

Министерство образования и науки 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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Модернизация системы электроснабжения жилого района города Благовещенска, ограниченного улицами Василенко – Институтская – Дьяченко – Игнатьевское шоссе

Исполнитель  
студент группы 242-об4 \_\_\_\_\_ С.А. Тихонова  
подпись, дата

Руководитель  
канд.техн. наук,  
профессор \_\_\_\_\_ Ю.В. Мясоедов  
подпись, дата

Нормоконтроль  
доцент \_\_\_\_\_ А.Н. Козлов  
подпись, дата

Технический контроль \_\_\_\_\_ А.Н. Козлов  
подпись, дата

Благовещенск 2016

**Министерство образования и науки 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) программы «Электроснабжение»

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Тихоновой Светланы Андреевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация системы электроснабжения жилого района города Благовещенска, ограниченного улицами Василенко – Институтская – Дьяченко – Игнатьевское шоссе

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

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

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович,  
кандидат технических наук, профессор

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

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

(подпись студента)

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

**РЕЦЕНЗИЯ**

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия Тихонова

Имя Светлана

Отчество Андреевна

Специальность Электроснабжение

Тема выпускной квалификационной работы Модернизация системы электроснабжения жилого района города Благовещенска, ограниченного улицами Василенко – Институтская – Дьяченко – Игнатьевское шоссе

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

---

---

---

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе

---

---

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью

---

---

---

2. Достоинства работы

---

---

---

3. Недостатки работы

---

---

---

4. Масштабы и характер использования специальной литературы

5. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

---

---

---

---

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

---

---

---

7. Актуальность и новизна работы

---

---

---

---

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

---

---

---

---

---

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы

---

---

---

Рецензент

\_\_\_\_\_

должность, Ф.И.О., подпись

---

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю:

\_\_\_\_\_

подпись заверяющего лица

М.П.

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

**ОТЗЫВ**

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия Тихонова

Имя Светлана

Отчество Андреевна

Специальность Электроснабжение

Тема выпускной квалификационной работы Модернизация системы электроснабжения жилого района города Благовещенска, ограниченного улицами Василенко – Институтская – Дьяченко – Игнатьевское шоссе

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

количество рисунков и таблиц \_\_\_\_\_

число приложений \_\_\_\_\_

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

3. Достоинства работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

4. Недостатки работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

---

---

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

---

---

---

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

---

---

---

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

---

---

---

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

---

---

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

---

---

---

10.Общее заключение и предлагаемая оценка работы \_\_\_\_\_

---

---

---

---

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г. Руководитель \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 164 с., 12 рисунков, 130 формул, 37 таблицы, 12 использованных источников.

ВВОДНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ГОРОДСКАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬ, ТОК, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ.

В данной выпускной квалификационной работе была модернизирована схема электроснабжения района, ограниченный улицами Василенко – Институтская – Дьяченко- Игнатъевское шоссе города Благовещенска.

Цель работы – провести модернизацию района города Благовещенска разработать наиболее экономичный и гибкий, с точки зрения эксплуатации, вариант, в котором возможно применить перспективу развития промышленного предприятия.

Основу данного проектирования составляют следующие задачи: модернизация схемы электроснабжения района города Благовещенска, выбор необходимого высоковольтного и низковольтного оборудования, провести расчет технико-экономических показателей проекта, выбор уставок РЗА.

## СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	13
Введение	14
1 Краткая характеристика жилого района	15
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ	16
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	16
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	16
2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями	18
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	18
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	18
2.2.2 Расчет нагрузок электрифицированного транспорта	22
2.2.3 Расчет осветительной нагрузки	23
2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	24
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	27
2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	27
2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	31
3 Выбор числа и мощности трансформаторов	34
4 Выбор схемы и конструкции ТП	36
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах ТП и линиях	37
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	42
6.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	42
6.2 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	43
6.3 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	44
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	45
6.5 Расчет электрических нагрузок РП	47
7 Выбор схемы и конструкции РП	51
8 Расчет токов КЗ	52

8.1	Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	52
8.2	Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	54
9	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	60
10	Проверка выбранных сечений по допустимой потере напряжения	62
11	Выбор и проверка электрических аппаратов	63
11.1	Выбор и проверка выключателей	63
11.2	Выбор и проверка трансформатора тока	66
11.3	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	70
11.4	Выбор и проверка сборных шин и опорных изоляторов	71
11.5	Выбор комплектных распределительных устройств	77
11.6	Выбор и проверка предохранителей	78
11.7	Выбор и проверка автоматических выключателей	82
11.8	Выбор и проверка трансформатора собственных нужд	83
11.9	Выбор ограничителей перенапряжений	85
12	Расчет емкостных токов замыкания на землю	90
13	Релейная защита и автоматика	92
13.1	Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10кВ	92
13.1.1	Расчет уставок токовой отсечки	92
13.1.2	Расчет уставок максимальной токовой защиты	95
13.1.3	Расчет уставок защиты от замыканий на землю	98
13.2	Расчет релейной защиты вводного выключателя РП 10 кВ	100
13.2.1	Расчет уставок токовой отсечки	100
13.2.2	Расчет уставок максимальной токовой защиты	100
13.2.3	Расчет уставок защиты от замыканий на землю	101
13.3	Расчет релейной защиты секционного выключателя	102
13.3.1	Расчет уставок токовой отсечки	102
13.3.2	Расчет уставок максимальной токовой защиты	102
13.4	Автоматический ввод резерва	103
13.5	Автоматическое повторное включение	105

14 Расчет и анализ надежности		108
14.1 Расчет надежности систем электроснабжения		108
Заключение		122
Библиографический список		123
Приложение А Организационно – экономическая часть		125
Приложение Б Безопасность и экологичность		148
Приложение	В	Заземление
153		

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

РП – распределительный пункт;

НН – низкое напряжение;

Руб. - рубли

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

Тыс. руб. - тысячи рублей

Чел. – человек;

ЭП – электроприёмник;

## ВВЕДЕНИЕ

Основной задачей в данной выпускной квалификационной работе является создание наиболее экономичной и надежной схемы электроснабжения путем модернизации системы распределения электроэнергии, при этом необходимо оптимально выбрать число и мощность трансформаторов в ТП, и сечения кабелей. В результате чего снижаются затраты при сооружении и эксплуатации всех элементов системы электроснабжения.

Под системой электроснабжения города понимается совокупность электрических сетей всех напряжений, расположенных на территории города и предназначенных для его потребителей. Для питания потребителей, расположенных на территории городов, создаются специальные электрические сети, которые по сравнению с электрическими сетями энергетических систем имеют свои характерные особенности. Наиболее полно эти особенности выявляются при создании электрических сетей в больших городах. В настоящее время такие сети образуют специфические системы электроснабжения городов.

Вследствие, развития промышленной, селитебной, коммунально – складской и внешне транспортной зоны, возникает проблема рационального построения городских систем электроснабжения, в результате чего, происходит расширение электрических сетей, расположенных на территории городов, предназначенных для электроснабжения их потребителей.

## 1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

Город Благовещенск – крупный административный и промышленный центр Амурской области, располагается на юго-западе Амурской области. По численности населения город относится к группе крупных городов. Климат отличается резкой континентальностью и неравномерностью выпадения осадков. Основные характеристики климатических условий г. Благовещенск: температура при гололеде  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; район по гололёду 2; толщина стенки гололёда 10 мм; район по ветру 2; среднегодовая температура воздуха  $+5\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; температурный максимум  $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; температурный минимум  $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$ ; число грозных часов в год 34; степень загрязнения атмосферы 1; высота снежного покрова, макс/средняя, 35/10 см.

Район, ограниченный улицами Василенко – Институтская – Дьяченко-Игнатъевское шоссе расположен на некотором удалении от центра города Благовещенска и является одной из его селитебных зон. Естественно, это благотворно влияет на экологию района: экологическая обстановка здесь в несколько раз лучше, чем в центральном районе города. Поэтому в последнее время проявляется повышенный интерес жителей к проживанию за пределами центральных районов города, в селитебных зонах.

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Застройка многоэтажная. По категории надёжности электроснабжения преобладают потребители II категории.

Основными проблемами электроснабжения рассматриваемых в проекте микрорайонов является повышенная аварийность существующих кабельных линий и физический износ силового оборудования, установленного на РП и ТП.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Первым этапом проектирования систем электроснабжения является расчёт электрических нагрузок. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов. 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

#### 2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого здания определяется по формуле:

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

где  $p_{кв.уд}$  - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв, [3];

$n$  - количество квартир.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников, приведенная к вводу жилого дома определяется по формуле:

$$P_c = P_{р.л} + P_{стп}, \quad (2)$$

где  $P_{р.л}$  - расчетная мощность лифтовых установок, кВт;

$P_{стп}$  - мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

$$P_{p.l} = k'_c \cdot \sum_{i=1}^n p_{ni}, \quad (3)$$

где  $k'_c$  - коэффициент спроса лифтовых установок жилых домов определяется зависимостью от количества лифтов, [3];

$p_{ni}$  - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт. В данном курсовом проекте принимаем равной 15 кВт.

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

$$P_{cmy} = k''_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{CTVi}, \quad (4)$$

где  $P_{CTVi}$  – мощность электродвигателей СТУ приходящаяся на один подъезд, 5 кВт;

$n$  – количество подъездов.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_c, \quad (5)$$

где  $k_y$  - коэффициент участия в максимуме нагрузок силовых электроприемников [3].

Рассмотрим пример расчета здания № 35/1.

$$P_{кв} = 2 \cdot 72 = 144 \text{ кВт},$$

$$P_{p.l} = 0,8 \cdot \sum_{i=1}^2 15 + 15 = 24 \text{ кВт},$$

$$P_{cmy} = 1 \cdot \sum_{i=1}^1 5 + 5 = 10 \text{ кВт},$$

$$P_{p..ж.д} = 144 + 0,9 \cdot (10 + 24) = 165,6 \text{ кВт}.$$

Аналогично рассчитывается реактивная и полная мощность с учетом коэффициента мощности для соответствующего потребителя [3].

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями

Нагрузка коммунально-бытовых потребителей, расположенных в жилых домах определяется по выражению:

$$P_{общ.зд} = P_{ж.кв} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_i \quad (6)$$

где  $P_{ж.кв.}$  - максимальная нагрузка жилого здания (или помещения в здании), кВт;

$P_i$  - нагрузка коммунально-бытового потребителя, кВт;

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

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

## 2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Расчет нагрузок данного типа потребителей схож с расчетом нагрузок жилых зданий и определяется по формуле:

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

где  $P_{уд.общ.зд}$  - удельная мощность общественных зданий кВт/показатель кВт/место, кВт/ учащийся и т.д. [3];

$n$  - количественный показатель, учащийся, место, м<sup>2</sup>.

Рассмотрим пример для расчета электрической нагрузки продовольственного магазина встроенного в здание № 14.

$$P_{p.общ.зд} = 0,25 \cdot 100 = 25 \text{ кВт},$$

где 0,25 – удельная нагрузка продовольственного магазина кВт/м<sup>2</sup> [3].

Результаты расчетов сведены в таблицу 1

Таблица 1 – Расчет электрических нагрузок

№	Номер на плане	Объект	$P_{уд}$ , кВт	$P_{здmax}$ , кВт	tgφ	$Q_{здmax}$ , квар	$S_{здmax}$ , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
Бытовые потребители							
Жилые здания с электроплитами и плитами на сжиженном газе							
1	13а, 12	Жилые здания с электроплитами	2,8	168	0,2	33,6	171,33
2	31	Жилые здания с электроплитами	2,8	168	0,2	33,6	171,33
3	33, 31, 2к, 4к,	Жилые здания с электроплитами	2,8	168	0,2	33,6	171,33
4	29	Жилые здания с электроплитами	2,80	210	0,2	42	214,16
5	27	Жилые здания с электроплитами	3,30	115,5	0,2	23,1	117,79
6	16, 9, 7/1	Жилые здания с электроплитами	1,95	175,5	0,2	35,1	178,98
7	35/2, 8к, 10,	Жилые здания с электроплитами	1,95	214,5	0,2	42,9	218,75

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
8	14а, 7, 6а, 6д, 8д	Жилые здания с электроплитами	1,95	195	0,2	39	198,86
9	3, 11к	Жилые здания с электроплитами	1,95	234	0,2	46,8	238,63
10	35/1	Жилые здания с электроплитами	2,00	165,6	0,2	33,12	168,88
11	20	Жилые здания с электроплитами	1,95	318,6	0,2	63,72	324,91
12	15	Жилые здания с электроплитами	1,95	318,6	0,2	63,72	324,91
13	17	Жилые здания с электроплитами	1,95	318,6	0,2	63,72	324,91
14	25	Жилые здания с электроплитами	1,83	376,65	0,2	75,33	384,11
15	25/1, 35	Жилые здания с электроплитами	1,83	447,93	0,2	89,586	456,80
16	26	Жилые здания с плитами на сжиженном газе	1,08	108	0,2	21,6	110,14
Жилые здания со встроенными потребителями.							
Жилые здания с электроплитами							
17	6к	Жилые здания+ парикмахерская	1,95	212,55	0,2	44,39	224,48
			1,5	7,5	0,25		
18	14	Жилые здания + аптека	1,95	212,55	0,2	44,57	221,87
			0,16	4,8	0,43		
19	20/1	Жилые здания + прод.магазин	2,8	162,4	0,2	51,23	194,28
			0,25	25	0,75		
20	30	Жилые здания + прод.магазин	1,95	212,55	0,2	49,07	226,68
			0,25	8,75	0,75		
21	30/2	Жилые здания + ЖКХ	1,95	175,5	0,2	36,33	181,34
			0,05	2,16	0,57		
22	20/4	Жилые здания + непрод.магазин	1,95	175,5	0,2	37,79	185
			0,16	5,6	0,48		
23	13	Жилые здания + непрод.магазин	1,83	366	0,2	85,34	427,46
			0,16	5,6	0,48		
24	1	Жилые здания + прод.магазин	1,95	165,75	0,2	39,71	178,96
			0,25	8,75	0,75		
25	11и	Жилые здания + торговый центр	1,83	351,36	0,2	85,41	422,34
			0,16	9,6	0,48		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8
26	9	Жилые здания + аптека и милиция	1,95	195	0,2	53,3	244,66
			0,21	14,98	0,57		
27	11/1	Жилые здания+ прод.магазин	1,9	285	0,2	63,56	300,55
			0,25	8,75	0,75		
28	109	Жилые здания+ торговый комплекс	1,95	975	0,2	233,4	1080,51
			0,16	80	0,48		
Жилые здания с плитами на сжиженном газе							
29	2в	Жилые здания + дет. Поликлиника	1,08	105,84	0,2	83,09	263,29
			0,36	144	0,43		
30	2г	Жилые здания + прод. магазин	1,08	106,92	0,2	27,95	119
			0,25	8,75	0,75		
31	2д	Жилые здания + прод.магазин+непр од.магазин	1,08	105,84	0,2	42,69	141,15
			0,41	28,7	0,75		
32	2а	Жилые здания+ прод.магазин+аптека	1,08	105,84	0,2	41,16	138,73
			0,41	26,65	0,75		
Коммунально-бытовые потребители							
33	6/4	Супермаркет «Любимый»(к) 500м <sup>2</sup>	0,16	16,00	0,48	7,68	17,75
34	4д	Школа 1296 учащихся	0,25	324,00	0,38	123,12	346,60
35	6/2	Школа (с) 704 учащихся	0,25	176,00	0,38	66,88	188,28
36	8/2	Детский сад 280 мест	0,46	128,80	0,25	32,20	132,76
37	27	Детский сад 280 мест	0,46	128,80	0,25	32,20	132,76
38	2/2	Детский сад 280 мест	0,46	128,80	0,25	32,20	132,76
39	6б	Детский сад 280 мест	0,46	128,80	0,25	32,20	132,76
40	20/5	Комбинат питания АмГУ, Столовая, кафе «Ландыш» 400 мест	1,04	416,00	0,20	83,20	424,24

1	2	3	4	5	6	7	8
41	21	1 корпус АмГУ	0,17	68,00	0,33	22,44	71,61
42	21к5	5 корпус АмГУ	0,17	68,00	0,43	29,24	74,02
43	21к6	6 корпус АмГУ	0,17	68,00	0,43	29,24	74,02
44	21к7	7 корпус АмГУ	0,15	60,00	0,43	25,80	65,31
45	21к8	8 корпус АмГУ	0,17	68,00	0,43	29,24	74,02
46	22	1 общежитие АмГУ	0,34	164,56	0,20	32,91	167,82
47	26	2 общежитие АмГУ	0,34	65,28	0,20	13,06	66,57
48	26/2	3 общежитие АмГУ	0,34	57,12	0,20	11,42	58,25
49	26/1	4 общежитие АмГУ	0,34	34,00	0,20	6,80	34,67
50	Г/1	Гаражи 40 авто	0,10	4	0,25	1	4,12
51	Г/2	Гаражи 20 авто	0,10	2	0,25	0,5	2,06
52	Г/3	Гаражи 20 авто	0,10	2	0,25	0,5	2,06
53	5	Институт механизации с/х	0,15	150,00	0,48	72,00	166,39
54	19	Институт сои	0,15	150,00	0,48	72,00	166,39
55	21а	Бассейн АмГУ		194,50	0,25	48,63	200,49
56	20/3	СКЦ АмГУ	0,14	84,00	0,25	21,00	86,59
57	Хк/1	Хозяйственный корпус 300 м <sup>2</sup>	0,10	30,00	0,25	7,50	30,92
58	Хк/2	Хозяйственный корпус 300 м <sup>2</sup>	0,10	30,00	0,25	7,50	30,92
59	5/1	Административное здание	0,045	20,25	0,57	11,54	23,31

## 2.2.2 Расчет нагрузок электрифицированного транспорта

Рабочий ток тяговой сети:

$$I_{mc} = 1,5 \cdot j \cdot L \cdot N, \quad (8)$$

где  $j$  – расчетная линейная плотность тока (для троллейбусов 10 А/км);

$L$  – суммарная протяженность контактной сети (3,5 км);

$N$  – расчетная частота движения подвижного состава (для троллейбусов 12 машин в час).

$$I_{mc} = 1,5 \cdot 10 \cdot 3,5 \cdot 12 = 630 \text{ А.}$$

Суммарную нагрузку тяговой сети определяется по выражению:

$$P_{mc} = I_{mc} \cdot 0,6, \quad (9)$$

$$P_{mc} = 630 \cdot 0,6 = 378 \text{ кВт.}$$

Окончательно нагрузка тяговой ПС составит:

$$P_{nc} = P_{mc} \cdot \frac{1,3}{0,8}, \quad (10)$$

$$P_{nc} = 378 \cdot \frac{1,3}{0,8} = 614,25 \text{ кВт.}$$

### 2.2.3 Расчет осветительной нагрузки

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки, и длины дорожного полотна [3]:

$$P_{oc} = P_{уд.ос} \cdot L, \quad (11)$$

$$Q_{ос.дор} = P_{ос.дор} \cdot tg\varphi, \quad (12)$$

где  $tg\varphi$  – коэффициент мощности, для консольной светодиодной лампы XLD ДКУ08 равен 0,75.

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и консольной светодиодной лампой XLD ДКУ08.

$$P_{осстуд.} = 3,9 \cdot 0,69 = 2,69 \quad \text{кВт},$$

$$Q_{ос.дор} = 2,69 \cdot 0,75 = 2,0175 \text{ квар}.$$

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет осветительной нагрузки для уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	$P_{ос}$ , кВт	$Q_{ос}$ , квар
Студенческая	0,69 / 0,0075	3,9	2,69	2,02
Институтская	1,7 / 0,0075	3,9	6,63	4,97
Игнатьевское шоссе	1,43 / 0,0075	3,9	5,58	4,19
Василенко	0,47 / 0,0075	3,9	1,83	1,37
Кантемирова	0,85/0,0075	3,9	3,32	2,49
Дьяченко	1,13/0,0075	3,9	4,41	3,31
Итого	6,27		24,46	18,35

### 2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ

Для расчета мощности и расстановки нужного количества ТП, необходимо сгруппировать нагрузку бытовых и коммунально-бытовых потребителей таким образом, чтобы данная суммарная величина не превышала стандартной мощности трансформаторов на ТП.

Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений) определяется по выражению:

$$P_{P.Л} = P_{зд.маx} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i}, \quad (13)$$

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

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

$k_{yi}$  - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок зданий или жилых домов [3].

Для расчета реактивной и полной мощности, протекающей по линии используем аналогичную формулу.

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТП2-21к6,21к7-19-Г/1:

$$P_{P.Л} = 150 + (1,0 \cdot 68 + 1,0 \cdot 60 + 0,8 \cdot 30) = 302 \text{ кВт},$$

$$Q_{P.Л} = 72 + (1,0 \cdot 29,24 + 1,0 \cdot 25,8 + 0,8 \cdot 7,5) = 133 \text{ квар}.$$

Расчет нагрузки линий 0,4 кВ приведен в таблице 3.

Таблица 3 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП	$P_{P.Л.}$ , кВт	$Q_{P.Л.}$ , квар
1	2	3
ТП1-21	68	22,44
ТП1-21а	194,5	48,63
ТП2-21к8	68	29,24
ТП2-21к6,21к7-19-Г/1	302	133
ТП3-Г/2	2	0,5
ТП3-30/2-7/1	335,61	67,92
ТП3-5-Хк/1- Хк/2	186	81
ТП4-27-30	222,9	49,5

1	2	3
ТП4-26/1-26/2-26	147,288	29,458
ТП5-20/1-20/4	368,5	89,02
ТП5-20	318,6	63,72
ТП5-20/3-20/5	483,2	100
ТП5-22-21к5	232,6	62,2
ТП6-8/2-35	499,5	102,5
ТП6-16-35/2-35/1	521,5	104,3
ТП7-29	210	42
ТП7-25-33	544,65	108,93
ТП7-Г/3	115,5	23,1
ТП8-17	318,6	63,72
ТП8-15	318,6	63,72
ТП8-25/1	447,93	89,586
ТП8-13а	168	33,6
ТП9-2к-4к-6к	497,4	99,48
ТП9-13	371,6	85,34
ТП9-2/2	128,8	32,2
ТП10-6/4-6/2	184	70,7
ТП10-31	168	33,6
ТП11-8к-10	407,6	81,5
ТП11-14а-14	392,9	79,7
ТП12-11к	234	46,8
ТП12-11/1	293,75	63,56
ТП12-12-109-109	418,2	103,8
ТП13-109-109	390	78
ТП13-8д-109	390	78
ТП13-109	195	39
ТП13-6Б	128,8	32,2
ТП14-6а-6д	370,5	74,1
ТП14-4д	324	123,12
ТП14-7-9	352,95	70,59
ТП15-2Г-2В-2а	498	152,2
ТП15-3-5/1	244,1	52,6
ТП16-1	174,5	39,71
ТП16-11и-9	561,34	138,71
ТП16-2д	134,54	42,69
ТП16-2Б	108	21,6

## 2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

При проектировании городской распределительной сети 0,4 кВ обычно используют лучевую, радиальную или петлевую схему электроснабжения.

При лучевой схеме электропитания, от источника питания отходит магистраль, от которой отпайками запитываются соответствующие потребители.

В радиальной схеме электроэнергия передается по линии от источника питания напрямую к потребителю.

Петлевая схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ является надежной схемой. Особенностью схемы является то, что головные участки питаются от разных секций шин. В нормальном режиме схема работает как лучевая, так как в середине схемы имеется разъединитель, который в нормальном режиме разомкнут. При возникновении аварии разъединитель включается, и схема получает свое питание от другой секции шин.

Для особо важных потребителей необходимо предусмотреть резервирование.

## 2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному максимальному току, который в данном случае равен послеаварийному току, с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. Затем по справочным данным в зависимости от расчетного максимального тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{расч.мах}} = \frac{S_{\text{р.л}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3} \cdot n_{\text{л}}}, \quad (14)$$

где  $S_{\text{р.л}}$  – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_n$  – номинальное напряжение, принимается равным 0,4 кВ;

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей в линии.

