45	2	291 972	583 944
Предохранители 10 кВ	ПКТ-101	8	6480	51 840
Предохранители 0,4 кВ	ПН2-100	8	70,88	567,04
	ПН2-250	16	109,39	1750,2
	ПН2-400	2	231,5	463
Итого				1 242 680

При расчете капиталовложений в строительство системы электроснабжения жилого микрорайона учитывается цена 1 метра кабельной линии 10 кВ, 0,4 кВ (где стоимость напрямую зависит от сечения кабеля) и стоимость строительно-монтажных работ на возведение электрической сети.

Данные по стоимости 1 м КЛ представлены в таблице 31-32. По проекту запланировано подключение к РП 10 кВ 8 запроектированных ЗТП 10/0,4 кВ.

Таблица 31 – Исходные данные по кабельным линиям 10 кВ

Линия	Марка кабеля	Длина, км	Удельная стоимость, руб/м	Общая стои- мость, тыс. руб.
РП-ТП1	АПвПг 3х95	0,086	784,49	67,47
ТП1-ТП2	АПвПг 3×70	0,205	702,91	144,10
ТП2-ТП3	АПвПг 3×50	0,398	607,93	241,96
ТП3-ТП4	АПвПг 3×50	0,408	607,93	248,04
ТП4-ТП5	АПвПг 3×50	0,420	607,93	255,33
ТП5-ТП6	АПвПг 3×50	0,352	607,93	213,99
ТП6-ТП7	АПвПг 3×50	0,400	607,93	243,17
ТП7-ТП8	АПвПг 3×70	0,435	702,91	305,77
ТП8-РП	АПвПг 3×95	0,220	784,49	172,59
ИТОГО		2,924		1 892,4

Таблица 32 – Исходные данные по кабельным линиям 0,4 кВ

Сечение кабеля	Длина, км	Удельная стоимость, руб/м	Общая стоимость, тыс. руб.
185	1,312	419,75	550,71
150	1,395	365,794	510,28
120	0,178	290,613	51,729
95	1,707	260,386	444,48
70	0,528	205,614	108,56
50	0,708	186,112	131,77
35	0,265	166,2	44,043
10	0,19	86,4	16,416
ИТОГО			1 858,0

## 11.2 Затраты на реализацию проекта

Для строительства электроснабжения жилого района необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительномонтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.).

### 11.1.1 Расчет капиталовложений на ВЛ 10 и 0,4 кВ

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на кабели, питающие ЗТП и ЭП, на их прокладку и монтаж. Цены на кабельные линии рассчитываются без коэффициента инфляции, т.к. взяты из прайс-листов на 2016 год.

Суммарные капиталовложения в кабельные линии 10/0,4 кВ с учетом монтажных работ определяются:

$$K_{КЛ} = K_{КЛ10кВ} + K_{КЛ0,4кВ} + K_{СМР}, \quad (112)$$

где  $K_{КЛ10кВ}$  – капиталовложения в сеть 10 кВ (таблица 31);

$K_{КЛ0,4кВ}$  – капиталовложения в сеть 0,4 кВ (таблица 32);

$K_{СМР}$  – стоимость строительномонтажных работ по прокладке кабельных линий, [26].

$$K_{КЛ} = 1892,4 + 1858 + 150 = 3900,4 \text{ тыс.руб.}$$

### 11.2.2 Расчет капиталовложений на сооружение РП и ЗТП 10 кВ

В стоимость распределительного пункта 10 кВ входит стоимость камер КСО-298, которые в свою очередь включают в себя выключатели, ТТ, ТН и другие панели и устройства.

Капитальные затраты на ЦРП определяются по формуле:

$$K_{РП} = \sum_{i=1}^n k_{КРВи} \cdot n_{шк}, \quad (113)$$

где  $k_{КРВи}$  – стоимость одного шкафа КСО 10 кВ;

$n_{шк}$  – количество шкафов КСО на ЦРП.

$$K_{РП} = (4 \cdot 357,317 + 2 \cdot 359,876 + 2 \cdot 190,813 + 346,336) \cdot 10^3 = 2877 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость ЗТП зависит от его типа и мощности, количества, а также уровня номинального напряжения силового трансформатора. Данные к расчету принимаются по таблице 28. Капитальные затраты на ЗТП будут определяться по формуле:

$$K_{ЗТП} = k_{ЗТП} + \sum_{i=1}^n k_{ТРi} \cdot n_{ТР}, \quad (114)$$

где  $k_{ЗТП}$  – стоимость ЗТП без учета стоимости трансформаторов;

$k_{ТРi}$  – стоимость силового трансформатора;

$n_{ТР} = 2$  – количество силовых трансформаторов на ЗТП.

