

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Модернизация системы электроснабжения микрорайона Европейский города Благовещенск

Исполнитель  
студент группы 842-об(3)

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Д.Р. Заколишнов

Руководитель  
профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н.Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

### З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Заколишнова Даниила Романовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация системы электроснабжения микрорайона Европейский города Благовещенск

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

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

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: план района проектирования, однолинейная схема ПС Чигири 110/10 кВ, принципиальная схема замещения существующей части микрорайона Европейский, нормативно-справочная литература

4. Содержание выпускной квалификационной работы: характеристика района электроснабжения, анализ существующей системы электроснабжения, расчет электрических нагрузок новой части микрорайона, проектирование высоковольтного электроснабжения, расчет токов короткого замыкания, проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ, выбор и проверка электрических аппаратов, выбор и проверка трансформатора собственных нужд, расчет емкостных токов замыкания на землю, релейная защита линии, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: план микрорайона Европейский города Благовещенск, схема электроснабжения микрорайона Европейский города Благовещенск, принципиальная схема замещения микрорайона Европейский, принципиальная схема выбранных комплексных трансформаторных подстанций городского типа, однолинейная схема ПС Чигири 110/10 кВ, микропроцессорная защита кабельной линии 10 кВ

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

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 страниц, 102 формулы, 10 рисунков, 22 таблицы, 22 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, КОЭФФИЦИЕНТ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ, РАСЧЕТНАЯ МОЩНОСТЬ, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ.

В данной бакалаврской работе произведена модернизация системы электроснабжения микрорайона Европейский города Благовещенск, рассмотрены схемы распределительной сети 0,4 кВ, произведен выбор схем и конструкций трансформаторных и распределительной подстанций, рассчитаны токи короткого замыкания, по которым производится выбор основного электрооборудования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района электроснабжения	9
1.1 Характеристика района	9
1.2 Характеристика объекта проектирования	9
2 Анализ существующей системы электроснабжения	11
3 Расчет электрических нагрузок новой части микрорайона	14
3.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	14
3.2 Расчет нагрузок общественных зданий и сооружений	16
3.3 Расчет нагрузки освещения	17
3.4 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	17
3.5 Потери мощности в силовых трансформаторах 10/0,4 кВ	20
3.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	21
3.7 Выбор схемы и конструкции ТП	23
3.8 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	26
3.9 Технико-экономическое сравнение вариантов	27
4 Проектирование высоковольтного электроснабжения	34
4.1 Расчет электрических нагрузок в сети ВН	34
4.2 Выбор места расположения РП	35
4.3 Выбор схемы и сечений питающей линии	36
4.4 Выбор схемы и конструкции РП	38
5 Расчет токов короткого замыкания	40
5.1 Расчет токов КЗ в сетях ВН	40
5.2 Расчет токов КЗ в сетях 0,4 кВ	45
6 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	50
7 Выбор и проверка электрических аппаратов	52
7.1 Выбор и проверка электрических аппаратов на РП	52
7.1.1 Выбор и проверка выключателей	52

7.1.2 Выбор и проверка трансформатора тока	55
7.2 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	58
7.3 Выбор и проверка сборных шин	60
7.3.1 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ	60
7.3.2 Выбор опорных изоляторов	63
8 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд	65
9 Расчет емкостных токов замыкания на землю	68
10 Релейная защита линий	69
10.1 Токовые отсечки	69
10.2 Максимальная токовая защита линии	71
10.3 Защита от замыканий на землю	73
11 Безопасность и экологичность	75
11.1 Безопасность	75
11.1.1 Требования охраны труда перед началом работы	75
11.1.2 Требования охраны труда во время работы	77
11.1.3 Расчет защитного заземления для трансформаторной подстанции, установленной на микрорайоне Европейский	81
11.1.4 Порядок ввода трансформаторной подстанции микрорайона Европейский в эксплуатацию	87
11.2 Экологичность	89
11.3 Чрезвычайные ситуации	90
Заключение	95
Библиографический список	96

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КЛ – кабельная линия;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – комплектное устройство;

ПС – подстанция;

РП – распределительная подстанция;

ТП – трансформаторная подстанция;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## ВВЕДЕНИЕ

Города являются крупными потребителями электроэнергии, так как в них проживает не только большая часть населения, но и расположено также большое количество промышленных предприятий.

Для городов характерен рост электропотребления, что требует систематического развития электрических сетей. Рост электропотребления связан не только с увеличением количества жителей и развитием промышленности, но также с непрерывным проникновением электрической энергии во все сферы жизнедеятельности населения. Растёт расход электрической энергии на бытовые нужды и коммунальное хозяйство городов.

Модернизация системы электроснабжения микрорайона представляет собой сложный процесс выработки и принятия решений по схемам электрических соединений, составу электрооборудования и его размещению, связанный с выполнением расчетов, поиском пространственных компоновок, оптимизацией как отдельных функционально связанных между собой элементов, так и всего проектируемого объекта в целом. В связи с этим процесс проектирования требует системного подхода при изучении объекта проектирования, при математизации и автоматизации проектных работ. При этом повышение качества проекта обеспечивается, с одной стороны, учетом опыта строительства и эксплуатации, с другой стороны, непрерывным потоком новых технических решений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является расширение уже существующей системы электроснабжения, в связи со строительством новой части микрорайона.

Так как микрорайон только строится, то модернизация и расширение уже существующей системы электроснабжения просто необходима для того чтобы:

- грамотно распределить подачу электроэнергии в дома.;

- защитить сети от износа посредством снижения нагрузки на ее составляющие;

- гарантировать безопасность электроснабжения при условиях его грамотной эксплуатации, защититься от перепадов напряжения в сети, коротких замыканий, перегрузки.

Задачи выпускной квалификационной работы:

- Составление характеристики района и анализ существующей системы электроснабжения;

- Расчет электрических нагрузок;

- Проектирование высоковольтного электроснабжения;

- Расчет токов короткого замыкания;

- Проверка выбранных сечений кабелей на воздействие токов короткого замыкания;

- Выбор и проверка электрических аппаратов;

- Выбор и проверка трансформатора собственных нужд;

- Расчет емкостных токов замыкания на землю;

- Расчет релейной защиты линий;

- Определение безопасности и экологичности.

Грамотное обеспечение электроэнергией новой части микрорайона Европейский города Благовещенск является ожидаемым итогом данного проекта.

Для выполнения данной выпускной квалификационной работы были задействованы следующие программные обеспечения:

- Microsoft Office профессиональный плюс 2010;

- Microsoft Visio профессиональный плюс 2016.



# 1. ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

## 1.1 Характеристика района

Микрорайон «Европейский» строится при поддержке Правительства Амурской области. Микрорайон уже строится, завершены работы по благоустройству набережной реки Чигиринка. Всего под микрорайон «Европейский» будет отведено порядка 96 гектаров. Расположение микрорайона у Новотроицкого шоссе всего в 500 метрах за улицей Воронкова. Полноценные одно-, двух- и трехкомнатные квартиры. В микрорайоне на данный момент завершается строительство двух десятиэтажных и одного пятиэтажного здания. В планах построить еще три пятиэтажных здания.

## 1.2 Характеристика объекта проектирования

Модернизация существующей системы электроснабжения предназначена для электроснабжения потребителей комплексной нагрузки на напряжение 10 кВ.

Питание потребителей осуществляется от отдельно стоящих трансформаторных подстанций классом напряжения 10/0,4 кВ. На микрорайон приходят два фидера, один с подстанции «Чигири», а другой с подстанции «Северная».

Климатические условия в зоне строительства подстанции можно охарактеризовать следующим образом:

- степень загрязнения атмосферы относится к третьей зоне по принятой классификации, которая характеризуется как зона с умеренным загрязнением. Для элементов объекта проектирования, относящихся к высшему напряжению подстанции, минимально допустимая удельная эффективная длина пути утечки составляет согласно ПУЭ 1,9 см/кВ;

- континентально-переходная группа экосистем с муссонным климатом;

- климат имеет резко выраженные черты континентальности: большие колебания суточных и годовых температур, низкие зимние и отрицательные годовые температуры.

Климатические характеристики:

Наименьшая температура:  $-45^{\circ}\text{C}$ ;

Наивысшая температура:  $+40^{\circ}\text{C}$ ;

Район по гололеду – II;

Температура гололедообразования:  $-10^{\circ}\text{C}$ .

## 2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

На данный момент на микрорайоне установлена две двухтрансформаторные подстанции типа КТПГ: ТП № 13-164 и ТП № 13-165, основные технические характеристики которых представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные технические характеристики существующих КТПГ

Наименование параметра	Значение параметра
Мощность силового трансформатора, кВА	630,1000
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	10
Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4
Количество отходящих линий	до 16
Исполнение ввода и вывода УВН	кабельный
Исполнение вывода РУНН	кабельный

Потребители в данном микрорайоне являются потребителями III категории, ими являются жилые постройки, а именно многоэтажные жилые дома, так же гаражи и продовольственный магазин.

Потребители по характеру нагрузки относятся к электроприемникам малой и средней мощности (напряжение – 0,4 кВ, промышленная частота – 50 Гц).

Характеристики потребителей, которые получают электроэнергию от существующей системы электроснабжения приведены в таблице 2,3 и на рисунке 1

Таблица 2 – Характеристики потребителей существующей системы электроснабжения

№ п/п	Наименование	Кол-во подъездов	Кол-во кв., мест
1	Магазин	-	20 м <sup>2</sup>
2	Жилой дом	4	160
4	Жилой дом	4	36
5	Жилой дом	4	36
6	Жилой дом	3	27

8	Жилой дом	3	120
9	Жилой дом	3	120
10	Гараж	-	2 шт.

Таблица 3 – Марки и сечения кабелей

ТП	Сечение, мм <sup>2</sup>	Марка
РП1 – ТП №13-164	35	АПвПг
ТП №13-164 – ТП №13-165	35	АПвПг
РП1 – ТП №13-165	35	АПвПг

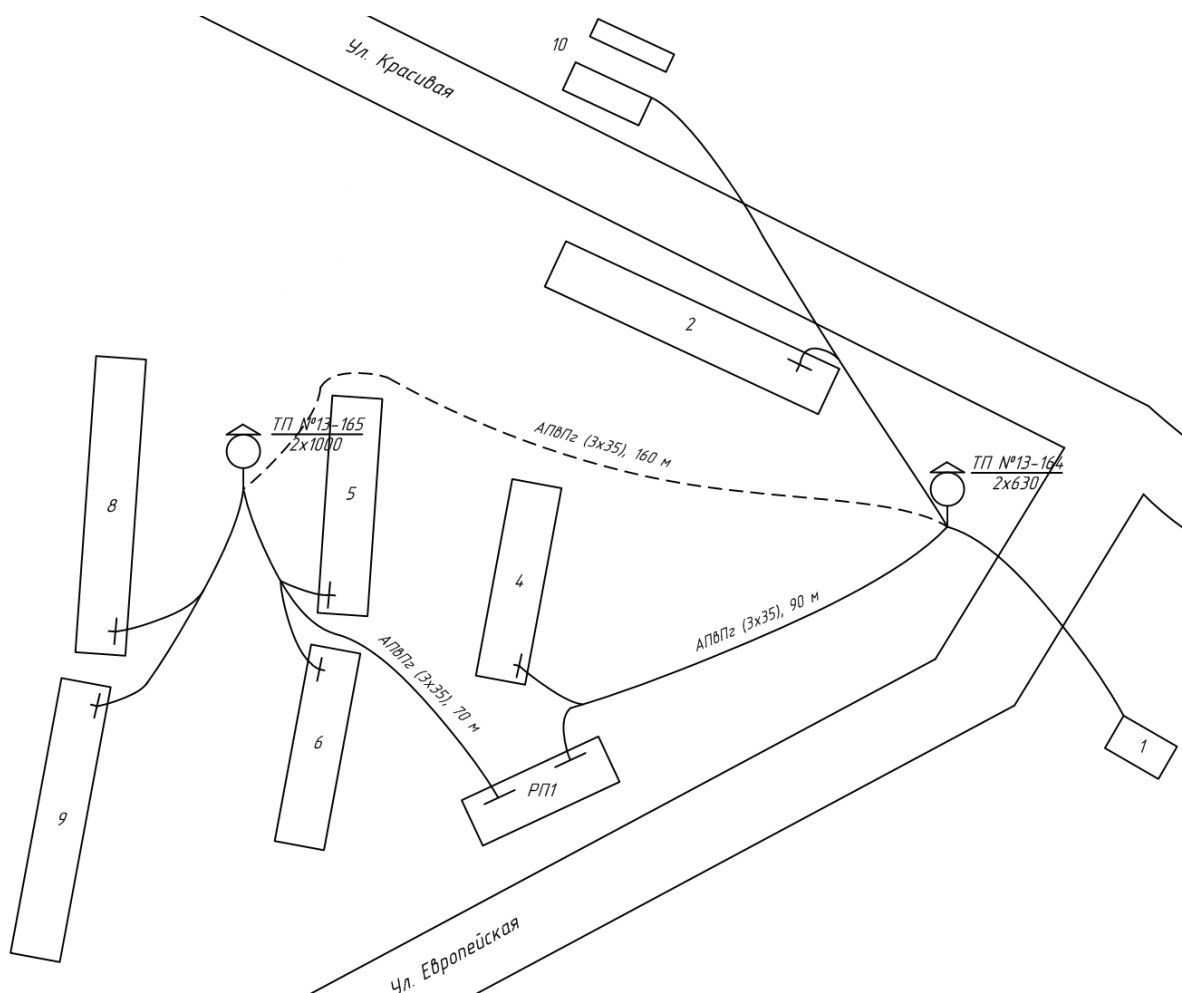


Рисунок 1 – Схема существующего электроснабжения микрорайона

Источником питания для существующей системы электроснабжения является ПС Северная 110/10. Данная подстанция была построена в рамках реализации инвестиционного проекта по строительству электрических сетей 110 киловольт кольца Благовещенска. На данный микрорайон от подстанции приходит Фидер 2.

Технические характеристики для ЛЭП 6-10 кВ Фидера 2:

Протяженность по трассе:

На железобетонных опорах – 4,9 км.

Количество опор:

Одностоечных железобетонных опор – 137 шт;

Сложных железобетонных опор – 82 шт.

Протяженность провода:

СИП 1х50 – 1,25 пр/км;

СИП 1х120 – 5,18 пр/км.

Ручные коммутационные аппараты – 31 шт.

### 3. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НОВОЙ ЧАСТИ МИКРОРАЙОНА

#### 3.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

В основе определения расчетных нагрузок жилых зданий используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира и является приведенной, с учетом коэффициента одновременности в зависимости от числа квартир.

