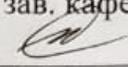


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

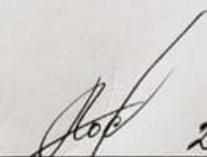
И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
«14» 06 2019 г.

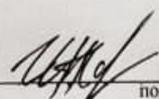
**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы электроснабжения микрорайона Шестой в городе Артем Приморского края

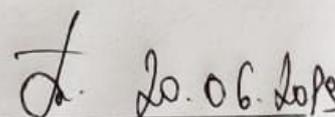
Исполнитель  
студент группы 542-064

  
20.06.2019  
подпись, дата А.А. Лосев

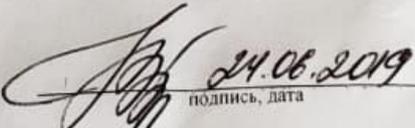
Руководитель  
профессор, докт. техн. наук

  
24.06.2019  
подпись, дата И.В. Наумов

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

  
20.06.2019  
подпись, дата А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
24.06.2019  
подпись, дата Н.С. Бодруг

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
« 05 » 04 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Лосева  
Артура Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование системы электроснабжения для района  
Исетск в породе Артем Приморского края  
(утверждено приказом от 04.04.19 № 1)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 03.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы по  
преддипломной практике, описания и план схемы Приморского  
края

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

Общая характеристика района проектирования; расчет и  
проектирование электрических нагрузок

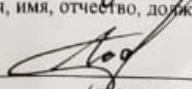
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 шт. чертежей;  
20 таблиц; 96 формул; 12 рисунков.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) по безопасности и экологичности

7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Наумов Ч В проф. г.т.н  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата):

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 93с., 12 рисунков, 96 формул, 30 таблиц, 23 использованных источников.

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

В данной бакалаврской работе для проектируемого района осуществлен расчет электрических нагрузок бытовых и коммунально-бытовых потребителей. Выбрана принципиальная схема электрических соединений распределительной сети. Выполнен выбор трансформаторов, сечений кабельных линий, расчет токов КЗ. Расчет распределительных сетей 10 кВ и 0,4 кВ и выбор основного оборудования на РП и ТП. Показаны электрическая схема района и расположения ТП и РП на плане. Произведен расчет заземления и молниезащиты РП. Приведены правила пожарной безопасности на подстанции.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Климатическая и географическая характеристика района	9
2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ	13
2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	13
2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий	13
2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями	15
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	15
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	15
2.2.2 Расчет нагрузок электрифицированного транспорта	19
2.2.3 Расчет осветительной нагрузки	19
2.3 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ	20
2.4 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	21
2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ	22
2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах ТП 0,4 кВ	25
3 Выбор числа и мощности ТП	26
4 Выбор схемы и конструкции ТП	28
5 Определение потерь мощности и энергии в трансформаторах тп и линиях	29
6 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ жилого района	32
6.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП	32
6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ	33
6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ	33
6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	34
6.5 Расчет электрических нагрузок РП	35
7 Выбор схемы и конструкции РП	38
8 Расчет токов КЗ	40

8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	40
8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ	42
9 Проверка выбранных сечений на воздействие токов короткого замыкания	46
10 Выбор и проверка электрических аппаратов	48
10.1 Выбор и проверка выключателей	48
10.2 Выбор и проверка трансформатора тока	51
10.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	55
10.4 Выбор и проверка предохранителей	56
10.5 Выбор и проверка автоматических выключателей	58
11 Релейная защита и автоматика	67
11.1 Расчет релейной защиты отходящих присоединений РП 10 кВ	67
11.1.1 Расчёт установок токовой отсечки	67
11.1.2 Расчёт установок максимальной токовой защиты	69
11.1.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю	73
11.2 Релейная защита вводного выключателя РП 10 кВ	74
11.2.1 Расчёт уставок токовой отсечки	74
11.2.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты	75
11.3 Релейная защита секционного выключателя	76
11.3.1 Расчёт уставок токовой отсечки	76
11.3.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты	76
12 Расчет емкостных токов замыкания на землю	78
13 Безопасность и экологичность	80
13.1 Безопасность	80
13.2 Экологичность	81
13.3 Чрезвычайные ситуации	86
Заключение	90
Библиографический список	91

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ИП – источник питания;

ЛЭП – линия электропередач;

ПС – подстанция;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

РУ – распределительное устройство;

ГОСТ – государственный стандарт;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

НН – напряжение на низкой стороне;

ВН – напряжение на высокой стороне;

РП – распределительное устройство.

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

Проектируемая система электроснабжения микрорайона предназначена для электроснабжения коммунально-бытовых потребителей. Ожидается суще-

ственное увеличение нагрузки, в основном, в связи с расширением существующих и вводом новых объектов.

Рост электрической нагрузки в районе приведет к значительному увеличению загрузки существующих ВЛ 110 кВ. При этом в послеаварийных режимах отключения питающих ВЛ 110 кВ в период зимнего максимума потребуются ограничение части потребителей.

Произведены расчеты токов КЗ для выбора и проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики.

## 1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ И ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Приморский край (Приморье)— Расположен на юге Дальнего Востока, в юго-восточной части Российской Федерации. На севере граничит с Хабаровским краем, на западе с КНР, на юго-западе с КНДР, с юга и востока омывается Японским морем. Крупный залив — Петра Великого. Берега залива сильно изрезаны и образуют внутренние заливы: Амурский, Уссурийский, Посыета, Стрелок, Восток.

Максимальная протяжённость края (от устья реки Туманной до истоков реки Самарги) около 900 км. Наибольшая ширина (от долины реки Уссури до побережья Японского моря) около 280 км.

Общая протяжённость границ края 3000 км, из них морские около 1500 км.

Самая северная точка края расположена у истока реки Дагды (притока Самарги) —  $48^{\circ}28'$  с. ш.; южная — в устье реки Туманной (Туманган, Тумыньцзян) на границе с КНДР —  $42^{\circ}18'$  с. ш.; западная — близ истока реки Новгородовка —  $130^{\circ}24'$  в. д.; восточная — мыс Золотой —  $139^{\circ}02'$  в. д.[7].

Расстояние между крайними точками равно: северной и южной по меридиану — 900 км.; западной и восточной по равноудалённой параллели — 430 км.

Центральную и восточную части края занимают горы Сихотэ-Алинь, на западе — Уссурийская и Приханкайская низменности. Вдоль южных границ с КНР раскинулись отроги Маньчжуро-Корейских гор. Самой высокой вершиной края является гора Аник высотой 1933 метра, расположенная на северо-востоке края на границе с Хабаровским краем.

Крупные острова: Русский, Путятина, Аскольд, Попова, Рикорда, Рейнке, Большой Пелис.

На юго-западе находится крупное озеро Ханка, по нему проходит граница с КНР. Крупнейшей рекой края является Уссури, истоки реки Уссури находятся на склонах горы Снежная, к северо-востоку от горы Облачная.

Климат умеренный муссонный. Зима сухая и холодная, с ясной погодой, на побережье часто происходят оттепели. Весна продолжительная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное, на летние месяцы приходится максимум количества осадков, в некоторых районах до 90 % годовой суммы. Случаются выходы тайфунов, наносящих порой огромный ущерб инфраструктуре и сельскому хозяйству. Осень тёплая, солнечная и сухая. Летом преобладают юго-восточные ветра с Тихого океана, а зимой северо-западные, приносящие холодную, но ясную погоду с континентальных районов.

Артемовская ТЭЦ (ранее – Артемовская ГРЭС им. С.М. Кирова) – один из центральных энергообъектов юга Приморья. С ее появлением начала формироваться энергетическая система Приморская края. Именно Артёмовская ТЭЦ стала первой по-настоящему крупной и значимой электростанцией, построенной в крае.