$$K_{ЗТП} = (935,995 \cdot 3 + 574,95 \cdot 3 + 473,805 \cdot 2) \cdot 10^3 + 2 \cdot (450,135 \cdot 3 + 314,365 \cdot 3 + 211,34 \cdot 2) \cdot 10^3 = 10912,21 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные капиталовложения в систему электроснабжения нового жилого микрорайона г. Большой Камень:

$$K_{\Sigma} = K_{КЛ} + K_{РП} + K_{ЗТП} + (K_{АВ} + K_{ПН})$$

$$K_{\Sigma} = (3900,4 + 2877 + 10912,21 + 1242,68) \cdot 10^3 = 18932,29 \text{ тыс.руб.}$$

### 11.3 Расчет эксплуатационных издержек

#### 11.3.1 Определение амортизационный отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости

основных фондов в себестоимости продукции; для  $i$ -го вида оборудования определяются по формуле:

$$I_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (115)$$

где  $\alpha_{ам,i}$  – ежегодные нормы отчислений на амортизацию для  $i$ -го основных средств [26].

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (116)$$

где  $T_{сл}$  – срок службы соответствующего оборудования ( $T_{сл} = 20$  лет).

Определяем ежегодные издержки на амортизацию отдельно для внутреннего электроснабжения:

$$I_A = \frac{K}{T_{сл}} = \frac{18932,29 \cdot 10^6}{20} = 946,61 \text{ тыс.руб.}$$

#### 11.3.2 Определение эксплуатационных затрат

В результате износа и старения элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$I = I_{P.O.} + I_A + I_{\Delta W}, \quad (117)$$



где  $I_{P.O.}$  – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;  
 $I_A$  – ежегодные издержки на амортизацию;  
 $I_{\Delta W}$  – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования схемы электроснабжения вычисляются по формулам:

$$I_{P.O.} = I_{P.O.KЛ} + I_{P.O.KТП} = \alpha_{P.O.KЛ} \cdot K_{KЛ} + \alpha_{P.O.KТП} \cdot K_{KТП}, \quad (118)$$

где  $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,023$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КЛ [26, табл.6.2];

$\alpha_{P.O.ЛС} = 0,059$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ЗТП.

$$I_{P.O.} = 0,023 \cdot 3900,4 \cdot 10^3 + 0,059 \cdot 10912,21 \cdot 10^3 = 733,53 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (119)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 204,8$  руб/(МВт·ч) – удельная стоимость потерь электроэнергии для Амурской области на 2017 год.

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{КТП}, \quad (120)$$

где  $\Delta W_{ВЛ}$  – потери мощности в ВЛ;

$\Delta W_{КТП}$  – потери мощности в трансформатора.

Потери электроэнергии в ВЛ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma ВЛ} = \Delta P_{\Sigma ВЛ} \cdot \tau, \quad (121)$$

$$\Delta W_{\Sigma BЛ} = 0,117 \cdot 1516 = 177,372 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электроэнергии за год в ЗТП, находится по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{ЗТП}} = \Delta W_{\text{ХХ}} + \Delta W_{\text{КЗ}}, \quad (122)$$

$$\Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{ЗТП}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot K_3^2 \cdot \tau. \quad (123)$$

Коэффициент загрузки  $K_3 = 0,7$ , наибольшее число часов потерь  $\tau = 1200$  час/год.

Потери ХХ и КЗ определяются по справочникам, исходя из марки трансформаторов. Данные для расчета и сам расчет по потерям в ЗТП приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Потери мощности в ЗТП

№ЗТП	$\Delta P_{\text{ХХ}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{КЗ}}$ , кВт	$\Delta W_{\text{ЗТП}}$ , кВт·ч	n	$\Delta W_{\text{сумм}}$ , МВт·ч
ЗТП 1000/10	2,27	7,6	42005	3	349,72
ЗТП 630/10	3,3	11,6	61226	3	
ЗТП 400/10	1,05	5,5	20013	2	

Находим суммарные потери электроэнергии по формуле (120):

$$\Delta W_{\Sigma} = 177,372 + 349,72 = 527,092 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} = 527,092 \cdot 204,8 = 107,95 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки по формуле (117):

$$I_{\text{эксплут.}} = 946,61 + 733,53 + 107,95 = 1788,09 \text{ тыс.руб.}$$

Таким образом, были рассчитаны эксплуатационные издержки в системе электроснабжения жилого комплекса.

#### 11.4 Штатная численность персонала и фонд заработной платы

Штатная численность персонала обычно складывается из численности работников трех категорий: рабочие, инженерно-технические работники и административно-управленческий персонал.