Условие выбора проводов:

$$I_{\text{расч.мах}} \leq I_{\text{длДоп}}, \quad (15)$$

где  $I_{\text{длДоп}}$  – длительно допустимый ток провода или кабеля (принимается по справочным данным для проводов [4]), А.

Длительно допустимый ток определяется по формуле:

$$I_{\text{длДоп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (16)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [4], А;

$K_1$  – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количество кабелей в траншее;

$K_2$  – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 1,3 по справочнику [4];

$K_3$  – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1,13.

По расчетному току определяется сечение линий, а затем проверяется по потере напряжения.

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое значение отклонения напряжения 10 %.

Потеря напряжения в линиях определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч}} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (17)$$

где  $I_{\text{расч}}$  - рабочий максимальный ток, А;

$L$  - длина линии, км;

$U_{\text{ном}} = 380$  В - номинальное напряжение ;

$r_0$  и  $x_0$  - удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км;

$\varphi$  - угол нагрузки, определяется в зависимости от соотношения  $\text{tg } \varphi = Q/P$ .

Определим сечение кабеля для линии ТП1-21:

$$I_{\text{расч.мах}} = \frac{\sqrt{68^2 + 22,44^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 1} = 108,8 \text{ А.}$$

К установке выбираем кабель марки АСБл сечением 35 мм<sup>2</sup>.

Определяем длительно допустимый ток:

$$I_{\text{длДоп}} = 125 \cdot 1 \cdot 1,15 \cdot 1,13 = 162,4 \text{ А.}$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$108,8 \leq 162,4.$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Проверяем выбранное сечение кабеля на отклонение напряжения:

$$\Delta U = \frac{108,8 \cdot 0,06 \cdot \sqrt{3}}{380} \cdot (1,17 \cdot 0,95 + 0,066 \cdot 0,31) \cdot 100\% = 3,4\%.$$

Отклонение напряжения в конце линии удовлетворяет ГОСТ 32144-2013.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	$I_{расч.мах}, А$	$I_{дл.доп.}, А$	Марка кабеля	$\Delta U \%$ ,
1	2	3	4	5
ТП1-21	108,80	213,0	АСБл (3х35)	3,4
ТП1-21а	304,61	492,1	АСБл (3х150)	5,2
ТП2-21к8	112,46	213,0	АСБл (3х35)	6,7
ТП2-21к6,21к7-19-Г/1	250,68	396,6	АСБл 2(3х120)	8,0
ТП3-Г/2	3,13	110,2	АСБл (3х35)	0,1
ТП3-30/2-7/1	260,12	343,7	АСБл 2(3х95)	5,6
ТП3-5-Хк/1-Хк/2	308,23	492,1	АСБл (3х150)	3,2
ТП4-Г/3-30	346,91	558,2	АСБл (3х185)	6,1
ТП4-26/1-26/2-26	228,21	381,9	АСБл (3х95)	6,2
ТП5-20/1-20/4	287,99	442,9	АСБл 2(3х150)	4,9
ТП5-20	246,82	343,7	АСБл 2(3х95)	3,6
ТП5-20/3-20/5	374,85	502,4	АСБл 2(3х185)	4,9
ТП5-22-21к5	365,82	558,2	АСБл (3х185)	6,2
ТП6-8/2-35	387,36	581,7	АСБл 2(3х240)	6,8
ТП6-16-35/2-35/1	404,01	581,7	АСБл 2(3х240)	9,8
ТП7-29	325,38	492,1	АСБл (3х150)	2,4
ТП7-25-33	421,95	581,7	АСБл 2(3х240)	7,7
ТП7-27	178,96	264,4	АСБл (3х50)	6,7
ТП8-17	246,82	343,7	АСБл 2(3х95)	1,1
ТП8-15	246,82	343,7	АСБл 2(3х95)	3,9
ТП8-25/1	347,02	396,6	АСБл 2(3х120)	4,3
ТП8-13а	260,30	381,9	АСБл (3х95)	5,2
ТП9-2к-4к-6к	385,34	581,7	АСБл 2(3х240)	6,6
ТП9-13	289,64	396,6	АСБл 2(3х120)	1,3
ТП9-2/2	201,71	323,2	АСБл (3х70)	7,8
ТП10-6/4-6/2	299,49	440,7	АСБл (3х120)	3,3
ТП10-31	260,30	381,9	АСБл (3х95)	6,0
ТП11-8к-10	315,77	442,9	АСБл 2(3х150)	3,9

1	2	3	4	5
ТП11-14а-14	304,55	442,9	АСБл 2(3x150)	5,5
ТП12-11к	362,57	558,2	АСБл (3x185)	3,1
ТП12-11/1	228,32	343,7	АСБл 2(3x95)	0,9
ТП12-12-109-109	327,33	442,9	АСБл 2(3x150)	8,4
ТП13-109-109	302,14	442,9	АСБл 2(3x150)	6,0
ТП13-8д-109	302,14	442,9	АСБл 2(3x150)	9,2
ТП13-109	302,14	492,1	АСБл (3x150)	5,1
ТП13-6Б	201,71	323,2	АСБл (3x70)	4,3
ТП14-6а-6д	287,03	396,6	АСБл 2(3x120)	5,5
ТП14-4д	263,31	396,6	АСБл 2(3x120)	1,5
ТП14-7-9	273,44	442,9	АСБл 2(3x150)	9,6
ТП15-2Г-2В-2а	395,59	581,7	АСБл 2(3x240)	8,6
ТП15-3-5/1	379,38	558,2	АСБл (3x185)	6,1
ТП16-1	271,90	440,7	АСБл (3x120)	4,0
ТП16-11и-9	439,26	581,7	АСБл 2(3x240)	3,1
ТП16-2д	214,46	323,2	АСБл (3x70)	6,1
ТП16-2Б	167,34	264,4	АСБл (3x50)	4,5

### 2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ

Для расчета электрической нагрузки на вводе в ТП на стороне 0,4 кВ, необходимо просуммировать нагрузки всех отходящих линий.

$$P_{\Sigma P.L.} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n P_{P.L.}, \quad (18)$$

$$Q_{P.ТП} = 0,9 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{P.L.}, \quad (19)$$

$$S_{P.ТП} = \sqrt{P_{P.ТП}^2 + Q_{P.ТП}^2}. \quad (20)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 3.

$$P_{P.ТП3} = 0,9 \cdot ((ТП3 - Г / 3) + (ТП3 - 30 / 2 - 7 / 1) + (ТП3 - 5 - X_k / 1 - X_k / 2) + P_{oc}),$$

$$P_{P.ТП1} = 0,9 \cdot (2 + 335,61 + 186 + 1,83) = 472,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{P.ТП1} = 0,9 \cdot ((ТП3 - Г / 3) + (ТП3 - 30 / 2 - 7 / 1) + (ТП3 - 5 - X_k / 1 - X_k / 2) + Q_{oc}),$$

$$Q_{P.ТП1} = 0,9 \cdot (0,5 + 67,92 + 81 + 1,3725) = 136,13 \text{ квар},$$

$$S_{P.ТП1} = \sqrt{P_{P.ТП1}^2 + Q_{P.ТП1}^2},$$

$$S_{P.ТП1} = \sqrt{472,9^2 + 136,13^2} = 492,1 \text{ кВА}.$$

Аналогично производится расчет для других ТП. Результаты расчета сведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результат расчета нагрузок на стороне 0,4 кВ ТП

Номер ТП	Р <sub>р.ТП</sub> , кВт	Q <sub>р.ТП</sub> , квар	S <sub>р.ТП</sub> , кВА
1	2	3	4
ТП1	236,25	63,96	244,76
ТП2	333	146,02	363,61
ТП3	472,9	136,13	492,1
ТП4	333,17	71,06	340,66
ТП5	1268,58	289,41	1301,17
ТП6	921,32	188,54	940,41
ТП7	783,14	156,63	798,64
ТП8	1127,82	225,56	1150,15

## Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
ТП9	903,04	200,34	925
ТП10	319,79	96,86	334,13
ТП11	720,45	145,08	734,91
ТП12	851,36	192,74	872,9
ТП13	997,39	208,45	1018,94
ТП14	942,71	241,03	973,03
ТП15	667,89	184,32	692,86
ТП16	880,54	218,44	907,23

### 3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

Для выбора мощности ТП необходима активная и реактивная мощность на шинах 0,4 кВ.

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (21)$$

где  $K_3 = 0,75$  – коэффициент загрузки;

$P_{P.ТП}$  – активная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

$Q_{P.ТП}$  – реактивная мощность на шинах 0,4 кВ ТП;

$N_T$  – количество трансформаторов на ТП.

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор из [4] по условию:

$$S_{Тном} \geq S_{расч}, \quad (22)$$

где  $S_{Тном}$  – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3н/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{Тном} \cdot N_T}. \quad (23)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не должен превышать 1,4.

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП 1:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{236,25^2 + 63,96^2}}{0,75 \cdot 2} = 163,17 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Принимаем мощность ТП = 250 кВА.

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{236,25^2 + 63,96^2}}{250} = 0,98 \leq 1,4.$$

Трансформатор выбран, верно. Для остальных ТП выбор проведен аналогично. Принятые к установке трансформаторы ТП, их коэффициенты загрузки представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Выбор трансформаторов ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП},$ кВт	$Q_{P.ТП},$ квар	$S_{расч.},$ кВА	$S_T,$ кВА	$k_3$	$k_{зпав}$	Тип трансформатора ТП
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП1	236,25	63,96	163,17	250	0,49	0,98	ТМГ-250/10
ТП2	333	146,02	242,41	400	0,45	0,91	ТМГ-400/10
ТП3	472,9	136,13	328,07	400	0,62	1,23	ТМГ-400/10
ТП4	333,17	71,06	227,11	250	0,68	1,36	ТМГ-250/10
ТП5	1268,58	289,41	867,45	1000	0,65	1,30	ТМГ-1000/10
ТП6	921,32	188,54	626,94	1000	0,47	0,94	ТМГ-1000/10
ТП7	783,14	156,63	532,43	630	0,63	1,27	ТМГ-630/10
ТП8	1127,82	225,56	766,77	1000	0,58	1,15	ТМГ-1000/10
ТП9	903,04	200,34	616,66	1000	0,46	0,92	ТМГ-1000/10
ТП10	319,79	96,86	222,76	250	0,67	1,34	ТМГ-250/10
ТП11	720,45	145,08	489,94	630	0,58	1,17	ТМГ-630/10
ТП12	851,36	192,74	581,94	630	0,69	1,39	ТМГ-630/10
ТП13	997,39	208,45	679,29	1000	0,51	1,02	ТМГ-1000/10
ТП14	942,71	241,03	648,69	1000	0,49	0,97	ТМГ-1000/10
ТП15	667,89	184,32	461,90	630	0,55	1,10	ТМГ-630/10
ТП16	880,54	218,44	604,82	1000	0,45	0,91	ТМГ-1000/10

#### 4 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ТП

Для городских условий наиболее приемлемой является подстанции типа КТПГ. Подстанции киоскового типа полностью комплектуются на заводах, а на месте установок они просто монтируются.

Для приема и распределения электроэнергии в общественных зданиях и жилых домов повышенной этажности используются вводно-распределительные панели шкафного типа одностороннего обслуживания типа ВРУ.

Схема ТП представлена на рисунке 1:

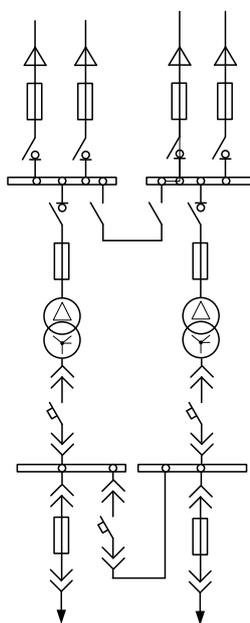


Рисунок 1 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

Обслуживание ввода 6-10 кВ и щита 0,38 кВ осуществляется через двери отсеков, а осмотр и ремонт щита со стороны камеры трансформатора. Подстанция устанавливается на специальном бетонном или кирпичном фундаменте. Присоединение к кабельным сетям может быть выполнено транзитом.

## 5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТП И ЛИНИЯХ

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2}, \quad (24)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}. \quad (25)$$

где  $P_{\Sigma}, Q_{\Sigma}$  - активная и реактивная мощность, протекающая по линии, кВт, квар;

$x, r$  - удельные реактивное и активное сопротивления, Ом/км;

$U$  - номинальное напряжение, кВ.

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

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (26)$$

где  $\tau$  - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (27)$$

где  $T_i$  - число часов использования максимума нагрузки, час.

Произведем расчет для линии ТП1-21 по формулам:

$$\Delta P = \frac{68^2 \cdot 0,0504 + 22,44^2 \cdot 0,0504}{0,4^2} = 1,62 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q = \frac{68^2 \cdot 0,000384 + 22,44^2 \cdot 0,000384}{0,4^2} = 0,01 \text{ квар},$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{2300}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1098 \text{ час},$$

$$\Delta W = 1,62 \cdot 1098 = 1,77 \text{ МВт} \cdot \text{час}.$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 7.

Таблица 7 – Определение потерь мощности и электроэнергии в линии 0,4 кВ

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм <sup>2</sup>	r, Ом	x, Ом	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-21	68	22,44	35	0,0504	0,00038	1,62	0,01	1,77
ТП1-21а	194,5	48,63	150	0,036	0,01062	9,04	2,67	9,93
ТП2-21к8	68	29,24	35	0,1008	0,00077	3,45	0,03	3,79
ТП2-21к6,21к7-19-Г/1	302	133	120	0,0696	0,0174	47,37	11,84	52,00
ТП3-Г/2	2	0,5	35	0,005376	0,005376	0,0001	0,0001	0,0002
ТП3-30/2-7/1	335,61	67,92	95	0,0465	0,009	34,07	6,60	37,41
ТП3-5-Хк/1-Хк/2	186	81	150	0,022	0,00649	5,66	1,67	6,21
ТП4-27-30	222,9	49,5	185	0,0368	0,01357	11,99	4,42	13,16
ТП4-26/1-26/2-26	147,288	29,458	95	0,0589	0,0114	8,31	1,61	9,12

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП5-20/1-20/4	368,5	89,02	150	0,036	0,01062	32,34	9,54	35,50
ТП5-20	318,6	63,72	95	0,031	0,006	20,45	3,96	22,45
ТП5-20/3-20/5	483,2	100	185	0,0272	0,01003	41,39	15,26	45,44
ТП5-22-21к5	232,6	62,2	185	0,0352	0,01298	12,75	4,70	14,00
ТП6-8/2-35	499,5	102,5	240	0,036	0,0174	58,50	28,28	64,22
ТП6-16-35/2-35/1	521,5	104,3	240	0,0492	0,02378	86,97	42,04	95,48
ТП7-29	210	42	150	0,0156	0,004602	4,47	1,32	4,91
ТП7-25-33	544,65	108,93	240	0,0372	0,01798	71,73	34,67	78,74
ТП7-Г/3	115,5	23,1	50	0,0826	0,00882	7,16	0,76	7,86
ТП8-17	318,6	63,72	95	0,0093	0,0018	6,14	1,19	6,74
ТП8-15	318,6	63,72	95	0,0341	0,0066	22,50	4,35	24,70
ТП8-25/1	447,93	89,586	120	0,0264	0,0066	34,43	8,61	37,80
ТП8-13а	168	33,6	95	0,0434	0,0084	7,96	1,54	8,74
ТП9-2к-4к-6к	497,4	99,48	240	0,0348	0,01682	55,96	27,05	61,43
ТП9-13	371,6	85,34	120	0,0096	0,0024	8,72	2,18	9,57
ТП9-2/2	128,8	32,2	70	0,084	0,0122	9,25	1,34	10,16
ТП10-6/4-6/2	184	70,7	120	0,024	0,006	5,83	1,46	6,40
ТП10-31	168	33,6	95	0,0496	0,0096	9,10	1,76	9,99
ТП11-8к-10	407,6	81,5	150	0,026	0,00767	28,08	8,28	30,82
ТП11-14а-14	392,9	79,7	150	0,038	0,01121	38,17	11,26	41,90
ТП12-11к	234	46,8	185	0,0176	0,00649	6,26	2,31	6,88
ТП12-11/1	293,75	63,56	95	0,00806	0,00156	4,55	0,88	5,00
ТП12-12-109-109	418,2	103,8	150	0,054	0,01593	62,66	18,49	68,79
ТП13-109-109	390	78	150	0,042	0,01239	41,52	12,25	45,58
ТП13-8д-109	390	78	150	0,064	0,01888	63,27	18,67	69,46
ТП13-109	195	39	150	0,036	0,01062	8,90	2,62	9,77
ТП13-6Б	128,8	32,2	70	0,0462	0,00671	5,09	0,74	5,59

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП14-6а-6д	370,5	74,1	120	0,0408	0,0102	36,40	9,10	39,96
ТП14-7-9	352,95	70,59	150	0,074	0,02183	59,92	17,68	65,78
ТП15-2Г-2В-2а	498	152,2	240	0,0432	0,02088	73,22	35,39	80,37
ТП15-3-5/1	244,1	52,6	185	0,0336	0,01239	13,09	4,83	14,37
ТП16-1	174,5	39,71	120	0,0312	0,0078	6,25	1,56	6,86
ТП16-11и-9	561,34	138,71	240	0,0144	0,00696	30,09	14,54	33,03
ТП16-2д	134,54	42,69	70	0,063	0,00915	7,84	1,14	8,61
ТП16-2Б	108	21,6	50	0,059	0,0063	4,47	0,48	4,91

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.ТП.}^2 R + Q_{P.ТП.}^2 R)}{U^2}, \quad (28)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.ТП.}^2 X + Q_{P.ТП.}^2 X)}{U^2}. \quad (29)$$

где  $P_{P.ТП.}, Q_{P.ТП.}$  - активная и реактивная мощность, на стороне НН 0,4 кВ трансформатора ТП, кВт, квар;

$x, r$  - удельные реактивное и активное сопротивления трансформаторов, Ом;

$U$  - номинальное напряжение, кВ.

Таблица 8 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП.}$ , кВт	$Q_{P.ТП.}$ , квар	$S_T$ , КВА	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , квар
1	2	3	4	5	6
ТП1	236,25	63,96	250	1,86	6,48
ТП2	333	146,02	400	2,84	8,85

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6
ТП3	472,9	136,13	400	5,20	16,21
ТП4	333,17	71,06	250	3,60	12,55
ТП5	1268,58	289,41	1000	10,79	57,19
ТП6	921,32	188,54	1000	5,64	29,87
ТП7	783,14	156,63	630	7,63	33,96
ТП8	1127,82	225,56	1000	8,43	44,68
ТП9	903,04	200,34	1000	5,45	28,90
ТП10	319,79	96,86	250	3,46	12,07
ТП11	720,45	145,08	630	6,46	28,75
ТП12	851,36	192,74	630	9,12	40,56
ТП13	997,39	208,45	1000	6,62	35,07
ТП14	942,71	241,03	1000	6,04	31,98
ТП15	667,89	184,32	630	5,75	25,56
ТП16	880,54	218,44	1000	5,25	27,80

## 6 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ ЖИЛОГО РАЙОНА

Питающие сети 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях, а так же для питания городской распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от РП мы используем радиально-магистральные схемы.

### 6.1 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Требования к выполнению и условиям выбора схем электрических соединений сетей систем ЭСГ аналогичны общим требованиям и условиям выбора схем электрических систем. Специфика требований заключается в особенной актуальности применения возможно простых схем с минимальным количеством электрооборудования и сооружений специализированных конструкций. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей в системах ЭСГ необходимо учитывать широкие возможности применения при эксплуатации этих сетей разнообразных средств связи и автотранспорта и особенно эксплуатации сетей с компенсированной нейтралью.

Применяют схемы:

- радиально-магистральные распределительные сети без резервирования линий и трансформаторов;
- петлевые неавтоматизированные распределительные сети;
- петлевые автоматизированные сети при установке линейных выключателей нагрузки с автоматизированным управлением;
- радиально-магистральные автоматизированные сети с резервированием линий и трансформаторов.

В курсовом проекте используется четвертый тип сетей.

## 6.2 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем.

Произведем расчет электрических нагрузок ТП1 по формулам:

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.ТП} + \Delta P, \quad (30)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.ТП} + \Delta Q. \quad (31)$$

$$P_{ТП.ВН} = 236,25 + 1,86 = 238,11 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП.ВН} = 63,96 + 6,48 = 70,44 \text{ квар}.$$

Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 9.

Таблица 9 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$ , кВт	$Q_{Р.ТП}$ , квар	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , квар	$P_{ТП.ВН}$ , кВт	$Q_{ТП.ВН}$ , квар
1	2	3	4	5	6	7
ТП1	236,25	63,96	1,86	6,48	238,11	70,44
ТП2	333	146,02	2,84	8,85	335,84	154,87
ТП3	472,9	136,13	5,20	16,21	478,10	152,34
ТП4	333,17	71,06	3,60	12,55	336,77	83,61
ТП5	1268,58	289,41	10,79	57,19	1279,37	346,60
ТП6	921,32	188,54	5,64	29,87	926,96	218,41
ТП7	783,14	156,63	7,63	33,96	790,77	190,59
ТП8	1127,82	225,56	8,43	44,68	1136,25	270,24
ТП9	903,04	200,34	5,45	28,90	908,49	229,24
ТП10	319,79	96,86	3,46	12,07	323,25	108,93
ТП11	720,45	145,08	6,46	28,75	726,91	173,83
ТП12	851,36	192,74	9,12	40,56	860,48	233,30
ТП13	997,39	208,45	6,62	35,07	1004,01	243,52
ТП14	942,71	241,03	6,04	31,98	948,75	273,01
ТП15	667,89	184,32	5,75	25,56	673,64	209,88
ТП16	880,54	218,44	5,25	27,80	885,79	246,24

### 6.3 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РП, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок принимаемый по справочнику [3]):

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН}, \quad (32)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН}, \quad (33)$$

где  $k_{\max}$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,7.

Произведем расчет для линии РП1-ТП1-ТП2-ТП3-ТП4 по формулам:

$$P_{Л.10} = 0,7 \cdot (236,25 + 333 + 472,9 + 333,17) = 972,17 \text{ кВт},$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot (63,96 + 146,02 + 136,13 + 71,06) = 322,88 \text{ квар},$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{972,17^2 + 322,88^2} = 1024,39 \text{ кВА}.$$

Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ

Участок сети	Рл.10 кВт	Qл.10 кВт	Sl.10 кВт
1	2	3	4
РП1-ТП1-ТП2-ТП3-ТП4 РП2-РП1	972,17	322,88	1024,39

1	2	3	4
РП6-ТП5-ТП6-ТП7- ТП8-ТП9-ТП15-ТП16	4620,89	1197,84	4773,62
РП2-ТП10-ТП11-ТП12- ТП13-ТП14	2704,38	722,82	2799,31
РП2Σ	3676,55	1045,70	3822,37

#### 6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Выбор площади сечения осуществляется по максимальному расчетному току, который в данном случае равен току в послеаварийном режиме, с последующей проверкой выбранного сечения кабелей на потерю напряжения. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для конкретных условий среды и способа прокладки кабелей. Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{расч.мах}} = \frac{S_{\text{р.л}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (34)$$

где  $S_{\text{р.л}}$  – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение, принимается равным 10 кВ;

$n_{\text{ц}}$  – количество цепей в линии.

Условие выбора проводов:

$$I_{\text{расч.мах}} \leq I_{\text{длДоп}}, \quad (35)$$

где  $I_{\text{длДоп}}$  – длительно допустимый ток провода или кабеля (принимается по справочным данным для проводов [4]), А.

Длительно допустимый ток определяется по формуле:

$$I_{\text{длДоп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3, \quad (36)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [4], А;

$K_1$  – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количество кабелей в траншее;

$K_2$  – допустимая перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией принимается равным 1,3 по справочнику [4];

$K_3$  – поправочный коэффициент на токи для кабелей в зависимости от температуры земли и воздуха по ПУЭ принимаем 1,13.

По расчетному току определяется сечение линий, а затем проверяется по потере напряжения.