До начала 1970-х гг. Артемовская ТЭЦ оставалась самой крупной электростанцией Приморья. С 1984 г. она переведена в разряд теплоэлектроцентралей. На сегодняшний день предприятие имеет установленную электрическую мощность 400 мВт, тепловую – 297 Гкал. Годовая выработка электроэнергии составляет более 2 млрд кВт\*ч, выработка тепла – 630–700 тыс. Гкал.

Основные подразделения, участвующие в выработке продукции: топливно-транспортный, котельный, турбинный, электрический, химический цеха, цех тепловой автоматики и измерений. Работа станции осуществляется четырьмя турбогенераторами типа ТВФ-100-2 мощностью по 100 МВт каждый, четырьмя паровыми турбоагрегатами мощностью по 100 МВт каждый, а также восьмью котельными агрегатами высокого давления типа БКЗ-220-100Ф.

На подстанции установлены:

- два двухобмоточных трансформатора  $S_{ном1} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;

- 3 трехобмоточных трансформатора  $S_{ном2} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;
- 1 автотрансформатор  $S_{ном3} = 1 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Выработка электроэнергии осуществляется четырьмя генераторами мощностью  $S_{ном} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  каждый. Распределительные устройства 110 кВ, 35 кВ выполнены открытыми (ОРУ). ОРУ 110 кВ «АТЭЦ» выполнено по схеме – двух секционированная система сборных шин с обходной системой шин, выключателями типа СМВ-110 (линейные и секционный) и отделителями типа ЗНО-110-1Т в цепях трансформаторов, от ОРУ 110 кВ отходят семь ВЛ 110 кВ; ОРУ 35 кВ «АТЭЦ», выполнено по схеме – одна секционированная система шин, от ОРУ 35 кВ отходят пять ВЛ 35 кВ;

Предприятие обеспечивает потребности региона в электрической энергии и является единственным источником централизованного теплоснабжения в Артемовском городском округе. Потребители тепловой энергии: ОПХ «Дальневосточный», Уссурийская птицефабрика, с. Суражевка, п. Заводской, Уссурийской птицефабрики, ОАО «ДЭР», ТУ Артемовский, база ОАО «Дальэнергоремонт» и г. Артем.

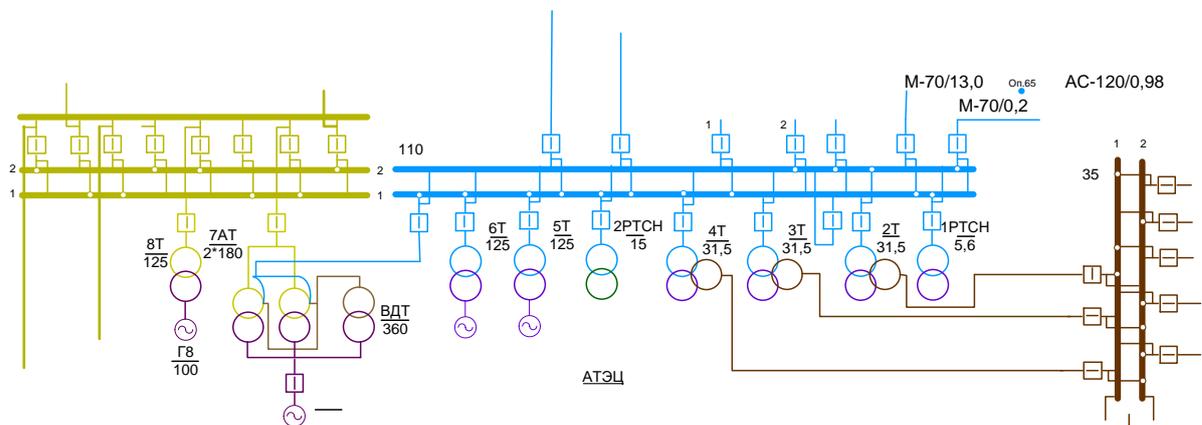


Рисунок 1 – Схема Артемовской ГЭЦ

Подстанция напряжением 110/10 кВ Казармы

Электрическая подстанция «Казармы» выполнена на два класса напряжения 110/10 кВ.

На сегодняшний день на объекте реконструкции установлены пять современных линейных ячеек открытых распределительных устройств, которые

снабжены основным оборудованием - современными трансформаторами, ограничителями и разъединителями напряжения, а также элегазовыми силовыми выключателями для оперативного включения или отключения, как отдельной цепи, так и всего электрооборудования.

Для обеспечения надежности электроснабжения приемники электрической энергии (согласно ПУЭ) делят на три категории:

Электроприемники I категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб экономике, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Перерыв электроснабжения может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Электроприемники II категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники III категории – все остальные электроприемники, не подходящие по определению под определение I и II категорий.

По режиму работы электроприемники могут быть разделены на группы по сходству режимов, т. е. по сходству графиков электрических нагрузок.

Распределительный пункт нашего района будет получать питание от ПС «Казармы», которая в свою очередь получает питание от Артемовской ТЭЦ.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК 0,4 КВ

Основу нагрузок выбранного района составляет бытовые потребители и коммунально-бытовая нагрузка. Первым этапом проектирования систем электроснабжения является расчёт электрических нагрузок. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов. Особенностью расчёта в городских системах является то, что данные о характеристиках электроприемников могут быть не известны. Расчёт производится с помощью метода удельных электрических нагрузок.

### 2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

#### 2.1.1 Расчет электрических нагрузок жилых зданий

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

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

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

$n$  - количество квартир.

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

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

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

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

Мощность лифтовых установок определяется по выражению:

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

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

$P_{ni}$  - установленная мощность электродвигателя лифта, кВт.

Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств определяется по формуле:

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

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

$n$  – количество подъездов.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по формуле:

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

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

Рассмотрим пример расчета здания №33.

$$P_{кв} = 2,1 \cdot 60 = 126 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{сгу}} = 0,85 \cdot \sum_{i=1}^4 5 + 5 = 17 \text{ кВт}$$

$$P_{\text{р.ж.д}} = 126 + 0,9 \cdot 17 = 141,3 \text{ кВт}$$

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

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

### 2.1.2 Расчет электрических нагрузок жилых зданий со встроенными предприятиями

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

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

(6)

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

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

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

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

## 2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

### 2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

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

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

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

$n$  - количественный показатель, учащийся, место, кв. метры.