К числу рабочих относят персонал занятый непосредственно ремонтом, эксплуатацией и обслуживанием электроустановок и электрического оборудования. Инженерно-технические работники – это работники, занимающиеся организацией проведения ремонтно-эксплуатационных работ, а также информационно-техническим обслуживанием предприятия [34]. К функциям административно-управленческого персонала можно отнести, непосредственное управление организацией, подбор персонала, расстановка персонала, обеспечение работающих социальными гарантиями, организация труда и отдыха и т.д.

Строительство системы электроснабжения для жилого комплекса Питер предполагается производить около года самим застройщиком, у которого есть специально подготовленная бригада электромонтажников и инженерный состав. Поэтому, расчет персонала производится по принципу – сколько человек необходимо для привлечения к строительству данной сети.

Таблица 34 – Расчет численности рабочих-электромонтажников

<b><u>Рабочие</u></b>					
Показатель		Единица измерения	Количество единиц	Условные единицы	Численность, чел.
КЛ	10 и 0,4 кВ	км	9,207	0,5 чел. на 1 км.	4,6
ЗТП	10/0,4	ед.	8	2,5 чел. на 100 ед.	0,2
АСКУЭ и освещение	1 человек				
РЗ и А	1 человек				
Сумма	6 человек				

Таблица 35 – Расчет численности персонала ИТР и АУП

<b><u>ИТР</u></b>		
Подразделение (отдел)	Должность	Численность, чел.
Подразделение по исполнению строительно-монтажных работ согласно проекту	Инженер проекта	1
Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания трансформаторов и электросетей	Главный инженер	1
Сумма	2 человека	
<b><u>АУП</u></b>		
Функция управления	Численность, чел	
Общее руководство	0,5	
Бухгалтерский учет и финансовая деятельность	0,5	
Материально-техническое снабжение и хозяйственное обслуживание	0,5	
Организация охраны труда и техники безопасности	0,5	
Сумма	2 человека	
Всего по предприятию	10 человек	

Таким образом, была выявлена примерная численность энергетического персонала для обслуживания электрических сетей 10/0,4 кВ.

Так как организация имеет собственные рекомендации по оплате труда, ее оценка представляет определенную сложность. Зачастую оценка экономической эффективности ИП проводится с использованием годовой (месячный) фонд оплаты труда организации или ее подразделения, в этом случае можно воспользоваться упрощенной оценкой годового фонда оплаты труда.

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, то необходимо воспользоваться статистической отчетностью федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле (124):

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot N \cdot ЗП_{cp} = 12 \cdot N \cdot C_{cm} \cdot K_1 \cdot K_2 \quad (124)$$

где  $N$  – численность персонала предприятия, человек;  
 $ZП_{cp}$  – средняя заработная плата в отрасли, к которой относится данное предприятие, тыс. руб.

Подставляя данные значения в формулу (124), получаем:

– для рабочих:  $\Phi ZП_{год} = 12 \cdot 6 \cdot 20722 = 1491,984$  тыс.руб/год

– для ИТР:  $\Phi ZП_{год} = 12 \cdot 2 \cdot 35132 = 843,168$  тыс руб/год

– для АУП:  $\Phi ZП_{год} = 12 \cdot 2 \cdot 38679 = 928,296$  тыс.руб/год

Фонд заработной платы для выполнения работ в целом:

$$\Phi ZП_{год} = \Phi ZП_{год.раб} + \Phi ZП_{год.ИТР} + \Phi ZП_{год.АУП} = 3\,263,448 \text{ тыс.руб./год.}$$

Социальный налог, зачисляемый в Федеральный бюджет и государственные внебюджетные фонды можно рассчитать по формуле:

$$СН = 0,34 \cdot \Phi ZП = 0,34 \cdot 3263,448 = 1109,572 \text{ тыс. руб./год.} \quad (125)$$

### 11.5 Себестоимость передачи электроэнергии

Себестоимость – полные издержки на производство продукции, работ услуг, включая затраты на потребление средств производства и оплату труда.

Планирование себестоимости передачи и распределения электроэнергии для жилого района необходимо проводить в соответствии со структурной схемой системы электроснабжения.

Годовые суммарные затраты включают в себя все эксплуатационные расходы, а также плату энергосистеме за потребленную электроэнергию.

Помимо всего, следует учесть прочие расходы, которые возникнут во время проведения строительно-монтажных работ, они будут включать в себя: закупку опор и арматуры для крепления проводов, затраты на ГСМ для спецтехники, подготовку территории и демонтаж старого оборудования и т.д.