Электрические нагрузки определяются для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, выбора защиты сетей и электрооборудования.

Расход определяется электроосвещением и работой электроприемников повседневного применения (электронагревательные приборы, холодильники и пр.).

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{к.в.} = P_{к.в.уд} \cdot n, \quad (1)$$

где  $P_{к.в.уд}$  – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по [3] (в зависимости от числа квартир присоединенных к линии, типа электрических плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха) кВт/квартиру;

$n$  – количество квартир, присоединенных к линии.

Реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{\Sigma жд} = P_{\Sigma жд} \cdot tg\varphi \text{ квар.} \quad (2)$$

Например, для жилого многоквартирного дома №7 имеем:

$$P_{кв} = 1,83 \cdot 120 = 219,6 \text{ кВт} , \quad (3)$$

Принимаем к установке во всех жилых домах сетевые насосы для подкачки воды марки СЭ160-70, для которых мощность двигателя составляет

$$P_{дв,нас} = 37 \text{ кВт}.$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома:

$$P_{р,ж.д} = P_{кв} + k_y \cdot P_{дв,нас} , \quad (4)$$

где  $k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, равный 0,9.

Тогда, например, для дома № 7 имеем окончательную активную нагрузку:

$$P_{р,2} = 219,6 + 0,9 \cdot 37 = 252,9 \text{ кВт}.$$

Расчетная реактивная нагрузка:

$$Q_{р,ж.д} = P_{кв} \cdot \text{tg}\varphi_{кв} + k_y \cdot P_{дв,нас} \cdot \text{tg}\varphi_{с/т} , \quad (5)$$

где  $\text{tg}\varphi_{кв}$ ,  $\text{tg}\varphi_{с/т}$  – соответственно коэффициенты реактивной мощности квартир и санитарно-технических устройств.

Для дома № 2 имеем:

$$Q_{р,33} = 219,6 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 37 \cdot 0,75 = 68,9 \text{ квар}.$$

Расчета для остальных жилых зданий ведутся аналогично, результаты сведены в таблицу 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов электрических нагрузок жилых зданий

Объект	№ на плане	$n_{кв}$	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар
Жилой дом	3	80	189,3	56,175
Жилой дом	7	120	252,9	68,9
Жилой дом	12	90	208,8	60,075
Жилой дом	13	90	208,8	60,075
Жилой дом	14	90	208,8	60,075
Жилой дом	15	90	208,8	60,075

### 3.2 Расчет нагрузок общественных зданий и сооружений

При расчете электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей принимают в соответствии [3]. удельную нагрузку на одно место или квадратный метр используемой площади.

$$P_{зд.} = P_{зд.уд} \cdot M, \quad (6)$$

где  $M$  – количественный показатель,

$P_{зд.уд}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка магазина.

Так, расчетная активная нагрузка гаража, имеющего на плане номер 11, определяется:

$$P_{зд.} = 0,5 \cdot 2 = 1 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка:

$$Q_{зд} = P_{зд} \cdot tg \varphi, \quad (7)$$

где  $tg \varphi$  – коэффициент реактивной мощности общественного здания.

Расчетная реактивная нагрузка:



$$Q_{зд} = 1 \cdot 0,2 = 0,2 \text{ квар}$$

### 3.3 Расчет нагрузки освещения

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки; и длины дорожного полотна:

$$P_{осв} = p_{уд,осв} \cdot l. \quad (8)$$

Для освещения проезжей части улиц принимаем к использованию фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и лампой ДРЛ125.

Например, для улицы Европейская имеем:

$$P_{осв} = 3,9 \cdot 574 \cdot 10^{-3} = 2,24 \text{ кВт.}$$

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Осветительная нагрузка

Улица	Длина, м	$p_{уд,осв}$ , кВт/км	$P_{осв}$ , кВт
Красивая	574	3,9	2,24
Европейская	475	3,9	1,852

### 3.4 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. ТП выпускают на мощности: 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000 и 1600 кВ·А.

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

$$P_{p,l} = P_{p,зд,max} + \sum_{i=1}^n k_{y,i} \cdot P_{зд,i}, \quad (9)$$

где  $P_{p,зд,max}$  – мощность здания с наибольшим значением расчетной нагрузки, кВт;

$P_{зд,i}$  – расчетная активная нагрузка зданий, питаемых по линии, кВт;

$k_{y,i}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок зданий

Реактивная нагрузка:

$$Q_{p,l} = Q_{p,зд,max} + \sum_{i=1}^n k_{y,i} \cdot Q_{зд,i}, \quad (10)$$

где  $Q_{p,зд,max}$  – реактивная мощность здания с наибольшим значением расчетной нагрузки, квар;

$Q_{зд,i}$  – расчетная реактивная нагрузка зданий, питаемых по линии, квар.

Полная мощность нагрузки по ТП определяется по выражению:

$$S_{p,ТП} = \sqrt{P_{p,l}^2 + Q_{p,l}^2}. \quad (11)$$

Для ТП №13-166 имеем:

$$P_{p,l} = 252,9 + 0,9 \cdot 189,3 + 0,9 \cdot 1 + 0,9 \cdot 1 = 424,17 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,l} = 68,9 + 0,9 \cdot 56,175 + 0,9 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 0,2 = 119,64 \text{ квар}.$$

Однако, согласно приказу Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380 максимально допустимый коэффициент реактивной мощности для сетей 0,4

кВ составляет  $\operatorname{tg}\varphi_{\text{доп}} = 0,35$ . То есть максимально допустимая реактивная мощность для ТП №13-166 должна составлять:

$$Q_{p,l,\text{доп}} = P_{p,l} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{доп}}, \quad (12)$$

$$Q_{p,l,\text{доп}} = 424,17 \cdot 0,35 = 148,46 \text{ квар.}$$

Так как  $Q_{p,l,\text{доп}} > Q_{p,l}$ , то ставить компенсирующее устройство не требуется.

Полная расчетная мощность ТП №13-166:

$$S_{p,\text{ТП}\#13-166} = \sqrt{424,17^2 + 119,64^2} = 440,72 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Принимаем к установке ТП с трансформатором ТМ – 630/10.

Аналогичный расчет для ТП №13-167:

$$P_{p,l} = 208,8 + 0,9 \cdot 208,8 + 0,9 \cdot 208,8 + 0,9 \cdot 208,8 = 772,56 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,l} = 60,075 + 0,9 \cdot 60,075 + 0,9 \cdot 60,075 + 0,9 \cdot 60,075 = 222,27 \text{ квар.}$$

Максимально допустимая реактивная мощность для ТП №13-167 должна составлять:

$$Q_{p,l,\text{доп}} = 772,56 \cdot 0,35 = 270,4 \text{ квар.}$$

Так как  $Q_{p,l,\text{доп}} > Q_{p,l}$ , то ставить компенсирующее устройство не требуется.

Полная расчетная мощность ТП №13-167:

$$S_{p,ТП\text{№}13-166} = \sqrt{772,56^2 + 222,27^2} = 804 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Принимаем к установке ТП с трансформатором ТМ – 1000/10.

Таблица 6 – Расчетная электрическая нагрузка ТП 0,4 кВ

ТП	$P_{p,l}$ , кВт	$Q_{p,l}$ , квар	$S_{p,ТП}$ , кВ·А	$S_{ном,Т}$ , кВ·А
ТП №13-166	424,17	119,64	440,72	2x630
ТП №13-167	772,56	222,27	804	2x1000

### 3.5 Потери мощности в силовых трансформаторах 10/0,4 кВ

Потери активной и реактивной мощностей трансформатора определяются по следующим формулам:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + k_3^2 \cdot \Delta P_K, \quad (13)$$

$$\Delta Q_T = S_{Т.Н.} \cdot \frac{I_{xx}}{100\%} + S_{Т.Н.} \cdot \frac{u_K}{100\%}, \quad (14)$$

где  $\Delta P_{xx}$ , - потери холостого хода, кВт [6];

$\Delta P_K$  – потери короткого замыкания, кВт [6];

$K_3$  – коэффициент загрузки, ( $K_3 = 0,95$ );

$S_{Т.Н.}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$I_{xx}$  – ток холостого хода, %;

$u_K$  – напряжение короткого замыкания, %.

Потери мощности находятся по формуле:

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2}. \quad (15)$$

Определим потери мощности для трансформатора ТП №13-166:

$$\Delta P_T = 1,47 + 0,95^2 \cdot 7,1 = 7,87 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 630 \cdot \frac{2}{100\%} + 630 \cdot \frac{5,5}{100\%} = 47,25 \text{ квар},$$

$$\Delta S_T = \sqrt{7,87^2 + 47,25^2} = 48 \text{ кВА}.$$

Определим потери мощности для трансформатора ТП №13-167:

$$\Delta P_T = 2,1 + 0,95^2 \cdot 12 = 12,93 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = 1000 \cdot \frac{1,5}{100\%} + 1000 \cdot \frac{5,5}{100\%} = 70 \text{ квар},$$

$$\Delta S_T = \sqrt{12,93^2 + 70^2} = 71,41 \text{ кВА}.$$

### 3.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Выбор необходимого сечения проводника обусловлен нагрузкой, протекающей по данному проводнику.

1. Определение расчетного тока:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{р.л}^2 + Q_{р.л}^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (16)$$

2. По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника.

3. Проверка выбранных сечений. Для проверки выбранных сечений рассчитываются наиболее тяжелые послеаварийные режимы. Из них

выбирается больший ток. И по этому току осуществляется проверка по условиям нагрева в длительном режиме:

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дон}, \quad (17)$$

где  $K$  – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды;

$I_{дон}$  – длительно допустимый ток.

Поправочный коэффициент равен 1,29, так как фактическая температура среды ниже минус 5 °С, нормированная температура среды равна плюс 25 °С.

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{р,л}^2 + Q_{р,л}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (18)$$

Так как ТП №13-164 и ТП №13-165 уже существуют и находятся в работе, значит, расчет будем проводить для ТП №13-166 и ТП №13-167.

Определим сечение кабеля, например, для линии ТП №13-166 – 3:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{189,3^2 + 56,175^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,38} = 150,035 \text{ А};$$

Принимаем к установке кабель марки АПвБШп сечением 95 мм<sup>2</sup>.  
Проверяем сечение в послеаварийном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{189,3^2 + 56,175^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 300,07 \text{ А}.$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$300,07 \leq 320 \text{ A.}$$

Условие соблюдается, т.е. сечение проводника выбрано верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 6.

Таблица 7 – Марки и сечения кабелей

Линия	$I_{расч}, \text{ A}$	$I_{н/ав.}, \text{ A}$	Сечение	$I_{доп}, \text{ A}$	Марка
ТП №13-166-7	199,13	398,23	150	440	АПвБШп
ТП №13-166-3	150,035	300,07	95	320	АПвБШп
ТП №13-166-11	0,78	1,55	16	105	АПвБШп
ТП №13-167-12	165,05	330,1	120	375	АПвБШп
ТП №13-167-13	165,05	330,1	120	375	АПвБШп
ТП №13-167-14	165,05	330,1	120	375	АПвБШп
ТП №13-167-15	165,05	330,1	120	375	АПвБШп

### 3.7 Выбор схемы и конструкции ТП

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

Так как номинальное напряжение на стороне ВН – 10 кВ, следовательно, выбираем подстанцию типа КТПГ с двумя трансформаторами.

КТП выполнена из нескольких металлических каркасов, соединенных между собой болтами. В КТПГ в ячейках высоковольтного ввода №1 и №2 установлены выключатели нагрузки ВНА-10/630. В ячейке трансформаторного ввода установлен разъединитель РВЗ с предохранителями ПКТ. Возможна установка выключателя нагрузки ВНА с предохранителями или выключателя ISARC.

Таблица 8 – Основные технические характеристики новых КТПГ

Наименование параметра	Значение параметра
Мощность силового трансформатора, кВА	630,1000
Номинальное напряжение на стороне ВН, кВ	10

Продолжение таблицы 8

Номинальное напряжение на стороне НН, кВ	0,4
Количество отходящих линий	до 16
Исполнение ввода и вывода УВН	кабельный
Исполнение вывода РУНН	кабельный

Схема КТПГ с двумя трансформаторами представлена на рисунке 2.



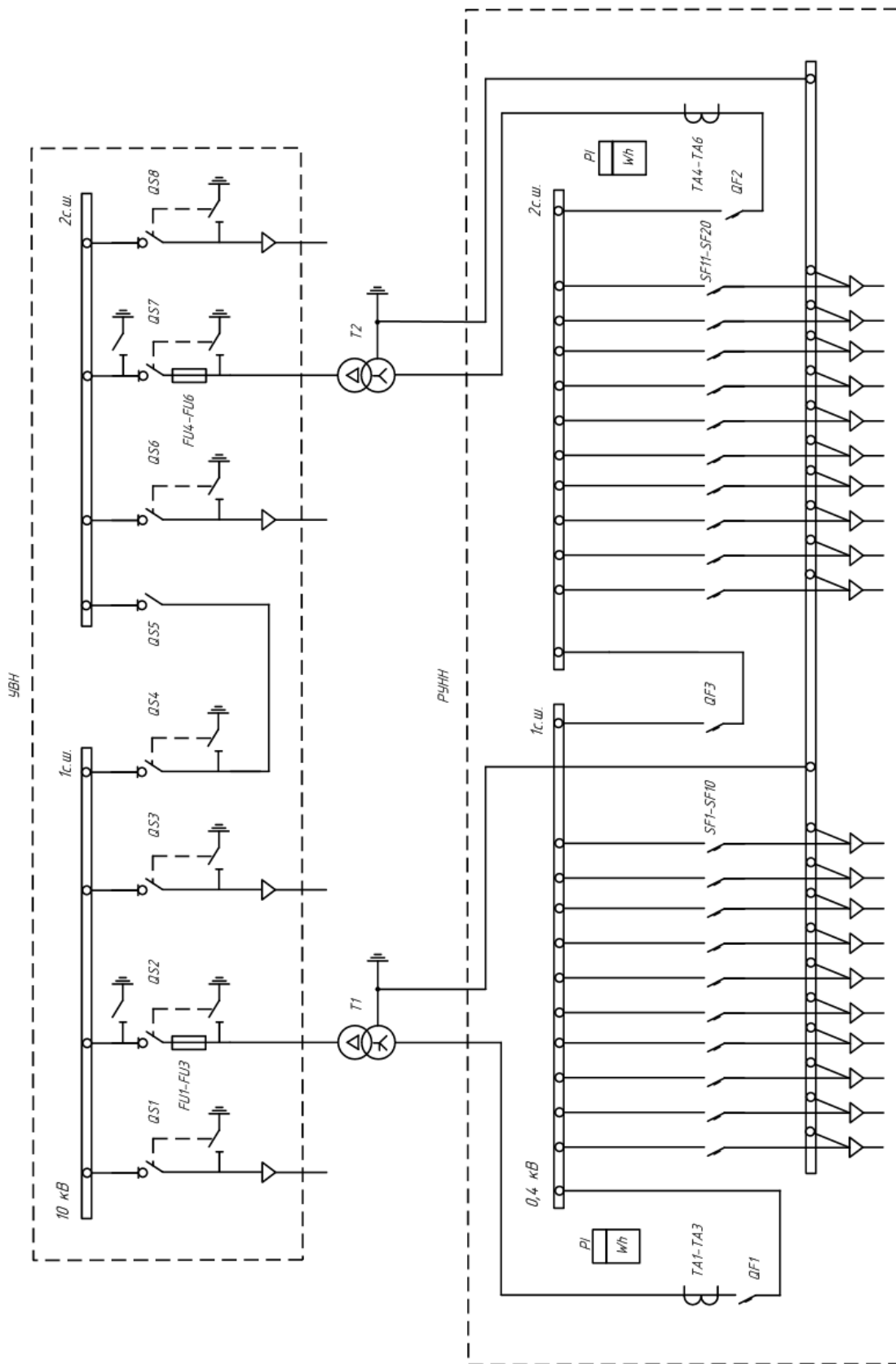


Рисунок 2 – Принципиальная схема КТПГ с двумя трансформаторами

### 3.8 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

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

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

При лучевой схеме электропитания, от источника питания (в данном случае от ТП) отходит магистраль, от которой отпайками запитываются соответствующие потребители.