Рассмотрим пример для расчета электрической нагрузки продовольственного магазина встроенного в здание №40.

$$P_{p.общ.зд} = 0,25 \cdot 60 = 15 \text{ кВт},$$

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

Результаты расчетов сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчет нагрузок электрифицируемого района

№ дом	Объект	Руд	n	P	tg	Q	P <sub>Σ</sub>	Q <sub>Σ</sub>	S <sub>Σ</sub>
1	2	3		5	6	7	8	9	10
1	Гаражи	0,5	150	75	0,25	18,75	75	18,75	77,3
2	Церковь	0,33	45	14,85	0,75	11,14	14,85	11,14	18,56
3	Жилой дом 5 эт.,	2,1	60	126	0,2	25,2	141,3	36,675	145,98
	сту	5	4	17	0,75	12,75			
4	Милиция	0,24	80	19,20	0,75	14,40	19,20	14,40	23,94
5	Жилой дом 5 эт.,	2,1	60	126	0,2	25,2	141,3	36,675	145,98
	сту	5	4	17	0,75	12,75			
6	Жилой дом 2 эт.,	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	сту	5	1	5	0,75	7,5			
7	Жилой дом 2 эт.,	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
8	Жилой дом 2 эт.,	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	сту	5	1	5	0,75	7,5			
9	Жилой дом 3 эт.,	3,1	24	74,4	0,2	14,88	83,4	21,63	86,16
	сту	5	2	5	0,75	7,5			
10	Магазин	0,25	60	15	0,75	11,25	15	11,25	18,75
11	Магазин	0,25	45	11,25	0,75	8,4375	11,25	8,4375	14,06
12	Жилой дом 2 эт.,	3,07,	8	24,56	0,29	7,12	33,56	13,87	36,31

	сту	5	1	5	0,75	7,5			
13	Жилой дом 2 эт.,	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	сту	5	1	5	0,75	7,5			
14	Жилой дом 2 эт	3,07	8	24,56	0,29	7,12	33,56	13,87	36,31
	сту	5	1	5	0,75	7,5			
15	Баня	0,47	63	29,61	0,75	22,20	29,61	22,20	37,01
16	Школа	0,25	500	125	0,38	47,5	125	47,5	133,72
17	Жилой дом 2 эт	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	сту	5	1	5	0,75	7,5			
18	Жилой дом 2 эт	3,07	8	24,56	0,29	7,12	33,56	13,87	36,31
	сту	5	1	5	0,75	7,5			
19	Жилой дом 2 эт	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	сту	5	1	5	0,75	7,5			
20	Детский сад	0,46	450	207	0,46	95,22	207	95,22	227,9
21	Кафе	1,04	80	83,2	0,2	16,64	83,2	16,64	84,85
22	Кочегарка	0,21	45	10,8	0,75	8,1	10,8	8,1	13,50
23	Жилой дом 2 эт	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
24	Жилой дом 2 эт	3,07	8	24,56	0,29	7,12	33,56	13,87	36,31
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
25	Жилой дом 2 эт	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
26	Жилой дом 3 эт	3,1	24	74,4	0,2	25,2	83,4	21,63	86,16
	Сту	5	2	5	0,75	7,5			
27	Жилой дом 2 эт	3,07	8	24,56	0,29	7,12	33,56	13,87	36,31
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
28	Жилой дом 2 эт	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
29	Жилой дом 2 эт	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	сту	5	1	5	0,75	7,5			
30	Жилой дом 2 эт	3,07	8	24,56	0,29	7,12	33,56	13,87	36,31
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
31	Жилой дом 2 эт	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
32	Хлеб.завод	2,57	300	771	0,75	578,25	771	578,25	963,75
33	Коттедж	14,5	2	29	0,29	8,41	29	8,41	30,2
34	Коттедж	25,1	2	50,2	0,29	14,56	50,2	14,56	52,3
35	Коттедж	14,5	2	29	0,29	8,41	29	8,41	30,2
36	Коттедж	25,1	2	50,2	0,29	14,56	50,2	14,56	52,3
37	Коттедж	14,5	2	29	0,29	8,41	29	8,41	30,2
38	Коттедж	25,1	2	50,2	0,29	14,56	50,2	14,56	52,3
39	Коттедж	14,5	2	29	0,29	8,41	29	8,41	30,2
40	Коттедж	25,1	2	50,2	0,29	14,56	50,2	14,56	52,3
41	Жилой дом 2 эт	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
42	Жилой дом 2 эт	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
43	Жилой дом 2 эт	3,07	8	24,56	0,29	7,12	33,56	13,87	36,31
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
44	Жилой дом 2 эт	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
45	Жилой дом 2 эт	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
46	Жилой дом 2 эт	3,07	8	24,56	0,29	7,12	33,56	13,87	36,31
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			
47	Жилой дом 2 эт	5,23	8	41,84	0,2	8,368	50,84	15,12	53,04
	Сту	5	1	5	0,75	7,5			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
48	Больница	0,45	145	65,25	0,45	29,36	65,25	29,36	71,55
49	Столовая	0.26	68	17,68	0,45	7,956	17,68	7,956	19,39

### 2.2.2 Расчет нагрузок электрифицированного транспорта

В данном районе не планируется вводить электрифицированный транспорт, поэтому приведем формулы для расчета.

Рабочий ток тяговой сети:

$$I_{m.c.} = 1,15 \cdot j \cdot L \cdot N, \quad (8)$$

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

$L$  – суммарная протяженность контактной сети;

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

Определяем суммарную нагрузку тяговой сети по выражению:

$$P_{m.c.} = 0,6 I_{m.c.}$$

Окончательно нагрузка тяговой ПС составит:

$$P_{n.c.} = P_{m.c.} \cdot 1,3/0,8$$

### 2.2.3 Расчет осветительной нагрузки

Приближенно нагрузка уличного освещения определяется произведением значений удельной мощности установки, [16]; и длины дорожного полотна:

$$P_{oc} = P_{уд.oc} \cdot L \quad (9)$$

Для освещения проезжей части улиц будем использовать фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и лампой ДРЛ125.

Так как данный район только в проекте, назовем улицы условно цифрами 1, 2, 3, 4, 5.

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчета для уличного освещения

Название улицы	Длина /ширина, км	$P_{уд.ос}$ кВт/км	$P_{ос}$ , кВт
1	0,36 / 0,0075	3,9	1,4
2	0,89 / 0,0075	3,9	3,47
3	0,38 / 0,0075	3,9	1,48
4	0,74 / 0,0075	3,9	2,89
5	0,65 / 0,0075	3,9	2,54
Итого	3,02		11,78

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

Для расчета мощности и расстановки нужного количества ТП, необходимо сгруппировать нагрузку бытовых и коммунально-бытовых потребителей таким образом, чтобы данная суммарная величина не превышала стандартной мощности трансформаторов на ТП. ТП выпускают на мощности: 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000 и 1600 кВА.

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

$$P_{P..л} = P_{зд.маx} + \sum_{i=1}^n k_{yi} \cdot P_{зд.i} \quad (10)$$

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

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

$k_{yi}$  - коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок зданий или жилых домов, [РД, табл. 2.3.1].

Аналогичную формулу используем для расчета реактивной и полной мощности, протекающей по линии.

Рассмотрим пример для расчета нагрузки ТПЗ-48-49-50-51

$$P_{р.л} = 207 + 0,9 \cdot 33,56 + 0,9 \cdot 50,84 + 0,9 \cdot 83,2 = 357,84 \text{ кВт}$$

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

Таблица 3 – Расчетная электрическая нагрузка линий до 1 кВ

Номер ТП	P, кВт	Q, квар
1	2	3
ТП1-33-34	158,58	49,64
ТП1-32	14,85	11,14
ТП1-31	75	18,75
ТП2-35-36	187,06	50,3
ТП2-37-38	101,7	30,24
ТПЗ-48-49-50-51	357,84	136,29
ТПЗ-52	10,8	8,1
ТП4-46-47	170,76	61,1
ТП4-45	29,61	22,20
ТП4-39-40	96,9	31,76
ТП5-41...44	121,38	47,68
ТП5-53...55	126,8	41,2
ТП6-62	771	578,25
ТП6-63...66	147,58	42,8
ТП6-67...70	147,58	42,8
ТП7-60-61	81,04	27,6
ТП7-56...59	235,32	73,8
ТП8-71-72-73	126,8	41,2
ТП8-74-75-76	126,8	41,2
ТП8-77-78	96,6	28,73

## 2.4 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 схемы 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.

## 2.5 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

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

1. Определение максимального тока, протекающего в линии

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (11)$$

2. Определение расчетного тока:

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.L.норм}, \quad (12)$$

где  $\alpha_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы, примем 1,1, [15]

$\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаем равным 1,05, [15].