Определим прочие расходы по следующей формуле:

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (I_{\text{ЭКСПЛ.}} + \Phi ЗП_{\text{год}}) + 0,03 \cdot K \quad (126)$$

$$I_{\text{ПР}} = 0,3 \cdot (1788,09 + 3263,448) \cdot 10^3 + 0,03 \cdot 18932,29 \cdot 10^3 = \\ = 2083,43 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет эксплуатационных расходов оформляется в виде сметы и заносится в таблицу 37 где:

1) отчисления на социальные нужды берутся в размере 34 % от фонда заработной платы (26 % – Пенсионный фонд, 5,9% – Фонд обязательного медицинского страхования, 2,0% – Фонд занятости и 2,9% – Фонд социального страхования).

2) затраты на эксплуатационные материалы рекомендуется брать в размере 1,5 % балансовой стоимости электрооборудования.

3) затраты на текущий ремонт рекомендуется брать в размере 3 % от балансовой стоимости электрооборудования.

Таблица 36 – Смета эксплуатационных расходов на реализацию проекта

№	Статьи затрат	Обозначение	Затраты в год	
			тыс. руб.	% к итогу
1	Затраты на оплату труда персонала	$\Phi ЗП_{\text{год}}$	3263,448	39,58
2	Отчисления на социальные нужды	$СН$	1109,572	13,46
3	Эксплуатационно-ремонтные затраты	$I_{\text{Р.О.}}$	733,53	8,90
4	Амортизационные отчисления	$I_A$	946,61	11,48
5	Затраты на потери и собственные нужды	$I_{\Delta W}$	107,95	1,31
6	Прочие	$I_{\text{ПР}}$	2083,43	25,27
	Всего годовых затрат	$I_{\Sigma}$	8244,54	100

Расчет себестоимости проводится по экономическим элементам, с указанием соответствующих расходов и отображается в таблице 37.

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

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (127)$$

где  $I_{\Sigma}$  – годовых суммарные затраты на передачу электроэнергии (тыс.руб);  
 $W$  – полезный расход электроэнергии (кВт·ч).

Определяем суммарную электроэнергию, переданную ЭП:

$$W = \Sigma P_{cp.god.} \cdot T_{\Gamma}, \quad (128)$$

где  $\Sigma P_{cp.god.}$  – среднегодовая потребленная электроэнергия, кВт;  
 $T_{\Gamma}$  – число часов использования в году, ч.

$$W = 6,8 \cdot 2920 = 19856 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Затраты на полученную электроэнергию:

$$I_W = W \cdot 1 = 19856 \cdot 10^3 \cdot 1 = 19856 \text{ тыс. руб.}$$

Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии в системе электроснабжения:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W} = \frac{8244,54 \cdot 10^3}{19856 \cdot 10^3} = 0,415 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}.$$

Таблица 37 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	Количество электроэнергии, получаемой из энергосистемы	$W$	МВт·ч	19856
2	Затраты на полученную электроэнергию	$I_W$	тыс. руб.	19856
3	Всего годовых затрат	$I_{\Sigma}$	тыс. руб.	8244,54
4	Себестоимость 1 кВт·ч потребленной электроэнергии	$C$	руб./кВт·ч	0,415

Таким образом осуществлена технико-экономическая оценка проекта.

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

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

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

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

### **12.1 Безопасность проекта**

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

В соответствии с требованиями для обеспечения нормальных условий труда предусматривается:

- компоновка подстанции, обеспечивающая возможность применение при ремонтах и эксплуатационном обслуживании автокранов, телескопических вышек, инвентарных устройств и средств малой механизации;
- рабочее и аварийное освещение;



- отопление ОПУ;
- электромагнитная блокировка коммутационных аппаратов, исключая
- ошибочные действия персонала при оперативных переключениях; 110
- заземление корпусов аппаратов;
- устройство путей перекачки трансформаторов, облегчающих монтаж тяжеловесного оборудования;
- ограждение территории подстанции;
- выгораживание подъездов к ОПУ;
- грозозащита подстанции, а также защита оборудования от волн перенапряжений;
- обеспечение нормируемых ПУЭ габаритов;
- устройство подъездов к подстанции;
- телефонизация и радиофикация подстанции;
- санитарно-бытовые помещения, а также сети канализации и водопровода.

При проектировании ПС «Садовая» планируется проведение осмотров, ремонтов и ревизий, во время которых необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». При выполнении строительных и монтажных работ в действующих электроустановках должны соблюдаться требования строительных норм и правил, регламентирующих технику безопасности в строительстве, [32]. При производстве всего комплекса строительного-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением подъемных сооружений, транспортных средств, работ на высоте и

других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительного-монтажных работ, выполняемых в ходе проектирования системы электроснабжения, должны соответствовать требованиям, предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Если оборудование ПС «Садовая» находится под напряжением, то проведение каких-либо работ следует проводить с соблюдением нормируемых расстояний от токоведущих частей до используемых механизмов и машин. Необходимо предусматривать заземление и другие мероприятия по обеспечению техники безопасности.