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, т.к. 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.

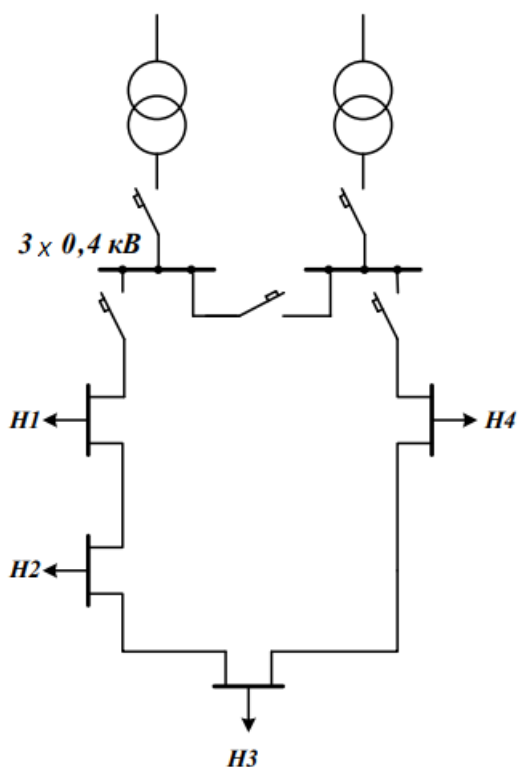


Рисунок 3 – Петлевая схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ

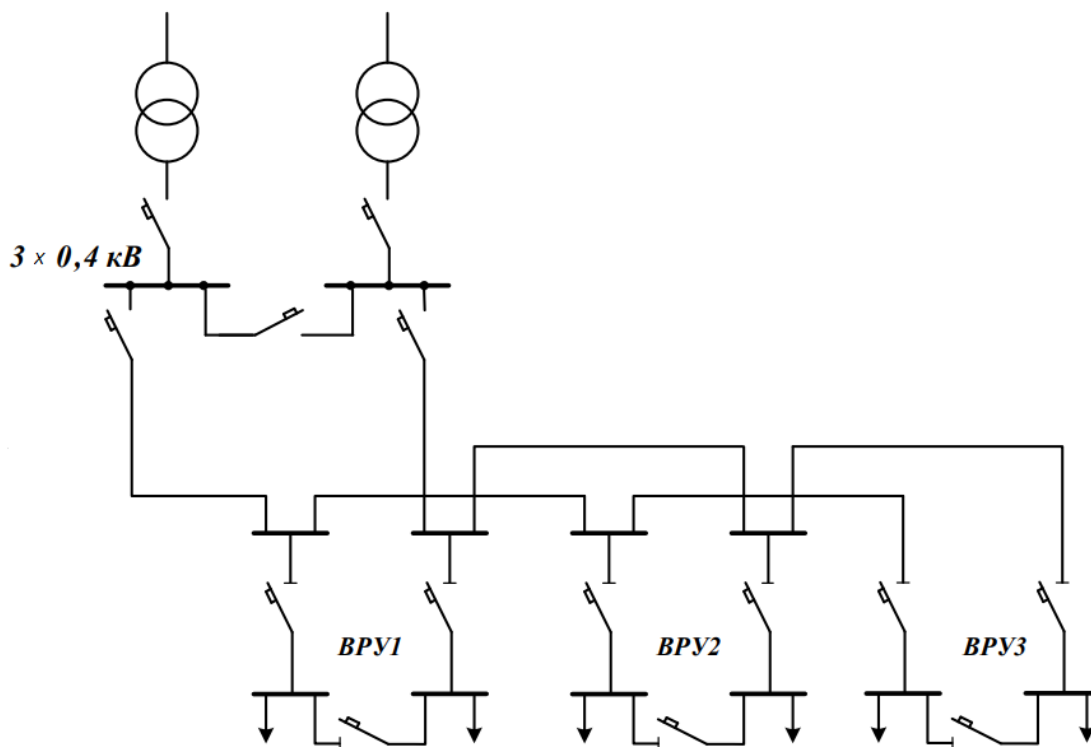


Рисунок 4 – Двухлучевая схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ

### 3.9 Технико-экономическое сравнение вариантов

Технико-экономическое сравнение вариантов основано на методе приведённых ежегодных затрат.

Расчёт приведенных затрат для выбора варианта сети 0,4 кВ производится по формуле:

$$З = E_H \cdot K_{\Sigma} + И, \quad (19)$$

где  $E_H = 0,12$  - нормативный коэффициент экономической эффективности;

$K_{\Sigma}$  - суммарные капиталовложения тыс. руб.;

$И$  – ежегодные текущие издержки при нормальной эксплуатации, тыс. руб.

Расчёт показателей капиталовложений для капитальных затрат сети 0,4 кВ производится по формулам:

$$K_{\Sigma} = K_{\text{вл}\Sigma} + K_{\text{об}}, \quad (20)$$

$$K_{\text{вл}\Sigma} = L_{\text{кли}} \cdot C_{\text{уд.кли}}, \quad (21)$$

$$K_{\text{об}} = N \cdot C, \quad (22)$$

где  $K_{\text{вл}\Sigma}$  - суммарные капиталовложения в КЛ;

$L_{\text{кли}}$  - длина КЛ, км;

$C_{\text{уд.кли}}$  - стоимость одного км КЛ, тыс.руб.

$K_{\text{об}}$  - капитальные затраты на установку силовой аппаратуры, тыс.руб.;

$N$  - число ячеек ПС и ТП, шт.;

$C$  - стоимость одной ячейки, тыс.руб.

Расчёт показателей издержек для сети 0,4 кВ производится по формуле:

$$И = (E_{\text{акл}} + E_{\text{т.р.КЛ}}) \cdot K_{\text{КЛ}\Sigma} + (E_{\text{аоб}} + E_{\text{т.р.об}}) \cdot K_{\text{об}} + И_{\text{э}} \quad (23)$$

где  $E_{\text{акл}}, E_{\text{аоб}}$  – коэффициент амортизационных отчислений для кабелей (3%) и для силового оборудования (6,3%);

$E_{\text{т.р.КЛ}}, E_{\text{т.р.об}}$  – коэффициент амортизационных отчислений на текущий ремонт для КЛ (2%) и для силового оборудования (1%);

$И_{\text{э}}$  – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.

Расчет показателей стоимости потерь электроэнергии для издержек сети 0,4 кВ производится по формуле:

$$И_{\text{э}} = m \cdot \Sigma \Delta W_{\text{max}i}, \quad (24)$$

где  $m = 2,5$  р/кВт ч – стоимость 1 кВт ч потерь электроэнергии;

$\Delta W_{\max i}$  – максимальные потери электроэнергии, кВт ч.

Расчёт показателей величины потерь электроэнергии для издержек сети 0,4 кВ производится по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (25)$$

где  $\tau$  – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (26)$$

где  $T_m$  – число часов использования максимума нагрузки, ( $T_{\max} = 2300$  ч).

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

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (27)$$

где  $I_p$  – расчетный ток участка, А;

$r_0$  – удельное активное сопротивление, Ом/км;

$l$  – длина участка, км.

Произведем расчет, например, для линии ТП №13-166-3:

$$\Delta P = 3 \cdot 173,3^2 \cdot 0,13 \cdot 0,34 \cdot 10^{-3} = 3,98 \text{ кВт.}$$

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100\% , \quad (28)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления соответственно, Ом/км;

Определим, например, потерю напряжения для кабеля ТП №13-166-3:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 150,35 \cdot 0,13 \cdot 100}{400} \cdot (0,34 \cdot 0,869 + 0,318 \cdot 0,495) = 3,83 \text{ \%}.$$

Коэффициент загрузки линии в нормальном режиме рассчитывается по следующей формуле:

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{доп}} , \quad (29)$$

где  $I_p$  - ток в линии в нормальном режиме;

$I_{доп}$  - допустимый ток линии.

Для приведённых затрат в сети 0,4 кВ необходимо провести расчёт разницы приведённых затрат по формуле:

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} \cdot 100\% \quad (30)$$

Для КЛ ТП №13-166-7, выполненной кабелем АПвБШп, произведем расчет максимальных потерь электроэнергии:

$$K_{КЛТП} = 0,13 \cdot 239 = 31,07 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_3 = \frac{150,035}{440} = 0,45,$$

$$\Delta W_{\max} = 3,98 \cdot 1098 = 4370,04 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Произведем расчёт приведённых затрат для первого варианта схемы сети 0,4 кВ по формулам:

$$K_{об} = (2 + 2 + 4 + 4 + 2 + 4) \cdot 126,3 + 4 \cdot 271 = 3357,4 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{кл} = 224,66 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{\Sigma} = 224,66 + 3357,4 = 3582,06 \text{ тыс.руб.},$$

$$\Delta W_{\max} = 29316,82 \text{ кВт}\cdot\text{ч.},$$

$$Иэ = 2,5 \cdot 29316,82 = 73,3 \text{ тыс.руб.},$$

$$И = (0,03+0,02) \cdot 224,66 + (0,063+0,01) \cdot 3357,4 + 73,3 = 329,62 \text{ тыс.руб.},$$

$$З = 0,12 \cdot 3582,06 + 329,62 = 759,46 \text{ тыс.руб.}$$

Для второго варианта схемы сети 0,4 кВ проведем аналогичный расчет:

$$K_{об} = (2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2) \cdot 126,3 + 2 \cdot 271 = 2057,6 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{кл} = 112,33 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{\Sigma} = 112,33 + 2057,6 = 2170 \text{ тыс.руб.},$$

$$\Delta W_{\max} = 14658,41 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$Иэ = 2,5 \cdot 14658,41 = 36,64 \text{ тыс.руб.},$$

$$И = (0,03+0,02) \cdot 112,33 + (0,063+0,01) \cdot 2057,6 + 36,64 = 192,46 \text{ тыс.руб.},$$

$$З = 0,12 \cdot 2170 + 192,46 = 452,86 \text{ тыс.руб.}$$

Разница приведённых затрат между вариантами в процентном соотношении:

$$\Delta Z = \frac{759,46 - 452,86}{452,86} \cdot 100\% = 67,7\%$$

В таблице 9 приведены данные по результатам расчёта потерь электроэнергии в линиях распределительной сети 0,4 кВ микрорайона Европейский города Благовещенск.

В таблице 10 данные по результатам расчёта стоимости кабелей распределительной сети 0,4 кВ микрорайона Европейский города Благовещенск.

Таблица 9 – Определение потерь электроэнергии в линиях

Участок	Провод	Кз	L, км	$\Delta P$ , кВт	$\Delta U$ , %	$\Delta W$ , кВт·час	$\Delta W_{\Sigma}$ , кВт*ч
Вариант 1 (двухлучевая схема)							
ТП №13-166-7	АПвБШп	0,45	0,14	2,33	2,73	5116,68	29316,82
ТП №13-166-3	АПвБШп	0,46	0,26	3,98	3,83	8740,08	
ТП №13-166-11	АПвБШп	0,007	0,06	0,0001	0,004	0,22	
ТП №13-167-12	АПвБШп	0,44	0,2	2,94	3,24	6456,24	
ТП №13-167-13	АПвБШп	0,44	0,08	1,17	1,3	2509,32	
ТП №13-167-14	АПвБШп	0,44	0,08	1,17	1,3	2509,32	
ТП №13-167-15	АПвБШп	0,44	0,12	1,76	1,94	3865	



Вариант 2 (петлевая схема)							14658,41
ТП №13-166-7	АПвБШп	0,45	0,07	2,33	2,73	2558,34	
ТП №13-166-3	АПвБШп	0,46	0,13	3,98	3,83	4370,04	
ТП №13-166-11	АПвБШп	0,007	0,03	0,0001	0,004	0,11	
ТП №13-167-12	АПвБШп	0,44	0,1	2,94	3,24	3228,12	
ТП №13-167-13	АПвБШп	0,44	0,04	1,17	1,3	1284,66	
ТП №13-167-14	АПвБШп	0,44	0,04	1,17	1,3	1284,66	
ТП №13-167-15	АПвБШп	0,44	0,06	1,76	1,94	1932,48	

Таблица 10 – Определение стоимости линии

Участок	Провод	$C_{\text{клуб}}, \text{т. р.} / \text{км}$	L, км	$K_{\text{кл}}$	$K_{\Sigma \text{кл}}$
Вариант 1 (двухлучевая схема)					
ТП №13-166-7	АПвБШп	239	0,14	33,46	224,66
ТП №13-166-3	АПвБШп	239	0,26	62,14	
ТП №13-166-11	АПвБШп	239	0,06	14,34	
ТП №13-167-12	АПвБШп	239	0,2	47,8	
ТП №13-167-13	АПвБШп	239	0,08	19,12	
ТП №13-167-14	АПвБШп	239	0,08	19,12	
ТП №13-167-15	АПвБШп	239	0,12	28,68	
Вариант 2 (петлевая схема)					
ТП №13-166-7	АПвБШп	239	0,07	16,73	112,33
ТП №13-166-3	АПвБШп	239	0,13	31,07	
ТП №13-166-11	АПвБШп	239	0,03	7,17	
ТП №13-167-12	АПвБШп	239	0,1	23,9	
ТП №13-167-13	АПвБШп	239	0,04	9,56	
ТП №13-167-14	АПвБШп	239	0,04	9,56	
ТП №13-167-15	АПвБШп	239	0,06	14,34	

Вариан с петлевой схемой является наиболее оптимальным и экономичным вариантом, исходя из технико-экономического сравнения, потому что он требует затрат на 67,7 % меньше, чем вариант с двухлучевой схемой.