Определим сечение кабеля для линии ТП1-ТП2:

$$I_{\text{расч.мах}} = \frac{\sqrt{236,25^2 + 63,96^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 1} = 14,13 \text{ А,}$$

К установке выбираем кабель марки АСБл сечением 35 мм<sup>2</sup>.

Определяем длительно допустимый ток:

$$I_{\text{длДоп}} = 110 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,13 = 161,59 \text{ А.}$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$14,13 \leq 161,59$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, км	P <sub>ij</sub> кВт	Q <sub>ij</sub> квар	I <sub>расч</sub> А	I <sub>дл.доп</sub> А	Марка кабеля
1	2	3	4	5	6	7
ТП1-ТП2	0,35	236,25	63,96	14,13	161,59	АСБл (3х35)
ТП2-2	0,021	569,25	209,98	35,03	161,59	АСБл (3х35)
ТП4-1	0,14	333,17	71,06	19,67	161,59	АСБл (3х35)
ТП3-1	0,13	472,9	136,13	28,41	161,59	АСБл (3х35)
1-2	0,15	806,07	207,19	48,05	161,59	АСБл (3х35)
РП1-2	0,19	1375,32	417,17	82,98	161,59	АСБл (3х35)
ТП15-ТП16	0,24	667,89	184,32	40,00	161,59	АСБл (3х35)
ТП16-ТП9	0,28	1548,43	402,76	92,37	161,59	АСБл (3х35)
ТП9-6	0,23	2451,47	603,1	145,76	237,98	АСБл (3х70)
ТП8-6	0,16	1127,8	225,56	66,40	161,59	АСБл (3х35)
6-ТП7	0,014	3579,29	828,66	212,12	361,37	АСБл (3х150)
ТП7-3	0,36	4362,43	985,29	129,10	177,16	АСБл 2 (3х50)
ТП6-3	0,067	921,32	188,54	54,29	161,59	АСБл (3х35)
3-ТП5	0,41	5283,75	1173,83	156,25	214,18	АСБл 2 (3х70)
РП6-ТП5	0,22	6552,33	1463,24	193,81	325,24	АСБл 2 (3х150)
ТП10-ТП11	0,34	319,79	96,86	19,29	161,59	АСБл (3х35)
ТП12-ТП11	0,35	1040,24	241,94	61,66	161,59	АСБл (3х35)
ТП12-4	0,13	1891,6	434,68	112,06	196,85	АСБл (3х50)
ТП13-4	0,23	997,39	208,45	58,83	161,59	АСБл (3х35)
4-5	0,22	3209,98	712,66	189,84	549,54	АСБл (3х95)
ТП14-5	0,047	1047,45	267,81	62,42	251,55	АСБл (3х35)
РП2-5	0,22	4257,43	980,47	252,24	757,23	АСБл (3х150)
РП1-РП2	1,7	1080,4	358,11	92,19	249,50	АСБл (3х35)
РП6-ПС «Новая»	2,506	4620,89	1197,84	137,80	214,18	АСБл 2 (3х70)
РП1-ПС «Новая»	2,1	3676,55	1045,70	220,68	361,37	АСБл (3х150)

## 6.5 Расчет электрических нагрузок РП

Для расчета электрических нагрузок на шинах РП необходимо просуммировать нагрузки ТП и потери мощности в линиях. Потери в линиях на 10 кВ рассчитываются аналогично потерям в линиях на 0,4 кВ. Результаты расчета сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, км	P <sub>ij</sub> кВт	Q <sub>ij</sub> квар	ΔP, кВт	ΔQ, квар
1	2	3	4	5	6
ТП1-ТП2	0,35	236,25	63,96	0,18	0,02
ТП2-2	0,021	569,25	209,98	0,06	0,01
ТП4-1	0,14	333,17	71,06	0,14	0,02
ТП3-1	0,13	472,9	136,13	0,26	0,03
1-2	0,15	806,07	207,19	0,87	0,10
РП1-2	0,19	1375,32	417,17	3,30	0,37
ТП15-ТП16	0,24	667,89	184,32	0,97	0,11
ТП16-ТП9	0,28	1548,43	402,76	6,02	0,68
ТП9-6	0,23	2451,47	603,1	6,16	1,26
ТП8-6	0,16	1127,8	225,56	1,78	0,20
6-ТП7	0,014	3579,29	828,66	0,38	0,15
ТП7-3	0,36	4362,43	985,29	42,48	6,48
ТП6-3	0,067	921,32	188,54	0,50	0,06
3-ТП5	0,41	5283,75	1173,83	50,45	10,33
РП6-ТП5	0,22	6552,33	1463,24	19,83	7,83
ТП10-ТП11	0,34	319,79	96,86	0,32	0,04
ТП12-ТП11	0,35	1040,24	241,94	3,35	0,38
ТП12-4	0,13	1891,6	434,68	2,89	0,44
ТП13-4	0,23	997,39	208,45	2,01	0,23
4-5	0,22	2888,99	643,13	5,97	1,60
ТП14-5	0,047	942,71	241,03	0,37	0,04
РП2-5	0,22	3831,7	884,16	6,80	2,69
РП1-РП2	1,7	1375,32	417,17	29,50	3,34

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i, \quad (37)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i. \quad (38)$$

Произведем расчет для линии РП1-ТП1-ТП2-ТП3-ТП4 по формулам:

$$\Delta P_{\Sigma} = 0,18 + 0,06 + 0,14 + 0,26 + 0,87 + 3,3 = 4,81 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = 0,02 + 0,01 + 0,02 + 0,03 + 0,1 + 0,37 = 0,54 \text{ квар}.$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться:

$$P_{РП.10} = P_{Л.10} + \Delta P_{\Sigma}, \quad (39)$$

$$Q_{РП.10} = Q_{Л.10} + \Delta Q_{\Sigma}, \quad (40)$$

$$S_{РП.10} = \sqrt{P_{РП.10}^2 + Q_{РП.10}^2}. \quad (41)$$

$$P_{РП.10} = 972,17 + 4,81 = 976,98 \text{ кВт},$$

$$Q_{РП.10} = 322,88 + 0,54 = 323,42 \text{ квар},$$

$$S_{РП.10} = \sqrt{976,98^2 + 323,42^2} = 1029,1 \text{ кВА}.$$

Для расчета электрических нагрузок на стороне 10 кВ РП необходимо просуммировать нагрузки РП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	$P_{л.10}$ , кВт	$Q_{л.10}$ , кВт	$\Delta P_{л10}$ , кВт	$\Delta Q_{л10}$ , квар	$P_{PII.10}$ , кВт	$Q_{PII.10}$ , квар	$S_{PII.10}$ , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
РП1-ТП1- ТП2-ТП3-ТП4	972,17	322,88	4,81	0,54	976,98	323,42	1029,12
РП6-ТП5- ТП6-ТП7- ТП8-ТП9- ТП15-ТП16	4620,89	1197,84	0,177	128,56	4621,07	1326,4	4807,66
РП2-ТП10- ТП11-ТП12- ТП13-ТП14	2704,38	722,82	21,72	5,41	2726,10	728,23	2821,69
РП2-РП1	972,17	322,88	51,22	8,75	1023,39	331,63	1075,78
РП2Σ	3676,55	1045,70	77,75	14,70	3754,30	1060,40	3901,18

## 7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

Распределительное устройство 10 кВ выполняется в виде двух секций шин, секционированной выключателем с устройством АВР, и установке комплектных распределительных устройств КРУ различных производителей. Как правило, распределительный пункт выполняется без трансформации напряжения, как и в нашем случае. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики. Электрическая схема РП представлена на рисунке 2.

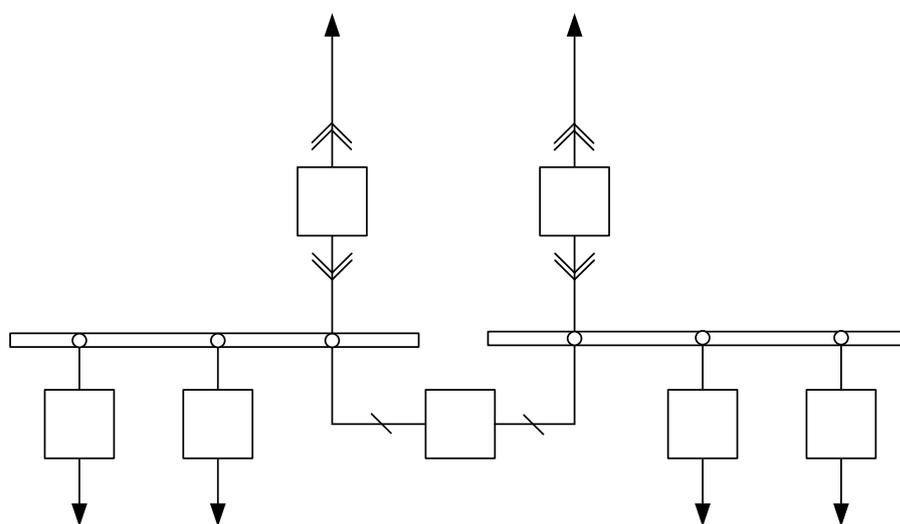


Рисунок 2 – Электрическая схема распределительной подстанции

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 изготовителя, оборудованием разных фирм, по желанию заказчика. Применение комплектных распределительных устройств позволяет добиться удобства монтажа и обслуживания.

## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

### 8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Токи КЗ в высоковольтной сети определяются в следующих точках: на шинах распределительной подстанции, на шинах высокого напряжения наиболее удаленной ТП и на шинах высокого напряжения расчетной ТП. За основное напряжение принимается напряжение равное  $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном} [2]$ .

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (42)$$

где  $Z$  - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_l + x_{сис})^2 + (\sum r_l)^2}, \quad (43)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (44)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \quad (45)$$

где  $k_{y\partial}$  - ударный коэффициент (определяется согласно РД 153-34.0-20.527-98).

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

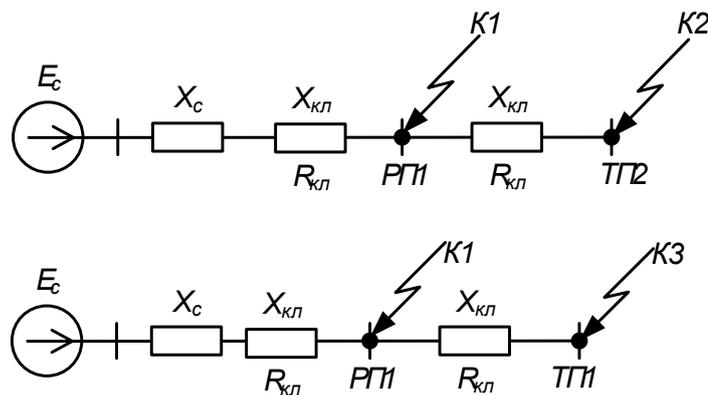


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в точке К1, то есть на шинах РП1:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6,7} = 0,905 \text{ Ом},$$

$$Z = \sqrt{(0,905 + 0,095)^2 + 0,84^2} = 1,31 \text{ Ом},$$

$$I_k^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,31} = 4,64 \text{ кА},$$

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,64 = 4,02 \text{ кА}.$$

Согласно РД 153-34.0-20.527-98  $k_{уд}$  в данной точке равен 1,8.

$$i_{y\phi} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,64 = 12,12 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов токов КЗ для остальных точек сведены в таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	$I_{\kappa}^{(2)}$ , кА	$k_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
РП1					
К1	РП1	4,64	4,02	1,8	12,12
К2	РП1-ТП2	4,21	3,64	1,4	8,14
К3	РП1-ТП1	3,60	3,12	1,4	6,97
РП2					
К4	РП2	6,04	5,23	1,8	15,77
К5	РП2-ТП14	5,81	5,03	1,4	11,23
К6	РП2-ТП10	4,14	3,59	1,4	8,02
РП6					
К7	РП6	5,63	4,88	1,8	14,71
К8	РП6-ТП5	5,46	4,73	1,4	10,57
К9	РП6-ТП15	3,37	2,92	1,4	6,52

## 8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. За основное напряжение принимается напряжение равное  $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$  [2].

Начальное значение периодической составляющей при этих условиях следует определять по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (46)$$

где  $Z$  - полное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$z = \sqrt{\left(r_{тр} + r_{ав} + r_{Контав} + r_{шкттп} + r_{перех}\right)^2 + \left(x_c + x_{тр} + x_{ав} + x_{шкттп}\right)^2}, \quad (47)$$

где  $x_{тр}$  – реактивное сопротивление трансформатора, Ом;

$r_{тр}$  – активное сопротивление трансформатора, Ом;

$r_{ав}$  - активное сопротивление автоматического выключателя;

$r_{Контав}$  - активное сопротивление контакта автоматического выключателя (0,15 мОм);

$r_{шкtn}$  - активное сопротивление шины КТП (0,01 мОм);

$r_{перех}$  - переходное сопротивление контактов и дуги в месте КЗ (15 мОм);

$x_{ав}$  - реактивное сопротивление автоматического выключателя;

$x_{шкtn}$  - реактивное сопротивление шины КТП (0,06 мОм);

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$x_{тр} = \frac{U_{к.р. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3, \quad (48)$$

$$r_{тр} = \frac{U_{к.а. \%} \cdot U_{осн}^2}{100 \cdot S_{ном}} \cdot 10^3, \quad (49)$$

где  $U_{к.р. \%}$  - реактивная составляющая напряжения КЗ, 4,33 %;

$U_{к.а. \%}$  - активная составляющая напряжения КЗ, 1,24 %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{к}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{Z_{\Sigma}}, \quad (50)$$

где  $Z_{\Sigma} = \sqrt{(r_{nn} + r_{он} + r_{nn})^2 + (x_{nn} + x_{он} + x_{nn})^2}$ .

где  $r_{nn}, r_{on}, r_{hn}$  - активное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательности;

$x_{nn}, x_{on}, x_{hn}$  - индуктивное сопротивление прямой, обратной и нулевой последовательности.

Произведем расчет для ТП1, питающаяся от РП1.

Расчетная схема показана на рисунке 4.

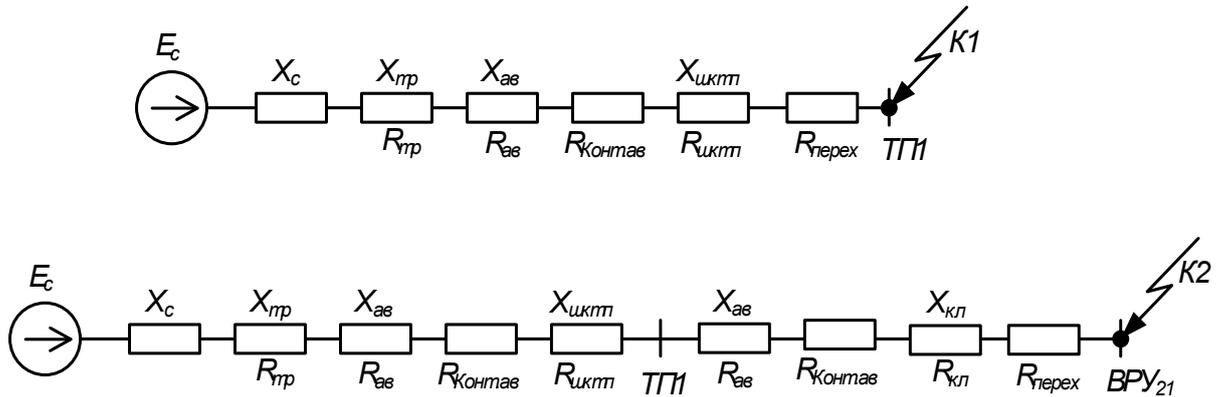


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для точек К1 и К2:

$$x_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6,04} \cdot \left( \frac{0,4}{10,5} \right)^2 \cdot 10^3 = 1,46 \text{ мОм},$$

$$r_{tr} = \frac{1,24 \cdot 10^2}{100 \cdot 250} \cdot 10^3 = 4,96 \text{ мОм},$$

$$x_{tr} = \frac{4,33 \cdot 10^2}{100 \cdot 250} \cdot 10^3 = 17,30 \text{ мОм},$$

$$z_{K1}^{(3)} = \sqrt{\left( r_{tr} + r_{av} + r_{Kontav} + r_{uktt} + r_{perex} \right)^2 + \left( x_c + x_{tr} + x_{av} + x_{uktt} \right)^2}, \quad (51)$$

$$z_{K1}^{(3)} = \sqrt{\left( 4,96 + 0,65 + 0,15 + 0,01 + 15 \right)^2 + \left( 1,46 + 17,3 + 0,17 + 0,06 \right)^2} = 28,13 \text{ мОм},$$

$$I_{\kappa 1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 28,13} = 8,21 \text{ кА},$$

$$Z_{\kappa 1}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot r_{mp} + 3 \cdot r_{ав} + 3 \cdot r_{Контав} + (2 \cdot r_{шкtn} + 10 \cdot r_{шкtn}) + 3 \cdot r_{перех}\right)^2 + \left(2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{mp} + 3 \cdot x_{ав} + (2 \cdot x_{шкtn} + 8,5 \cdot x_{шкtn})\right)^2}, \quad (52)$$

$$Z_{\kappa 1}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot 4,96 + 3 \cdot 0,65 + 3 \cdot 0,15 + (2 \cdot 0,01 + 10 \cdot 0,01) + 3 \cdot 15\right)^2 + \left(2 \cdot 1,46 + 3 \cdot 17,3 + 3 \cdot 0,17 + (2 \cdot 0,06 + 8,5 \cdot 0,06)\right)^2} = 83,77 \text{ мОм},$$

$$I_{\kappa 1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{83,77} = 8,27 \text{ кА},$$

$$z_{\kappa 2}^{(3)} = \sqrt{\left(r_{mp} + 2 \cdot r_{ав} + 2 \cdot r_{Контав} + r_{шкtn} + r_{перех} + r_{кл}\right)^2 + \left(x_c + x_{mp} + 2 \cdot x_{ав} + x_{шкtn} + x_{кл}\right)^2}, \quad (53)$$

где  $r_{перех}$  - переходное сопротивление контактов и дуги в месте КЗ (20 мОм);

$$z_{\kappa 2}^{(3)} = \sqrt{\left(4,96 + 2 \cdot 0,65 + 2 \cdot 0,15 + 0,01 + 0,02 + 50,4\right)^2 + \left(1,46 + 17,3 + 2 \cdot 0,17 + 0,06 + 0,384\right)^2} = 79,26 \text{ мОм},$$

$$I_{\kappa 2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 79,26} = 2,91 \text{ кА},$$

$$z_{\kappa 2}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot r_{mp} + 3 \cdot 2 \cdot r_{ав} + 3 \cdot 2 \cdot r_{Контакт} + (2 \cdot r_{иктп} + 10 \cdot r_{иктп}) + 3 \cdot r_{перех} + (2 \cdot r_{кл} + 10 \cdot r_{кл})\right)^2 + \left(2 \cdot x_c + 3 \cdot x_{mp} + 3 \cdot 2 \cdot x_{ав} + (2 \cdot x_{иктп} + 8,5 \cdot x_{иктп}) + (2 \cdot x_{кл} + 4,6 \cdot x_{кл})\right)^2} \quad (54)$$

$$z_{\kappa 2}^{(1)} = \sqrt{\left(3 \cdot 4,96 + 3 \cdot 2 \cdot 0,65 + 3 \cdot 2 \cdot 0,15 + (2 \cdot 0,01 + 10 \cdot 0,01) + 3 \cdot 20 + (2 \cdot 50,4 + 10 \cdot 50,4)\right)^2 + \left(2 \cdot 1,46 + 3 \cdot 17,3 + 3 \cdot 2 \cdot 0,17 + (2 \cdot 0,06 + 8,5 \cdot 0,06) + (2 \cdot 0,384 + 4,6 \cdot 0,384)\right)^2} = 686,68 \text{ МОм},$$

$$I_{\kappa 2}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{686,68} = 1,01 \text{ кА}.$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 15.

Таблица 15 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	$I_{\kappa}^{(1)}$ , кА
1	2	3	4
РП2			
К1	ТП1	8,21	8,27
К2	ТП1-21	2,91	1,01
К3	ТП2	10,24	10,26
К4	ТП2-Г/1	2,34	0,75
К5	ТП3	10,31	10,33
К6	ТП3-Г/2	6,71	4,48
К7	ТП4	8,30	8,33
К8	ТП4-26/1	2,56	0,87
К9	ТП10	6,48	6,49
К10	ТП10-6/4	3,23	1,64
К11	ТП11	8,25	8,26
К12	ТП11-10	3,42	1,60
К13	ТП12	8,25	8,26

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4
K14	ТП12-11/1	4,74	3,21
K15	ТП13	10,76	10,74
K16	ТП13-6Б	3,02	1,08
K17	ТП14	10,76	10,74
K18	ТП14-4Д	5,40	2,92
РП6			
K19	ТП5	11,57	11,57
K20	ТП5-20	3,94	1,53
K21	ТП6	10,73	10,73
K22	ТП6-8/2	3,29	1,29
K23	ТП7	8,23	8,25
K24	ТП7-29	4,06	2,25
K25	ТП8	10,73	10,73
K26	ТП8-17	5,83	3,45
K27	ТП9	10,73	10,73
K28	ТП9-13	5,76	3,37
K29	ТП15	8,23	8,25
K30	ТП15-5/1	3,02	1,31
K31	ТП16	13,00	12,98
K32	ТП16-11И	5,96	2,80

## 9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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 [1].

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (55)$$

где  $t_{откл} = t_{рз} + t_{откл.в}$ ;

где  $t_{рз}$  - время действия релейной защиты;

$t_{откл.в}$  - время отключения выключателя;

$$t_{откл.в} = 0,5 + 0,07 = 0,57 \text{ с.}$$

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

$$S_{мер} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m}, \quad (56)$$

где  $C_m$  - коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника (для алюминиевых кабелей  $C_m = 90 \text{ А}^2 \cdot \text{с} / \text{мм}^2$ ).

Для примера произведем расчет для проверки кабеля РП1 - ТП2.

$$B_k = 4,21 \cdot [0,57 + 0,01] = 2,44 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$S_{тер} = \frac{\sqrt{2,44 \cdot 10^3}}{90} = 0,55 \text{ мм}^2.$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение  $35 \text{ мм}^2 > 0,55 \text{ мм}^2$ , следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше  $0,55 \text{ мм}^2$ .

## 10 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Выбранные сечения кабелей в сети 10 кВ, питающей между собой трансформаторные подстанции от РП проходят проверку по допустимой потере напряжения, как и кабели в сети 0,4 кВ, проверенные в главе 10. Отклонение напряжения не должно превышать  $\pm 10\%$  в нормальном режиме.

Результаты определения потерь в сети 10 кВ отображены в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка допустимых потерь напряжения в сети 10 кВ

Кабель	R <sub>0</sub> , Ом/км	X <sub>0</sub> , Ом/км	L, км	$\Delta P$ , кВт	$\Delta U$ , %
1	2	3	4	5	6
ТП1-ТП2	0,84	0,095	0,35	0,18	0,07
ТП2-2	0,84	0,095	0,021	0,06	0,01
ТП4-1	0,84	0,095	0,14	0,14	0,04
ТП3-1	0,84	0,095	0,13	0,26	0,05
1-2	0,84	0,095	0,15	0,87	0,10
РП1-2	0,84	0,095	0,19	3,30	0,23
ТП15-ТП16	0,84	0,095	0,24	0,97	0,14
ТП16-ТП9	0,84	0,095	0,28	6,02	0,37
ТП9-6	0,42	0,086	0,23	6,16	0,25
ТП8-6	0,84	0,095	0,16	1,78	0,16
6-ТП7	0,2	0,079	0,014	0,38	0,01
ТП7-3	0,59	0,09	0,36	42,48	0,48
ТП6-3	0,84	0,095	0,067	0,50	0,05
3-ТП5	0,42	0,086	0,41	50,45	0,48
РП6-ТП5	0,2	0,079	0,22	19,83	0,16
ТП10-ТП11	0,84	0,095	0,34	0,32	0,09
ТП12-ТП11	0,84	0,095	0,35	3,35	0,31
ТП12-4	0,59	0,09	0,13	2,89	0,15
ТП13-4	0,84	0,095	0,23	2,01	0,20
4-5	0,31	0,083	0,22	5,97	0,21
ТП14-5	0,84	0,095	0,047	0,37	0,04
РП2-5	0,2	0,079	0,22	6,80	0,18
РП1-РП2	0,84	0,095	1,7	29,50	2,03

Потери напряжения в сети 10 кВ не превышают допустимые отклонения.