Перед началом работ вблизи действующего оборудования проводится целевой инструктаж о мерах безопасного ведения работ с оформлением наряда допуска.

При выполнении электромонтажных и сварочных работ обеспечение безопасности достигается следующими мерами:

- исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц и т.п. проверяется перед началом работы;
- полная механизация процесса транспортировки и подъема электрических аппаратов, колонок изоляторов и так далее;
- применением стремянок и лестниц при работе на высоте выше 2 метров, а при высоте более 4 метров – только с лесов или со специальных механизмов, работать под настилами запрещается;
- проверка исправности аппаратуры, изоляции сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений перед началом сварных работ;
- запрещается проводить сварку под открытым небом во время дождя и грозы;
- использование защитного заземления в качестве основного мероприятия

по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом.

## **12.2 Заземление подстанции**

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

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

Для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, согласно п 1.7.62. [2] , сопротивление заземляющего устройства, при линейном напряжении 380 В, в любое время года должно быть не более 4 Ом. Рассчитаем заземляющее устройство для трансформаторной подстанции ТП-1, для остальных ТП расчет будет полностью аналогичен, т.к. их номинальные мощности одинаковы.111

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

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

$$\rho_{p.z} = \rho_{y\delta} * K_{n.z}, \quad (129)$$

$$\rho_{p.v} = \rho_{y\delta} * K_{n.v}, \quad (130)$$

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

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

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

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

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

Сопротивление растеканию одного вертикального электрода стержневого типа определяем по формуле:

$$R_{o.v.z.} = \frac{\rho_{p.v}}{2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot l}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot t + l}{4 \cdot t - l} \right), \quad (131)$$

где  $l$  - длина электрода,  $l=2$  м;

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

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

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

Определим примерное число вертикальных заземлителей по формуле:

$$N = \frac{R_{o.в.э.}}{K_{и.в.} \cdot R_3}, \quad (132)$$

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

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

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

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

$$R_{p.э.э.} = \frac{\rho_{p.э.}}{K_{и.э.} \cdot 2 \cdot \pi \cdot l} \cdot \ln \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \quad (133)$$

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

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

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

$b$  - ширина полосы,  $b=0,08$  м.

$$R_{p.z.э.} = \frac{200}{0,32 * 2 * 3,14 * 42} * \ln \frac{2 \cdot 42^2}{0,08 * 0,7} = 26,17 \text{ Ом.}$$

Уточненное сопротивление вертикальных электродов определяется по формуле:

$$R_{в.э.} = \frac{R_{p.z.э.} \cdot R_3}{R_{p.z.э.} - R_3}, \quad (134)$$

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

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

$$N = \frac{R_{о.в.э.}}{K_{и.в.у.} \cdot R_{в.э.}}, \quad (135)$$

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

Таким образом, окончательно принимаем 25 вертикальных электродов, расположенных вокруг ТП. Тогда сопротивление вертикальных заземлителей из формулы (7) будет:

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

Общее сопротивление заземлителя с таким количеством электродов будет:

$$R_{общ.} = \frac{R_{в.э.} \cdot R_{г.э.}}{R_{в.э.} + R_{г.э.}}, \quad (136)$$

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

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

Схема выполнения заземляющего контура показана на рис.11

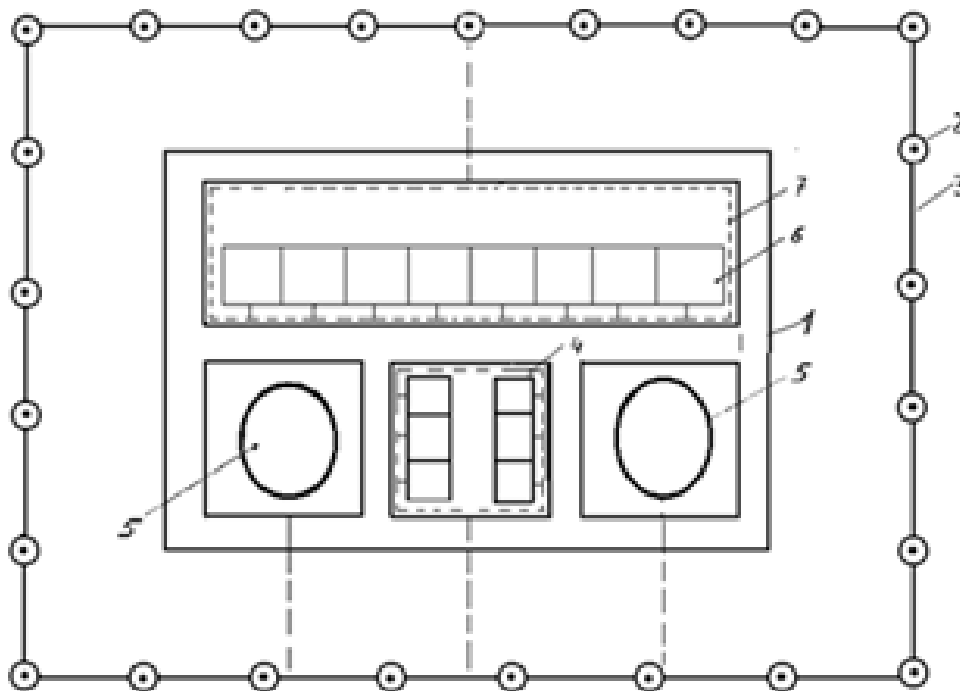


Рисунок 11 - Схема заземляющего контура ТП

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

### 12.3 Экологичность проекта

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

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

Внедрение релейной защиты на микропроцессорной элементной базе позволяет лучше защитить силовое оборудование подстанции от длительного протекания через него токов, превышающих допустимый уровень.

При длительном воздействии токов короткого замыкания на выключателе, происходит слипание и выгорание контактов последних, что приводит к масштабной аварии дорогостоящего силового оборудования и существенному загрязнению окружающей среды.

При протекании по кабелю тока, превышающего длительно допустимый, происходит перегрев кабеля, что ведет к выгоранию изоляции. Выделяющиеся при этом газы не только загрязняют атмосферу, но и опасно влияют на жизни людей. При длительном протекании тока короткого замыкания через силовой трансформатор происходит перегрев масляной изоляции, что может привести как к вытеканию масла, так и пожару. Утечка трансформаторного масла может существенно повлиять на флору, находящуюся на территории подстанции, а горение нефтепродуктов приводит к существенному загрязнению атмосферы.

Если вовремя не отключить ток короткого замыкания, это приведет к выходу из строя оборудования, следовательно, более надежная защита ведет к экономии ресурсов земли, которые должны быть затрачены на производство нового оборудования, в случае выхода из строя ранее использовавшегося.

При работе энергоустановок должны приниматься меры для предупреждения или ограничения прямого или косвенного воздействия.



Вопросы уменьшения влияния шума от оборудования подстанции на жилую застройку и другие объекты входит в комплекс экологических факторов при проектировании.

Основным источником шума являются трансформаторы. Для защиты прилегающих объектов от шума трансформаторов предусматривается установка шумозащитного экрана.

Сброс сточных вод предусматривается самотеком по канализационной сети в подземный железобетонный выгреб. Сеть бытовой канализации выполнена из асбестоцементных безнапорных труб, под автодорогами – из чугунных напорных труб. Вывоз нечистот осуществляется асенизаторными машинами на места, согласованные с санэпидемстанцией.

Трансформаторное масло не только является источником пожарной опасности, но и может причинить вред окружающей среде. Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов должны быть выполнены маслоприемники и

маслосборники. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100% масла, содержащегося в корпусе трансформатора.

На реконструируемой подстанции 110/10 кВ установлены два силовых трансформатора ТМН–1000/10. Приведем расчет маслоприемника без отвода

масла для трансформатора ТМН-1000/10 подстанции «Садовая», габариты которого следующие: Длина трансформатора 3,49 м, ширина – 1,97 м, высота – 3,15 м [32]. Так как масса масла в трансформаторах ТМН–

1000/10 равна 3,4 т,  $3,4 \text{ т} \leq 20$ , [33], поэтому маслоприемники под трансформаторы выполняются без отвода масла [22]. В этом случае они выполняются заглубленной конструкции и закрываются металлической решеткой, поверх кото130

рой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с

частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

Также должны соблюдаться следующие требования:

а) габариты маслоприёмника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1 м [22];

б) объем маслоприемника без отвода масла должен быть рассчитан на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств

пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин;

в) устройство маслоприемника должно исключать переток масла и воды из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и др. подземным сооружениям, распространение пожара;

г) удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

## **12.4 Чрезвычайные ситуации**

Пожарная безопасность.