3. По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника.

4. 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:

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (13)$$

где  $K$  – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (определяется по [1]),

$I_{дл.доп.}$  - длительно допустимый ток (определяется по [11]).

Поправочный коэффициент равен 1,29, так как фактическая температура среды ниже минус 5 °С, нормированная температура среды равна плюс 25 °С согласно, [3].

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P.Л.}^2 + Q_{P.Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (14)$$

Определим сечение кабеля для линии ТПЗ-48-49-50-51:

$$I_{P.Л.норм} = \frac{\sqrt{357,84^2 + 136,29^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 411,38 \text{ А}$$

$$I_{расч} = \alpha_i \alpha_T I_{P.Л.норм.} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 411,38 = 475,14 \text{ А}$$

К установке выбираем кабель марки ВВГнг-НФ сечением 150 мм<sup>2</sup>.

Проверяем сечение в послеаварийном режиме:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{357,84^2 + 136,29^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 581,78 \text{ А}$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$581,78 \leq 1,29 \cdot 505 = 651,45$$

Условие соблюдается. Сечение проводника выбрано верно.

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

Таблица 4 – Марки и сечения кабелей

Участок сети	$I_{расч.}, \text{А}$	$I_{n/ав}, \text{А}$	$I_{дл.доп.}, \text{А}$	Сечение $F, \text{мм}^2$	марка	$\Delta U \%$ ,
1	2	3	4	5	6	7
ТП1-33-34	145,8	252,5	348,3	70	ВВГнг-НФ	4,192
ТП1-32	16,3	28,21	38,7	2,5	ВВГнг-НФ	7,852
ТП1-31	67,83	117,49	90,3	6,5	ВВГнг-НФ	5,913
ТП2-35-36	169,9	294,3	270,9	35	ВВГнг-НФ	10,071
ТП2-37-38	93,1	161,2	174,15	16	ВВГнг-НФ	11,24
ТП3-48-49-50-51	475,14	581,78	651,45	150	ВВГнг-НФ	10,59
ТП3-52	11,85	20,511	21,93	1	ВВГнг-НФ	1,905
ТП4-46-47	159,13	275,6	341,9	50	ВВГнг-НФ	7,658
ТП4-45	32,5	58,23	70,95	4	ВВГнг-НФ	4,192
ТП4-39-40	89,5	154,9	174,15	16	ВВГнг-НФ	7,852
ТП5-41...44	114,4	198,14	225,75	25	ВВГнг-НФ	5,913
ТП5-53...55	116,9	202,57	225,75	25	ВВГнг-НФ	10,071
ТП6-62	745,6	764	780,45	240	ВВГнг-НФ	11,24
ТП6-63...66	423,6	706,7	780,45	240	ВВГнг-НФ	10,59
ТП6-67...70	423,6	706,7	780,45	240	ВВГнг-НФ	1,905
ТП7-60-61	75,117	130,07	174,15	16	ВВГнг-НФ	7,658
ТП7-56...59	216,39	374,7	496,65	95	ВВГнг-НФ	3,46
ТП8-71-72-73	116,98	202,57	270,9	35	ВВГнг-НФ	5,645
ТП8-74-75-76	116,98	202,57	270,9	35	ВВГнг-НФ	2,659
ТП8-77-78	88,43	153,12	225,75	25	ВВГнг-НФ	4,415

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

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

$$P_{\Sigma P.Л} = \sum_{i=1}^n P_{P.Л}. \quad (14)$$

$$Q_{P.ТП} = \sum_{i=1}^n Q_{P.Л}. \quad (15)$$

Рассмотрим расчет электрических нагрузок на примере ТП № 1

$$P_{P.ТП} = 158,58 + 14,85 + 75 = 248,43$$

$$Q_{P.ТП} = 49,64 + 11,14 + 18,75 = 79,53$$

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

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

Номер ТП	$P_{P.ТП}$ , кВт	$Q_{P.ТП}$ , квар	$S_{P.ТП}$ , кВА
ТП1	248,43	79,53	260,85
ТП2	288,76	80,54	299,78
ТП3	368,64	144,39	395,91
ТП4	296,97	115,06	318,48
ТП5	248,18	88,88	263,62
ТП6	1066,16	663,85	1255,94
ТП7	316,36	101,4	332,21
ТП8	350,2	111,13	367,41

### 3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

Исходной информацией для выбора мощности ТП является активная и реактивная мощность на шинах 0,4 кВ.

$$S_{P.Тр} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{K_3 \cdot N_T}, \quad (16)$$

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

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

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

$N_T$  – количество трансформаторов на ТП;

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор из [14] по условию:

$$S_{T_{ном}} \geq S_{расч}, \quad (17)$$

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

$$K_3 = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}} \cdot N_T}$$

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(P_{P.ТП})^2 + (Q_{P.ТП})^2}}{S_{T_{ном}}} \quad (18)$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не должен превышать 1,5.

Произведем выбор и проверку трансформаторов для ТП 1:

$$S_{расчА} = \frac{\sqrt{248,43^2 + 79,53^2}}{0,75 \cdot 2} = 173,9 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Принимаем мощность ТП = 250 кВА

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_{зпав} = \frac{\sqrt{248,43^2 + 79,53^2}}{400} = 1,04 \leq 1,5$$

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

Таблица 6 – Мощности трансформаторов ТП

Номер ТП	$P_{р.ТП}$ , кВт	$Q_{р.ТП}$ , квар	$S_{расч.}$ , кВА	$S_{т.}$ , кВА	$k_3$	$k_{зпав}$	Тип трансформатора ТП
ТП1	248,43	79,53	173,9	250	0,52	1,04	ТМГ250/10-У1 (ХЛ1)
ТП2	288,76	80,54	199,85	250	0,6	1,199	ТМГ250/10-У1 (ХЛ1)
ТП3	368,64	144,39	263,94	400	0,495	0,99	ТМГ400/10-У1 (ХЛ1)
ТП4	296,97	115,06	212,32	250	0,637	1,274	ТМГ250/10-У1(ХЛ1)
ТП5	248,18	88,88	175,74	250	0,527	1,054	ТМГ250/10-У1(ХЛ1)
ТП6	1066,16	663,85	837,3	1000	0,628	1,256	ТМГ1000/10-У1(ХЛ1)
ТП7	316,36	101,4	221,48	250	0,664	1,33	ТМГ250/10-У1(ХЛ1)
ТП8	350,2	111,13	244,94	250	0,64	1,47	ТМГ250/10-У1(ХЛ1)

#### 4 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.

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

Схема ТП представлена на рисунке 1:

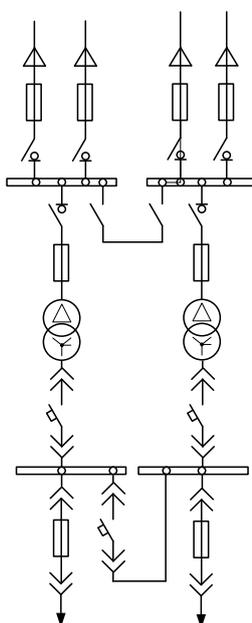


Рисунок 1 – Принципиальная схема ТП 10 кВ с двумя трансформаторами

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

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

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = \frac{(P_{\Sigma}^2 r + Q_{\Sigma}^2 r)}{U^2} \quad (19)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{\Sigma}^2 x + Q_{\Sigma}^2 x)}{U^2}, \quad (20)$$

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

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

$U$  - номинальное напряжение, кВ.