## 11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость. Выбор оборудования осуществляем для РП1, РП2, РП6.

### 11.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока. Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

Место расположения выключателей представлено на рисунке 5.

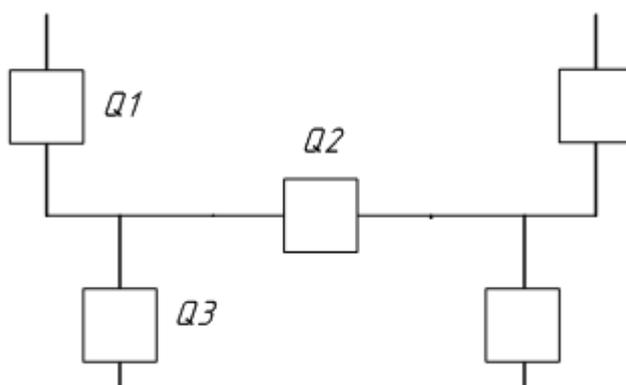


Рисунок 5 – Расположение выключателей

Выбор выключателя отходящих присоединений проведем на примере выключателя Q3, остальные выключатели выбираются аналогично.

Определим максимальное рабочее значение токов, проходящих через выключатель Q3 на РП6:

$$I_{номQ3} = \frac{\sqrt{6552,3^2 + 1463,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 387,62 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам [1]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (57)$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} , \quad (58)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{н.0} \leq I_{откл.ном} , \quad (59)$$

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

$$5,63 \leq 20 \text{ кА.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{н0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a] , \quad (60)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения КЗ, принимаем  $t_{откл} = 0,57$  с.

$$B_k = 5,63^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 18,1 \text{ кА}^2\text{с.}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (61)$$

$$B_{к.в} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_K \leq B_{к.в}.$$

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

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.откл}, \quad (62)$$

где  $\beta_H$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_H = 40\%$ ;

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

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА},$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе в нулевой момент времени составляет:

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о}, \quad (63)$$

$$i_{а.т} = \sqrt{2} \cdot 5,63 = 7,96 \text{ кА}.$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL -10-20/630-УЗ	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 387,62 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 14,71 \text{ кА}$	$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.} = 18,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$
$I_{но} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нл} = 5,63 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нл}$
$i_{ат} = 7,96 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

На РП1 и РП2 выбираем аналогичные выключатели.

### 11.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока следует выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Выбор трансформаторов тока производится по номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток при выбранном классе точности, а проверяется по электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Так как к трансформаторам тока подключаются цепи электрических счетчиков, то их класс должен быть 0,5.

Трансформаторы тока выбираются с вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

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

- по конструкции и классу точности;
- по электродинамической стойкости.

- по термической стойкости:
- по вторичной нагрузке [1]:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (64)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ . Вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{\text{приб}}$ , соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $r_{\text{к}}$ :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (65)$$

Выбираем ТОЛ-10УЗ, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 400 А.

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. Кроме функции измерения приборы серии 3021 реализуют функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА-3021	0,5	-	-
Ваттметр	СР-3021	0,5	-	0,5
Варметр	СТ-3021	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		1,6		0,35

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (66)$$

где  $S_{2H}$  – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

$I_{2H}$  – номинальный ток вторичной цепи, А.

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H} = 15$  ВА

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом},$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2}, \quad (67)$$

где  $S_{\text{приб}}$  – мощность приборов;

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{25} = 0,064 \text{ Ом}.$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}}, \quad (68)$$

где  $l_{\text{расч}}$  – расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 10 м;

$S_{\text{min}}$  - минимальное сечение проводов.

Выбираем провод сечением  $q = 4 \text{ мм}^2$  с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho = 0,0283$ .

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов:  $r_{\text{конт}} = 0,01 \text{ Ом}$ .

Вторичная нагрузка  $z_2$ :

$$Z_2 = 0,064 + 0,07 + 0,01 = 0,14 \text{ Ом.}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (60):

$$B_k = 5,63^2 \cdot (0,57 + 0,06) = 18,1 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10УЗ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{p\max} = 387,62 \text{ А}$	$I_H = 400 \text{ А}$	$I_H \geq I_{p\max}$
$Z_{Нр} = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Нр}$
$B_K = 18,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{кр}$
$I_{уд} = 14,71 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Выбранные трансформаторы тока полностью удовлетворяют условиям проверки.

На РП1 и РП2 выбираем аналогичные трансформаторы тока.

### 11.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке [1]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} , \quad (69)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 20 - 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	1	8
Варметр	СТ-3021	4	2	1	8
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	5	33,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 33,4 \text{ ВА.}$$

Все измерительные приборы также имеют цифровой интерфейс и телеметрические параметры. Помимо своих основных свойств измерения выполняют роль контролирующих, регистрирующих и фиксирующих приборов.

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 У3. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_p = 33,4 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H \geq S_p$

Выбранные трансформаторы напряжения полностью удовлетворяют условиям проверки.

На РП1 и РП2 выбираем аналогичные трансформаторы напряжения.

#### 11.4 Выбор и проверка сборных шин и опорных изоляторов

На РП6 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 [1].

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

$$I_{н/а} = \frac{S_{РПб}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \text{ А}, \quad (70)$$

$$I_{н/а} = \frac{6713,69}{\sqrt{3} \cdot 10} = 387,62 \text{ А}.$$

Принимаем шины АДО сечением  $q=3 \times 25=74 \text{ мм}^2$ , с длительно допустимым током 480 А.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из данных для точки КЗ на шинах РПб ( $I_{п.о.} = 5,63 \text{ кА}$ ,  $i_y = 14,71 \text{ кА}$ ).

Тепловой импульс тока КЗ:

$$W_k = 5,63^2 \cdot (1,57 + 0,06) = 51,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{W_k}}{C_T}, \quad (71)$$

где  $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$  – для алюминия.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{51,67 \cdot 10^3}}{90} = 2,5,$$

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

$$2,5 < 60 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность:

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (72)$$

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

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

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (73)$$

$$J = \frac{0,3 \cdot 2,5^3}{12} = 0,39 \text{ см}^4,$$

$q$  – поперечное сечение шины, см<sup>2</sup>.

$$f_c = \frac{173,2}{1,2^2} \cdot \sqrt{\frac{0,39}{0,75}} = 86,7 \text{ Гц},$$

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

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

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (74)$$

где  $a = 0,3$  м – расстояние между фазами.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{14710^2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 124,9 \text{ Н / м.}$$

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

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (75)$$

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

$$M = \frac{124,9 \cdot 1,2^2}{10} = 17,99 \text{ Н / м.}$$

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

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (76)$$

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

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6},$$

$$W = \frac{0,3 \cdot 2,5^2}{6} = 0,31 \text{ см}^3,$$

$$\sigma_{расч} = \frac{17,99}{0,31} = 58 \text{ МПа}.$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АДО по ГОСТу 30323-95:

$$\sigma_{дон} = 82 \text{ МПа}.$$

Условие  $\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$  соблюдается, следовательно, выбранные шины механически прочны.

То есть все условия выполняются, шины выбраны верно.

Таблица 22 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{max} = 387,62 \text{ А}$	$I_{дл.дон} = 480 \text{ А}$	$I_{дл.дон} \geq I_{max}$
$q_{min} = 2,5 \text{ мм}^2$	$q = 75 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 58 \text{ МПа}$	$\sigma_{дон} = 82 \text{ МПа}$	$\sigma_{дон} \geq \sigma_{расч}$

На РП1 и РП2 выбираем аналогичные сборные шины АДО.

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

По номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

По допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6F_{разр}, \quad (77)$$

$F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Выбираем опорные изоляторы марки ИО -10-3,75 УЗ.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (78)$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{14710^2 \cdot 1,2}{0,3} \cdot 10^{-7} = 149,9 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Таблица 23 – Сопоставление расчётных и каталожных опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 149,9 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбранные оборудование полностью удовлетворяют условиям проверки.

На РП1 и РП2 выбираем аналогичные изоляторы.

### 11.5 Выбор комплектных распределительных устройств

В РП6 10 кВ предполагается установка КРУ 10 кВ «Классика» серии D-12P производства «Таврида Электрик», которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц с напряжением 10 кВ для систем с изолированной или заземлённой через дугогасящий реактор нейтралью.

КРУ «Классика» серии D-12P комплектуется из отдельных шкафов, в каждом из которых размещается аппаратура одного присоединения к сборным шинам.

Корпус шкафа изготовлен из высококачественного стального листа с алюмоцинковым антикоррозионным покрытием на высокоточном оборудовании методом холодной штамповки.

С целью обеспечения безопасности при возникновении электрической дуги шкафы с выдвижными элементами разделены металлическими перегородками на четыре отсека:

- отсек сборных шин;
- отсек выдвижного элемента;
- отсек трансформаторов тока и присоединений;
- отсек вспомогательных цепей.

Выдвижные элементы с выключателями, контакторами, секционными разъединителями и трансформаторами напряжения позволяют легко обслуживать и ремонтировать это оборудование в процессе эксплуатации

Ячейки КРУ «Классика» обладают высокой стойкостью к дуговым воздействиям при возникновении аварии внутри шкафа, что способствует минимизации ущерба и надежно защищает обслуживающий персонал от воздействия электрической дуги.

Работа с КРУ отличается простотой и удобством. Управление всеми операциями по обслуживанию шкафа производится всего двумя ручками управления.

Проверка КРУ производится аналогично выключателям.

На РП1 и РП2 выбираем аналогичные КРУ.

### **11.6 Выбор и проверка предохранителей на 0,4 и на 10 кВ**

Трансформаторы 10/0,4 в сельских и городских распределительных электрических сетях, как правило, защищаются плавкими предохранителями на стороне 10 кВ и весьма часто также плавкими предохранителями на стороне 0,4 кВ. [5].

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току, для защиты распределительных линий 10 и 0,4 кВ, при условии:

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (79)$$

где  $I_B$  – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$  – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток для ТП1 определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (80)$$

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

Рассчитываем ток для ТП1 на стороне 0,4 кВ:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{68^2 + 22,44^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 76,93 \text{ А.}$$

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 400 А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-400 [4].

Рассчитываем ток для ТП1 на стороне 10 кВ:

$$I_{расч} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,43 \text{ А.}$$

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 15 А.

Выбираем предохранитель марки НПН-15 [4].

Выбор предохранителей на сторонах 0,4 кВ и 10 кВ представлен в таблицах 24 и 25.

Таблица 24 – Выбор предохранителей на стороне 0,4 кВ

Участок сети	$I_{расч}, А$	$I_{пл.вст}, А$	Марка предохранителя
1	2	3	4
ТП1-21	108,80	125	ПН2-250
ТП1-21а	304,61	400	ПН2-400
ТП2-21к8	112,46	125	ПН2-250
ТП2-21к6,21к7-19-Г/1	250,68	300	ПН2-400
ТП3-Г/2	3,13	6	НПН-15
ТП3-30/2-7/1	260,12	300	ПН2-400
ТП3-5-Хк/1- Хк/2	308,23	400	ПН2-400
ТП4-27-30	346,91	400	ПН2-400
ТП4-26/1-26/2-26	228,21	250	ПН2-250
ТП5-20/1-20/4	287,99	300	ПН2-400
ТП5-20	246,82	250	ПН2-250
ТП5-20/3-20/5	374,85	400	ПН2-400
ТП5-22-21к5	365,82	400	ПН2-400
ТП6-8/2-35	387,36	400	ПН2-400
ТП6-16-35/2-35/1	404,01	500	ПН2-600
ТП7-29	325,38	400	ПН2-400
ТП7-25-33	421,95	500	ПН2-600
ТП7-Г/3	178,96	200	ПН2-250
ТП8-17	246,82	250	ПН2-250
ТП8-15	246,82	250	ПН2-250
ТП8-25/1	347,02	400	ПН2-400
ТП8-13а	260,30	300	ПН2-400
ТП9-2к-4к-6к	385,34	400	ПН2-400
ТП9-13	289,64	300	ПН2-400
ТП9-2/2	201,71	250	ПН2-250
ТП10-6/4-6/2	299,49	300	ПН2-400
ТП10-31	260,30	300	ПН2-400
ТП11-8к-10	315,77	400	ПН2-400
ТП11-14а-14	304,55	400	ПН2-400
ТП12-11к	362,57	400	ПН2-400
ТП12-11/1	228,32	250	ПН2-250
ТП12-12-109-109	327,33	400	ПН2-400
ТП13-109-109	302,14	400	ПН2-400
ТП13-8д-109	302,14	400	ПН2-400
ТП13-109	302,14	400	ПН2-400
ТП13-6Б	201,71	250	ПН2-250
ТП14-6а-6д	287,03	300	ПН2-400
ТП14-4д	263,31	300	ПН2-400
ТП14-7-9	273,44	300	ПН2-400

1	2	3	4
ТП15-2Г-2В-2а	395,59	400	ПН2-400
ТП15-3-5/1	379,38	400	ПН2-400
ТП16-1	271,90	300	ПН2-400
ТП16-11и-9	439,26	500	ПН2-600
ТП16-2д	214,46	250	ПН2-250
ТП16-2Б	167,34	200	ПН2-250

Таблица 25 – Выбор предохранителей на стороне 10 кВ

Номер ТП	$I_{расч}$ , А	$I_{пл.вст}$ , А	Марка предохранителя
1	2	3	4
ТП1	14,43	15	НПН-15
ТП2	23,09	25	НПН-60М
ТП3	23,09	25	НПН-60М
ТП4	14,43	15	НПН-15
ТП5	57,74	60	НПН-60М
ТП6	57,74	60	НПН-60М
ТП7	36,37	45	НПН-60М
ТП8	57,74	60	НПН-60М
ТП9	57,74	60	НПН-60М
ТП10	14,43	15	НПН-15
ТП11	36,37	45	НПН-60М
ТП12	36,37	45	НПН-60М
ТП13	57,74	60	НПН-60М
ТП14	57,74	60	НПН-60М
ТП15	36,37	45	НПН-60М
ТП16	57,74	60	НПН-60М

После выбора предохранители необходимо проверить по следующим параметрам:

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

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника [4]:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.доп}}, \quad (81)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}}, \quad (82)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B, \quad (83)$$

Предохранители с меньшим номинальным током имеют большую отключающую способность, то есть они пройдут по всем условиям.

### 11.7 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току [4]:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_p, \quad (84)$$

где  $I_p$  – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 26.

Таблица 26 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$ , кВА.	$I_p$ , А	$I_{\text{ном. расч}}$ , А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
ТП1	244,75	353,27	400	ВА52-39
ТП2	363,61	524,82	630	ВА52-39
ТП3	492,10	710,29	1000	ВА53-43
ТП4	340,66	491,71	500	ВА52-39
ТП5	1301,17	1878,08	2000	ВА75-45

1	2	3	4	5
ТП6	940,41	1357,37	1575	ВА75-45
ТП7	798,65	1152,75	1280	ВА53-43
ТП8	1150,15	1660,10	2000	ВА75-45
ТП9	925,00	1335,12	1575	ВА75-45
ТП10	334,14	482,29	500	ВА52-39
ТП11	734,91	1060,75	1280	ВА53-43
ТП12	872,90	1259,93	1280	ВА53-43
ТП13	1018,94	1470,71	1575	ВА75-45
ТП14	973,04	1404,46	1575	ВА75-45
ТП15	692,86	1000,05	1000	ВА53-43
ТП16	907,23	1309,47	1575	ВА75-45

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

$$i_{уд} \leq i_{дин}.$$

Наименьшая предельная коммутационная способность выбранных автоматических выключателей 31,5 кА, что явно больше максимального тока трехфазного КЗ, поэтому проверку проводить не обязательно.

### **11.8 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд**

Трансформатор собственных нужд - это силовой понижающий трансформатор для питания электроприёмников собственных нужд распределительного пункта. Наиболее ответственными потребителями собственных нужд распределительного пункта являются оперативные цепи, система связи, телемеханика, освещение, электроотопление помещений.

К приемникам РПб относятся:

Первая группа

- оперативные цепи (5 кВт), аппаратуры связи телемеханики (5 кВт).

Вторая группа

- освещение (10 кВт), электроотопление помещения (10 кВт),

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению [4]:

$$S_{\Sigma} = k_{И1} \cdot S_1 + k_{И2} \cdot S_2 + k_{И3} \cdot S_3 + k_{И4} \cdot S_4, \quad (85)$$

где  $k_{И}$  – коэффициент использования определяется по справочнику.

Найдем суммарную мощность для первой категории:

$$S_{\Sigma_1} = 0,3 \cdot 5 + 0,5 \cdot 5 = 4 \text{ кВА},$$

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma_2} = 0,6 \cdot 10 + 0,8 \cdot 10 = 14 \text{ кВА},$$

Суммарная мощность от двух групп:

$$S_{\Sigma_{1,2}} = 4 + 14 = 18 \text{ кВА}.$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_T = \frac{S_{\Sigma_{1,2}}}{k_3 \cdot N_T}, \quad (86)$$

$$S_T = \frac{18}{2 \cdot 0,75} = 12 \text{ кВА}.$$

К установки принимаем трансформатор собственных нужд типа ТСЗ-25/10/0,4 УЗ.

## 11.9 Выбор ограничителей перенапряжений

Ограничители перенапряжений нелинейные – электроаппараты, предназначенные для защиты электрического оборудования от различного рода грозовых и коммутационных перенапряжений. В отличие от разрядников, выполняющих те же функции, ОПН в своей конструкции не имеют искровых промежутков. ОПН представляет собой нелинейный резистор, изготавливаемый по керамической технологии из оксида цинка с малыми добавками окислов других металлов, что обуславливает высокий коэффициент нелинейности. Высоконелинейная вольт-амперная характеристика ОПН позволяет длительно находиться под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений. Резисторы опрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики.

Выбор ОПН осуществляется в два этапа: предварительный выбор и окончательный выбор.

Первоначально ОПН выбирается по допустимому уровню напряжения по условию [6]:

$$U_{нд} \geq \frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}, \quad (87)$$

где  $U_{нд}$  – наибольшее допустимое напряжение ОПН;

$U_{н.р.}$  – наибольшее рабочее напряжение сети.

Для повышения надежности ОПН выбирают с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением выше на 2-5 % наибольшего уровня напряжения в точке установки ОПН.

Далее определяется расчетная величина рабочего напряжения ОПН:

$$U_{расч.ОПН} = \frac{U_{\max.раб}}{K_B}, \quad (88)$$

где  $U_{\max.раб}$  – рабочее максимальное напряжение;

$K_B$  – коэффициент, определяющийся по кривым вида  $K_B = f(\tau)$  (кривая приведена на рисунке б), учитывает величину допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия, исходя из условий теплового баланса.

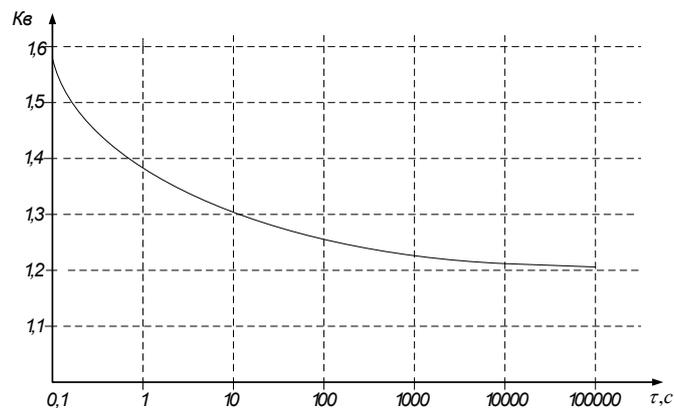


Рисунок б – График зависимости коэффициента  $K_B$  от длительности перенапряжения

Максимальное рабочее напряжение в нормальном режиме не должно быть более чем  $1,2 \cdot U_{ном}$  в сетях до 35 кВ.

Следующим этапом выбора ОПН является определение импульсного тока, протекающего через ОПН.

Если ОПН устанавливается на удаленном конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{осм})}{Z_B}, \quad (89)$$

Если ОПН устанавливаем на питающем конце линии, то:

$$I_K = \frac{(U - U_{ост})}{Z_B} \cdot \left( 1 + \frac{Z_B}{\beta \cdot L_{II}} \right), \quad (90)$$

где  $U$  – амплитуда неограниченных перенапряжений, кВ;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на варисторах ОПН при токе  $I_K$ , кВ;

$Z_B$  – волновое сопротивление линии, Ом;

$L_{II}$  – предвключенная индуктивность питающей подстанции;

$b$  – расчетная частота.

Поскольку ток  $I_K$  зависит от  $U_{ост}$ , его значение определяется параметрами точки пересечения ВАХ ограничителя и нагрузочной кривой.

Ориентировочное значение  $I_K$  для ОПН разных классов напряжения и для установки на разных объектах приведены в таблице 27.

Таблица 27 - Характеристики коммутационных токов

$U_{ном}$ , кВ	$I_K$ для ОПН, устанавливаемых на подстанциях
10	200-500
35	350-600
110	300-500
220	400-600

При окончательном выборе определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}, \quad (91)$$

где  $\mathcal{E}$  – энергия, поглощаемая ОПН;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение ОПН.

Поглощаемая ОПН энергия определяется по следующей формуле, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B} \cdot U_{ocm} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (92)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, кВ;

$T$  – время распространения волны, мкс.

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

В данном проекте установлены ОПН на шинах 10 кВ РП, а также на шинах силового трансформатора со стороны 10 кВ.

Произведем выбор ОПН на стороне 10 кВ.

Допустимое рабочее напряжение на стороне 10 кВ, согласно условию

(87):

$$U_{нд} \geq \frac{1,2 \cdot 10}{\sqrt{3}} = 7 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина напряжения ОПН, действующего в течение длительного времени ( $K_B$  определяется для времени 1200 с – стандартное значение, приводимое в каталогах):

$$U_{расч.ОПН} = \frac{7}{1,21} = 5,8 \text{ кВ.}$$

Исходя из расчетных условий выбираем ограничитель перенапряжений марки ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1.

Основные технические характеристики ОПН, принятого к установке, приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Характеристики устанавливаемого ОПН

Тип ОПН	ОПН-П1- 10/11,5/10/2 УХЛ2
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое напряжение, кВ	11,5
Номинальный разрядный ток, кА	10
Остающееся напряжение при токе амплитудой 10 кА, кВ	42,5
Взрывобезопасность при токе КЗ длительностью 0,2 с, кА	10
Удельная энергоемкость, кДж/кВ	2,8

## 12 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 –35 кв. эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- 1) ограничить разрушения изоляции за счет уменьшения тока через место повреждения (в пределе до активной составляющей и высших гармоник тока);
- 2) предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;
- 3) обеспечить надежное дугогашение;
- 4) при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений  $2,5 - 2,6 U_{\phi}$  при степени расстройки 0-5 %;
- 5) исключить повторное загорание дуги;
- 6) уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- 7) ограничит внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- 8) получить замедленное восстановление напряжения между поврежденной фазой и землей, что создает благоприятные условия для восстановления диэлектрической прочности промежутка.

Рассчитаем ток замыкания на землю (ЗНЗ), приняв, что РП будет снабжать электроэнергией весь заданный квартал:

$$I_{\text{эмк.кл}} = K \cdot \left( \frac{U \cdot I_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right), \quad (93)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошинок относительно земли ( $K = 1,25 - 1,35$ );

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

$$I_{ёмк.кл} = 1,25 \cdot \left( \frac{10 \cdot 6,2}{10} \right) = 7,75 \text{ A.}$$

Городские сети 6-35 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10 кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

## 13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 13.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10 кВ

Согласно с ПУЭ для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени. Защита от однофазных замыканий на землю должна в первую очередь реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих на кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия [7].