Питающие сети 6 – 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях, а также для питания городской распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от РП мы используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке токораздела.

#### 4.1 Расчет электрических нагрузок в сети ВН

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

Расчетные электрические нагрузки городских сетей определяется по следующим формулам:

$$P_p = k_y \cdot \sum_{i=1}^n P_{p,T} ; \quad (31)$$

$$Q_p = k_y \cdot \sum_{i=1}^n Q_{p,T} ; \quad (32)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} , \quad (33)$$

где  $k_y$  – коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,9, так как количество трансформаторов – 2.

Произведем расчет по формулам (31) – (33) для нахождения расчетной нагрузки РП2:

$$P_{p,РП2} = 0,9 \cdot (424,17 + 772,56) = 1077,057 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,PII2} = 0,9 \cdot (119,64 + 222,27) = 307,719 \text{ квар};$$

$$S_{p,PII2} = \sqrt{1077,057^2 + 307,719^2} = 1120 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

#### 4.2 Выбор места расположения РП

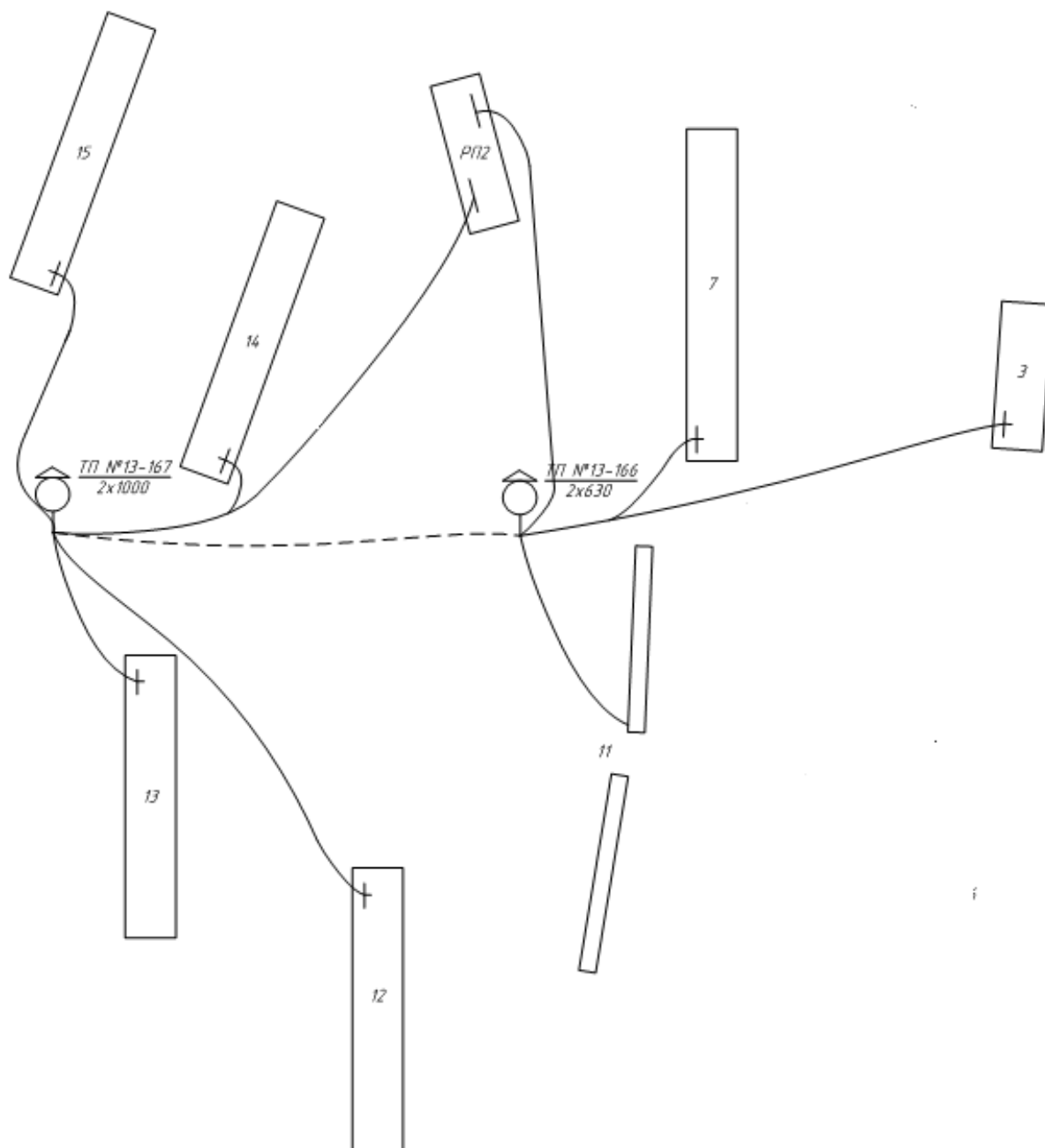


Рисунок 5 – Место расположения РП

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

### 4.3 Выбор схемы и сечений питающей линии

Для питания ТП от РП мы используем петлевые схемы питания, которые в нормальном режиме разомкнуты в точке токораздела.

Расчетная нагрузка линии определяется по следующей формуле:

$$P_{p,l} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n P_{p,T}, \quad (34)$$

где  $k_y$  – коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимается в зависимости от количества трансформаторов.

Для определения сечения питающей линии необходимо найти расчетный ток линии в нормальном режиме и проверить его по току в после аварийном режиме с учетом перегрузочной способности.

Ток в нормальном режиме определяется по следующей формуле:

$$I_{н.р.} = \frac{\sqrt{P_{p,l}^2 + Q_{p,l}^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (35)$$

Ток в послеаварийном режиме определяется по следующей формуле:

$$I_{н/ав} = \frac{\sqrt{P_{p,l}^2 + Q_{p,l}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (36)$$

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

$$I'_{дон} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{дон}. \quad (37)$$

После чего проверяем выбранное сечение по следующей формуле:

$$I_{н/ас} \leq 1,35 \cdot I'_{дон}. \quad (38)$$

Произведем расчет, например, для линии РП2 – ТП №13-166:

$$I_{н.р.} = \frac{\sqrt{381,753^2 + 107,676^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 43,5 \text{ А};$$

$$I_{н/ас} = \frac{\sqrt{381,753^2 + 107,676^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 87 \text{ А}.$$

Принимаем к установке кабель сечением 35 мм<sup>2</sup>.

$$87 \leq 189 \text{ А}.$$

Условие выполняется, сечение выбрано верно.

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

Таблица 11 – Марки и сечения кабелей

ТП	$I_{н.р.}$ , А	$I_{н/ас}$ , А	$I_{дон}$ , А	Сечение, мм <sup>2</sup>	Марка
РП2 – ТП №13-166	43,5	87	189	35	АПвПг
ТП №13-166 – ТП №13-167	107,8	215,6	189	35	АПвПг
РП2 – ТП №13-167	55,54	111,08	189	35	АПвПг

## 4.4 Выбор схемы и конструкции РП

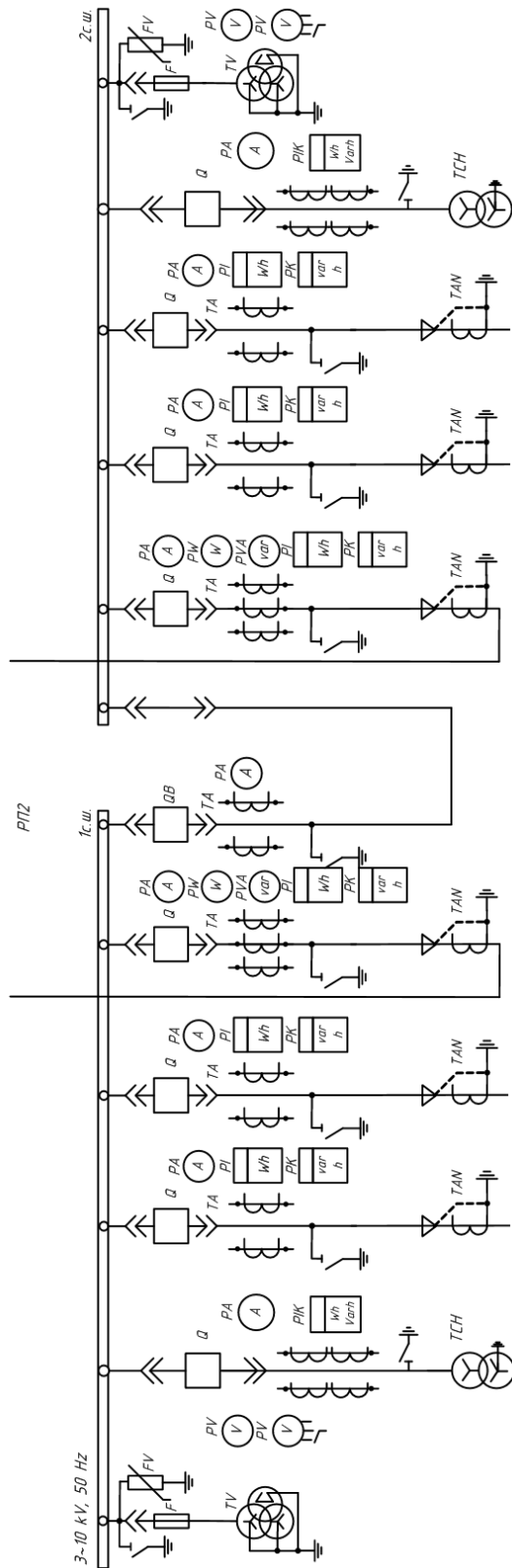


Рисунок 6 – Принципиальная схема РП

Схема и конструкция РП представлена в следующем виде: питание РП по двум линиям, работающим параллельно; секционирование шин осуществляется путем установки АВР на секционном выключателе; кабельное исполнение вводов; оборудование РП размещается в одноэтажном отдельно стоящем здании; строительные конструкции РП выполнены из железобетона и кирпича; полы – цементно-песчаные; двери и ворота выполнены из дерева.

## 5. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ необходимо произвести для выбора и проверки коммутационного оборудования и кабельных линий на термическую и динамическую стойкость к действию токов КЗ, а также для выбора уставок РЗ и токовых катушек автоматических выключателей, а также проверки их чувствительности.

### 5.1 Расчет токов КЗ в сетях ВН

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  $U_{осн} = 1,05 \cdot U_{ном}$ .

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (39)$$

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

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_n + x_c)^2 + (\sum r_n)^2}, \quad (40)$$

где  $\sum r_n$  – активное сопротивление провода до точки короткого замыкания, Ом [5];

$\sum x_n$  – реактивное сопротивление провода до точки короткого замыкания, Ом [5];

$x_c$  – реактивное сопротивление системы, Ом.

$$x_n = x_0 \cdot l, \quad (41)$$



$$r_{л} = r_0 \cdot l, \quad (42)$$

$$x_c = \frac{U_{осн}^2}{S_{к}}, \quad (43)$$

где  $S_{к}$  – мощность короткого замыкания на шинах высокого напряжения, равная 100 МВА.

Расчет полного сопротивления до точки КЗ:

Для точки К1:

$$x_c = \frac{10,5^2}{100} = 1,1 \text{ Ом},$$

$$Z = \sqrt{1,1^2} = 1,1 \text{ Ом}.$$

Для точки К2:

$$x_{л} = 0,095 \cdot 0,11 = 0,01 \text{ Ом},$$

$$r_{л} = 0,84 \cdot 0,11 = 0,1 \text{ Ом},$$

$$Z = \sqrt{(0,01 + 1,1)^2 + (0,1)^2} = 1,114 \text{ Ом}.$$

Для точки К3:

$$x_{л} = 0,095 \cdot 0,12 = 0,01 \text{ Ом},$$

$$r_{\Sigma} = 0,84 \cdot 0,12 = 0,1 \text{ Ом},$$

$$Z = \sqrt{(0,01 + 1,1)^2 + (0,1)^2} = 1,114 \text{ Ом}.$$

Расчет тока трехфазного короткого замыкания:

Для точки К1:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,1} = 5,51 \text{ кА}.$$

Для точки К2:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,114} = 5,44 \text{ кА}.$$

Для точки К3:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,114} = 5,44 \text{ кА}.$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)}. \quad (41)$$

Расчет тока двухфазного короткого замыкания:

Для точки К1:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,51 = 4,77 \text{ кА.}$$

Для точки К2:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,44 = 4,71 \text{ кА.}$$

Для точки К3:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,44 = 4,71 \text{ кА.}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{n(0)}^{(3)}. \quad (44)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}. \quad (45)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}. \quad (46)$$

Расчет ударного тока:

Для точки К1:

$$T_a = \frac{1,1}{314} = 0,003,$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,003}} = 1,04,$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,04 \cdot 5,51 = 8,1 \text{ кА.}$$

Для точки К2:

$$T_a = \frac{1,11}{31,4} = 0,035,$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,035}} = 1,75,$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,75 \cdot 5,44 = 13,46 \text{ кА.}$$

Для точки К3:

$$T_a = \frac{1,11}{31,4} = 0,035,$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,035}} = 1,75,$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,75 \cdot 5,44 = 13,46 \text{ кА.}$$

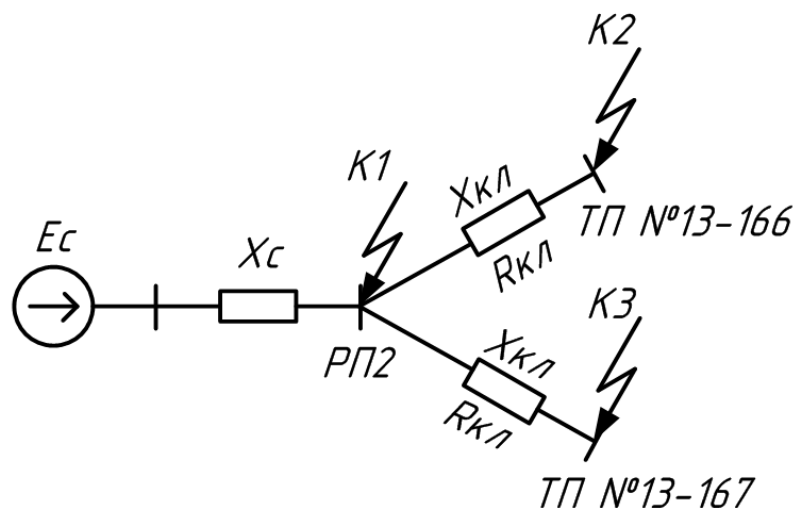


Рисунок 7 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Результаты расчетов сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчетов токов КЗ на 10 кВ

Точка КЗ	$I_{n(0)}^{(3)}$ , кА	$I_{n(0)}^{(2)}$ , кА	$T_a$	$k_{yд}$	$i_{yд}$ , кА
К1	5,51	4,77	0,003	1,04	8,1
К2	5,44	4,71	0,035	1,75	13,46
К3	5,44	4,71	0,035	1,75	13,46

## 5.2 Расчет токов КЗ в сетях 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. Но в данной работе достаточно произвести расчет самой нагруженной ТП.