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

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (21)$$

где  $\tau$  - время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (22)$$

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

Произведем расчет для линии ТП1- по формулам:

$$\Delta P = \frac{357,84^2 \cdot 0,059 + 136,29^2 \cdot 0,059}{0,4^2} = 54,7 \text{ кВт}$$

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

$$\Delta W = 54,7 \cdot 1098 = 60,06 \text{ МВт} \cdot \text{час}$$

Результаты определения потерь электроэнергии и мощности сведем в таблицу 7.

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

Участок сети	P, кВт	Q, квар	F, мм <sup>2</sup>	x	r	ΔP, кВт	ΔQ, квар	ΔW, МВт*ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП1-33-34	158,58	49,64	70	0,061	0,28	48,32	10,53	53,06
ТП1-32	14,85	11,14	2,5	7,55	1,1	23,63	16,26	26,01
ТП1-31	75	18,75	6	0,090	3,06	114,3	3,36	125,5
ТП2-35-36	187,06	50,3	35	0,53	0,063	14,77	124,3	162,2
ТП2-37-38	101,7	30,24	16	1,2	0,067	4,7	8,4	5,18
ТП3-48...51	357,84	136,29	150	0,124	0,059	54,7	111,6	60,06
ТП3-52	10,8	8,1	1	12,6	1,35	1,54	14,35	1,69
ТП4-46-47	170,76	61,1	50	0,099	0,059	12,13	20,35	13,32
ТП4-45	29,61	22,20	4	0,195	0,06	0,51	1,67	563,9
ТП4-39-40	96,9	31,76	16	1,2	0,067	4,4	77,9	4,78
ТП5-41...44	121,38	47,68	25	0,195	0,06	6,37	20,73	7,002
ТП5-53...55	126,8	41,2	25	0,195	0,06	6,67	21,66	7,32
ТП6-62	771	578,25	240	0,059	0,078	45,28	342,5	497,2
ТП6-63...66	147,58	42,8	240	0,059	0,078	11,51	8,71	12,64
ТП6-67-70	147,58	42,8	240	0,059	0,078	11,51	8,71	12,64

ТП7-60-61	81,04	27,6	16	1,2	0,067	3,07	54,97	3,37
ТП7-56...59	235,32	73,8	95	0,195	0,06	22,81	74,13	25,04
ТП8-71-72-73	126,8	41,2	35	0,53	0,063	6,9	58,8	7,69
ТП8-74-75-76	126,8	41,2	35	0,53	0,063	6,9	58,8	7,69
ТП8-77-78	96,6	28,73	25	0,066	0,074	4,7	4.19	5,16

Потери мощности в трансформаторах определяются по следующим формулам:

$$\Delta P = \frac{(P_{P.Л.}^2 R + Q_{P.Л.}^2 R)}{U^2} \quad (23)$$

$$\Delta Q = \frac{(P_{P.Л.}^2 X + Q_{P.Л.}^2 X)}{U^2} \quad (24)$$

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

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

$U$  - номинальное напряжение, кВ.

Таблица 8 – Потери мощности в трансформаторах ТП

Номер ТП	$P_{P.ТП}$ , кВт	$Q_{P.ТП}$ , квар	$S_T$ , КВА	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , квар
ТП1	248,43	79,53	250	7,6	13,5
ТП2	288,76	80,54	250	10,11	17,92
ТП3	368,64	144,39	400	89,15	189,1
ТП4	296,97	115,06	250	11,41	20,22
ТП5	248,18	88,88	250	7,82	13,86
ТП6	1066,16	663,85	1000	241,5	788,8
ТП7	316,36	101,4	250	12,42	22
ТП8	350,2	111,13	250	15,2	26,91

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

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

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

Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП определяются путем суммирования мощности протекающей через трансформатор и потери мощности в нем. Результаты расчета нагрузок занесены в таблицу 9.

$$P_{ТП.ВН} = P_{Р.Л} + \Delta P \quad (25)$$

$$Q_{ТП.ВН} = Q_{Р.Л} + \Delta Q \quad (26)$$

Таблица 9 – Электрические нагрузки на стороне ВН 10 кВ ТП

Номер ТП	$P_{Р.ТП}$ , кВт	$Q_{Р.ТП}$ , квар	$\Delta P$ , кВт	$\Delta Q$ , квар	$P_{ТП.ВН}$ , кВт	$Q_{ТП.ВН}$ , квар
ТП1	248,43	79,53	7,6	13,5	256,03	93,03
ТП2	288,76	80,54	10,11	17,92	298,87	98,46
ТП3	368,64	144,39	89,15	189,1	457,79	333,49
ТП4	296,97	115,06	11,41	20,22	308,38	128,92
ТП5	248,18	88,88	7,82	13,86	256	102,74
ТП6	1066,16	663,85	241,5	788,8	1307,66	1452,65
ТП7	316,36	101,4	12,42	22	328,58	123,4
ТП8	350,2	111,13	15,2	26,91	365,4	138,21

## 6.2 Расчет электрических нагрузок РП 10 кВ

Расчетные электрические нагрузки городских сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к РП, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок (коэффициент участия в максимуме нагрузок), принимаемый по таблице 2.1.1, [3].

$$P_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n P_{ТП.ВН} \quad (27)$$

$$Q_{Л.10} = k_{\max} \cdot \sum_1^n Q_{ТП.ВН} \quad (28)$$

где  $k_y$  - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов, принимаем 0,7

$$P_{Л.10} = 0,7 \cdot (248,43 + 288,76 + 368,64 + 296,97 + 248,18 + 1066,16 + 316,36 + 350,2) = 2228,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{Л.10} = 0,7 \cdot (79,53 + 80,54 + 144,39 + 115,06 + 88,88 + 663,85 + 101,4 + 111,13) = 969,35 \text{ квар}$$

$$S_{Л.10} = \sqrt{2228,6^2 + 969,35^2} = 2430,29 \text{ кВА}$$

## 6.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

Требования к выполнению и условиям выбора схем электрических соединений сетей систем ЭСГ аналогичны общим требованиям и условиям выбора схем электрических систем. Специфика требований заключается в особенной актуальности применения возможно простых схем с минимальным количеством электрооборудования и сооружений специализированных конструкций. При оценке возможностей применения простейших, в том числе и неавтоматизированных, сетей в системах ЭСГ необходимо учитывать широкие возможно-

сти применения при эксплуатации этих сетей разнообразных средств связи и автотранспорта и особенно эксплуатации сетей с компенсированной нейтралью.

Применяют схемы:

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

В курсовом проекте используется третий и четвертый типы сетей.

#### **6.4 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ**

Сечения проводов ВЛ и жил кабелей должны выбираться по экономической плотности тока в нормальном режиме и проверяться по допустимому току в аварийном и послеаварийном режимах, а также по допустимому отклонению напряжения.

Определение максимального тока, протекающего в линии:

$$I_{P.L.норм} = \frac{\sqrt{P_{P.L.}^2 + Q_{P.L.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot N_{Ц}}, \quad (29)$$

где  $N_{Ц}$  – количество цепей в линии.

По полученному значению расчетного тока выбираем сечение проводника по [5].

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:

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{P..Л.}^2 + Q_{P..Л.}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (30)$$

$$I_{n/ав} \leq K \cdot I_{дл.доп.}, \quad (31)$$

где  $K$  – поправочный коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды (определяется по [1]),  $K=1,29$ .

$I_{дл.доп.}$  - длительно допустимый ток (определяется по [11]).

В данной работе используем кабель марки ПВГ 3х50 – силовой кабель, с медными жилами, с изоляцией из полиэтилена, в ПВХ оболочке.