Пожарная безопасность предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Основными системами пожарной безопасности являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности

возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде (или внесения в нее) источника зажигания; поддержанием температуры горючей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предотвращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Противопожарная защита обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих и трудногорючих веществ и материалов вместо пожароопасных;

- ограничением количества горючих веществ и их размещения; изоляцией горючей среды;

- предотвращением распространения пожара за пределы очага;

- применением средств пожаротушения;

- применением конструкции объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;

- эвакуацией людей; системами противодымной защиты;

- применением пожарной сигнализации и средств извещения о пожаре;

- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;

- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций;

- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре;

-применением огнепреграждающих устройств (огнепреградителей, затворов, клапанов, заслонок и т.п.);

-применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах

Важное значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

На подстанции широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования.

Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений.

Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок.

В РУ определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

На территории ОРУ первичные средства размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.). Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. Проезжую часть по территории подстанции и к водоисточникам необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Производственные, административные, складские и вспомогательные здания, помещения и сооружения на подстанции обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами и др.

Переносные огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории подстанции, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители разрешается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

Количество первичных средств пожаротушения на ОРУ представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Количество первичных средств пожаротушения

Место установки средств пожаротушения	Средство пожаротушения	Количество	Вместимость, л
1	2	3	4
Щит управления ОРУ	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		2	10
	огнетушитель углекислотный	4	2
		4 1 1	5 25 80
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель пенный	2	10
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель порошковый	2	5
		2	10
Помещение регенерации и чистки масла (площадь 800 м <sup>2</sup> )	огнетушитель пенный	2	10
		1	100
	огнетушитель порошковый	2	2
1		5 10	
	огнетушитель комбинированный (пена и порошок)	1	100

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании происходят взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и растеканию горящего масла в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы. ПС «Садовая» снабжена надежной системой аварийной защиты и сигнализации, которая при возникновении пожаров на поврежденном оборудовании автоматически его отключает.

Рассмотрим порядок действий по тушению пожаров в трансформаторах ПС «Садовая». По заранее разработанной программе не реже одного раза в год весь начальствующий состав Западного структурного подразделения

Приморских электрических сетей, привлекаемый к тушению пожаров на этих объектах, проходит специальный инструктаж под руководством инженерно-технического персонала Приморских электрических сетей. Сообщение о пожаре в пожарную охрану, диспетчеру энергосистемы, руководству АО «ДРСК» - «Приморские ЭС» дежурным персоналом Западного структурного подразделения Приморских электрических сетей передаётся немедленно.

Угрозу электрооборудованию, установкам и конструкциям здания, находящимся в зоне пожара, место пожара и возможные пути его распространения определяет старший по смене Западного структурного подразделения Приморских электрических сетей. Старшим по смене проводится проверка включения автоматических установок пожаротушения, производятся действия по аварийному режиму, по мере возможности приступает к тушению пожара, выделяет представителя для встречи пожарных подразделений и до их прибытия руководит тушением пожара. Необходимые сведения о пожаре старшим по смене Западного структурного подразделения Приморских электрических сетей передаются старшему начальнику, возглавляющему пожарные подразделения по прибытии на пожар.

Тщательный инструктаж с личным составом пожарных подразделений и письменное разрешение на проведение работ по тушению пожара выдает старший из числа технического персонала или оперативной выездной бригады (ОВБ). На месте пожара представитель Западного структурного подразделения Приморских электрических сетей устанавливает и обозначает указателями зону, где могут проводить пожарные подразделения боевые действия по тушению. В разрешении на проведение тушения пожара указывают наименование объекта (ПС), место проведения тушения пожара, какие установки разрешается тушить, обесточенные и не обесточенные электроустановки и кабели, места их расположения и максимальное напряжение, а также дату, часы и минуты, когда выдано разрешение.

Во всех случаях по прибытии на пожар пожарных подразделений организуют штаб пожаротушения независимо от их количества, обязательно в состав штаба включают старшего представителя Западного структурного подразделения Приморских электрических сетей.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения бакалаврской работы был разработан оптимальный вариант строительства системы электроснабжения для нового микрорайона Нагорный города Большой Камень Приморского края с подключением его к ПС 110/10 кВ Садовая.

Спроектированная система электроснабжения характеризуется высокой надежностью, минимальными потерями в сети и новейшим электрооборудованием, отвечающим современным требованиям в электроэнергетике.

При строительстве внутреннего электроснабжения 10 кВ выбрано необходимое количество одна РП и 8 ЗТП, проведены балансовые расчеты для решения вопросов компенсации реактивной мощности, выбрано конструктивное исполнение сети с прокладкой кабелей 10 и 0,4 кВ с учетом месторасположения объекта.

Для защиты линий 10 кВ была выбрана микропроцессорная защита на базе терминала SEPAM 1000+ S20 производства «Таврида Электрик». Предусмотрено внедрение современных средств сигнализации на ТП.

Оценена надежность проектируемой системы электроснабжения.