Начальное значение периодической составляющей находится по формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}. \quad (47)$$

Полное сопротивление участка сети определяется по формуле:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(x_{mp} + x_c)^2 + (r_{mp})^2},$$

где  $x_{тр}$  – реактивное сопротивление трансформатора, мОм [6];

$r_{тр}$  – активное сопротивление трансформатора, мОм [6].

Для расчета токов однофазного короткого замыкания К2 и К3 выбираем наиболее близкий и наиболее удаленный потребители, соответственно.

Ток однофазного короткого замыкания находится по формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{\frac{Z_{mp}}{3} + Z_{II}}, \quad (48)$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение сети,  $U_{\phi} = 220$  В;

$\frac{Z_{mp}}{3}$  – полное сопротивление трансформатора току короткого замыкания

на корпус, Ом,

$Z_{II\Sigma}$  – полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

Для схемы замещения обеспечивается расчёт сопротивления петли фаза-ноль по формуле, имеющей для каждой линии вид:

$$Z_{Pi} = Z_{II,удi} \cdot l_i, \quad (49)$$

$Z_{II,удi}$  – полное удельное сопротивление петли фаза-ноль для участка от трансформатора до места КЗ, Ом/км.

$l_i$  – длины участков, км.

Расчет однофазных токов короткого замыкания:

Для точки К1:

$$x_c = \frac{0,42^2}{100} = 1,7 \text{ мОм},$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(1,2)^2 + (5,5 + 1,7)^2} = 7,3 \text{ мОм},$$

$$I_K^{(1)} = \frac{420}{\sqrt{3} \cdot 7,3} = 2,65 \text{ кА}.$$

Для точки К2:

$$Z_{II} = 1,37 \cdot 0,04 = 0,055 \text{ Ом},$$

$$I_K^{(1)} = \frac{1,05 \cdot 0,22}{\frac{5,63 \cdot 10^{-3}}{3} + 0,055} = 4,05 \text{ кА}.$$

Для точки К3:

$$Z_{II} = 1,37 \cdot 0,1 = 0,137 \text{ Ом},$$

$$I_K^{(1)} = \frac{1,05 \cdot 0,22}{\frac{5,63 \cdot 10^{-3}}{3} + 0,137} = 3,65 \text{ кА}.$$

Расчет трехфазных токов короткого замыкания:

Для точки К1:

$$Z = \sqrt{(5,5 + 1,7)^2 + (1,2)^2} = 7,3 \text{ мОм},$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{420}{\sqrt{3} \cdot 7,3} = 2,65 \text{ кА.}$$

Для точки К2:

$$Z = \sqrt{(0,24)^2 + (0,081 + 1,7)^2} = 1,8 \text{ мОм,}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{420}{\sqrt{3} \cdot 1,8} = 13,47 \text{ кА.}$$

Для точки К3:

$$Z = \sqrt{(0,24)^2 + (0,081 + 1,7)^2} = 1,8 \text{ мОм,}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{420}{\sqrt{3} \cdot 1,8} = 13,47 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Результаты расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{n(0)}^{(3)}$ , кА	$I_{n(0)}^{(1)}$ , кА
К1	2,65	2,65
К2	13,47	4,05
К3	13,47	3,65



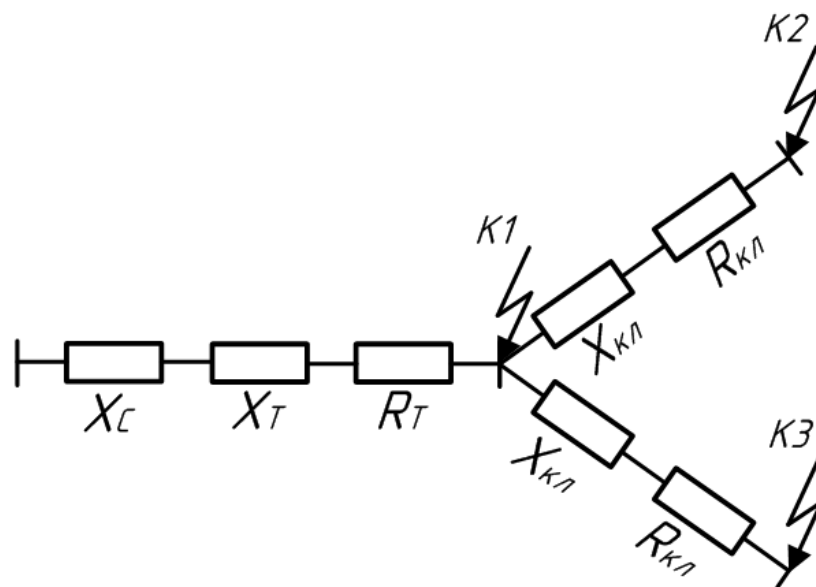


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

## 6. ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

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

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}. \quad (50)$$

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_k = \left( I_{n(0)}^{(3)} \right)^2 \cdot \left[ t_{откл} + T_a \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{T_a}} \right) \right]. \quad (51)$$

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

$$F_{\min} = \sqrt{\frac{B_k}{C_m}}, \quad (52)$$

где  $C_m$  – коэффициент, равный для алюминиевых кабелей  $94 \text{ (A}^2 \cdot \text{c)/мм}^2$ .

Для примера произведем расчет для проверки кабеля:

$$B_k = 5,51^2 \cdot \left[ 0,1 + 0,193 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{0,193}} \right) \right] = 11,9 \text{ A}^2 \cdot \text{c};$$

$$F_{\min} = \sqrt{\frac{11,9 \cdot 10^3}{94}} = 11,251 \text{ мм}^2.$$

Таким образом, выбранный нами кабель проходит по термической стойкости. Для других кабелей, отходящих от данной ТП токи трехфазного КЗ меньше, чем в показанном примере, то есть остальные кабели пройдут проверку по данному условию.

## 7. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 7.1 Выбор и проверка электрических аппаратов на РП

Электрические аппараты выбирают по роду установки, номинальному току и напряжению и проверяют на динамическую и термическую стойкость.

#### 7.1.1 Выбор и проверка выключателей

Место расположения выключателей представлено на рисунке 9.

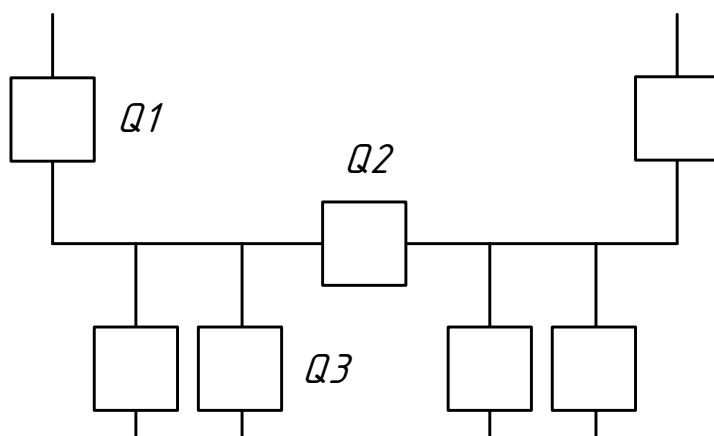


Рисунок 9 – Расположение выключателей

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель Q3:

$$I_{ном,3} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (53)$$

$$I_{ном,3} = \frac{1167,57}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 30,7 \text{ А.}$$

Выбираем вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (54)$$

– по длительному току:

$$I_{р,мах} \leq I_{ном}; \quad (55)$$

– по отключающей способности:

$$I_{n(0)}^{(3)} \leq I_{ном,откл}. \quad (56)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL – 10 – 8/800 – У2.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 5,51^2 \cdot (0,08 + 0,02) = 10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{k,выкл} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}; \quad (57)$$

$$B_{k,выкл} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_k \leq B_{k,выкл}.$$

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

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном,откл}, \quad (58)$$

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

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

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}.$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе составляет:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n(0)}^{(3)}; \quad (59)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,51 = 14,142 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/TEL – 10 – 8/800 – У2	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{p,max} = 30,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 800 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{p,max}$
$i_{y\partial} = 27,57 \text{ кА}$	$i_{скв} = 40 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\partial}$
$B_k = 10 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k,ном} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k,ном} \geq B_k$
$I_{n(0)}^{(3)} = 5,51 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 40 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n(0)}^{(3)}$
$I_{n(t)} = 5,51 \text{ кА}$	$I_{откл} = 16 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{n(t)}$
$i_{a,\tau} = 14,142 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

### 7.1.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока выбираются:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (60)$$

– по току:

$$I_{р,маx} \leq I_{ном,1}; \quad (61)$$

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:

$$i_{y\partial} = k_{\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном,1}, \quad (62)$$

где  $k_{\partial}$  – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

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

– по термической стойкости:

$$B_k \leq (K_m \cdot I_{ном,1})^2 \cdot t_m, \quad (63)$$

где  $K_m$  – кратность термической стойкости, величина справочная;

$t_m$  – время термической стойкости, величина справочная;

– по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2,ном}, \quad (64)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2,ном}$  – 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  $r_{приб}$ , соединительных проводов  $r_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $r_{конт}$ :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{конт}. \quad (65)$$

Распределение приборов по фазам на напряжение 10 кВ приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Распределение приборов по фазам на напряжении 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	–	0,5	–
Счетчик АЭ и РЭ (Альфа)	Альфа	0,12	–	0,12
		0,12		0,12
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
Итог	–	1,24	0,5	1,24

Расчет ведем по одной из наиболее загруженной фазе – фазе А.

Устанавливаем ТТ ТОЛ – 10, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 400 А.

Номинальная нагрузка ТТ:



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

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

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

$$Z_{2,ном} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление приборов:

$$r_{приб} \approx Z_{приб} \approx \frac{S_{приб}}{I_{2,ном}^2}; \quad (67)$$

$$r_{приб} \approx \frac{1,62}{5^2} = 0,065 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов не должно превышать следующего значения:

$$Z_{пр} \leq Z_{2,ном} - (\sum Z_{приб} + Z_{конт}); \quad (68)$$

$$Z_{пр} = 0,4 - (0,065 + 0,1) = 0,235 \text{ Ом.}$$

Минимальное сечение проводов определяется по формуле:

$$F_{min} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}}, \quad (69)$$

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

Принимаем сечение проводов 4 мм<sup>2</sup>.

$$Z_{H,p} = 0,065 + 0,05 + 0,235 = 0,35 \text{ Ом.}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k = 6,555^2 \cdot (3,5 + 0,055 + 0,03) = 154,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_{k,ном} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 16 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{p,max} = 114 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{p,max}$
$Z_{2,ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{H,p} = 0,35 \text{ Ом}$	$Z_{2,ном} \geq Z_{H,p}$
$B_{k,ном} = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 154,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k,ном} \geq B_k$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{уд} = 15,912 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

## 7.2 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Трансформаторы напряжения выбирают по:

- номинальному напряжению;
- классу точности;
- схеме соединения обмоток;

– конструктивному выполнению.

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».

Составляем таблицу нагрузок и определяем расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2,расч}$ .

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Марка	Число	Потребляемая мощность, В·А		
			АВ	ВС	СА
Вольтметр	Э350	1	–	2	–
Ваттметр	Д335	1	2	–	2
Варметр	Д335	1	2	–	2
Счетчик АЭ и РЭ	ЕА0,5РА	10	4	–	4
Всего			44	2	44

Рассчитываем вторичную нагрузку ТН:

$$S_{2,\Sigma} = 44 + 2 + 44 = 90 \text{ В·А.}$$

Устанавливаем ТН типа НТМИ-10-66У3 с номинальной мощностью при классе точности 0,5 равной 120 В·А.

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 15.

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{2,\Sigma} = 90 \text{ В·А}$	$S_{ном} = 120 \text{ В·А}$	$S_{ном} \geq S_{2,\Sigma}$

### 7.3 Выбор и проверка сборных шин

Выбор шин сводится к определению сечения и их проверке на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ. Сечение шин выбирается по длительно допустимому току нагрузки. К расчету принимается большее сечение.

#### 6.3.1 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ.

В закрытых РУ 6 – 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами.

Принимаем шину алюминиевую прямоугольного сечения марки АДЗ1Т, параметры которой:  $F = 249 \text{ мм}^2$ ;  $I_{ном} = 670 \text{ А}$ .

Проверка по термостойкости исходя из расчета КЗ в точке К1:  $I_{n(0)}^{(3)} = 10 \text{ кА}$ ;  $i_{yd} = 27,57 \text{ кА}$ ;  $B_k = 11,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ .

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}; \quad (70)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{11900}}{91} = 1,2 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение шин больше допустимого значит шины термически стойкие.

Пролет:

$$l^2 \leq \sqrt{\frac{J}{q}} \cdot \frac{173,2}{200}. \quad (71)$$

Момент инерции поперченного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы при расположении шин плашмя:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (72)$$

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

$$l \leq \sqrt{\frac{5,2}{1,2} \cdot \frac{173,2}{200}} = 1,8 \text{ м.}$$

Принимаем длину пролета  $l = 1,2 \text{ м}$ .