#### 13.1.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Селективность действия токовой отсечки достигается тем, что ее ток срабатывания принимается больше максимального тока короткого замыкания, проходящего через защиту при повреждении внешнего элемента. Действие защиты при коротком замыкании увеличивается по мере приближения места короткого замыкания [8].

Ток срабатывания ТО выбирают по выражению:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (94)$$

где  $I_{п0}^{(3)}$  – действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ у шин трансформаторной подстанции, А;

$k_{отс}$  – коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей;

$$k_{отс} = 1,05 \dots 1,6,$$

$$I_{с.з.}^{ТО} = 1,05 \cdot 3,37 = 3,54 \text{ кА.}$$

Токовая отсечка является быстродействующей защитой и может срабатывать от толчков тока намагничивания, возникающих при включении силовых трансформаторов защищаемой цепи. Поэтому  $I_{с.з.}^{ТО}$  должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (95)$$

где  $\sum I_{ном.т}$  – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи, А;

$k_{нам}$  – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов,  $k_{нам} = 3 \dots 5$ .

Покажем расчёт уставок токовой отсечки на примере расчета ТО для участка РП6-ТП15.

Проверяем ТО на толчок токов намагничивания всех трансформаторов

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq I_{бр.нам}, \quad (96)$$

$$I_{бр.нам} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (97)$$

$$I_{бр.нам} = 4 \cdot \frac{10520}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,31 \text{ кА,}$$

$$3,54 \geq 2,31 \text{ кА.}$$

Условие выполняется, следовательно, уставка выбрана верно.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки при максимальном двухфазном токе КЗ в месте установки защиты:

$$k_{ч\text{ТО}} = \frac{I_{к\text{ max}}^{(2)}}{I_{с.з.}^{\text{ТО}}} \quad (98)$$

$$k_{ч\text{ТО}} = \frac{4,88}{3,54} = 1,4 \geq 1,2$$

Так как согласно ПУЭ коэффициент чувствительности для органов тока и напряжения ступени защиты, предназначенной для действия при КЗ в конце защищаемого участка, при наличии надежно действующей селективной резервной ступени - около 1,2. В том случае, если коэффициент чувствительности меньше 1,2, то необходимо проверить сколько процентов длины линии будет защищено токовой отсечкой. Для этого необходимо построить график спадания токов трехфазного КЗ.

Расчет ТО для остальных отходящих линий приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет ТО для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$ , кА	$I_{с.з.}^{\text{ТО}}$ , кА	$I_{бр.нам}$ , кА	$I_{к\text{ max}}^{(2)}$ , кА	$k_{ч\text{ТО}}^{(3)}$	Длина защищаемой линии, %
РП1						
РП1-ТП1	4,81	5,05	0,29	4,02	0,80	35
РП2						
РП2-ТП10	4,10	4,30	0,66	5,23	1,22	-
РП2-РП1	3,40	3,57	-	5,23	1,46	-

По данным расчета можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке.

### 13.1.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Расчёт уставок максимальной токовой защиты покажем на примере расчета МТЗ для участка РП6-ТП5.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается по условию отстройки от наибольшего тока нагрузки

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп}}{k_{в}} I_{р.мах}, \quad (99)$$

где  $k_{зап.}$  – коэффициент запаса, учитывает погрешность реле, принимается равным для «Сириус-2-Л»  $k_{зап.} = 1,1$ ;

$k_{сзп}$  – коэффициент самозапуска, учитывает возможность увеличения тока в защищаемой линии в следствии самозапуска электрических двигателей при восстановлении напряжения после отключения КЗ. Для городских распределительных сетей  $k_{сзп} = 1,2$ ;

$I_{р.мах}$  – максимальный ток в линии, А;

$k_{в}$  – коэффициент возврата токового реле; для «Сириус-2-Л» принимаем в пределах 0,92-0,95;

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,32 \text{ А},$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_{т}} \cdot I_{с.з.}, \quad (100)$$

где  $k_{сх}$  – коэффициент схемы ( $k_{сх} = \sqrt{3}$ );

$k_{т}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 У3 с  $I_{ном.} = 400$  А:

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544,32 = 11,8 \text{ А.}$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Сириус-2-Л» имеющую уставку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{к\ min}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (101)$$

где  $I_{к\ min}^{(2)}$  – минимальное значение двухфазного тока КЗ, А.

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{2920}{544,32} = 5,36 > 1,5.$$

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Время срабатывания «Сириус-2-Л» выбирается по условиям согласования по току и времени с защитными устройствами последующих и предыдущих элементов. Выдержка времени выбирается по условию:

$$t_{с.з.} = t_1 + \Delta t, \quad (102)$$

где  $t_1$  – время срабатывания предыдущей защиты, с;

$\Delta t$  – ступень селективности.  $\Delta t$  для «Сириус-2-Л» принимается  $\approx 0,5$ .

Защитным устройством трансформаторов ТП является предохранитель. Предохранители были выбраны с учетом их селективной работы с автоматическим выключателем 0,4 кВ, и, время их срабатывания составляет  $t_1 = 0,8 \dots 1,0$  с. Поэтому, время срабатывания «Сириус-2-Л» принимается:

$$t_{с.з.} = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с.}$$

Наибольшей плавкой вставкой во всей рассматриваемой петле является вставка на  $I_{ном} = 60$  А. Для такой вставки по времятоковой характеристике предохранителя ПК определяем величину тока, при котором вставка расплавится за время  $t_{с.з.} = 1,3$  с. Для согласования МТЗ и предохранителей, необходимо выполнение условия:

$$I_{с.з.} \geq I_{пл}, \quad (103)$$

где  $I_{пл}$  – значение тока, необходимого для плавления вставки предохранителя за время  $t_{с.з.}$ , А.

Для времени  $t_{с.з.} = 1,3$  с:  $I_{пл} = 230$  А.

$$544,32 \geq 230 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, время срабатывания «Сириус-2-Л» удовлетворяет условию селективности.

Расчет МТЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 30.

Таблица 30 – Расчет МТЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}$ , А	$I_{раб.мах}$ , А	$I_{с.р.}$ , А	$k_{ч.МТЗ}$	$I_{пл}$ , А	Уставка тока, А
1	2	3	4	5	6	7
РП1						
РП1-ТП2	116,53	82,98	2,52	43,25	15	4

1	2	3	4	5	6	7
РП2						
РП2-ТП14	239,96	170,88	5,2	21,8	15	6
РП2-ТП1	116,53	82,98	2,52	43,25	15	4

По данным расчета можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке на всех отходящих присоединениях.

### 13.1.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

ОЗЗ предназначено для защиты трехфазной сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю, а также для защиты генератора, электродвигателя, трансформатора от однофазных замыканий на землю (корпус) в обмотках. Данная защита позволяет расширить функциональные возможности и повышение чувствительности средств защиты сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю. Принцип действия состоит в измерении тока утечки на землю через общее сопротивление сети относительно земли, этот ток усредняют, по среднему значению измеренного тока и напряжению источника питания определяют сопротивление изоляции, сравнивают его с предельно допустимым значением и, по достижении им предельно допустимого значения формируют сигнал на отключение защищаемой сети, дополнительно выбирают фазу с наибольшим по абсолютному значению напряжением относительно земли и в ней измеряют ток утечки. На текущем интервале времени, соответствующем периоду промышленной частоты, указанные токи утечки сравнивают между собой и по их соотношениям определяют место повреждения изоляции. Кроме того, измеряют фазные напряжения и по их отношению к соответствующему току утечки определяют общее сопротивление защищаемой сети относительно земли, что позволяет выявлять дефекты в изоляции на ранней стадии развития.

Рассчитаем ток срабатывания защиты на примере участка РП6-ТП15:

$$I_{с.з.}^{ОЗЗ} = k_{отс} \cdot I_c, \quad (104)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки;

$I_c$  - емкостной ток замыкания на землю, А.

Емкостной ток определяется по следующей формуле:

$$I_c = K \cdot \left( \frac{U \cdot l_{кл\Sigma}}{10} \right) \quad (105)$$

где  $K$  – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошинок относительно земли ( $K = 1,25 - 1,35$ );

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

$$I_c = 1,25 \cdot \left( \frac{10 \cdot 1,98}{10} \right) = 2,48 \text{ А,}$$

$$I_{с.з.}^{O33} = 1,1 \cdot 2,48 = 2,73 \text{ А.}$$

Расчет ОЗЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 31.

Таблица 31 – Расчет ОЗЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$l_{кл\Sigma}$ , км	$I_c$ , А	$I_{с.з.}^{O33}$ , А
РП1			
РП1-ТП1	0,561	0,7	0,77
РП1-ТП4	0,48	0,6	0,66
РП2			
РП2-ТП10	1,26	1,58	1,7
РП2-РП1	1,7	2,1	2,3

По данным расчета можно пронаблюдать, что ОЗЗ можно принять к установке на всех отходящих присоединениях.

## 13.2 Релейная защита вводного выключателя РП 10 кВ

### 13.2.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (94):

$$I_{сз}^{ТО} = 1,05 \cdot 6,7 = 7,04 \text{ кА.}$$

Расчет ТО для РП1 и РП2 приведен в таблице 32.

Таблица 32 – Расчет ТО для РП1 и РП2

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$ , кА	$I_{с.з.}^{ТО}$ , кА
1	2	3
ПС «Новая» - РП2	6,04	6,34
РП2-РП1	4,64	4,87

По данным расчетам можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке на всех вводах выключателей РП1 и РП2.

### 13.2.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определим ток срабатывания защиты на РП6 по формуле (99):

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,32 \text{ А.}$$

Для установленных на вводе РП 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 УЗ с  $I_{ном.} = 400 \text{ А}$ :

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544,32 = 11,78 \text{ А.}$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Сириус-2-Л» имеющую уставку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{2920}{544,32} = 5,36 > 1,5.$$

Расчет МТЗ для остальных РП приведен в таблице 33.

Таблица 33 – Расчет МТЗ для РП1 и РП 2 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, \text{ А}$	$I_{\text{раб.маж}}, \text{ А}$	$I_{с.р.}, \text{ А}$	$k_{ч.МТЗ}$	Уставка тока, А
РП1					
РП2-РП1	116,53	82,98	2,52	43,25	4
РП2					
ПС «Новая» - РП2	239,96	170,88	5,2	21,8	6

По данным расчета можно пронаблюдать, что максимальную токовую защиту можно принять к установке.

### 13.2.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

Емкостной ток определяется по следующей формуле (105):

$$I_c = 1,25 \cdot \left( \frac{10 \cdot 2,506}{10} \right) = 3,13 \text{ А,}$$

Ток срабатывания защиты определяется по формуле (104):

$$I_{с.з.}^{ГО} = 1,1 \cdot 3,13 = 3,44 \text{ А.}$$

Расчет ЗНЗ для остальных РП приведен в таблице .34

Таблица 34 – Расчет ЗНЗ для РП1 и РП2 10 кВ.

Участок сети	$l_{кл\Sigma}$ , км	$I_c$ , А	$I_{с.з.}^{O33}$ , А
РП1			
РП2-РП1	1,7	2,13	2,34
РП2			
ПС «Новая» - РП2	2,1	2,63	2,89

### 13.3 Релейная защита секционного выключателя

#### 13.3.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (94):

$$I_{сз}^{TO} = 1,05 \cdot 6,7 = 7,04 \text{ кА.}$$

Расчет ТО для РП1 и РП2 приведен в таблице 35

Таблица 35 – Расчет ТО для РП1 и РП2

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$ , кА	$I_{с.з.}^{TO}$ , кА
1	2	3
ПС «Новая» - РП2	6,04	6,34
РП2-РП1	4,64	4,87

По данным расчетам можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке на РП1 и РП2.

#### 13.3.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определим ток срабатывания защиты на РПб по формуле (99):

$$I_{с.з.} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,94} \cdot 387,62 = 544,32 \text{ А,}$$

Для установленных на вводе РП 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 УЗ с  $I_{ном.} = 400 \text{ А}$ :

$$k_T = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3}}{80} \cdot 544,32 = 11,78 \text{ А}.$$

Выбираем микропроцессорную защиту «Сириус-2-Л» имеющую уставку тока 20 А.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{2920}{544,32} = 5,36 > 1,5.$$

Расчет МТЗ для остальных РП приведен в таблице 36.

Таблица 36 – Расчет МТЗ для РП1 и РП2 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, \text{ А}$	$I_{раб.мах}, \text{ А}$	$I_{с.р.}, \text{ А}$	$k_{ч.МТЗ}$	Уставка тока, А
РП1					
РП2-РП1	116,53	82,98	2,52	43,25	4
РП2					
ПС «Новая» - РП2	239,96	170,88	5,2	21,8	6

По данным расчета можно пронаблюдать, что максимальную токовую защиту можно принять к установке.

### 13.4 Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва (Автоматическое включение резерва, АВР) — способ обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленный на повышение надежности системы электроснабжения.

Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

Общие требования к АВР:

- АВР должен срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.
- АВР должен срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть блокирован, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.
- АВР должен срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с неустранённым коротким замыканием.

Реализацию схем АВР осуществляют с помощью средств РЗА: реле различного назначения, цифровых блоков защит (контроллер АВР), переключателей — изделий, включающих в себя механическую коммутационную часть, микропроцессорный блок управления, а также панель индикации и управления.

АВР разделяют на:

- АВР одностороннего действия. В таких схемах присутствует одна рабочая секция питающей сети, и одна резервная. В случае потери питания рабочей секции АВР подключит резервную секцию.
- АВР двухстороннего действия. В этой схеме любая из двух линий может быть как рабочей, так и резервной.
- АВР с восстановлением. Если на отключенном вводе вновь появляется напряжение, то с выдержкой времени он включается, а секционный выключатель отключается. Если кратковременная параллельная работа двух

источников не допустима, то сначала отключается секционный выключатель, а затем включается вводной. Схема вернулась в исходное состояние.

- АВР без восстановления.

### **13.5 Автоматическое повторное включение**

Автоматическое повторное включение (АПВ) — одно из средств электроавтоматики, повторно включает отключившийся выключатель через определённое время, бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

Классификация:

В зависимости от количества фаз, на которые действуют устройства АПВ, их разделяют на:

- однофазное АПВ — включает одну отключенную фазу (при отключении из-за однофазного короткого замыкания)
- трёхфазное АПВ — включает все три фазы участка цепи.
- комбинированные — включает одну или три фазы в зависимости от характера повреждения участка сети.

Трёхфазные устройства АПВ могут в зависимости от условий работы сети разделяться на:

- простые (ТАПВ)
- несинхронные (НАПВ)
- быстродействующие (БАПВ)
- с проверкой наличия напряжения (АПВНН)
- с проверкой отсутствия напряжения (АПВОН)
- с ожиданием синхронизма (АПВОС)
- с улавливанием синхронизма (АПВУС)
- в сочетании с самосинхронизацией генераторов и синхронных компенсаторов (АПВС)

Особой разновидностью АПВ является частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ).

В зависимости от того, какое количество раз подряд требуется совершить повторное включение, АПВ разделяются на АПВ однократного действия, двукратного и т. д. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия, однако в ряде случаев применяются АПВ с другой кратностью действия.

По способу воздействия на выключатель АПВ могут быть:

- механические — они встраиваются в пружинный привод выключателя.
- электрические — воздействуют на электромагнит включения выключателя.

Поскольку механические АПВ работают без выдержки времени, их использование было принято нецелесообразным, и в современных схемах защитной автоматики используются только электрические АПВ.

По типу защищаемого оборудования АПВ разделяются соответственно на АПВ линий, АПВ шин, АПВ электродвигателей и АПВ трансформаторов.

Принцип действия АПВ:

Реализация схем АПВ может быть различной, это зависит от конкретного случая, в котором схему применяют. Один из принципов, применяемый в автоматике выключателей ВЛ напряжением до 220 кВ, заключается в сравнении положения ключа управления выключателем и состояния этого выключателя. То есть, если на схему АПВ поступает сигнал, что выключатель отключился, а со стороны управляющего выключателем ключа приходит сигнал, что ключ в положении «включено», то это означает, что произошло незапланированное (например, аварийное) отключение выключателя. Этот принцип применяется для того, чтобы исключить срабатывание устройств АПВ в случаях, когда произошло запланированное отключение выключателя.

К схемам и устройствам АПВ применяется ряд обязательных требований, связанных с обеспечением надёжности электроснабжения. К этим требованиям относятся:

- АПВ должно обязательно срабатывать при аварийном отключении на защищаемом участке сети.

- АПВ не должно срабатывать, если выключатель отключился сразу после включения его через ключ управления. Подобное отключение говорит о том, что в схеме присутствует устойчивое повреждение, и срабатывание устройства АПВ может усугубить ситуацию. Для выполнения этого требования делают так, чтобы устройства АПВ приходили в готовность только через несколько секунд после включения выключателя. Кроме того, АПВ не должно срабатывать во время оперативных переключений, осуществляемых персоналом.

- Схема АПВ должна автоматически блокироваться при срабатывании ряда защит (например, после действия газовой защиты трансформатора, срабатывание устройств АПВ нежелательно)

- Устройства АПВ должны срабатывать с заданной кратностью. То есть однократное АПВ должно срабатывать 1 раз, двукратное — 2 раза и т. д.

- После успешного включения выключателя, схема АПВ должна обязательно самостоятельно вернуться в состояние готовности.

- АПВ должно срабатывать с выставленной выдержкой времени, обеспечивая наискорейшее восстановление питания в отключенном участке сети. Как правило, эта выдержка равняется 0,3-5 с. Однако, следует отметить, что в ряде случаев целесообразно замедлять работу АПВ до нескольких секунд.

## 14 РАСЧЕТ И АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ

### 14.1 Расчет надежности системы электроснабжения

Расчет надежности системы электроснабжения будем проводить с помощью аналитического метода. Аналитический метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы как простой, так и сложной конфигурации. В основе выбранного метода лежит композиция системного анализа и теории вероятностей.

Сущность метода состоит в определении количественных вероятностных значений показателей надежности, таких, как полное погашение схемы, разрыв транзита, оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Данные для расчета:

Для расчета приводим схему РП №2:

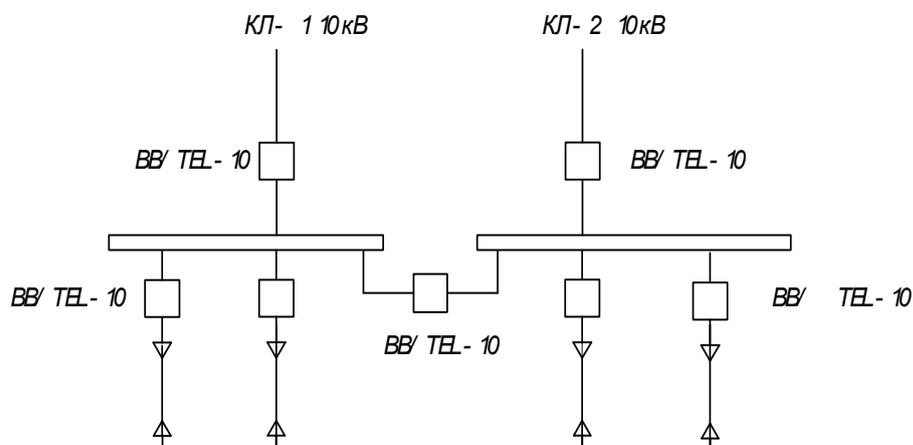


Рисунок 7 - Электрическая схема РП №2

Составляем схему замещения системы:

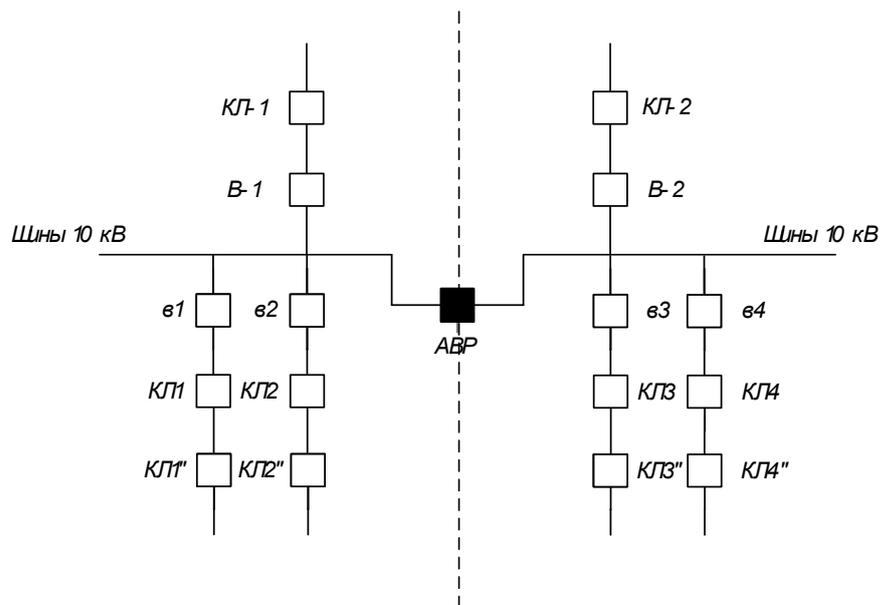


Рисунок 8 - Схема замещения рассматриваемой системы

После чего разрезаем схему «пополам», через АВР. Данная операция дает нам две расчетные схемы – цепочки, представленные на рисунках 9 и 10.

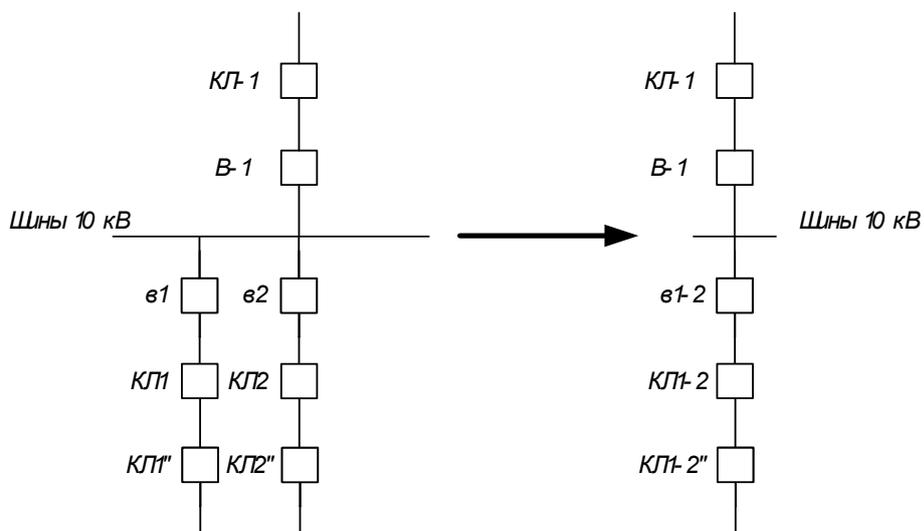


Рисунок 9 – Первая цепочка

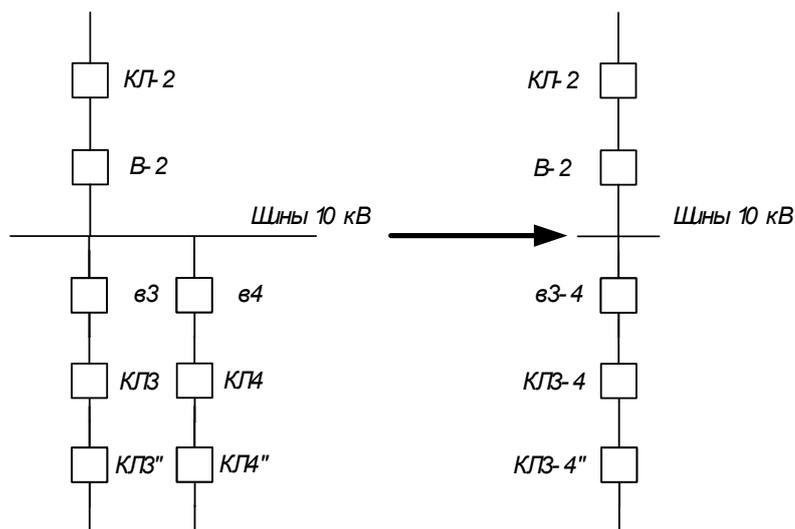


Рисунок 10 – Вторая цепочка

Далее определяем справочные данные показателей надежности для каждого элемента каждой цепочки.