Таблица 10 – Расчет сечений кабеля 10 кВ

Участок сети	L, м	P <sub>РЛ</sub> кВт	Q <sub>РЛ</sub> квар	I <sub>расч</sub> А	I <sub>пав</sub> А	I <sub>дл.доп</sub> А	F, мм <sup>2</sup>	Марка
РП-ТП1	250	1582	480,5	55	100	110	25	ПВГ
ТП1-ТП2	300	1011	283	34,9	63,6	110	25	ПВГ
ТП2-ТП3	500	40,43	19,7	2,43	4,43	110	25	ПВГ
ТП3-ТП8	300	478	140,2	16,6	30,21	110	25	ПВГ
ТП8-ТП6	550	1074	314,2	37,3	67,8	110	25	ПВГ
ТП6-ТП7	430	126	565	2,56	100	110	25	ПВГ
ТП7-ТП5	280	163	135	45,2	63,6	110	25	ПВГ
ТП5-ТП4	360	456	166	30,5	4,43	110	25	ПВГ
ТП4-РП	240	741	143	21	30,21	110	25	ПВГ

### 6.5 Расчет электрических нагрузок РП

Для расчета электрических нагрузок на шинах РП необходимо просуммировать нагрузки РП и потери мощности в линиях. Результаты расчета сведен в таблицу 11.

Таблица 11 – Потери мощности в линиях 10 кВ

Участок сети	L, м	P <sub>ij</sub> кВт	Q <sub>ij</sub> квар	ΔP, кВт	ΔQ, квар
РП-ТП1	250	1582	480,5	4,2	0,615
ТП1-ТП4	300	1011	283	1,7	0,313
ТП4-ТП3	500	40,43	19,7	0,0013	0,00025
ТП3-ТП2	300	478	140,2	0,387	0,07
ТП2-РП	550	1074	314,2	4,26	0,619

Сумма потерь мощности во всей схеме равна:

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta P_i \quad (32)$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = \sum_1^n \Delta Q_i \quad (33)$$

$$\Delta P_{\Sigma} = (4,2 + 11,7 + 0,0013 + 0,187 + 4,26) = 10,627$$

$$\Delta Q_{\Sigma} = (0,615 + 0,313 + 0,00025 + 0,07 + 0,619) = 1,62$$

Электрические нагрузки на стороне 10 кВ РП будут определяться:

$$P_{РП.10} = P_{Л.10} + \Delta P_{\Sigma} \quad (34)$$

$$Q_{РП.10} = Q_{Л.10} + \Delta Q_{\Sigma} \quad (35)$$

$$P_{РП.10} = 1859 + 10,627 = 1869,9 \text{ кВт}$$

$$Q_{РП.10} = 556,34 + 1,62 = 557,97 \text{ квар}$$

Выберем трансформатор на РП по формуле:

$$S_{Р.Тр.РП} = \frac{\sqrt{(1869,9)^2 + (557,97)^2}}{0,75 \cdot 2} = 1300,92 \text{ кВА}$$

После определения расчетной мощности выбирается трансформатор ТМ 1600/35 из [14] по условию:

$$1600 \geq 1300,92;$$

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(1869,9)^2 + (557,97)^2}}{1600 \cdot 2} = 0,61$$

Проверка коэффициента загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{3n/ав} = \frac{\sqrt{(1869,9)^2 + (557,97)^2}}{1600 \cdot 1} = 1,2$$

По полученным коэффициентам загрузки делаем вывод, что трансформаторы выбраны правильно.

## 7 ВЫБОР СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ РП

Распределительное устройство 10 кВ выполняется в виде двух секций шин, секционированной выключателем с устройством АВР, и установке комплектных распределительных устройств КРУ различных производителей. Как правило, распределительный пункт выполняется без трансформации напряжения, однако, в нашем случае распределительная подстанция совмещена с трансформаторной подстанцией. Схемы подстанций должны быть составлены таким образом, чтобы была возможность их постепенного расширения и соблюдения требований необходимой релейной защиты и автоматики.

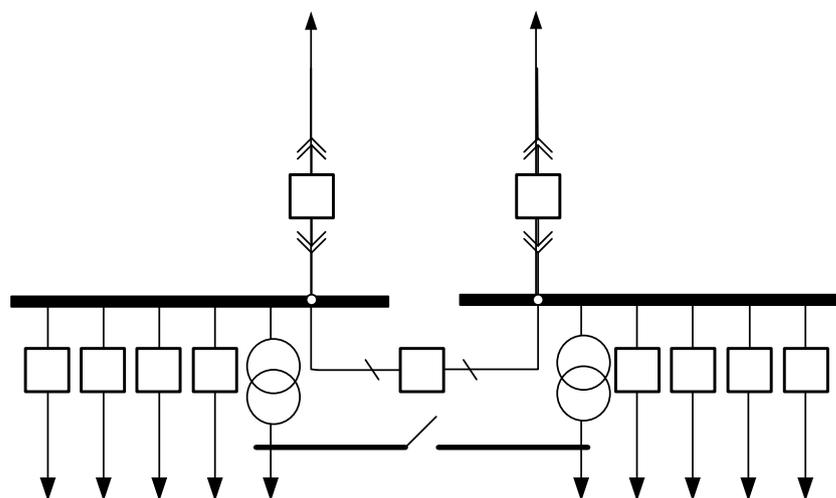


Рисунок 2 – Электрическая схема распределительной подстанции

На РП применена секционированная система шин. Секционный выключатель в нормальном режиме обычно отключен, что обеспечивает снижение токов короткого замыкания. Распределительное устройство выполнено в виде шкафов КРУ. Шкафы комплектного распределительного устройства содержат в себе выключатель, трансформаторы тока и напряжения, устройства релейной защиты, автоматики и приборы измерения. Шкафы КРУ собираются и комплектуются на заводе изготовителе, оборудованием разных фирм, по желанию заказ-

чика. Применение комплектных распределительных устройств позволяет добиться удобства монтажа и обслуживания.

## 8 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

### 8.1 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

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

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (36)$$

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

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_l + x_{сис})^2 + (\sum r_l)^2} \quad (37)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (38)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \quad (39)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (40)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} \quad (41)$$

Произведем расчет токов КЗ:

Расчетную схему покажем на рисунке 3.

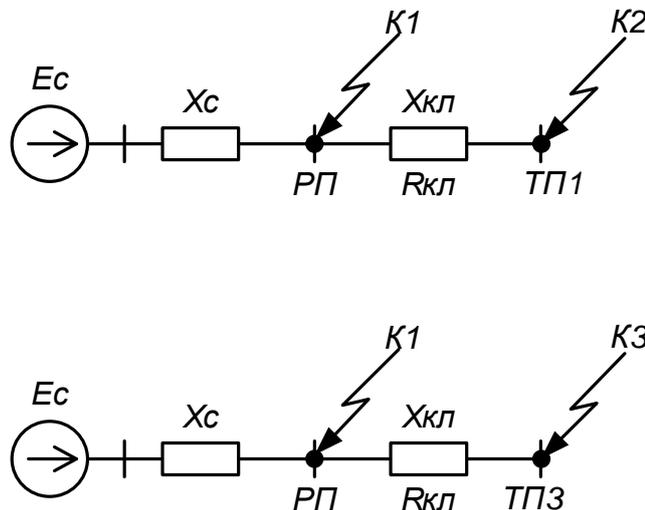


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ в т. К1, т.е на шинах РП:

$$X_C = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_c} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 8,71} = 0,696 \text{ Ом}$$

$$Z = \sqrt{(x_{кл} + x_{сис})^2 + r_{кл}^2} = \sqrt{(0,696 + 0,17)^2 + 0,405^2} = 0,807 \text{ Ом}$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,807} = 7,514 \text{ кА}$$