Проведем механический расчет однополосной шины.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/м, определяется:

$$f_{\text{КЗ}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{\text{уд,КЗ}}^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (73)$$

где  $a$  – расстояние между фазами,  $a \gg 2 \cdot (b + h)$ , принимаем  $0,2 \text{ м}$ .

$$f_{\text{КЗ}} = \sqrt{3} \cdot \frac{27570^2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 658,3 \text{ Н.}$$

Сила  $f$  создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f_{\text{КЗ}} \cdot l^2}{10}, \quad (74)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами.

$$M = \frac{658,3 \cdot 1,2^2}{10} = 94,8 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шин, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot i_{уд}^2 \cdot l}{W \cdot a}, \quad (75)$$

где  $W$  – момент сопротивления при горизонтальном расположении, вычисляется, по выражению для однополюсных шин:

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

$$W = \frac{0,5 \cdot 5^2}{6} = 2,08 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{94,8}{2,08} = 45,58 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если  $\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$ . Здесь  $\sigma_{дон}$  – допустимое механическое напряжение в материале шины.

$$45,58 \leq 75;$$

$$0,7 \cdot \sigma_{разр} \geq \sigma_{дон}; \quad (76)$$

$$91 \geq 75.$$

То есть все условия выполняются, шины выбраны верно.

Таблица 19 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 457 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 670 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$
$q_{\min} = 2,59 \text{ мм}^2$	$q = 50 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$
$\sigma_{\text{расч}} = 54,85 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 65 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

### 6.3.2 Выбор опорных изоляторов

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

– по номинальному напряжению  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;

– по допустимой нагрузке  $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$ ,

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

$F_{\text{доп}}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора:  $F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}}$ ;

Принимаем к установке изоляторы типа ИО-10-3,75 с  $F_{\text{разр}} = 3750 \text{ Н}$ .

При вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила  $F_{\text{расч}}$  определяется по выражению:

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot l \cdot 10^{-7}}{a}; \quad (77)$$

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 27570^2 \cdot 1,2 \cdot 10^{-7}}{0,2} = 790 \text{ Н}.$$

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

$$790 \leq 2250$$

Все условия выполняются, следовательно, изоляторы выбраны верно.



## 8. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРА СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Состав потребителей собственных нужд подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей с.н. на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается:

– при двух трансформаторах собственных нужд на подстанции без постоянного дежурства и при одном трансформаторе собственных нужд:

$$S_{ном,Т} \geq S_{расч,Т};$$

– при двух трансформаторах собственных нужд на подстанции с постоянным дежурством:

$$S_{ном,Т} \geq S_{расч,Т} / K_{П};$$

– если число трансформаторов собственных нужд больше двух, то:

$$S_{ном,Т} \geq S_{расч,Т} / n.$$

Предельная мощность каждого трансформатора должна быть не более 630 кВ·А, при технико-экономическом обосновании допускается применение трансформаторов 1000 кВ·А при  $u_k = 8\%$ .

Два трансформатора собственных нужд устанавливают на всех двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ.

Один трансформатор собственных нужд устанавливают на однострановых подстанциях 35-220 кВ с постоянным оперативным током, без синхронных компенсаторов и воздушных выключателей с силовыми трансформаторами ТМ. В этом случае предусматривается складской резерв в энергосистеме.

На проектируемой распределительной подстанции к нагрузке собственных нужд относятся следующие мероприятия по нормальному функционированию и эксплуатации оборудования:

- освещение, вентиляция – 15 кВт;
- освещение территории – 10 кВт.

У всех данных видов нагрузки коэффициент реактивной мощности равен 1, поэтому расчетная суммарная мощность ТСН определится по выражению:

$$S_{расч,Т} = k_c \cdot P_{с.н}, \quad (78)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, равен 0,8.

$$S_{расч,Т} = 0,8 \cdot (15 + 10) \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_{расч,с.н} = \frac{S_{расч}}{N_{с.н} \cdot k_z}, \quad (79)$$

где  $N_{с.н}$  – число трансформаторов собственных нужд, из приведенных выше условий принимаем равным 1.

$$S_{расч.с.н} = \frac{20}{1 \cdot 0,8} = 25 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем ТМ 25/10. Проверяем данный трансформатор на коэффициент загрузки:

$$k_3 = \frac{S_{расч}}{1 \cdot S_{ном}}; \quad (80)$$

$$k_3 = \frac{20}{1 \cdot 25} = 0,8.$$

## 9. РАСЧЕТ ЁМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

При токе замыкания на землю меньше 20 А нет необходимости в установке ДГР.

Рассчитаем ток замыкания на землю (ЗНЗ), приняв, что РП будет снабжать электроэнергией один жилой район города:

$$I_{\text{кл,емк}} = 1,1 \cdot \left( \frac{U_{\text{ном}} \cdot I_{\text{кл,}\Sigma}}{10} \right); \quad (81)$$

$$I_{\text{кл,емк}} = 1,1 \cdot \left( \frac{10 \cdot 1 \cdot 4,1}{10} \right) = 4,51 \text{ А.}$$

Установка дугогасящего реактора не требуется.

## 10. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ

### 10.1 Токовые отсечки

Токовые отсечки применяется в качестве основных защит в сочетании с максимальными токовыми защитами на тех линиях напряжением 6-10 кВ, где принятая по условиям селективности выдержка времени максимально-токовой защиты обуславливает затормаживание двигателей или снижает эффективность автоматики повторного включения (АПВ).

Кроме того, токовые отсечки без выдержки времени устанавливается на неактивированных кабельных линиях с односторонним питанием, отходящих от шин станции.

В качестве основных защит токовые отсечки могут применяться на генераторах напряжением 3 кВ и выше мощностью 1000 кВт и менее, работающих параллельно, а также на трансформаторах мощностью менее 6300 кВА и двигателях мощностью менее 5000 кВт.

Ток срабатывания отсечки:

$$I_{C.з.} = K_n \cdot I_{K.макс}^{(3)}, \quad (82)$$

где  $K_n$  – коэффициент надежности (для реле РТ-40 – 1,2);

$I_{K.макс}^{(3)}$  – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании на шинах противоположной подстанции.

$$I_{C.з.} = 1,2 \cdot 2650 = 3180 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{c.з.}}{n_{TA}} \cdot K_{CX}, \quad (83)$$

где  $K_{CX}$  – коэффициент схемы. Для защит, включаемых по схеме «звезда – звезда» и «неполная звезда»,  $K_{CX} = 1$ , а для защит, включаемых по схеме «треугольник – звезда» и на разность токов двух фаз,  $K_{CX} = \sqrt{3}$  (в симметричном режиме);

$n_{TA}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_{TA} = \frac{I_{1ном.}}{I_{2ном.}}, \quad (84)$$

где  $I_{1ном.}$  и  $I_{2ном.}$  – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока.

$$n_{TA} = \frac{400}{5} = 80,$$

$$I_{C.P.} = \frac{3180}{80} \cdot \sqrt{3} = 68,85 \text{ А.}$$

Отсечка считается эффективной, если ее зона действия охватывает не менее 20-25% длины линии. В предварительных расчетах допускается вместо зоны действия отсечки определять коэффициент чувствительности защиты по минимальному току двухфазного короткого замыкания на шинах той подстанции, где установлена отсечка.

Коэффициент чувствительности рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К1}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (85)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4770}{3180} = 1,5.$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{Т.О.}}, \quad (86)$$

$$t_{\text{с.з.}} = 0,4 \text{ с.}$$

## 10.2 Максимальная токовая защита линии

Максимальные токовые защиты (МТЗ) со ступенчатой выдержкой времени применяются на одиночных линиях в радиальных сетях в качестве основных защит для сетей напряжением 2-10 кВ и резервных – для сетей напряжением 110-330 кВ, а также для защиты генераторов, трансформаторов; защиты устанавливаются также на шиносоединительных и секционных выключателях.

Ток срабатывания защиты определяется по формуле

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot K_{\text{САМ}}}{K_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (87)$$

где  $K_{\text{Н}}$  - коэффициент надежности;  $K_{\text{Н}} = 1,1$ ;

$K_{\text{САМ}}$  - коэффициент самозапуска;  $K_{\text{САМ}} = 1,5$ ;

$K_{\text{В}}$  - коэффициент возврата для микропроцессорных реле;  $K_{\text{В}} = 0,85$ .

$I_{\text{раб.макс}}$  - максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

$$I_{C.3.} = 3 \cdot 330,1 = 990,3 \text{ A.}$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{C.P.} = \frac{I_{c.3.}}{n_{TA}} \cdot K_{CX}, \quad (88)$$

$$I_{C.P.} = \frac{990,3}{80} \cdot \sqrt{3} = 21,44 \text{ A.}$$

Принимаем к установке реле РТ-40.

Выбор времени МТЗ:

$$t_{C.3.} = t_{T.O.} + \Delta t, \quad (89)$$

где  $t_{T.O.}$  - наибольшая выдержка времени защиты присоединения, с которой ведется согласование, с;

$\Delta t$  - ступень селективности для микропроцессорных защит, с;

$$\Delta t = 0,4 \text{ с.}$$

Для оценки чувствительности защиты определяется коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3.MIN}}{I_{C.3.}}, \quad (90)$$

где  $I_{K3.MIN}$  - ток двухфазного короткого замыкания в конце зоны действия защиты в минимальном режиме работы электрической сети, А.



Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при коротком замыкании в основной зоне и не менее 1,2 – при коротком замыкании в зоне резервирования.

$$K_{\text{ч}} = \frac{4710}{990,3} = 4,75 \geq 1,5;$$

$$t_{\text{с.з.}} = 0,4 + 0,4 = 0,8 \text{ с.}$$

В представленном выше расчете видно, что максимальная токовая защита удовлетворяет условиям чувствительности.

### 10.3 Защита от замыканий на землю

Сеть 10 кВ, а это значит, что защита выполняется с действием на сигнал, так как это сеть с малыми токами замыкания на землю.

Трансформатор тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ будет являться измерительным органом.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з.}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{б}} \cdot I_{\text{кл,емк}}, \quad (91)$$

где  $K_{\text{отс}}$  – коэффициент отстройки для защиты без выдержки времени ( $K_{\text{отс}} = 2$ );

$K_{\text{б}}$  – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока ( $K_{\text{б}} = 1,1$ );

$I_{\text{кл,емк}}$  – ток замыкания на землю.

$$I_{\text{с.з.}} = 2 \cdot 1,1 \cdot 4,51 = 9,92 \text{ А.}$$

Расчёт времени срабатывания защиты:

$$t_{c.з.} = t_{MTЗ} + \Delta t, \quad (92)$$

$$t_{c.з.} = 0,8 + 0,4 = 1,2 \text{ с.}$$

Принимаем к установке реле РТЗ 51.

## 11. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Повышенное внимание к проблеме безопасности жизнедеятельности во всех средах обитания объясняется целым рядом факторов. Одним из основных направлений обеспечения безопасности человека, помимо экологических аспектов и резкого роста вероятности несчастных случаев в быту, остается профилактика производственного травматизма. Важнейшими причинами, определяющими необходимость совершенствования сложившейся системы обеспечения безопасности жизнедеятельности на производстве, являются изменение содержания труда и условий его выполнения, что, в свою очередь сказывается на характере производственного травматизма.

При эксплуатации электроустановок возможны повреждения изоляции, нарушения блокировок и другие неисправности, которые могут являться причинами аварий и несчастных случаев с людьми. Во избежание подобных случаев охрана труда на энергообъекте должна строго придерживаться существующих правил и норм безопасности труда.

Защитные меры в электроустановках направлены на предупреждение несчастных случаев. К числу защитных мер относятся:

- применение малых напряжений;
- защитное разделение сетей;
- защита от перехода напряжения с высшей стороны на низшую;
- контроль изоляции;
- компенсация емкостной составляющей тока замыкания на землю;
- защитное отключение при замыкании на землю на стороне 0,4 кВ;

### **11.1 Безопасность**

#### 11.1.1 Требования охраны труда перед началом работы

- Перед началом работы следует привести в порядок используемую спецодежду. Рукава и полы спецодежды следует застегнуть, одежду заправить так, чтобы не было свисающих концов, надеть головной убор. Запрещается засучивать рукава спецодежды.

- Проверить укомплектованность и пригодность средств защиты и приспособлений:

- Проверить наличие и исправность инструмента, приставных лестниц. Приставная лестница должна быть испытана, оборудована специальными упорами и стяжными болтами, при установке на грунте – острыми наконечниками, при установке на гладких поверхностях – резиновыми башмаками. О своевременности её испытания убедиться по надписи на лестнице.

- Инструмент должен храниться в переносном инструментальном ящике или сумке и соответствовать следующим требованиям:

- Средства защиты, приборы, инструмент и приспособления с дефектами или с истекшим сроком испытания необходимо изъять и заменить исправными.

- У монтерских когтей и лазов необходимо проверить целостность сварных швов, целостность твердосплавных вставок шипов, затяжку шипов, сохранность прошивки ремней и надежность пряжек.

- Не разрешается пользоваться когтями и лазами, у которых затуплены или поломаны шипы. Шипы должны быть завернуты до упора и правильно заточены.

- Необходимо убедиться, что блоки, полиспасты и приданные им канаты испытаны и имеют бирку с указанием номера блока или полиспаста, грузоподъемности и даты очередного испытания. Проверить общее состояние блоков и их отдельных элементов (роликов, шеек, подшипников), крепление каната к блоку, смазку роликов и вращение их на оси и обратить внимание на внутреннюю поверхность зева крюка, на состояние каната.

- Ответственность за укомплектованность исправными защитными средствами и приспособлениями, необходимыми для выполнения работы, возлагается на производителя работ.

- Средства защиты, приборы, инструмент и приспособления с дефектами или с истекшим сроком испытания необходимо заменить исправными и сообщить об этом руководителю работ.

- Необходимо ознакомиться с нарядом, выданным на производство работы, убедиться в том, что меры безопасности определены правильно и содержание работы понятно.

- Электромонтер по эксплуатации распределительных сетей 0,4-6-10 кВ всегда обязан помнить, что после аварийного исчезновения напряжения, оно может быть подано вновь без предупреждения.

#### 11.1.2 Требования охраны труда во время работы

Во время переезда к месту работы на транспорте необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- По прибытии на рабочее место необходимо убедиться по диспетчерским наименованиям, что место работы соответствует указанному в наряде или распоряжении.

- Проверить на рабочем месте исправность защитного заземления оборудования, железобетонных опор.

- Убедиться в выполнении технических мероприятий, указанных в наряде, и получить инструктаж по безопасному производству работ.