Для линий электропередач при определении исходной информации необходимо учитывать устойчивое и неустойчивое короткое замыкание, то есть:

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{уст} + \lambda_{неуст}, \quad (106)$$

$$\lambda_{неуст} = \alpha \cdot \lambda_{уст}, \quad (107)$$

где  $\lambda_{уст}$  - средняя частота устойчивых отказов;

$\lambda_{неуст}$  - средняя частота неустойчивых отказов;

$\alpha$  - параметр для КЛ 10 кВ принимаем равный 2.

Параметр потокоотказа выключателя представим моделью в следующем виде:

$$\lambda_{\Sigma} = \lambda_{выкл} + 2 \cdot \lambda_{раз}, \quad (108)$$

где  $\lambda_{выкл}$  - параметр потокоотказа для выключателя;

$\lambda_{PA3}$  - параметр потокоотказа для разъединителя.

Таким образом:

$$\lambda_{\Sigma} = 0,009 + 2 \cdot 0,01 = 0,0029.$$

Определяем среднюю частоту устойчивых отказов кабельных линий, учитывая их длину.

Для второй цепочки расчет данных элементов проводится по аналогии.

Произведем расчет в нормальном режиме работы системы.

Находим параметры потока отказов цепочек, учитывая их преднамеренные отключения по следующей формуле:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{np.наиб}, \quad (109)$$

Параметры потока отказов для первой цепочки:

$$\lambda_{c1} = \lambda_{KL-1} + \lambda_{B-1} + \lambda_{Ш} + 2 \cdot \lambda_{\epsilon} + \lambda_{KL1} + \lambda_{KL2} + \lambda_{KL1''} + \lambda_{KL2''} + 1,2 \cdot \lambda_{np.наиб}. \quad (110)$$

где  $\lambda_{np.наиб}$  - наибольшая средняя частота плановых отключений данной цепочки.

$$\lambda_{c1} = 0,1467 + 0,009 + 0,03 + 2 \cdot 0,029 + 0,0379 + 0,0379 + 0,0174 + 0,0174 + 1,2 \cdot 1 = 1,554 \text{ 1/год.}$$

Параметры потока отказов для второй цепочки:

$$\lambda_{c2} = \lambda_{KL-2} + \lambda_{B-2} + \lambda_{Ш} + 2 \cdot \lambda_{\epsilon} + \lambda_{KL3} + \lambda_{KL4} + \lambda_{KL3''} + \lambda_{KL4''} + 1,2 \cdot \lambda_{np.наиб}. \quad (111)$$

$$\lambda_{c2} = 0,1901 + 0,009 + 0,03 + 2 \cdot 0,029 + 0,0489 + 0,0489 + 0,0146 + 0,0146 + 1,2 \cdot 1 = 1,614 \text{ 1/год.}$$

Рассчитываем вероятность отказов каждой цепочки по выражению:

$$q_u = \sum_1^n \lambda_i \cdot t_{Bi}. \quad (112)$$

Чтобы выразить  $t_B$  в годах, нужно разделить на количество часов в году:

$$t_B^* = \frac{t_B}{8760}. \quad (113)$$

Вероятность отказа цепочки №1:

$$q_1 = \lambda_{KЛ-1} \cdot t_{B.KЛ-1}^* + \lambda_{B-1} \cdot t_{B.B-1}^* + \lambda_{Ш} \cdot t_{B.Ш}^* + 2 \cdot \lambda_6 \cdot t_{B.B10}^* + \lambda_{KЛ1} \cdot t_{B.KЛ1}^* + \lambda_{KЛ2} \cdot t_{B.KЛ2}^* + \lambda_{KЛ1''} \cdot t_{B.KЛ1''}^* + \lambda_{KЛ2''} \cdot t_{B.KЛ2''}^*, \quad (114)$$

$$q_1 = 0,1467 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 2 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} + 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} = 6,32 \cdot 10^{-4},$$

Вероятность отказа цепочки №2:

$$q_2 = \lambda_{KЛ-2} \cdot t_{B.KЛ-2}^* + \lambda_{B-2} \cdot t_{B.B-2}^* + \lambda_{Ш} \cdot t_{B.Ш}^* + 2 \cdot \lambda_6 \cdot t_{B.B10}^* + \lambda_{KЛ3} \cdot t_{B.KЛ3}^* + \lambda_{KЛ4} \cdot t_{B.KЛ4}^* + \lambda_{KЛ3''} \cdot t_{B.KЛ3''}^* + \lambda_{KЛ4''} \cdot t_{B.KЛ4''}^*, \quad (115)$$

$$q_2 = 0,1901 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 2 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} + 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} = 7,56 \cdot 10^{-4}.$$

Среднее время восстановления каждой цепочки определяем по формуле:

$$\bar{t}_{Bc} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \frac{q_i}{\lambda_{ci} - \lambda_{np.кл}}, \quad (116)$$

$$\bar{t}_{B1} = \frac{6,32 \cdot 10^{-4}}{1,554 - 1} \cdot 8760 = 9,99 \text{ ч},$$

$$\bar{t}_{B2} = \frac{7,56 \cdot 10^{-4}}{1,614 - 1} \cdot 8760 = 10,79 \text{ ч}.$$

Находим параметр потока отказов всей системы по выражению:

$$\lambda_C = \lambda_{c1} \cdot q_2 + \frac{(\lambda_{c1} - \lambda_{np.наиб}) \cdot \lambda_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб}}{8760} + \lambda_{c2} \cdot q_1 + \frac{(\lambda_{c2} - \lambda_{np.наиб}) \cdot \lambda_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб}}{8760}, \quad (117)$$

где  $t_{np.наиб}$  - наибольшее время планового простоя,  $t_{np.наиб} = 10$ .

$$\lambda_C = 1,554 \cdot 7,56 \cdot 10^{-4} + \frac{(1,554 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} + 1,614 \cdot 6,32 \cdot 10^{-4} + \frac{(1,614 - 1) \cdot 1 \cdot 10}{8760} = 3,53 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год.}$$

Вероятность состояния отказа системы можно найти по следующей формуле:

$$q_c = K_{П.С.} = \prod_{i=1}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bi} + \prod_{i=1}^n K_{npi} \cdot \lambda_{np} \cdot \bar{t}_{npi} \cdot \prod_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^n \lambda_i \cdot \bar{t}_{Bi}, \quad (118)$$

где  $K_{npi}$  - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого.

После определяем коэффициент простоя системы с учетом преднамеренных отключений:

$$k_{ПП} = 1 - e^{-\frac{t_{пр.наиб}}{t_B}}, \quad (119)$$

$$k_{ПП1} = 1 - e^{-\frac{10}{9,99}} = 0,634,$$

$$k_{ПП2} = 1 - e^{-\frac{10}{10,79}} = 0,606,$$

$$K_{П.С.} = q_1 \cdot q_2 + k_{ПП1} \cdot \lambda_{np1} \cdot \bar{t}_{np1} \cdot q_2 + k_{ПП2} \cdot \lambda_{np2} \cdot \bar{t}_{np2} \cdot q_1, \quad (120)$$

$$K_{П.С.} = 6,32 \cdot 10^{-4} \cdot 7,56 \cdot 10^{-4} + \frac{(0,634 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 7,56 \cdot 10^{-4} + 0,606 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 6,32 \cdot 10^{-4})}{8760} = 1,462 \cdot 10^{-6}.$$

Рассчитаем среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c}, \quad (121)$$

$$\bar{T}_c = \frac{1}{3,53 \cdot 10^{-3}} = 283,29 \text{ лет.}$$

Найдем расчетное время безотказной работы при  $\alpha = 0,1$ :

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T}_c, \quad (122)$$

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - 0,1) \cdot 283,29 = 29,848 \text{ лет.}$$

Определим среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{K_{ПС}}{\lambda_c}, \quad (123)$$

$$t_{BC} = \frac{1,462 \cdot 10^{-6}}{3,53 \cdot 10^{-3}} \cdot 8760 = 3,628 \text{ ч.}$$

Далее находим математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии по следующей формуле:

$$W_{нед} = K_{ПС} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г}, \quad (124)$$

$$W_{нед} = 1,462 \cdot 10^{-6} \cdot 8,297 \cdot 8760 = 0,106 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

## Оценка надежности системы электроснабжения с учетом АВР

Резервирование, при котором резервные элементы включаются только после автоматического отключения отказавших элементов, называется резервирование замещением.

Резервирование замещением описывается формулой полной вероятности, то есть с учетом устройства автоматического ввода резерва:

$$q_c(t) = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / \bar{A}_1 A_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1 \bar{A}_2) \cdot p(A_1) \cdot q(A_2) + q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) \cdot q(A_1) \cdot p(A_2), \quad (125)$$

где  $q(S / A_1 A_2)$  - условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры;

$q(S / \bar{A}_1 A_2)$  - то же при отказе в отключении отказавшего элемента;

$q(S / A_1 \bar{A}_2)$  - то же при отказе во включении резервного элемента;

$q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2)$  - то же при совпадении отказа в отключении с отказом во включении;

$p(A_1)$ ,  $q(A_1)$  - соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении;

$p(A_2)$ ,  $q(A_2)$  - соответственно, вероятность отсутствия отказа и вероятность отказа во включении [9].

Условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры:

$$q(S / A_1 A_2) = K_{ПС} = 1,462 \cdot 10^{-6}.$$

Вероятность присоединения потребителей к одной из секций шин принимается равной 0,5, то есть:

$$q(S/\bar{A}_1 A_2) = q(S/A_1 \bar{A}_2) = q(S/\bar{A}_1 \bar{A}_2) = 0,5.$$

Вероятность отсутствия отказа во включении:

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{\lambda_{B10} \cdot t_{B.B10} + 2 \cdot \lambda_{P10} \cdot t_{B.P10}}{8760}, \quad (126)$$

$$q(A_1) = q(A_2) = \frac{0,009 \cdot 20 + 2 \cdot 0,01 \cdot 7}{8760} = 3,652 \cdot 10^{-5}.$$

Вероятность отсутствия отказа:

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - q(A_1), \quad (127)$$

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - 3,652 \cdot 10^{-5} = 0,99996.$$

Формула полной вероятности имеет следующий вид:

$$q_c(t) = 1,462 \cdot 10^{-6} \cdot 0,99996 \cdot 0,99996 + 0,5 \cdot 3,652 \cdot 10^{-5} \cdot 0,99996 + 0,5 \cdot 0,99996 \cdot 3,652 \cdot 10^{-5} + 0,5 \cdot 0,99996 \cdot 0,99996 = 0,5.$$

Далее произведем расчет в аварийном режиме работы системы.

То есть, рассмотрим режим, при котором одна из питающих линий выйдет из работы, и питание будет осуществляться через устройство АВР.

Схему замещения электрической сети представлена на рисунке 11.

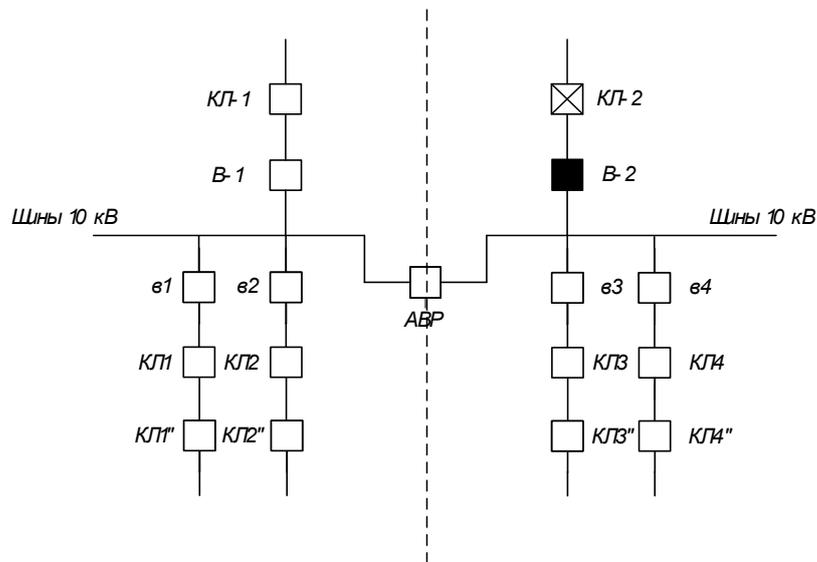


Рисунок 11 - Схема замещения в аварийном режиме

Составляем схему замещения.

Складывая все элементы последовательно, получим:

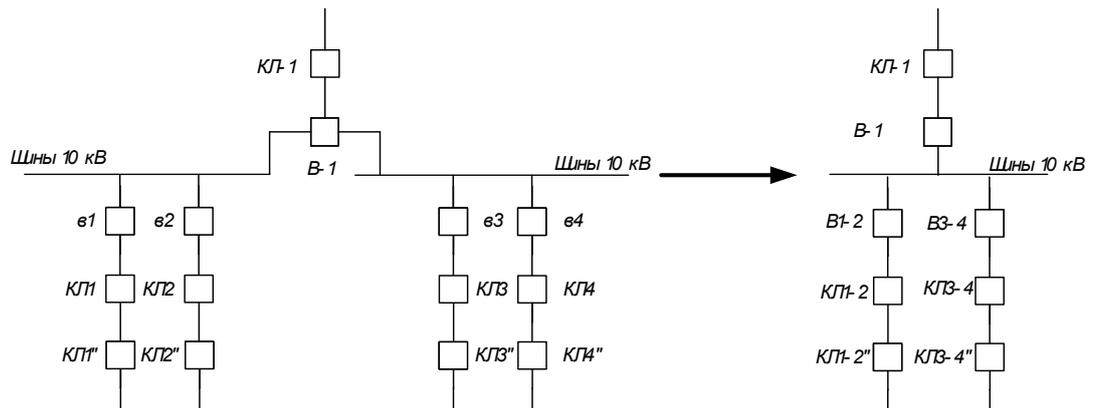


Рисунок 12 - Схема замещения в аварийном режиме после эквивалентирования

Находим параметры потока отказов цепочки в аварийном режиме:

$$\lambda_{сAB} = \lambda_{КЛ-1} + \lambda_{В-1} + \lambda_{Ш} + 2 \cdot \lambda_{в} + \lambda_{КЛ1} + \lambda_{КЛ2} + \lambda_{КЛ1''} + \lambda_{КЛ2''} + \lambda_{Ш} + 2 \cdot \lambda_{в} + \lambda_{КЛ3} + \lambda_{КЛ4} + \lambda_{КЛ3''} + \lambda_{КЛ4''} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб}, \quad (128)$$

$$\lambda_{сAB} = 0,1467 + 0,009 + 0,03 + 2 \cdot 0,029 + 0,0379 + 0,0379 + 0,0174 + 0,0174 + 0,03 + 2 \cdot 0,029 + 0,0489 + 0,0489 + 0,0146 + 0,0146 + 1,2 \cdot 1 = 1,769 \text{ 1 / год.}$$

Вероятность отказов цепи в аварийном режиме:

$$\begin{aligned}
 q_{AB} = & \lambda_{КЛ1-1} \cdot t_{B.КЛ1-1}^* + \lambda_{B-1} \cdot t_{B.B-1}^* + \lambda_{Ш} \cdot t_{B.Ш}^* + 2 \cdot \lambda_6 \cdot t_{B.B10}^* + \lambda_{КЛ1} \cdot t_{B.КЛ1}^* + \\
 & + \lambda_{КЛ2} \cdot t_{B.КЛ2}^* + \lambda_{КЛ1''} \cdot t_{B.КЛ1''}^* + \lambda_{КЛ2''} \cdot t_{B.КЛ2''}^* + \lambda_{Ш} \cdot t_{B.Ш}^* + 2 \cdot \lambda_6 \cdot t_{B.B10}^* + \\
 & + \lambda_{КЛ3} \cdot t_{B.КЛ3}^* + \lambda_{КЛ4} \cdot t_{B.КЛ4}^* + \lambda_{КЛ3''} \cdot t_{B.КЛ3''}^* + \lambda_{КЛ4''} \cdot t_{B.КЛ4''}^*,
 \end{aligned} \tag{129}$$

$$\begin{aligned}
 q_{AB} = & 0,1467 \cdot \frac{16}{8760} + 0,009 \cdot \frac{20}{8760} + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 2 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} + \\
 & + 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0379 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0174 \cdot \frac{16}{8760} + \\
 & + 0,03 \cdot \frac{7}{8760} + 2 \cdot 0,029 \cdot \frac{20}{8760} + 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0489 \cdot \frac{16}{8760} + \\
 & + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} + 0,0146 \cdot \frac{16}{8760} = 1,035 \cdot 10^{-3}.
 \end{aligned}$$

Среднее время восстановления цепи в аварийном режиме определяется по формуле (116):

$$\bar{t}_{B.AB} = \frac{1,035 \cdot 10^{-3}}{1,769 - 1} \cdot 8760 = 11,79 \text{ ч.}$$

Параметр потока отказов системы, состоящей из одного элемента:

$$\lambda_c = \lambda_{AB}, \tag{130}$$

$$\lambda_c = 1,769 \text{ 1/год.}$$

Рассчитаем среднюю вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{П.С.} = q_{AB} = 1,035 \cdot 10^{-3}.$$

Находим среднее время безотказной работы системы при аварийном режиме по формуле (121):

$$\bar{T}_c = \frac{1}{1,769} = 0,565 \text{ лет.}$$

Определим расчетное время безотказной работы при  $\alpha = 0,1$  по формуле (122):

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - 0,1) \cdot 0,565 = 0,0595 \text{ лет.}$$

Среднее время восстановления системы определяется по формуле (123):

$$t_{BC} = \frac{1,035 \cdot 10^{-3}}{1,769} \cdot 8760 = 5,125 \text{ ч.}$$

Определяем математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии по формуле (124):

$$W_{нед} = 1,035 \cdot 10^{-3} \cdot 8,297 \cdot 8760 = 75,226 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Для наглядности результаты расчета режимов (нормального и послеаварийного) сводим в таблицу 37.

Таблица 37 - Результаты расчета надежности РП №2

Показатели	Нормальный режим	Послеаварийный режим
Параметры потока отказов, $\lambda_c$	$3,53 \cdot 10^{-3}$	1,769
Средняя вероятность состояния отказа системы	$1,462 \cdot 10^{-6}$	$1,035 \cdot 10^{-3}$
Среднее время безотказной работы, лет	283,29	0,565
Рабочее время безотказной работы, лет	29,848	0,0595
Время восстановления системы, ч	3,628	5,125
Средний недоотпуск электроэнергии, МВт·час	0,106	75,226

В процессе расчетов была рассчитана надежность электроснабжения распределительного пункта, а именно были найдены вероятности отказа системы в нормальном и послеаварийном режимах, среднее время восстановления системы, расчетное время безотказной работы и недоотпуск электроэнергии в результате возникновения аварийных ситуаций.

Исходя из данных, представленных в таблице 37, можно сделать вывод, что в послеаварийном режиме система ведет себя менее устойчиво, чем в нормальном, тем самым, показывает склонность к большему числу отказов. В свою очередь, наблюдается увеличение времени, необходимого для ремонта, что так же приводит к огромным убыткам от недоотпуска электроэнергии, которые несет система в результате возникновения аварий.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проектирование схемы городской распределительной сети дает возможность понять задачи которые, ставятся перед инженерами в проектных организациях, а также некоторые аспекты реального применения подобных схем инженерами эксплуатации.

В ходе выполнения курсового проекта была спроектирована и рассчитана городская распределительная сеть.

На высоком уровне понимания были освоены многие моменты проектирования, которые требовали от меня как от проектировщика принятие определенных решений при выборе оборудования как на РП, так и на ТП. Подробно были определены технико-экономические показатели проекта.

Не смотря на это, выполненный мною проект системы электроснабжения города не является образцом проектирования по сравнению с проектами специализированных организаций что связано с ограниченностью опыта как проектирования так и эксплуатации. Но выполнение таких проектов даже в учебных целях дает серьезное подкрепление и упорядочение имеющихся и вновь полученных знаний.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов./Е.А. Конюхова – М.: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с.
- 2 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбор электрооборудования: РД 153-34.0–20.527-98: 1998, – 86 с.
3. Мясоедов, Ю.В. Электроснабжение городов: Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Ю.В. Мясоедов – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. -100 с.
4. Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / А.В. Кабышев, С.Г. Обухов – Томск: Том.политех.ун-т, 2005. – 168 с.
5. Шабат, М.А. Защита трансформаторов 10 кВ / М.А. Шабат – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 144 с.
6. Иманов, Г.М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока / Г.М. Иманов, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев – Санкт - Петербург: Изд-во ПЭИПК, 2004. – 31 с.
7. Правила электроустановок (шестое и седьмое издание): ПУЭ. – Новосибирск: Сибирское университетское издательство, 2011. – 465 с.
8. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для вузов / В.А. Андреев – 6-е изд., стер. – М.: «Высшая школа», 2008. – 639 с.
9. Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие / Н.В. Савина - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2006. -106 с.
10. Судаков, Г.В. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов: Учебное пособие / Г.В. Судаков – Благовещенск: АмГУ, 2006.–189 с.
11. Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: Методические указания к практическим занятиям / А.Б. Булгаков – Благовещенск.: Изд-во АмГУ, 2014. - 100 с.

12. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. Л.: Издательство ПЭИПК, 1999. 2014 – 100 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Организационно – экономическая часть

В условиях рыночной экономики решающее условие финансовой устойчивости предприятия – эффективность вложения капитала в тот или иной инвестиционный проект. Инвестиционный проект – это комплексный план создания производства с целью получения экономической выгоды.

Целью данного дипломного проекта является расчет эффективности инвестиций в электрическую сеть, включающую в себя сеть 0,4 и 10 кВ.

#### А.1 Расчет капитальных вложений

Любые решения, связанные с созданием новых и реконструкцией старых сетей электроснабжения, требуют затраты ресурсов (материальные, трудовые и денежные). Совокупные затраты этих ресурсов принято называть капиталовложениями.

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по следующей формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{КЛ} + K_{ТП} + K_{РП}, \quad (A.1)$$

где  $K_{КЛ}$  – капиталовложения на сооружение КЛ, тыс. руб.;

$K_{ТП}$ ,  $K_{РП}$  – капиталовложения на сооружение ТП и РП, тыс. руб.

##### А.1.1 Капиталовложения на сооружение КЛ 0,4 кВ

Капиталовложения на сооружение кабельных линий напряжением 0,4 кВ определяются по формуле:

$$K_{КЛ0,4} = K_0 \cdot L \cdot K_{район} \cdot n_{цеп}, \text{ тыс. руб.}, \quad (A.2)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость сооружения КЛ, тыс. руб./км [10];

$L$  – длина трассы, км;

$K_{район}$  - коэффициент района (зональный) ( $K_{район} = 1,2$ ) [10];

$n_{цеп}$  - количество цепей в линии.

Расчет показан на примере участка линии 0,4 кВ от ТП1 до ж/д №21:

$$K_{кЛ} = 261,4 \cdot 0,06 \cdot 1,2 = 18,821 \text{ тыс.руб.}$$

Расчеты капиталовложений на остальные участки линий сети 0,4 кВ приведены в таблице А.1.