Также в работе рассмотрены вопросы техники безопасности эксплуатации оборудования 10 кВ.

Осуществлена технико-экономическая оценка проекта с расчетом стоимости электроэнергии.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1) АПВПГ. Силовой кабель 10 кВ: [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.kamkabel.ru/production/catalog/kabeli-obshhepromyshlennye/silovye-v-SPE-izolyatsii/silovye-v-SPE\\_izolyatsii\\_697.html?template=107&nc\\_ctpl=554](http://www.kamkabel.ru/production/catalog/kabeli-obshhepromyshlennye/silovye-v-SPE-izolyatsii/silovye-v-SPE_izolyatsii_697.html?template=107&nc_ctpl=554) - 29.01.2017.
- 2) ВСН 59-88. Нормы проектирования. Электрооборудование жилых и общественных зданий. – М.: Стройиздат, 1990. – 88 с.
- 3) Гловацкий В.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики энергосетей: [Электронный ресурс]/ В.Г. Гловацкий, И.В. Понамарев. – М.: 2006 г.
- 4) ГОСТ Р 32144-2013 Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения; введен 2014.07.01
- 5) ГОСТ Р 53735.5 – 2009 Разрядники вентильные и ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока на номинальные напряжения 3-750 кВ; введ. 2011.01.01. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2011. – 86 с.
- 6) Григорьев В.В. Справочные материалы по электрооборудованию систем электроснабжения / В.В. Григорьев, Э.А. Киреева: - М. Энергоатомиздат, 2002 г. – 486 с.
- 7) Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учебное пособие для вузов/ П.А. Долин – М.: Знак, 2000 г. – 440 с.
- 8) Информация о порядке закупки ОАО «ДРСК» электрической энергии для компенсации потерь в сетях: [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://drsk.ru/porjadok\\_zakupki\\_ehлектроehnergii.html](http://drsk.ru/porjadok_zakupki_ehлектроehnergii.html)- 15.01.2017
- 9) Кабышев А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учебное пособие/ А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
- 10) Киреева Э.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий/ Э.А. Киреева, С.А. Цырук: - М. НТФ «Энергопрогресс», 2005 г. – 96 с.

- 11) Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: учебное пособие/ В.Г. Китушин – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с.
- 12) Камеры сборные одностороннего обслуживания - ячейки КСО-298 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.nprovelta.ru/content/kamery-sbornye-kso-298/> – 20.01.2017
- 13) Козлов В.А. Электроснабжение городов: Учебное пособие. – Ленинград: Энергия, 1977. – 280 с.
- 14) Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: учебное пособие/ Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», – 2002. – 320 с.
- 15) Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2003.
- 16) Мясоедов Ю.В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие/ Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачева – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.
- 17) Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учебное пособие/ Г.Н. Ополева – М.: ФОРУМ-М, 2006. – 480 с.
- 18) Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. РД 153-34.0-03.301-00. – СПб.: Издательство Деан, 2001.
- 19) Правила устройства электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
- 20) РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности на энергетических предприятиях. М., 2000.
- 21) РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору оборудования. М., 2001.
- 22) РД 34.20.185-94 с изм. от 1999. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. М., 1999.
- 23) Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений/ под ред. Н.Н. Тиходеева – 2-ое изд. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

- 24) Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 114 с.
- 25) СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. М.: Госстрой России, ФГУП ЦПП, 2004.
- 26) Справочник по проектированию электрических сетей/ под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012– 392 с.
- 27) Справочник по проектированию электроснабжения/ под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 28) СТО 5694707-29.240.02.001-2008. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Методические указания по защите распределительных электрических сетей напряжением 0,4-10 кВ от грозовых перенапряжений – ОАО «ФСК ЕЭС», 2008.
- 29) Техническая документация на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией напряжением до 10 кВ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru/text/Texnicheskayadokumentaciy2.html> – 20.12.2015
- 30) Типовой проект «Прокладка кабелей напряжением до 35 кВ в траншеях». Шифр А5-92. – М.: ВНИПИ Тяжпромэлектропроект, 1992.
- 31) Трансформаторы силовые масляные типа ТМ [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.uztt.ru/page381432> – 24.01.2017
- 32) Фёдоров А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие/ А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова – М.: Энергоатомиздат, 1987 – 368 с.
- 33) Шабад М.А. Защита от однофазных замыканий на землю в сетях 6-35 кВ. - Москва: НТФ «Энергопрогресс», 2007
- 34) Экономика и управление энергетическими предприятиями/ под ред. Н.Н. Кожевникова. – М.: Академия, 2004. – 432 с.
- 35) Электротехнический справочник: В 4-х т. Т4/ под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г.Герасимова и др. (гл. ред. А.И.Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 696 с.