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,514 = 6,507 \text{ Ка}$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{0,781}{314 \cdot 0,203} = 0,012$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,443$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,443 \cdot 7,514 = 15,333 \text{ кА.}$$

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчета токов КЗ на 10 кВ

т. КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	$I_{\kappa}^{(2)}$ , кА	$T_a$	$k_{уд}$	$i_{уд}$ , кА
К1	7,514	6,507	0,012	1,433	15,333
К2	6,206	5,375	0,0066	1,22	10,709
К3	4,212	3,647	0,0025	1,01	6,07

## 8.2 Расчет токов КЗ в сети 0,4 кВ

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

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

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

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

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$x_T = \sqrt{z_T^2 + r_T^2} \quad (43)$$

Реактивное и активное сопротивление трансформатора определяется по следующим формулам:

$$z_T = \frac{U_{к.р.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}} \quad (44)$$

$$r_T = \frac{U_{к.а.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{T.ном}}, \quad (45)$$

где  $U_{к.р.\%}$  - реактивная составляющая напряжения КЗ, 5,49 %;

$U_{к.а.\%}$  - активная составляющая напряжения КЗ, 0,245 %.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{\phi}}{z_n + \frac{z_{mp}}{3}}, \quad (46)$$

где  $\frac{z_{mp}}{3}$  - полное сопротивление трансформатора току КЗ на корпус, Ом.

$z_n$  - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, Ом.

Полное сопротивление петли фазного и нулевого провода определяется по следующей формуле:

$$z_n = \sqrt{(r_\phi + r_N)^2 + (x_\phi + x_N)^2}, \quad (47)$$

где  $r_\phi, x_\phi$  - активное и реактивное сопротивление фазного провода, Ом;

$r_N, x_N$  - активное и реактивное сопротивление нулевого провода, Ом.

Для примера произведем расчет для ТП6, питающаяся от РП.

Расчетная схема показана на рисунке 4.

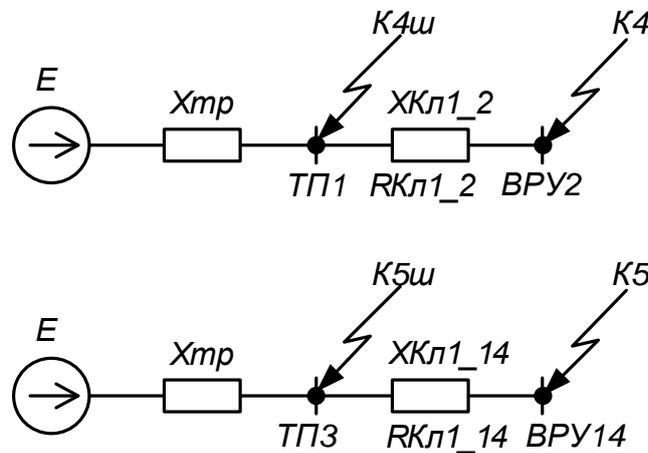


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Для примера произведем расчет токов КЗ для т. К4:

$$r_T = \frac{U_{к.р.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{Т.ном}} = 13,943 \text{ Ом}$$

$$x_T = \frac{U_{к.а.\%} \cdot U_{осн}^2}{S_{Т.ном}} = 0,622 \text{ Ом}$$

$$z_{4w} = \sqrt{(x_C + x_{TP})^2 + (r_{TP})^2} = \sqrt{(0,457 + 13,943)^2 + 0,622^2} = 13,985$$

$$I_{ки}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 13,985} = 16,5 \text{ кА}$$

$$z_4 = \sqrt{(x_C + x_{TP} + x_{КЛ})^2 + (r_{TP} + r_{КЛ})^2} = \sqrt{(0,457 + 0,622 + 0,085)^2 + (13,943 + 0,268)^2} = 14,258$$

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,258} = 16,197$$

$$z_{40} = \sqrt{(x_{КЛН} + 3 \cdot x_{TP} + 2 \cdot x_{КЛ})^2 + (r_{КЛН} + 3 \cdot r_{TP} + 2 \cdot r_{КЛ})^2} =$$

$$= \sqrt{(3 \cdot 0,622 + 2 \cdot 0,268 + 0,0268)^2 + (3 \cdot 13,943 + 2 \cdot 0,085 + 0,0085)^2} = 42,441$$

$$z_{40ш} = \sqrt{(3 \cdot x_{TP})^2 + (3 \cdot r_{TP})^2} + 52 = 93,87$$

$$I_{ки}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{93,87} = 7,38 \text{ кА.}$$

$$I_{\kappa}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}}{z_{40}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{42,44} = 16,32$$

Результаты остальных расчетов сведём в таблицу 13.

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

Точка КЗ	$I_{\kappa}^{(3)}$ , кА	$I_{\kappa}^{(1)}$ , кА
К4ш	16,51	7,38
К4	16,19	16,32
К5ш	16,51	7,38
К5	16,28	16,36

## 9 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

$$T_a = \frac{\sum X}{\omega \cdot \sum R} \quad (48)$$

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot \left[ t_{откл} + T_a \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{T_a}} \right) \right] \quad (49)$$

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

$$S_{мер} = \sqrt{\frac{B_k}{C_m}}, \quad (50)$$

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

Для примера произведем расчет для проверки кабеля ТП1-3.

$$B_k = 5,97^2 \cdot \left[ 0,1 + 0,0038 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{0,0038}} \right) \right] = 3,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$S_{\text{тер}} = \sqrt{\frac{3,7 \cdot 10^3}{94}} = 6,27 \text{ мм}^2$$

Кабель для которого осуществлялась проверка имеет сечение  $50 \text{ мм}^2 > 6,27 \text{ мм}^2$ , следовательно условие проверки выполняется, выбранный кабель проходит по термической стойкости. Остальные кабели в сети должны быть сечением не меньше  $6,27 \text{ мм}^2$ .

## 10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

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

### 10.1 Выбор и проверка выключателей

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

Место расположения выключателей представлено на рисунке 5.

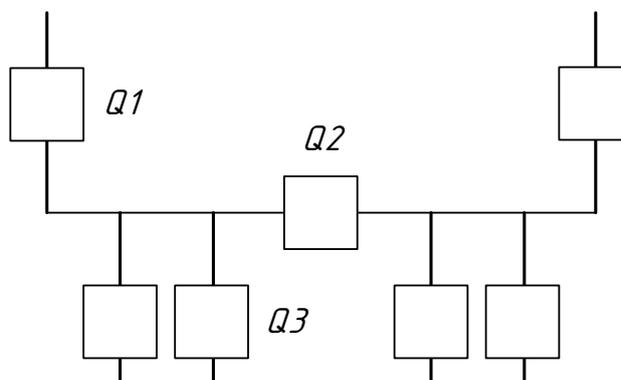


Рисунок 5 – Расположение выключателей

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель Q3:

$$I_{ном3} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1940,73}{\sqrt{3} \cdot 10} = 56,02 \text{ А.}$$

Выбираются вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (51)$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} \quad (52)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{н.0} \leq I_{откл.ном} \quad (53)$$

Выбираем вакуумный выключатель типа ВРС -10-20/630-УЗ.

$$9,85 \leq 20 \text{ А.}$$

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{нок1}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (54)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения КЗ, принимаем  $t_{откл} = 0,015$  с.

$$B_K = 9,85^2 \cdot (0,015 + 1,2 + 0,007) = 118,56 \text{ кА}^2\text{с}$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{К.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с} \quad (55)$$

$$B_K \leq B_{К.в}$$

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

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном\ откл} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА}, \quad (56)$$

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

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

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

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0} = \sqrt{2} \cdot 9,85 = 13,93 \text{ кА} \quad (57)$$

Сопоставление приведено в таблице 15.