Таблица А.1 – Капиталовложения на сооружение КЛ 0,4 кВ

Участок сети	Марка кабеля	Удельная стоимость, тыс.руб	Длина участка, км	Капиталовложения, тыс. руб
1	2	3	4	5
ТП1-21	АСБл (3х35)	261,4	0,06	18,82
ТП1-21а	АСБл (3х150)	701,66	0,18	151,56
ТП2-21к8	АСБл (3х35)	261,4	0,12	37,64
ТП2-21к6,21к7-19-Г/1	АСБл 2(3х120)	1122,66	0,29	390,69
ТП3-Г/2	АСБл (3х35)	261,4	0,039	12,23
ТП3-30/2-7/1	АСБл 2(3х95)	921,7	0,15	165,91
ТП3-5-Хк/1-Хк/2	АСБл (3х150)	701,66	0,11	92,62
ТП4-Г/3-30	АСБл (3х185)	865,38	0,23	238,84
ТП4-26/1-26/2-26	АСБл (3х95)	460,85	0,19	105,07
ТП5-20/1-20/4	АСБл 2(3х150)	1403,32	0,18	303,12
ТП5-20	АСБл 2(3х95)	921,7	0,1	110,6
ТП5-20/3-20/5	АСБл 2(3х185)	1730,76	0,17	353,08
ТП5-22-21к5	АСБл (3х185)	865,38	0,22	228,46
ТП6-8/2-35	АСБл 2(3х240)	2245,32	0,3	808,32
ТП6-16-35/2-35/1	АСБл 2(3х240)	2245,32	0,41	1104,7
ТП7-29	АСБл (3х150)	701,66	0,078	65,68
ТП7-25-33	АСБл 2(3х240)	2245,32	0,31	835,26
ТП7-27	АСБл (3х50)	333,05	0,14	55,95
ТП8-17	АСБл 2(3х95)	921,7	0,03	33,18

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

## Продолжение таблицы А.1

1	2	3	4	5
ТП8-15	АСБл 2(3х95)	921,7	0,11	121,66
ТП8-25/1	АСБл 2(3х120)	1122,66	0,11	148,19
ТП8-13а	АСБл (3х95)	460,85	0,14	77,42
ТП9-2к-4к-6к	АСБл 2(3х240)	2245,32	0,29	781,37
ТП9-13	АСБл 2(3х120)	561,33	0,04	26,94
ТП9-2/2	АСБл (3х70)	339,57	0,2	81,49
ТП10-6/4-6/2	АСБл (3х120)	561,33	0,1	67,36
ТП10-31	АСБл (3х95)	460,85	0,16	88,48
ТП11-8к-10	АСБл 2(3х150)	1403,32	0,13	218,92
ТП11-14а-14	АСБл 2(3х150)	1403,32	0,19	319,96
ТП12-11к	АСБл (3х185)	865,38	0,11	114,23
ТП12-11/1	АСБл 2(3х95)	921,7	0,026	28,76
ТП12-12-109-109	АСБл 2(3х150)	1403,32	0,27	454,68
ТП13-109-109	АСБл 2(3х150)	1403,32	0,21	353,64
ТП13-8д-109	АСБл 2(3х150)	1403,32	0,32	538,87
ТП13-109	АСБл (3х150)	701,66	0,18	151,56
ТП13-6Б	АСБл (3х70)	339,57	0,11	44,82
ТП14-6а-6д	АСБл 2(3х120)	1122,66	0,17	229,02
ТП14-4д	АСБл 2(3х120)	1122,66	0,051	68,71
ТП14-7-9	АСБл 2(3х150)	1403,32	0,37	623,07
ТП15-2Г-2В-2а	АСБл 2(3х240)	2245,32	0,36	969,98
ТП15-3-5/1	АСБл (3х185)	865,38	0,21	218,08
ТП16-1	АСБл (3х120)	561,33	0,13	87,57
ТП16-11и-9	АСБл 2(3х240)	2245,32	0,12	323,33
ТП16-2д	АСБл (3х70)	339,57	0,15	61,12
ТП16-2Б	АСБл (3х50)	333,05	0,1	39,97
Итого				11358,59

## А.1.2 Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Капиталовложения на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ определяются, как и для КЛ 0,4 кВ.

Расчет капиталовложений на сооружение кабельных линий напряжением 10 кВ показан на примере участка ТП1 – ТП2:

$$K_{\text{КЛ.ТП1-ТП2}} = 261,4 \cdot 0,35 \cdot 1,2 = 109,79 \text{ тыс.руб.}$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Результаты расчетов остальных участков линий сети 10 кВ представлены в таблице А.2.

Таблица А.2 – Капиталовложения на сооружение КЛ 10 кВ

Участок сети	Марка кабеля	Удельная стоимость, тыс.руб	Длина участка, км	Капиталовложения, тыс. руб
1	2	3	4	5
ТП1-ТП2	АСБл (3х35)	261,4	0,35	109,79
ТП2-2	АСБл (3х35)	261,4	0,021	6,59
ТП4-1	АСБл (3х35)	261,4	0,14	43,92
ТП3-1	АСБл (3х35)	261,4	0,13	40,78
1-2	АСБл (3х35)	261,4	0,15	47,05
РП1-2	АСБл (3х35)	261,4	0,19	59,6
ТП15-ТП16	АСБл (3х35)	261,4	0,24	75,28
ТП16-ТП9	АСБл (3х35)	261,4	0,28	87,83
ТП9-6	АСБл (3х70)	339,57	0,23	93,72
ТП8-6	АСБл (3х35)	261,4	0,16	50,19
6-ТП7	АСБл (3х150)	701,66	0,014	11,79
ТП7-3	АСБл 2 (3х50)	666,1	0,36	287,76
ТП6-3	АСБл (3х35)	261,4	0,067	21,02
3-ТП5	АСБл 2 (3х70)	679,14	0,41	334,14
РП6-ТП5	АСБл 2 (3х150)	701,66	0,22	185,24
ТП10-ТП11	АСБл (3х35)	261,4	0,34	106,65
ТП12-ТП11	АСБл (3х35)	261,4	0,35	109,79
ТП12-4	АСБл (3х50)	333,05	0,13	51,96
ТП13-4	АСБл (3х35)	261,4	0,23	72,15
4-5	АСБл (3х95)	460,85	0,22	121,66
ТП14-5	АСБл (3х35)	261,4	0,047	14,74
РП2-5	АСБл (3х150)	701,66	0,22	185,24
РП1-РП2	АСБл (3х35)	261,4	1,7	533,26
РП6-ПС «Новая»	АСБл 2 (3х70)	679,14	2,506	1701,92
РП1-ПС «Новая»	АСБл (3х150)	701,66	2,1	1473,49
Итого				5836,34

А.1.3 Капиталовложения на сооружение ТП

Капиталовложения в двухтрансформаторные ТП рассчитываются по выражению:

$$K_{\text{ТП}} = K_{\text{ТП}} \cdot K_{\text{район}} + S \cdot k_{\text{осв}}, \text{ тыс. руб.}, \quad (\text{А.3})$$

где  $K_{\text{ТП}}$  – стоимость ТП с учётом строительного-монтажных [10];

$S$  – площадь отводимая под ТП, м<sup>2</sup> [10];

$k_{\text{осв}}$  – стоимость земли (принимается  $k_{\text{осв}} = 216$  руб/м<sup>2</sup>) [10].

Расчет капиталовложения в двухтрансформаторную ТП1:

$$K_{\text{ТП1}} = 154 \cdot 2 \cdot 1,2 + 11 \cdot 216 = 371,98 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета остальных ТП приведены в таблице А.3.

Таблица А.3 – Капиталовложения на сооружение ТП

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	Стоимость трансформатора тыс. руб.	Площадь отводимая под ТП, м <sup>2</sup>	Капиталовложения на сооружения ТП, тыс.руб
1	2	3	4	5
ТП 1	250	154	11	371,98
ТП 2	400	204	13	492,41
ТП 3	400	204	13	492,41
ТП 4	250	154	11	371,98
ТП 5	1000	443	17	1066,87
ТП 6	1000	443	17	1066,87
ТП 7	630	303	15	730,44
ТП 8	1000	443	17	1066,87
ТП 9	1000	443	17	1066,87
ТП 10	250	154	11	371,98
ТП 11	630	303	15	730,44
ТП 12	630	303	15	730,44
ТП 13	1000	443	17	1066,87
ТП 14	1000	443	17	1066,87
ТП 15	630	303	15	730,44
ТП 16	1000	443	17	1066,87
Итого				12490,61

## А.1.4 Капиталовложения на сооружение РП

Капитальные затраты на РП определяются по формуле:

$$K_{РП} = \sum C_{ВЫК.i} \cdot n_{вык}, \quad (A.4)$$

где  $n_{вык.}$  - суммарное количество выключателей в схеме;

$C_{ВЫК.i}$  - цена одного выключателя (на 10 кВ – 190 тыс. руб.);

$$K_{РП6}^{10} = 190 \cdot 9 = 1710 \text{ тыс.руб,}$$

$$K_{РП1}^{10} = 190 \cdot 11 = 2090 \text{ тыс.руб,}$$

$$K_{РП2}^{10} = 190 \cdot 1 = 2090 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные капитальные затраты на распределительные пункты РП1, РП2, РП6 составят 5890 тыс.руб.

## А.1.5 Капиталовложения на сооружение СЭС

Суммарные капиталовложения в СЭС определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{\Sigma КЛ0,4} + K_{\Sigma КЛ10} + K_{\Sigma РП} + K_{\Sigma ТП}, \quad (A.5)$$

$$K_{\Sigma} = 11358,59 + 5836,34 + 12490,61 + 5890 = 35575,54 \text{ тыс. руб.}$$

**А.2 Расчет затрат на эксплуатацию электрической сети**

## А.2.1 Расчет затрат на ремонт и техническое обслуживание сети

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Амортизационные отчисления для  $i$ -го вида оборудования (или программных средств) определяются по формуле:

$$I_{\text{ам}} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{\text{ам},i}, \quad (\text{A.6})$$

где  $\alpha_{\text{ам},i}$  - ежегодные нормы отчислений на амортизацию для  $i$ -го основного средства.

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{\text{ам},i} = \frac{1}{T_{\text{сл}}}, \quad (\text{A.7})$$

где  $T_{\text{сл}}$  - срок службы соответствующего оборудования, или амортизационный период; для КЛ  $T_{\text{сл}} = 25$  лет; для подстанций  $T_{\text{сл}} = 20$  лет, для распределительного пункта  $T_{\text{сл}} = 25$  лет [10].

Ежегодные затраты на текущий и капитальный ремонт, а также техническое обслуживание энергетического оборудования:

$$I_{\text{экс}} = K_{\text{об}} \cdot \alpha_{\text{экс}}, \quad (\text{A.8})$$

где  $\alpha_{\text{экс}}$  - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.: для КЛ  $\alpha_{\text{экс}}^{\text{КЛ}} = 0,004$ ; для ТП  $\alpha_{\text{экс}}^{\text{ТП}} = 0,037$ ; для РП  $\alpha_{\text{экс}}^{\text{РП}} = 0,037$ .

Общие капиталовложения в кабельные линии:

$$K_{\text{общ.КЛ}} = 11358,59 + 5836,34 = 17194,93 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{амКЛ} = 17194,93 \cdot 0,04 = 687,8 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{эксКЛ} = 17194,93 \cdot 0,004 = 68,78 \text{ тыс.руб.}$$

Капиталовложения в ТП:  $K_{ТП\Sigma} = 12490,61 \text{ тыс. руб.}$

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам}^{ТП} = 12490,61 \cdot 0,05 = 624,53 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{экс}^{ТП} = 12490,61 \cdot 0,037 = 462,15 \text{ тыс. руб.}$$

Капиталовложения в РП:  $K_{РП\Sigma} = 5890 \text{ тыс. руб.}$

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам}^{РП} = 5890 \cdot 0,04 = 235,6 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{экс}^{РП} = 5890 \cdot 0,037 = 217,93 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{ам} = I_{амКЛ} + I_{ам}^{ТП} + I_{ам}^{РП}, \quad (A.9)$$

$$I_{ам} = 687,8 + 624,53 + 235,6 = 1547,93 \text{ тыс. руб.},$$

$$I_{экс} = I_{эксКЛ} + I_{экс}^{ТП} + I_{экс}^{РП}, \quad (A.10)$$

$$I_{экс} = 68,78 + 462,15 + 217,93 = 748,86 \text{ тыс. руб.}$$

А.2.2 Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери  
Энергия, теряемая на участке КЛ, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (A.11)$$

где  $\tau$  - время потерь, час;

$\Delta P$  - потери мощности в КЛ, определены в основной части дипломного проекта.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (A.12)$$

где  $T_i$  - число часов использования максимума нагрузки (2300 ч.).

Время наибольших потерь в сети  $\tau = 1097,77$  ч.

Потери энергии в КЛ составляют:

$$\Delta W_{КЛ_{0,4}} = 1225289 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год},$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}_1}_{10} = 202636 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год.}$$

Суммарные потери энергии в кабельных линиях за год:

$$\Delta W_{\text{КЛ}\Sigma} = \Delta W_{\text{КЛ}_{0,4}} + \Delta W_{\text{КЛ}_1}_{10}, \quad (\text{A.13})$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}\Sigma} = 1225289 + 202636 = 1427925 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год.}$$

Потери энергии в трансформаторах определяются по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot 8760 + \beta^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau. \quad (\text{A.14})$$

где  $\Delta P_{\text{xx}}$  -потери холостого хода трансформатора, кВт;

$\Delta P_{\text{кз}}$  -потери в меди трансформатора, кВт;

$\beta$  - коэффициент загрузки трансформатора.

Расчет потерь энергии показан на примере ТП1:

$$\Delta W_{\text{тр.ТП1}} = 2 \cdot (0,6 \cdot 8760 + 0,75^2 \cdot 3,1 \cdot 1098) = 14341,28 \text{ кВт}\cdot\text{ч./год.}$$

Все расчеты потерь энергии за год в двух трансформаторах для каждой ТП приведены в таблице А.4.

Таблица А.4 – Потери энергии за год в двух трансформаторах

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{xx}}$ , кВт	$\Delta W_{\text{тр}}$ , кВт·ч./год
1	2	3	4	5
ТП1	250	3,10	0,60	14341,28
ТП2	400	5,50	0,79	20634,68
ТП3	400	5,50	0,79	20634,68

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5
ТП4	250	3,10	0,60	14341,28
ТП5	1000	10,20	1,40	37127,55
ТП6	1000	10,20	1,40	37127,55
ТП7	630	7,60	1,10	28659,90
ТП8	1000	10,20	1,40	37127,55
ТП9	1000	10,20	1,40	37127,55
ТП10	250	3,10	0,60	14341,28
ТП11	630	7,60	1,10	28659,90
ТП12	630	7,60	1,10	28659,90
ТП13	1000	10,20	1,40	37127,55
ТП14	1000	10,20	1,40	37127,55
ТП15	630	7,60	1,10	28659,90
ТП16	1000	10,20	1,40	37127,55

Суммарные потери энергии за год во всех ТП составляют 458825,63 кВт·ч/год.

Суммарные потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{\text{КЛС}} + \Delta W_{\text{трСТП}} + \Delta W_{\text{трПС}}, \quad (\text{A.15})$$

$$\Delta W = 1225289 + 202636 + 458825,63 = 1886750,63 \text{ кВт·ч/год.}$$

Затраты на потери электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = T_{\text{д}} \cdot \Delta W, \quad (\text{A.16})$$

$$I_{\Delta W} = 1,712 \cdot 1886750,63 = 3230,12 \text{ тыс. руб.}$$

где  $T_{\text{д}}$  - тариф на потери в электрических сетях равен 1,712 руб./кВт·ч.

### А.3 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала

Расчет численности производственного персонала.

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

Численность рабочих по обслуживанию кабельных линий 10 и 0,4 кВ:

$$N_1 = L \cdot n_1, \quad (\text{A.17})$$

где  $n_1$  – норматив численности (для 10 кВ – 3,5 чел. на 100 км; для КЛ 0,4 кВ – 3 чел. на 100 км), [10];

$L$  – длина линии, км.

$$N_1 = N_{10} = \frac{10,805 \cdot 3,5}{100} = 0,378 \text{ чел.},$$

$$N_2 = N_{0,4} = \frac{7,664 \cdot 3}{100} = 0,23 \text{ чел.},$$

$$N = N_1 + N_2 = 0,378 + 0,23 = 0,608, \text{ чел.}$$

Численность рабочих по обслуживанию ТП 10/0,4 кВ:

$$N_3 = X_{ТП} \cdot n, \quad (\text{A.18})$$

где  $n_3$  – норматив численности (для ТП с двумя трансформаторами – 3 чел. на 100 ед.), [10];

$X_{ТП}$  – количество ТП соответствующего типа, ед.

$$N_3 = \frac{16 \cdot 3}{100} = 0,48 \text{ чел.}$$

Численность рабочих на присоединении 10 кВ (при числе присоединений на ТП 10/0,4 – 2 и более):

$$N_4 = X_{ПП} \cdot n_4, \quad (\text{A.19})$$

где  $n_4$  – норматив численности на присоединение (2 чел. на 1000 присоединений); [10].

$X_{ПП}$  – количество присоединений, ед.

$$N_4 = \frac{16 \cdot 2}{1000} = 0,032 \text{ чел.}$$

Итоговая среднесписочная численность работников:

$$ССЧ \approx \sum N_i \cdot k_p + N_{\text{рем}}, \quad (\text{A.20})$$

где  $k_p$  – районный повышающий коэффициент (для заданного района равен 1,2) [10].

$N_{\text{рем}}$  – численность работников, относимых на ремонт сети, систем освещения, трансформаторов и ТП, принимается 2 чел. (ремонтно-эксплуатационное обслуживание 2-3 чел).

$$ССЧ = (0,608 + 0,48 + 0,032) \cdot 1,2 + 2 = 3,344 \text{ чел.},$$

$$N_{\text{раб}} = \text{ССЧ} = 3 \text{ чел.}$$

#### А.4 Расчет заработной платы и страховых взносов

##### А.4.1 Расчет заработной платы

Структура заработной платы работника предприятия в общем виде показана на рисунке А.1.



Рисунок А.1 – Структура оплаты труда

По данным Федеральной службы Государственной статистики Территориального органа по Амурской области от 23.03.2016 г., среднемесячная номинальная начисленная заработная плата работников организаций по г. Благовещенску за 2016 год, составляет:

$$ЗП_{\text{СМ.НАЧ.}} = 32365,3 \text{ руб.},$$

$$\Phi ЗП = N_{\text{раб.}} \cdot 12 \cdot ЗП_{\text{СМ.НАЧ}} \text{ тыс. руб.} \quad (\text{А.21})$$

$$\Phi ЗП = 3 \cdot 12 \cdot 32365,3 = 1165,15$$

##### А.4.2 Расчет налога на социальные нужды и медицинское страхование

Размер налога на социальные нужды и медицинское страхование можно определить следующим образом:

$$\text{НСНиМС} = 0,34 \cdot \Phi ЗП = 0,34 \cdot 1165,15 = 396,15 \text{ тыс. руб.} \quad (\text{А.22})$$

#### А.4.3 Расчет прочих затрат

Прочие затраты можно определить, зная найденные выше значения издержек, годового фонда заработной платы и НСНиМС.

$$I_{\text{ПП}} = 0,3 \cdot (I_{\text{АМ}} + I_{\text{эксн}} + I_{\Delta W} + \text{НСНиМС} + \Phi\text{ЗП}_{\text{год}}) + 0,03 \cdot K, \quad (\text{А.23})$$

$$I_{\text{ПП}} = 0,3 \cdot (1547,93 + 748,86 + 3230,12 + 365,15 + 1165,15) + 0,03 \cdot 35575,54 = 3184,43 \text{ тыс.руб.}$$

#### А.5 Расчет себестоимости электрической энергии

Себестоимость передачи электроэнергии определяется по формуле:

$$C = \frac{I_{\Sigma}}{W}, \quad (\text{А.24})$$

где  $W$  – суммарное электропотребление за год с учетом потерь;

$I$  – издержки.

Потребляемая полезная энергия:

$$W_{\text{год}} = P_{\text{р}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (\text{А.25})$$

где  $P_{\text{р}}$  – суммарная расчетная нагрузка сети.

$$W_{\text{год}} = 8297,44 \cdot 4700 = 38997,97 \text{ МВт}\cdot\text{ч.}$$

Оплата за потребляемую из энергосистемы энергию (без учета потерь):

$$I_3 = T_d \cdot W_{\text{год}}, \quad (\text{A.26})$$

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

где  $T_d$  – тариф энергоснабжающей организации,  $T_d = 1712,36$  руб./МВт·ч.

$$I_3 = 1712,36 \cdot 38997,97 = 66778,56 \text{ тыс. руб.} \quad (\text{A.27})$$

Общая сумма годовых затрат составляет:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{AM}} + I_{\text{ЭКС}} + I_{\Delta W} + \text{ФЗП} + \text{НСНиМС} + I_{\text{ИР}}, \quad (\text{A.28})$$

$$I_{\Sigma} = 1547,93 + 748,86 + 3230,12 + 365,15 + 1165,15 + 3184,43 = 10241,64 \text{ тыс. руб.}$$

Себестоимость передачи и распределения электроэнергии:

$$C_{\text{распр}} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{год}}}, \quad (\text{A.29})$$

$$C_{\text{распр}} = \frac{I_{\Sigma}}{W_{\text{год}}} = \frac{10241,64}{38997,97} = 0,26 \text{ руб./кВт·ч,}$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(I_{\Sigma} - I_{\Delta W})}{W_{\text{год}}}, \quad (\text{A.30})$$

$$C_{\text{перед}} = \frac{(10241,64 - 3230,12)}{38997,97} = 0,18 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Расчет себестоимости электроэнергии по экономическим элементам проводится согласно таблице А.5.

Таблица А.5 – Расчет себестоимости электроэнергии

№	Показатели и статьи расходов	Обозначение	Ед. изм.	Значение
1	Амортизация основных средств	$I_{ам}$	тыс. руб.	1547,93
2	Затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования	$I_{экс}$	тыс. руб.	748,86
3	Затраты на потери электроэнергии	$I_{\Delta W}$	тыс. руб.	3230,12
4	Затраты на оплату труда оперативного персонала	$\Phi ЗП_{год}$	тыс. руб.	1165,15
5	Налог на социальные нужды и медицинские страхования	$НСНиМС$	тыс. руб.	396,15
6	Прочие расходы	$I_{ПР}$	тыс. руб.	3184,43
7	Всего годовых затрат	$I_{\Sigma}$	тыс. руб.	10241,64
8	Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, относимая на содержание эл. сети организации	$C_{перед}$	руб./кВт·ч	0,18
9	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии по организации	$C_{распр}$	руб/ кВт·ч	0,26

### А.6 Оценка экономической эффективности проекта

Оценка экономической эффективности проекта представляет собой вывод о целесообразности разработки и внедрения предложенного варианта или спроектированного (реконструированного) объекта. То есть оценка экономической эффективности проекта позволяет оценить проект со стороны экономики, дать экономическое обоснование разработанного и выбранного варианта. Для осуществления этих целей необходимо провести экономическую оценку по следующим методам:

Простая норма прибыли (ПНП) или простая норма рентабельности определяется по характерному году расчетного периода, т. е. когда достигнут проектный уровень производства, но инвестиционный капитал еще продолжает возвращаться.

Простая норма прибыли определяется как отношение чистой прибыли к

капиталовложениям.

Простой срок окупаемости это есть период, в течение которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции.

Срок окупаемости капитальных вложений определяется как последовательное суммирование величины чистого дохода в стабильных ценах (без учета инфляции) по годам расчетного периода до того момента, пока полученная сумма не сравняется с величиной суммарных капитальных вложений.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) можно отнести к интегральным (динамическим) критериям оценки экономической эффективности инвестиций, так как он оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени.

Определить ЧДД можно путем дисконтирования чистого потока платежей, который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования).

Выручка от реализации находится по формуле:

$$O_{pt} = T_{\text{пот}} \cdot W_{\text{год}}, \text{тыс. руб.}, \quad (\text{A.31})$$

где  $T_{\text{пот}}$  – тариф для потребителей (0,75 руб/кВт).