- При выполнении работ запрещается приближаться к не огражденным токоведущим частям, находящимся под напряжением.

- Запрещается приближаться к изолированному от опоры молниезащитному тросу на расстояние менее 1 м.

- Перед подъёмом на опору необходимо убедиться в достаточной устойчивости и прочности опоры. Если прочность опоры вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, трещины и прогары в бетоне, наклон больше нормы и т.п.) подниматься на неё без её укрепления не разрешается.

- Необходимость и способы укрепления опоры должен определить производитель работ.

- Работы по усилению опоры с помощью растяжек следует выполнять с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, либо с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре. В случае применения оттяжек с крюками последние должны быть снабжены предохранительными замками.

- Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, также перед подъемом на них должны быть укреплены. Не разрешается нарушать целостность проводов на промежуточных опорах без предварительного их укрепления. запрещается подъем на дефектные опоры с односторонним тяжением проводов.

- При подъеме на опору и работе на ней необходимо пользоваться предохранительным поясом, строп которого следует заводить за стойку опоры с момента начала подъема.

- Не разрешается на угловых опорах со штыревыми изоляторами подниматься и работать со стороны внутреннего угла.

- Во время выполнения какой-либо работы на опоре необходимо опираться на оба когтя (лаза), закрепившись предохранительным поясом.

- Подавать детали на конструкции или оборудование следует с помощью бесконечного каната, веревки и шнура. Стоящий внизу работник должен удерживать канат для предотвращения его раскачивания и приближения к токоведущим частям.

- Работы по демонтажу опор и проводов воздушных линий электропередачи (ВЛ), а также по замене элементов опор должны производиться по технологической карте или проекту производства работ (ППР) в присутствии руководителя работ.

- Способы валки и установки опоры, необходимость и способы её укрепления во избежание отклонения определяет руководитель работ, а если он не назначен, то работник, выдающий наряд.

- При замене деталей опоры должна быть исключена возможность её смещения или падения. При замене приставок на П- и АП-образных опорах следует заменить приставку на одной стойке опоры, закрепить бандажи и утрамбовать землю, а затем приступать к замене приставки на другой стойке. Сдвоенные приставки заменять только поочередно.

- Подниматься на опору разрешается членам бригады:

При выполнении эксплуатационных работ на КТП необходимо пользоваться приставной деревянной лестницей, стоя на ступеньке, находящейся на расстоянии не менее 1 м от верхнего её конца. При работе на высоте 1,3 м и более следует пользоваться предохранительным поясом, который должен закрепляться за конструкцию КТП.

- Запрещается поднимать или опускать груз по приставной лестнице, работать на приставных лестницах с использованием электрического и пневматического инструмента, выполнять газо и электросварочные работы и т.п. Для выполнения таких работ следует применять леса.

- При выполнении ремонтных работ с применением грузоподъемных машин и механизмов не допускается находиться под поднимаемым грузом, корзиной телескопической вышки, а также ближе 5 м от натягиваемых проводов, тросов.

- При работах с телескопической вышки (гидроподъемника) необходимо иметь зрительную связь с водителем. При отсутствии связи у вышки должен находиться член бригады, передающий водителю команды о подъеме или спуске корзины (люльки).

- Работать с телескопической вышки (гидроподъемника) стоя на дне корзины (люльки), закрепившись стропом предохранительного пояса.

- Переходить из корзины (люльки) на опору или оборудование и обратно допускается только с разрешения производителя работ.

- В случае соприкосновения механизма с токоведущими частями, запрещается спускаться с механизма (машины) на землю или подниматься на него, а также прикасаться к нему, стоя на земле; из зоны шагового напряжения

удаляться на расстояние не менее 8 м от неё, передвигая ступни по земле и не отрывая их одну от другой или прыжками на одной ноге или соединенных вместе ногах.

- Запрещается прикасаться к корпусу автомобиля, грузоподъемной машины или механизма на пневмоколесном ходу при всех работах в охранной зоне ВЛ и проводить какие-либо перемещения их рабочих органов, грузозахватных приспособлений и опорных деталей до установки защитных заземлений.

- При необходимости выполнения эксплуатационных работ на токоведущих частях под напряжением до 1000 В, необходимо:

- Запрещается работать в одежде с короткими или засученными рукавами.

- Запрещается в электроустановках работать в согнутом положении, если при выпрямлении расстояние до токоведущих частей, находящихся под напряжением, будет менее указанного в таблице.

- Запрещается в электроустановках при работе около не огражденных токоведущих частей, находящихся под напряжением располагаться так, чтобы эти части находились сзади или с двух боковых сторон.

- Запрещается прикасаться без применения электрозащитных средств к изоляторам оборудования, находящегося под напряжением.

- Запрещается использовать шины первичных обмоток в качестве токоведущих при монтажных и сварочных работах.

- Для исключения ошибок и обеспечения безопасности операцией перед выполнением переключений электромонтер по эксплуатации распределительных сетей 0,4-6-10 кВ осматривает электроустановки, на которых предполагаются операции, проверяет их соответствие выданному заданию и исправность.

- Убедившись в правильности выбранного присоединения и коммутационного аппарата, электромонтер по эксплуатации распределительных сетей 0,4-6-10 кВ производит переключения.



- Перед тем как отключить или включить разъединитель, отделитель необходимо тщательно их осмотреть и определить техническое состояние.

- При обнаружении на перечисленных коммутационных аппаратах трещин на изоляторах и других повреждений – операции с ними запрещаются.

- Включение разъединителей ручным приводом производят быстро, но без удара в конце хода. При появлении дуги ножи не следует отводить, наоборот, так как при расхождении контактов дуга может удлиниться и вызвать короткое замыкание. Операция включения во всех случаях должна продолжаться до конца.

- Отключение разъединителей, следует производить медленно и осторожно. Вначале делают пробное движение рычагом привода для того, чтобы убедиться в исправности тяг, отсутствии качаний и поломок изоляторов.

- Если в момент расхождения контактов между ними возникает сильная дуга, разъединители необходимо немедленно включить и до выяснения причин образования дуги операции с ними не производить, кроме случаев отключения намагничивающих и зарядных токов. Операции в этих случаях должны производиться быстро, чтобы обеспечить погасание дуги на контактах.

- При недовключении ножей рубильника запрещается подбивать ножи и губки под напряжением. Для этого необходимо отключить полностью сборку и обеспечить нормальное включение рубильника.

- При отключениях разъединителями, отделителями зарядного тока, воздушных и кабельных линий, необходимо располагаться под защитным козырьком или за ограждением. - В электроустановках до 1000 В не допускается применение «контрольных» ламп для проверки отсутствия напряжения в связи с опасностью травмирования электрической дугой и осколками стекла [18].

11.1.3 Расчет защитного заземления для трансформаторной подстанции, установленной на микрорайоне Европейский

Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (индуктивное влияние соседних токоведущих частей, вынос потенциала, разряд молнии и т. п.).

Для заземлителей нормируется сопротивление растеканию тока, которое в основном обусловлено удельным сопротивлением грунта, в котором установлены заземлители. Для того чтобы уменьшить удельное сопротивление грунта используют солевые растворы, которыми проливают грунт в местах размещения заземлителей. Помимо этого понижается температура промерзания грунта, что так же ведет к уменьшению удельного сопротивления грунта в холодный период года.

В нашем случае будем рассчитывать заземление трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ.

Удельное сопротивление грунта (грунт – суглинок полутвердый)  $\rho=100$  Ом·м. Климатическая зона – III. Заземляющий контур, в виде прямоугольника, выполняется путем заложения в грунт вертикальных стальных стержней длиной 5 м и диаметром 16 мм, соединенных стальной полосой 40х4 мм, глубина заложения 0,7 м.

Расчет защитного заземления для трансформаторной подстанции [19]:

Если совместно используются естественный и искусственный заземлители, то общее сопротивление рассчитывается по формуле:

$$r_3' = \frac{r_3 r_{e3}}{r_3 + r_{e3}}, \quad (93)$$

где  $r_{e3}$  - сопротивление естественного заземлителя, Ом [19];

$r_3$  - сопротивление искусственного заземлителя при наличии естественного, Ом [19];

$r_3'$  - допускаемое сопротивление заземлителя, Ом [19].

Тогда сопротивление искусственного заземлителя при наличии естественного равно:

$$r_3 = \frac{r_3' r_{e3}}{r_{e3} - r_3'}, \quad (94)$$

$$r_3 = \frac{4 \cdot 30}{30 - 4} = 4,62 \text{ Ом.}$$

Значение допускаемого сопротивления нашли по таблице, приведенной в методических рекомендациях [19],  $r_3' = 4$ , так как мощность источника питания  $> 100$  кВА.

Сопротивление одного вертикального электрода рассчитывается по формуле:

$$r_3 = \frac{0,366 \rho K_e}{l_3} \left( \lg \frac{2l_3}{d_3} + 0,5 \lg \frac{4h_3 + l_3}{4h_3 - l_3} \right), \quad (95)$$

где  $K_e$  - коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления за счет промерзания или просыхания грунта для вертикальных электродов [19];

$l_3$  - длина вертикального электрода, м;

$d_3$  - диаметр вертикального электрода, м;

$h_3$  - глубина заложения вертикального электрода, м.

Глубина заложения рассчитывается по формуле:

$$h_3 = 0,7 + 0,5l_3, \quad (96)$$

где  $h_n$  - глубина заложения горизонтального электрода, м.

$$h_3 = 0,7 + 0,5 \cdot 5 = 3,2 \text{ м.}$$

Сопротивление одного вертикального электрода:

$$r_3 = \frac{0,366 \cdot 100 \cdot 1,6}{5} \left( \lg \frac{2 \cdot 5}{0,016} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 34,84 \text{ Ом.}$$

Предварительное количество вертикальных электродов рассчитывается по формуле:

$$n' = \frac{r_2}{r_3}, \quad (97)$$

$$n' = \frac{34,84}{4,62} = 7,54 \approx 8.$$

Зная расположение электродов, отношение расстояния между электродами к их длине ( $\frac{a}{l_3}$ ) и предварительное количество электродов ( $n'$ ), определяем коэффициент использования вертикальных электродов –  $\eta_3$  по таблице 20.

Таблица 20 – Коэффициенты использования вертикальных электродов

Число электродов $n'$ , шт.	$\eta_3$		
	$a/l_3=1$	$a/l_3=2$	$a/l_3=3$
1	1	1	1
2	-	-	-
3	-	-	-
4	0,66 – 0,72	0,76 – 0,80	0,84 – 0,86
5	-	-	-
6	0,58 – 0,65	0,71 – 0,75	0,78 – 0,82
10	0,52 – 0,58	0,66 – 0,71	0,74 – 0,78

15	-	-	-
20	0,44 – 0,50	0,61 – 0,66	0,70 – 0,74
40	0,38 – 0,44	0,55 – 0,61	0,64 – 0,69
60	0,36 – 0,42	0,52 – 0,58	0,62 – 0,67
100	0,33 – 0,39	0,49 – 0,55	0,59 – 0,65

Окончательное потребное количество электродов определяется по следующей формуле:

$$n = \frac{r_3}{r_3 \eta_3}, \quad (98)$$

$$n = \frac{34,84}{4,62 \cdot 0,66} = 11,42 \approx 12.$$

Длина для электродов, расположенных по контуру, рассчитывается по формуле:

$$l_n = an, \quad (99)$$

$$l_n = 10 \cdot 12 = 120 \text{ м.}$$

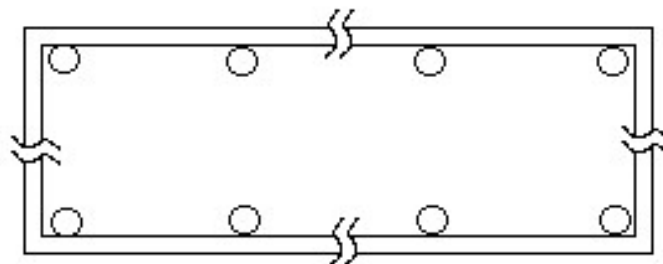


Рисунок 10 – Схема расположения электродов

Сопротивление горизонтального электрода определяется по формуле

$$r_n = \frac{0,366 \rho K_z}{l_n} \lg \frac{2l_n^2}{h_n b}, \quad (100)$$

где  $K_z$  - коэффициент, учитывающий увеличение сопротивления за счет промерзания или просыхания грунта для горизонтальных электродов [2];

$b$  - ширина горизонтального электрода (соединительной полосы), м.

$$r_n = \frac{0,366 \cdot 100 \cdot 2,5}{120} \cdot \lg \frac{2 \cdot 120^2}{0,7 \cdot 0,04} = 2,45 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление заземлителя определяется по формуле

$$r_\Sigma = \frac{r_\partial r_n}{r_\partial \eta_n + r_n \eta_\partial n}. \quad (101)$$

где  $\eta_n$  - коэффициент использования горизонтального электрода.

Зная расположение электродов, отношение расстояния между электродами к их длине ( $\frac{a}{l_\partial}$ ) и предварительное количество электродов ( $n$ ), определяем коэффициент использования горизонтальных электродов –  $\eta_n$  по таблице 21.

Таблица 21 – Коэффициенты использования горизонтальных электродов

Число электродов $n$ , шт.	$\eta_n$		
	$a/l_\partial=1$	$a/l_\partial=2$	$a/l_\partial=3$
4	0,45	0,55	0,70
10	0,34	0,40	0,56
20	0,27	0,32	0,45

30	0,24	0,30	0,41
50	0,21	0,28	0,37
70	0,20	0,26	0,35

$$r_{\Sigma} = \frac{34,84 \cdot 2,45}{34,84 \cdot 0,4 + 2,45 \cdot 0,66 \cdot 12} = 4,06 \text{ Ом.}$$

По результатам расчета проводим проверку условия

$$r_3' < r_{\Sigma} \leq r_3, \quad (102)$$

$$4 < 4,06 \leq 4,62$$

Выполнение данного условия говорит о том, что расчет заземлителя выполнен верно.

#### 10.1.4 Порядок ввода трансформаторной подстанции микрорайона Европейский в эксплуатацию

При вводе в эксплуатацию трансформаторной подстанции, приемочная комиссия контролирует наличие: на дверях трансформаторных камер предупредительных плакатов, напоминающих об опасности, которую представляет для человека приближение к трансформатору; на дверях камер и баках силовых трансформаторов нумерации, позволяющие уменьшить вероятность ошибок при эксплуатации; подъема крышки трансформатора, оборудованного газовой защитой, по направлению к газовому реле для облегчения прохождения газов к реле, а маслопровода от трансформатора по направлению к расширителю; газового реле, установленного горизонтально со стороны, удобной для наблюдения.

В трансформаторных помещениях должна быть предусмотрена необходимая освещенность; все трансформаторы должны быть снабжены термометрами для измерения температуры масла и амперметрами для контроля за нагрузкой (трансформаторы мощностью более 1000 кВА); уровень масла в расширителе должен быть не ниже контрольных отметок; все кнопки, рукоятки и ключи управления должны иметь надписи, указывающие операцию, для которой они предназначены (включить, отключить, прибавить, убавить и т.п.), а сигнальные лампы — надписи, указывающие характер сигнала (включить, отключить и т.п.).

Жилы проводов и кабелей, присоединяемые к зажимам, должны иметь запас по длине.

На щите управления должны быть предусмотрены запас предохранителей и сигнальных ламп, комплект защитных средств; наличие набора инструментов, аптечки, огнетушителей, ручных фонарей, мегаомметра и ключей от всех помещений.

На ПС должны иметься эксплуатационные схемы электрических соединений, утвержденные ответственными за электрохозяйство предприятия. Аварийный запас электрооборудования, частей и деталей для РУ и ПС (масляных выключателей, трансформаторов тока, выключающих катушек для масляных выключателей, изоляторов, разъединителей и т.п.) находится в распоряжении у дежурного.

В КРУ после четырех-пяти пробных вкатываний и выкатываний тележки проверяют состояние выкатных частей, работу блокировок, отсутствие перекосов и заеданий в механической части.

При приемке в эксплуатацию трансформаторы проверяют трех-пятикратным включением без нагрузки на номинальное напряжение. При включении трансформатора на слух проверяют его работу — для обнаружения отклонений (например, неравномерного гудения). В объем проверок также входит проверка работы газового реле, реле уровня масла, манометрических термометров и их вторичных цепей, стрелочного маслоуказателя и отсечного



клапана. При наличии последних — исправности цепей, встроенных трансформаторов тока (причем их вторичные обмотки должны быть замкнуты на приборы или закорочены).

## **11.2 Экологичность**

Если жилые дома довольно близко расположены по отношению к трансформаторным подстанциям, то нужно принять определенные меры безопасности для защиты жизни человека.

Так как все трансформаторные подстанции на микрорайоне Европейский находятся на расстоянии более 20 метров от жилых домов, а это значит, что два фактора опасности, которые могут привести к появлению угрозы жизни человека, уже являются решенными:

- Трансформатор во время работы отличается высоким уровнем шума. Серьезных последствий этот фактор не вызывает, но иногда приводит к появлению дискомфорта.

- Вокруг трансформаторной будки наблюдается электромагнитное излучение. Регулярное его воздействие на человека может значительно ухудшить состояние здоровья и спровоцировать появление разнообразных заболеваний, включая и онкологические.

Трансформаторные подстанции имеют защиту от проникновения в них животных, птиц. Они огорожены, закрыты кожухами, кабельная система проложена под землей. Это позволяет предотвратить гибель птиц при столкновениях с линиями электропередач. При ремонте и плановом обслуживании подстанций предприятия должен проводиться комплекс мер, предусматривающий действия по сохранению естественного ореола обитания животных. В эксплуатации подстанции не применяются опасные вещества, не хранятся отходы, которые могут повлечь за собой гибель зверей, птиц или оказать негативное воздействие на их среду обитания.

Не допускается засорение земельных участков в ходе эксплуатации подстанций. После проведения строительных или ремонтных работ траншеи, ямы, находящиеся на территории объекта, должны быть засыпаны,

растительный слой грунта должен быть восстановлен. Какие элементы подстанции считаются наиболее опасными для окружающей среды: аккумуляторные батареи; замасленные сточные воды; компрессорное оборудование; трансформаторное масло, попавшее в грунт; батареи, установленные в статические конденсаторы; сточные воды, которые образуются на территории подстанции [20].

Согласно с ПУЭ глава 4 ОРУ, для того чтобы предотвратить растекание масла и распространение пожара при повреждениях трансформаторов, устанавливаются маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Масло и вода из маслоприемника без отвода масла должны удаляться при помощи передвижных средств. Рекомендуется при этом выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла в маслоприемнике.

Маслосборники предусматриваются закрытого типа и должны вмещать полный объем масла единичного оборудования, содержащего наибольшее количество масла, а также 80% общего (с учётом получасового запаса) расхода воды от средств пожаротушения. Так же планируется, что они будут оборудованы сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприёмника, ограждений и маслосборника защищены маслостойким покрытием.

### **11.3 Чрезвычайные ситуации**

#### **Обеспечение пожарной безопасности**

Любые электрические установки обладают повышенной пожарной опасностью. Особенно это касается оборудования, в котором используется масло. В данном проекте каждая трансформаторная подстанция находится минимум на расстоянии 30 метров от жилых домов 1-2 степени огнестойкости, и, следовательно, нормы пожарной безопасности соблюдаются.

На микрорайоне Европейский стоят трансформаторы марки ТМ, и, согласно действующим нормам, масляные силовые трансформаторы защищаются системами и установками пожаротушения пеной низкой кратности и газовым пожаротушением (для закрытых трансформаторов).

Системы пожаротушения для трансформаторов по действующим нормам приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Системы пожаротушения по действующим нормам [21]

Нормы	Системы пожаротушения
РД 34.15.109-91	Автоматическая установка пожаротушения распыленной водой пенными оросителями.
РД 34.49.502-96	Воздушно-механическая пена низкой кратности.
ВНПБ 29-14	Для открытых трансформаторов автоматическая установка водяного пожаротушения лафетными стволами.
СТО 34.01-27.3-002-2014	Для закрытых трансформаторов: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Газовое пожаротушение;</li> <li>• Установка пожаротушения пеной низкой кратности, получаемой водопенными насадками, от передвижной пожарной техники;</li> <li>• Лафетные стволы для охлаждения кровли.</li> </ul>
СТО РусГидро 01.01.78-2012	Автоматическая установка пожаротушения распыленной водой эвольвентными оросителями.

Пожаротушение масляного силового трансформатора включает два этапа: ликвидация горения (или снижение его интенсивности) и охлаждение. На первом этапе в течение 3–5 минут подается пленкообразующая пена низкой кратности. Пленкообразующие свойства высокоэффективных фторсинтетических пенообразователей (тип АFFF) эффективно ликвидируют возгорание горючих жидкостей, а также обеспечивают охлаждение трансформатора.

Карты орошения дренчерных оросителей «Антифайер» для подачи пены (или воды) настраиваются таким образом, чтобы за счет соударения струй создавался объем распыляемой пены низкой кратности (или воды), быстро снижающий интенсивность горения трансформаторного масла. При образовании на горячей поверхности изолирующей тонкой пленки горение прекращается.

После завершения подачи пены начинается подача распыленной воды. В систему начинает поступать вода и осуществляется интенсивное охлаждение трансформатора до достижения 30 минут общей работы установки.

Работники должны проходить противопожарный инструктаж, регулярно участвовать в противопожарных тренировках и проходить проверку знаний Правил противопожарного режима, должны быть обучены приемам работы с огнетушителем, пожарным краном в случае пожара и знать место их установки, которое обозначено знаками.

К работе с трансформаторными подстанциями будут допускаться только те квалифицированные работники, которые знают следующие действия при возникновении пожара в трансформаторном помещении:

- Проверить, отключился ли автоматический масляный выключатель загоревшегося трансформатора, если нет, то немедленно его отключить;
- Отключить загоревшийся трансформатор разъединителями от высокого и низкого напряжения;
- Открыть аварийный вентиль для слива масла из горящего трансформатора в маслосборное устройство (емкость);
- Приступить к тушению пожара имеющимися огнетушителями, а в крайнем случае — песком;
- При угрозе переброски огня на аппаратуру, находящуюся под горящим трансформатором, или осаждении копоти и сажи на работающую аппаратуру и воздушные провода принять меры к снятию с них напряжения.

Также соблюдаются следующие меры пожарной безопасности на трансформаторной подстанции в данном микрорайоне:

- Трансформаторные подстанции должны быть защищены от попадания в них снега и дождя.
- Двери всех трансформаторных помещений должны быть выполнены из негорючих материалов и открываться наружу или в другое помещение, не

связанное с постоянным пребыванием людей и не являющееся эвакуационным путем.

- Доступ в трансформаторные помещения должен быть ограничен.

- Надежная эксплуатация трансформаторов и их пожарная безопасность должны обеспечиваться:

- 1) содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;

- 2) качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты.

- Маслоприемные устройства под трансформаторами должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

- Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

- В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления.

- Запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов на электростанциях и подстанциях, если не обеспечена полная готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом.

- Пуск автоматической установки пожаротушения трансформатора (реактора) должен производиться только после снятия напряжения при срабатывании газовой и дифференциальной защиты и дистанционно со щита управления.

- При любом виде пуска установки пожаротушения на трансформаторе должны быть отключены через выходные реле все его выключатели. Установки пожаротушения должны приводиться в действие после отключения выключателей или при отсутствии напряжения на трансформаторе.

- В установке пожаротушения трансформатора должна предусматриваться выдача сигнала на закрытие отсечного клапана,

устанавливаемого в трубопроводе масла между трансформатором и расширителем. Последующее открытие клапана производится вручную.

- Необходимо свести к минимуму выделение токсичных газов и непрозрачного дыма из трансформатора в случае пожара [22].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения бакалаврской работы на тему «Модернизация системы электроснабжения микрорайона Европейский», поставленные задачи были выполнены.

Данная бакалаврская работа выполнена на основе применения утвержденных типов конструкций оборудования серийного заводского изготовления, с соблюдением всех требований нормативно-технической документации.

На основе технико-экономического расчета была выбрана наиболее экономичная простая, но при этом надежная схема распределительной сети

Согласно расчетам, установленное оборудование устойчиво к действию токов КЗ.

После анализа безопасности и экологичности проекта, ясно, что при соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности и пожарной безопасности, эксплуатация сети по данному проекту безопасна.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Мясоедов, Ю.В. Расчёт симметричных и несимметричных коротких замыканий в системах электроснабжения: уч. пособие / Мясоедов, Ю.В., Л.Б. Гоголева. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004. –186 с.
- 2 Комплектные трансформаторные подстанции [Электронный ресурс]. URL:  
<http://rosenergосervis.ru/complete%20transformer%20substation.pdf>
- 3 РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей/ Российское акционерное общество энергетики электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство ЭНАС, 2001. – 31 с.
- 4 Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. / В.Г. Герасимов, А.Ф. Дьяков, Н.Ф. Ильинский, А.И. Попова. – М.: МЭИ, 2002. – 964 с.
- 5 Справочные данные параметров кабелей [Электронный ресурс]. URL:  
[https://powersystem.info/index.php?title=Справочные\\_данные\\_параметров\\_кабелей](https://powersystem.info/index.php?title=Справочные_данные_параметров_кабелей)
- 6 Справочные данные параметров трансформаторов до 35 кВ [Электронный ресурс]. URL:  
[https://powersystem.info/index.php?title=Справочные\\_данные\\_параметров\\_трансформаторов\\_до\\_35\\_кВ](https://powersystem.info/index.php?title=Справочные_данные_параметров_трансформаторов_до_35_кВ)
- 7 Электрические системы [Электронный ресурс]. URL:  
<http://www.msk-cable.ru/> – 3.06.2014
- 8 ПУЭ-7 п.1.3.10-1.3.9 Допустимые длительные токи для проводов, шнуров и кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией [Электронный ресурс]. URL:  
<http://pue7.ru/pue7/punkt.php?n=1.3.10&k=1.3.9>



- 9 Уральский завод трансформаторных технологий [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uztt.ru/> - 3.06.2014
- 10 Кабель. РФ/ Кабель АПВПГ-0,66 [Электронный ресурс]. URL: [https://blagoveschensk.cable.ru/cable/kabel-0-66-kv\\_v\\_group-apvpg.php](https://blagoveschensk.cable.ru/cable/kabel-0-66-kv_v_group-apvpg.php)
- 11 Кабель. РФ/ Кабель АПВБШп-0,66 [Электронный ресурс]. URL: [https://blagoveschensk.cable.ru/cable/kabel-0-66-kv\\_v\\_group-apvbshp.php#tab\\_description](https://blagoveschensk.cable.ru/cable/kabel-0-66-kv_v_group-apvbshp.php#tab_description)
- 12 Как выбрать кабель при проектировании системы противопожарной защиты [Электронный ресурс]. URL: <https://takir.ru/vse-publikacii/kak-vybrat-kabel-pri-proektirovanii-sistemy-protivopozharnoj-zashhity/>
- 13 Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.К. Корнеева, Т.В. Чиркова – М.: Академия, 2004.– 448 с.
- 14 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство ЭНАС, 2001. – 154 с.
- 15 Постановление правительства Российской Федерации от 11 августа 2003г. №486 .Об утверждении правил определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи и опор линий связи, обслуживающих электрические сети.
- 16 Справочник по проектированию электрических сетей/Под ред. Д.Л. Файбисовича.-3-е изд., перераб. и доп.-М.:ЭНАС,2009.-392 с:ил
- 17 Электротехнический справочник под редакцией профессоров МИ/ том 3, 1.М.: энергоиздат
- 18 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Минтруда России от 15 декабря 2020 года № 904н;

- 19 Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям/ сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 101 с.
- 20 Требования по экологической безопасности трансформаторных подстанций [Электронный ресурс]: <https://express-novosti.ru/get/8391627/trebovaniya-po-ekologicheskoy-bezopasnosti-transformatornyih-podstantsij.html>
- 21 Защита трансформаторных подстанций от пожара. Масляный силовой трансформатор: технологии и установки пожаротушения [Электронный ресурс]: [https://energybase.ru/news/articles/protection-of-transformer-substations-from-fire-2020-09-11#:~:text=Согласно%20действующим%20нормам%2C%20масляные%20силовые,газовым%20пожаротушением%20\(для%20закрытых%20оттрансформаторов\)](https://energybase.ru/news/articles/protection-of-transformer-substations-from-fire-2020-09-11#:~:text=Согласно%20действующим%20нормам%2C%20масляные%20силовые,газовым%20пожаротушением%20(для%20закрытых%20оттрансформаторов))
- 22 Инструкция о мерах пожарной безопасности для трансформаторной подстанции [Электронный ресурс]. URL: <https://katalog-rus.ru/2018/07/01/instrukciya-o-merah-pozharnoj-bezopasnosti-dlya-transformatornoj-podstancii/>