Определим ее:

$$O_{pt} = 38997,97 \cdot 0,75 = 29248,48 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные отчисления налога на прибыль можно определить по следующей формуле:

$$H_t = (O_{pt} - I_{\Sigma}) \cdot 0,24, \quad (\text{A.32})$$

$$H_t = (29248,48 - 10241,64) \cdot 0,24 = 4561,64 \text{ тыс. руб.}$$

Величина прибыли от реализации рассчитывается по формуле:

$$П_{чt} = O_{pt} - И_{\Sigma} - H_t, \quad (A.33)$$

$$П_{чt} = 29248,48 - 10241,64 - 4561,64 = 14445,2 \text{ тыс. руб.}$$

Простую норму прибыли можно определить по выражению:

$$ПНП = \frac{П_{чt}}{K_t} \cdot 100\%, \quad (A.34)$$

$$ПНП = \frac{14445,2}{35575,54} \cdot 100\% = 40,6 \text{ \%}.$$

Простой срок окупаемости рассчитаем по формуле:

$$T_{ок.п.} = \frac{K_t}{П_{чt}}, \quad (A.35)$$

$$T_{ок.п.} = \frac{35575,2}{14445,2} = 2,46 \text{ года.}$$

Капиталовложения в проект производятся в три этапа: 1-й год – 40 % от основного капитала, 2-й год – 30 %, и 3-й год – 30 %. За это время идет осуществление строительства проекта.

На номинальную мощность проект выйдет после завершения всех работ и начнет приносить чистый доход с учетом вычета налога в размере 14445,2 тыс. руб.

### **А.7 Чистый дисконтированный доход**

В этом методе расходы и доходы, разнесенные во времени, приводятся к одному (базовому) моменту времени, за который обычно применяют дату начала реализации проекта, дату начала производственной деятельности или условную дату, близкую ко времени проведения расчетов эффективности проекта.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированным чистого потока платежей  $\mathcal{E}_t$ , который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\mathcal{E}_t = O_{pt} - I_t - H_t - K_t, \quad (\text{A.36})$$

где  $K_t$  – величина инвестиций в год  $t$ ;

$$K_1 = 0,4 \cdot 35575,54 = 14230,22 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_2 = 0,3 \cdot 35575,54 = 10672,66 \text{ тыс. руб.},$$

$$K_3 = 0,3 \cdot 35575,54 = 10672,66 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_1 = 0 - 8693,71 - 0 - 14230,22 = -22923,9 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_2 = 0 - 8693,71 - 0 - 10672,66 = -19366,4 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_3 = 0 - 8693,71 - 0 - 10672,66 = -19366,4 \text{ тыс. руб.},$$

$$\mathcal{E}_4 = 15993,13 \text{ тыс. руб.}$$

Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \mathcal{E}_t \cdot \frac{1}{(1+d)^t}, \quad (\text{A.37})$$

где  $d$  – норматив дисконтирования (для энергетических ИП рекомендуется принимать в размере ставки рефинансирования ЦБ, т.е.  $d=31\%$  [10]);

$$\text{ЧДД}_1 = -22923,9 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^1} = -17499,18 \text{ тыс.руб.},$$

$$\text{ЧДД}_2 = -19366,4 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^2} = -11285,11 \text{ тыс.руб.},$$

$$\text{ЧДД}_3 = -19366,4 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^3} = -8614,58 \text{ тыс.руб.},$$

$$\text{ЧДД}_4 = 15993,13 \cdot \frac{1}{(1+0,31)^4} = 5430,6 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчета ЧДД приведены в таблице А.6.

Таблица А.6 – Расчет ЧДД

Год	О <sub>р<sub>t</sub></sub> , (тыс.руб)	И <sub>t</sub> , (тыс.руб)	Н <sub>t</sub> , (тыс.руб)	К <sub>t</sub> , (тыс.руб)	ЧДД, (тыс.руб)
1	2	3	4	5	6
1	0	8693,71	0	14230,22	-17499,18321
2	0	8693,71	0	10672,66	-11285,10576
3	0	8693,71	0	10672,66	-8614,584552
4	29248,48	8693,71	4561,64	0	5430,605871
5	29248,48	8693,71	4561,64	0	4145,500665
6	29248,48	8693,71	4561,64	0	3164,504324
7	29248,48	8693,71	4561,64	0	2415,652156
8	29248,48	8693,71	4561,64	0	1844,009279
9	29248,48	8693,71	4561,64	0	1407,640671
10	29248,48	8693,71	4561,64	0	1074,534864
11	29248,48	8693,71	4561,64	0	820,2556211
12	29248,48	8693,71	4561,64	0	626,149329
13	29248,48	8693,71	4561,64	0	477,9765871
14	29248,48	8693,71	4561,64	0	364,8676237
15	29248,48	8693,71	4561,64	0	278,5249036
16	29248,48	8693,71	4561,64	0	212,6144302
17	29248,48	8693,71	4561,64	0	162,3010918
18	29248,48	8693,71	4561,64	0	123,8939632
19	29248,48	8693,71	4561,64	0	94,57554442
20	29248,48	8693,71	4561,64	0	72,19507207

Критерием финансовой эффективности инвестиций в ИП является условие: ЧДД>0; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

В ходе оценки экономической эффективности проекта модернизация СЭС район, ограниченный улицами Василенко – Институтская –Дьяченко-Игнатъевское шоссе г. Благовещенска были определены суммарные капиталовложения на реконструкцию и проектирование КЛ 0,4 и 10кВ; ТП 10/0,4 кВ, РП 10 кВ. Также были рассчитаны амортизационные отчисления, эксплуатационные затраты, размер страховых взносов, фонд заработной платы. Были определены себестоимость передачи электроэнергии, себестоимость на

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

содержание электрических сетей и продажи электроэнергии потребителю, экономическая эффективность проекта и его финансовая состоятельность.

Себестоимость составила 0,26 руб./кВт·ч.

Капитальные вложения составили 35575,54 тыс. руб.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Безопасность и экологичность

#### **Б.1 Расчет минимального расстояния от источника шума до границы жилой застройки**

В выпускной квалификационной работе осуществлена модернизация системы электроснабжения район, ограниченный улицами Василенко – Институтская – Дьяченко- Игнатьевское шоссе расположен на некотором удалении от центра города Благовещенска.

Персонал, обслуживающий трансформаторную подстанцию, обязан делать обходы с целью осмотра оборудования. Так как на ТП устанавливаются трансформаторы, являющиеся источниками механического шума, то нам необходимо провести расчет шума, производимого этими трансформаторами.

Для примера проведем расчеты для трансформаторной подстанции №5.

На ТП устанавливаются 2 трансформатора ТМГ-1000/10.

Корректированный уровень звуковой мощности трансформатора с естественной циркуляцией воздуха масла (системы охлаждения вида М) равен:  $L_{WA\Sigma} = 73$  дБА [11]. Так как на ТП установлены два трансформатора, примем поправку:  $L_{WA\Sigma} = 73 + 3 = 76$  дБА.

Проведем расчет шума трансформаторов на расстоянии  $R = 17$  м, так как именно на этом расстоянии находится ближайшее жилое здание.

$$L_a = L_{pa} - 10 \cdot \lg(2 \cdot \pi \cdot R^2), \quad (\text{Б.1})$$

$$L_a = 76 - 10 \cdot \lg(2 \cdot 3,14 \cdot 17^2) = 43,41 \text{ дБА.}$$

Принимаем допустимый уровень шума в зависимости от территории и времени суток (жилые комнаты квартир, жилые помещения домов отдыха с 23.00 до 7.00 ч.)  $L_A = 45$  дБА [11].

Определяем минимальное расстояние, на котором трансформаторная подстанция должна находиться от границы территории жилой застройки, на которой выполняется санитарно-гигиенические требования по шуму.

Определяем по формуле [11]:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - L_A)}}{2 \cdot \pi}}, \quad (\text{Б.2})$$

В результате расчета:

$$r_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(76-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 14,2 \text{ м.}$$

Вывод: В результате расчетов, получено минимальное расстояние от трансформаторной подстанции до территории жилой застройки равное 14,2 м. Поскольку расстояние от ТП5 до территории жилой застройки составляет 17 м, то санитарно-гигиенические требования по шуму выполняются.

#### Б.2 Отвод земель под ТП

Площадь земельных участков трансформаторных подстанций 10/0,4 приведена в таблице Б.1.

Таблица Б.1 - Площадь трансформаторных подстанций

Номер ТП	Мощность трансформатора, кВА	Количество трансформаторов, штук.	Площадь отводимая под ТП, м <sup>2</sup>
1	2	3	4
ТП 1	250	2	11

## Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б

## Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4
ТП 2	400	2	13
ТП 3	400	2	13
ТП 4	250	2	11
ТП 5	1000	2	17
ТП 6	1000	2	17
ТП 7	630	2	15
ТП 8	1000	2	17
ТП 9	1000	2	17
ТП 10	250	2	11
ТП 11	630	2	15
ТП 12	630	2	15
ТП 13	1000	2	17
ТП 14	1000	2	17
ТП 15	630	2	15
ТП 16	1000	2	17
ТП 7	630	2	15

В результате модернизации системы электроснабжения жилого района определено следующее количество ТП: 3 ТП мощностью 250 кВА, 2 ТП мощностью 400 кВА, 4 ТП мощностью 630 кВА, 7 ТП мощностью 1000 кВА, все ТП являются двухтрансформаторными. Таким образом, под них отводится:

- для ТП с трансформаторами по 250 кВА:

$$S=3 \cdot 11=33 \text{ м}^2,$$

- для ТП с трансформаторами по 400 кВА;

$$S=2 \cdot 13=26 \text{ м}^2,$$

- для ТП с трансформаторами по 630 кВА:

$$S=4 \cdot 15=60 \text{ м}^2,$$

- для ТП с трансформаторами по 1000 кВА:

$$S=7 \cdot 17=119 \text{ м}^2.$$

Суммарная площадь земельных участков отводимая под все ТП составляет 238 м<sup>2</sup>.

### **Б.3 Чрезвычайные ситуации**

В выпускной квалификационной работе в г. Благовещенск установлены ТП 10/0,4 кВ. Одной из наиболее опасной чрезвычайной ситуацией в процессе эксплуатации является возникновение пожара на трансформаторных подстанциях, вводах и в электропроводке зданий и сооружений, что в свою очередь может привести к пожару кабельных линий, взрыву трансформаторов тока, разрушению выключателей и т.д.

Порядок действий при получении звонка на диспетчерский пункт от очевидца возгорания трансформаторной подстанции:

1. Дежурный диспетчер должен немедленно сообщить начальнику смены энергообъекта или руководству энергопредприятия, оперативно выездной бригаде, а также в пожарную охрану (МЧС России);

2. Дежурный электромонтер ОВБ должен аварийно отключить напряжение (разъединитель 10 кВ соответствующей ячейки);

3. До прибытия подразделений МЧС России руководителем тушения пожара является дежурный электромонтер ОВБ, который обязан организовать:

- удаление с места пожара всех посторонних лиц;
- установление места возникновения пожара, возможные пути его распространения и образования новых очагов горения (тления);

- выполнение подготовительных работ с целью обеспечения эффективного тушения пожара;

4. Перед началом тушения пожара необходимо убедиться в отсутствии напряжения;

5. Принять меры по ликвидации пожара средствами пожаротушения.

Для ликвидации огня необходимо применять углекислотные, порошковые или хладоновые огнетушители. Не допускается тушение пенными огнетушителями. Пожары на оборудовании, находящемся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить распыленными струями воды, подаваемой из ручных пожарных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается.

При тушении электроустановок распыленными струями воды личный состав подразделений пожарной охраны МЧС России и персонал энергопредприятия обязан выполнять следующие требования:

- работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах (сапогах), а при задымлении - в средствах индивидуальной защиты органов дыхания;

- находиться на безопасном расстоянии до электроустановок;

Личному составу подразделений МЧС России и персоналу запрещается:

- самостоятельно производить какие-либо отключения и прочие операции с электрооборудованием;

- осуществлять тушение пожара в сильно задымленных помещениях с видимостью менее 5 метров;

6. Дежурный электромонтер должен произвести записи в оперативных журналах;

7. Запрещается включать электроустановку до расследования причины возгорания и производства ремонтных работ [11].

## ПРИЛОЖЕНИЯ В

### Заземление

#### **В.1 Расчет заземления распределительного пункта №2**

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Сопротивление, которое оказывают току заземлитель и грунт, называют сопротивлением растеканию. В практике сопротивлению растекания соответствует термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоев земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоев с различным сопротивлением и практически с горизонтальными границами. В горизонтальном направлении удельное сопротивление обычно изменяется незначительно. В верхнем слое до глубины примерно 3 м наблюдаются заметные сезонные изменения удельного сопротивления, вызываемые изменениями температуры, количества и интенсивности выпадающих осадков и другими факторами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы

не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих устройств. Для получения достоверных результатов измерение удельного сопротивления следует производить для всех сезонов года. Чаще они проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при высыхании или промерзании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

В зависимости от места размещения заземлителей относительно заземляющего оборудования различают два типа заземляющего устройств - выносное и контурное.

При выносном заземляющем устройстве заземлитель вынесен за пределы площадки, на которой размещено заземляемое оборудование.

При контурном заземляющем устройстве электроды заземлителя размещают по контуру (периметру) площадки, на которой находится заземляемое оборудование, а также внутри этой площадки.

В открытых электроустановках корпуса присоединяют непосредственно к заземлителю проводами. В зданиях прокладывается магистраль заземления, к которой присоединяют заземляющие провода. Магистраль заземления соединяют с заземлителем не менее чем в двух местах.

В качестве заземлителей в первую очередь следует использовать естественные заземлители в виде проложенных под землёй металлических коммуникаций (за исключением трубопроводов для горючих и взрывчатых веществ, труб теплотрасс), металлических конструкций зданий, соединённых с землёй, свинцовых оболочек кабелей, обсадных труб артезианских колодцев, скважин, шурфов.

В качестве естественных заземлителей подстанций и распределительных устройств рекомендуется использовать заземлители опор отходящих воздушных линий электропередачи, соединённых с заземляющим устройством подстанций или распределительным устройством с помощью грозозащитных тросов линий.

Если сопротивление естественных заземлителей  $R_z$  удовлетворяет требуемым нормам, то устройство искусственных заземлителей не требуется. Но это можно только измерить. Посчитать сопротивление естественных заземлителей нельзя.

Когда естественные заземлители отсутствуют или использование их не даёт нужных результатов, применяют искусственные заземлители - стержни из угловой стали размером 50X50, 60X60, 75X75 мм с толщиной стенки не менее 4 мм, длиной 2,5 — 3 м; стальные трубы диаметром 50—60 мм, длиной 2,5 — 3 м с толщиной стенки не менее 3,5 мм; прутковая сталь диаметром не менее 10 мм, длиной до 10 м и более.

Заземлители забивают в ряд или по контуру на такую глубину, при которой от верхнего конца заземлителя до поверхности земли остаётся 0,5 — 0,8 м. Расстояние между вертикальными заземлителями должно быть не менее 2,5—4 м.

Для соединения вертикальных заземлителей между собой применяют стальные полосы толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм<sup>2</sup> или стальной провод диаметром не менее 6 мм. Полосы (горизонтальные заземлители) соединяют с вертикальными заземлителями сваркой. Место сварки обмазывается битумом для влагоизоляции.

Магистраль заземления внутри зданий с электроустановками напряжением до 1000 В выполняют стальной полосой сечением не менее 100 мм<sup>2</sup> или сталью круглого сечения той же проводимости. Ответвления от магистрали к электроустановкам выполняют стальной полосой сечением не менее 24 мм<sup>2</sup> или круглой сталью диаметром не менее 5 мм.

В качестве горизонтальных проводников принимается стальной провод диаметром 15 мм. В качестве вертикальных проводников приняты угловая сталь размером 50X50 с длиной  $l_{в}$ , равной 3 метрам и с глубиной заложения до поверхности земли 0,6 м. Расстояние между вертикальными электродами  $a$  — 2,5 метров. Глубина заложения горизонтальных заземлителей — 0,6 м. Проверка

принятого сечения горизонтальных проводников по условиям термической и коррозионной стойкости:

Произведем расчет заземления распределительного пункта №2.

Определяем площадь используемую под заземлитель ( $\text{м}^2$ ). Для того чтобы исключить возможность прикосновения человека находящегося за пределами распределительно пункта к силовому оборудованию дополнительно вынесем сетку заземлителя на 1,5 метра [12]:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (\text{В. 1})$$

где  $A$  - ширина территории подстанции (4,6 м);

$B$  - длина территории подстанции (9 м).

$$S = (4,6 + 2 \cdot 1,5) \cdot (9 + 2 \cdot 1,5) = 91,2 \text{ м}^2.$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{\text{М.П}} = \pi \cdot R^2, \quad (\text{В. 2})$$

где  $R$  - радиус провода, принимаем равным 7,5 мм<sup>2</sup>.

$$F_{\text{М.П}} = 3,14 \cdot 7,5^2 = 176,7 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.З}}{400 \cdot \beta}}, \quad (\text{В. 3})$$

где  $I_K^{(1)}$  - ток короткого однофазного замыкания (А);

$t_{P.З}$  - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты, и полного времени отключения выключателя (с);

$\beta$  - коэффициент термической стойкости (для стали  $\beta=21$ ).

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{5630^2 \cdot 0,155}{400 \cdot 21}} = 24,2 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{ПР} + S_{CP}), \quad (\text{В. 4})$$

где  $S_{CP}$  - средняя глубина коррозии (мм).

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (\text{В. 5})$$

где  $T$  - расчетный срок службы заземлителя (240 мес.);

$a_K, b_K, c_K, d_K$  - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$S_{CP} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 1,38$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 1,38 \cdot (15 + 1,38) = 71,2 \text{ мм}^2.$$

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\phi} = F_{КОР} + F_{Т.С}. \quad (\text{В. 6})$$

$$F_{\phi} = 71,2 + 24,2 = 95,4 \text{ мм}^2.$$

Из расчетов видно, что фактическое сечение больше сечения определенного по механической прочности. Значит необходимо уточнить радиус прутка:

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{F_{\phi}}{\pi}}, \quad (\text{В. 7})$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{95,4}{3,14}} = 5,51 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимаем равным 6 мм.

По ниже приведенной формуле произведем расчет общей длины горизонтальных полос (м):

$$L_T = ((A+1,5) \cdot 2) + ((B+1,5) \cdot 2), \quad (\text{В. 8})$$

$$L_T = ((4,6+1,5) \cdot 2) + ((9+1,5) \cdot 2) = 33,2 \text{ м.}$$

Определим число горизонтальных полос на стороне  $A$ :

$$n_{zA} = \frac{((A+1,5) \cdot 2)}{l_{\Pi-\Pi}}; \quad (\text{В. 9})$$

где  $l_{\Pi-\Pi}$  - длина одной полосы (4 м);

$$n_{zA} = \frac{((4,6+1,5) \cdot 2)}{4} = 4.$$

Определим число горизонтальных полос на стороне  $B$ :

$$n_{zB} = \frac{((B+1,5) \cdot 2)}{l_{\Pi-\Pi}}, \quad (\text{В. 10})$$

$$n_{zB} = \frac{((9+1,5) \cdot 2)}{2,5} = 6.$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{L_{\Gamma}}{a}, \quad (\text{В. 11})$$

где  $a$  - расстояние между вертикальными электродами (примем 2,5м);

$$n_B = \frac{33,2}{4} = 9,7.$$

Принимаем количество вертикальных электродов равным 10.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Так как место, где расположен распределительный пункт №2, грунты такие: супесь и глина

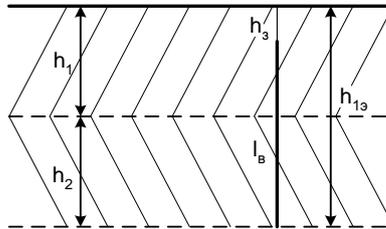


Рисунок В.1 – Двухслойная модель грунта

Определяем эквивалентное сопротивление первого слоя (Ом\*м):

$$\rho_{1э} = \frac{h_{1э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (\text{В. 12})$$

где  $h_{1э} = l_B + h_3$  - граница разделения слоев двухслойной модели (м);

$h_3$  - глубина заложения электрода (0,5...0,7 м);

$$\rho_{1э} = \frac{4 + 0,6}{\frac{1,3}{300} + \frac{2,7}{60}} = 93,24 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели (м) определяется расчетной глубиной:

$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B, \quad (\text{В. 13})$$

$$H_{РАСЧ} = 1,4 \cdot 4 = 5,6 \text{ м}.$$

Эквивалентное сопротивление второго слоя (Ом·м):

$$\rho_{2\varepsilon} = \frac{H_{РАСЧ} - h_{1\varepsilon}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (\text{В. 14})$$

Эта формула используется при увеличении удельного сопротивления по глубине:

$$\rho_{2\varepsilon} = \frac{5,6 - 4,6}{\frac{1,3}{300} + \frac{2,7}{60}} = 20,27 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить:

$$\frac{h_{1\varepsilon} - h_3}{l_B} = \frac{4,6 - 0,6}{4} = 1;$$

$$\frac{\rho_{1\varepsilon}}{\rho_{2\varepsilon}} = \frac{93,24}{20,27} = 4,6.$$

Из результата расчета данных отношений определяем  $\frac{\rho_{ЭКВ}}{\rho_{2\varepsilon}} = 3$  [12], откуда

$$\rho_{ЭКВ} = 26,4 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Определим стационарное сопротивление одного вертикального электрода (Ом):

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right), \quad (\text{В. 15})$$

$$R_{ЭВ} = \frac{26,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 4} \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 4 \cdot (2 \cdot 0,6 + 4)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,6 + 4)} \right) = 6,62 \text{ Ом.}$$

Аналогичная величина для горизонтального электрода:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot l_{Г}} \cdot \ln \left( \frac{1,5 \cdot l_{Г}}{\sqrt{b \cdot h_3}} \right), \quad (\text{В. 16})$$

где  $b = 2 \cdot d$  ширина полосы полосового заземлителя (м).

$$R_{ЭГ} = \frac{26,4}{2 \cdot 3} \cdot \ln \left( \frac{1,5 \cdot 3}{\sqrt{2 \cdot 0,024 \cdot 0,6}} \right) = 14,42 \text{ Ом.}$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{СТ} = \frac{R_{ЭВ} \cdot R_{ЭГ}}{\eta \cdot (n_{В} \cdot R_{ЭГ} + n_{Г} \cdot R_{ЭВ})}, \quad (\text{В. 17})$$

где  $\eta$  - коэффициент использования сложного заземлителя учитывающий ухудшение растекание тока молнии из-за взаимного экранирования (0,75).

$$R_{СТ} = \frac{6,62 \cdot 14,42}{0,75 \cdot (10 \cdot 14,42 + 10 \cdot 6,62)} = 0,605 \text{ Ом.}$$

Импульсное сопротивление вертикальных электродов определяется:

$$R_{И} = \frac{\alpha_{И} \cdot R_{ЭВ}}{n \cdot \eta}, \quad (\text{В. 18})$$

где  $\alpha_{II}$  - импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода 1).

Сложный заземлитель, состоящий из  $n$  однотипных элементов (Ом):

$$R_{IV} = \frac{6,62 \cdot 1}{10 \cdot 0,75} = 0,88 \text{ Ом.}$$

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент:

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{\Gamma}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (\text{В. 19})$$

где  $\tau_{\phi}$  - длительность фронта тока молнии ( $I_M = 60$  кА  $\tau_{\phi} = 2$  мкс);

$L_0$  - индуктивность заземлителя на единицу длины (мкГн/м):

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{l_{\Gamma}}{r} - 0,31 \right). \quad (\text{В. 20})$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{3}{0,01} - 0,31 \right) = 1,079 \text{ мкГн/м;}$$

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{1,079 \cdot 104}{3 \cdot 2 \cdot 14,42} = 2,3;$$

$$R_{III} = \frac{14,42 \cdot 2,3}{10 \cdot 0,75} = 4,42 \text{ Ом.}$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{II} = \frac{R_{IIГ} \cdot R_{IIВ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{IIГ} + n_G \cdot R_{IIВ})}, \quad (\text{В. 21})$$

$$R_{II} = \frac{4,42 \cdot 0,88}{0,75 \cdot (10 \cdot 4,42 + 10 \cdot 0,88)} = 0,098 \text{ Ом.}$$

Полученное значение  $R_{II}$  сравнивается с предельно допустимым сопротивлением 0,5 Ом, после чего делаем вывод о приемлемости данного вида заземления.