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВРС -10-20/630-У3	
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{pmax} = 100 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{pmax}$
$i_{y0} = 15,33 \text{ кА}$	$i_{скв} = 20 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y0}$
$B_K = 118,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{K,ном} \geq B_K$
$I_{но} = 9,85 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 9,85 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 13,93 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 22,6 \text{ кА}$	$i_{a,ном} \geq i_{ат}$

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

## 10.2 Выбор и проверка трансформатора тока

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

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

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

Трансформаторы тока выбираются по напряжению и току.

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

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

$$i_{уд} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}, \quad (58)$$

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

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

- по термической стойкости:

$$Bк \leq (K_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_m, \quad (59)$$

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

$t_m$  – время термической стойкости, величина справочная.

– по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (60)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока,

$Z_{2НОМ}$  – 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  $r_K$ :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K \quad (61)$$

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

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

Приборы данной серии подключаются непосредственно к трансформаторам тока или трансформаторам напряжения, они имеют возможность установки по интерфейсу RS485 и индуцируют значения измеряемых сигналов с учетом установленных коэффициентов трансформации. Кроме функции измерения приборы серии 3021 реализуют функцию контроля минимального и максимального допустимых значений измеряемого параметра.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

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

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (62)$$

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

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

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

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

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

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1/3}{25} = 0,001 \text{ Ом};$$

Минимальное сечение проводов определяется по формуле:

$$S_{\min} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,25} = 1,2 \text{ мм}^2, \quad (63)$$

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

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

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

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

Вторичная нагрузка  $z_2$ :

$$z_2 = 0,001 + 0,07 + 0,01 = 0,081 \text{ Ом}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (62):

$$W_k \leq (5 \cdot 16)^2 \cdot 0,03 = 192 \text{ кА}^2\text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{\text{рmax}} = 100 \text{ А}$	$I_H = 200 \text{ А}$	$I_H \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{\text{Нр}} = 0,081 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{\text{Нр}}$

$V_{кр} = 192 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{кн} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{кн} \geq V_{кр}$
$I_{уд} = 15,33 \text{ А}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

### 10.3 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. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

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

Трансформаторы напряжения выбираются:

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

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}, \quad (64)$$

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

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

Ниже приведена таблица нагрузок и определена вторичная нагрузка.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ-3021	3	1	1	3
Ваттметр	СР-3021	4	2	2	16
Варметр	СТ-3021	4	2	2	16
Счетчик АЭ	Альфа-А1800	3,6	2	2	14,4
Счетчик РЭ					
Итого	-	-	-	7	47,4

Вторичная нагрузка трансформатора по формуле составит:

$$S_{2\Sigma} = 47,4 \text{ ВА.}$$

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

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-95 УЗ. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 47,4 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H \geq S_P$

#### 10.4 Выбор и проверка предохранителей

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

$$I_{расч} \leq I_B \leq I_{номПР}, \quad (72)$$

где  $I_B$  – номинальный ток плавкой вставки предохранителя;

$I_{номПР}$  – номинальный ток предохранителя.

Расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (73)$$

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

Выбираем плавкую вставку предохранителя на номинальный ток 400 А.

Выбираем предохранитель марки ПН2-400.

После выбора предохранителя необходимо проверить по следующим параметрам:

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

Условие проверки предохранителей по согласованию с сечением проводника:

$$I_B \leq 3 \cdot I_{\text{дл.дон}} \quad (74)$$

Условие проверки по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(3)} \leq I_{\text{отк}} \quad (75)$$

Условие проверки по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{\text{но}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_B \quad (76)$$

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

### 10.5 Выбор и проверка автоматических выключателей

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (77)$$

где  $I_p$  – максимальный рабочий ток.

Результаты расчета сведем в таблицу 21.

Таблица 21 – Выбор автоматических выключателей

№ ТП	$S_{ТП}$ , кВА.	$I_p$ , А	$I_{\text{ном. расц}}$ , А	Марка выключателя
ТП1	260,85	690,90	1000	ВА53-43
ТП2	299,78	918,43	1000	ВА53-43
ТП3	395,91	877,13	1000	ВА53-43
ТП4	318,48	1238,11	1280	ВА53-43
ТП5	263,62	690,90	1000	ВА53-43
ТП6	1255,94	918,43	1000	ВА53-43
ТП7	332,21	877,13	1000	ВА53-43
ТП8	367.41	1238,11	1280	ВА53-43

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

$$i_{y\partial} \leq i_{\text{дин}}$$

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

## 10 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

### 10.1 Молниезащита распределительного пункта

В современной практике молниезащиты используются различные типы молниеотводов. Для защиты территории подстанции обычно используют стержневые молниеотводы. Они устанавливаются на линейных порталах, а также на отдельно стоящих конструкциях.

Защита распределительного пункта от ударов молнии осуществляется двух стержневым молниеотводом высотой 24 метров. Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой до 150 м при расстоянии между молниеотводами, равном  $L$ . Часть зоны защиты между стержневыми молниеотводами в сечении, проходящем через оси молниеотводов, является совместной, а остальные ее части называются торцевыми. Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

В плане торцевые части представляют собой полуокружности радиусом  $r_0$  или  $r_x$ , которые ограничиваются плоскостями, проходящими через оси молниеотводов перпендикулярно линии, соединяющей их основания.

Совместная часть зоны защиты ограничивается сверху ломаной линией, которую можно построить по трем точкам: две из них лежат на молниеотводах на высоте  $h_0$ , а третья расположена посередине между ними на высоте  $h_c$ .

Зоны защиты двойного стержневого молниеотвода имеют следующие габариты:

при  $L > h$

$$h_0 = 0.85 \cdot h, \quad (78)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (79)$$

$$h_c = h_o - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h), \quad (80)$$

$$r_x = r_o \left( 1 - \frac{h_x}{h_o} \right), \quad (81)$$

где  $h_o$  - высота зоны защиты единичного молниеотвода, м;

$h$  - фактическая высота молниеотвода, м;

$r_o$  - радиус зоны защиты на уровне земли, м;

$h_c$  - высота зоны защиты посередине между молниеотводами, м;

$L$  - расстояние между молниеотводами, м;

$r_x$  - радиус зоны защиты на высоте  $h_x$ ;

$h_x$  - высота защищаемого объекта от уровня земли, м.

Основным условием защищенности объектов высотой  $h_x$  с надежностью, соответствующей зонам защиты, является выполнение неравенства  $r_{cx} > 0$  для всех попарно взятых молниеотводов .

Расчет производится для защиты объектов распределительного пункта, находящиеся на высоте  $h_x$  от уровня земли:

8 м для порталов 10 кВ;

6 м для остального оборудования.

Рассматривается зона защиты от ударов молнии двух стержневым молниеотводом высотой 24 метра. Расстояние  $L$  между молниеотводами 30 метров.

Для молниеотвода высотой 24 метров:

$$h_o = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 24 = 20,4 \text{ м},$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 24) \cdot 24 = 25,3 \text{ м},$$

$$h_c = h_o - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L - h) = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (30 - 24) = 19,3 \text{ м}.$$

Определяется  $r_x$  для зоны защиты на высоте  $h_x - 8$  м, 6 м:

$$r_{x1} = r_o \left( 1 - \frac{h_x}{h_0} \right) = 25,3(1 - 8 / 20,4) = 15,4 \text{ м,}$$

$$r_{x2} = r_o \left( 1 - \frac{h_x}{h_0} \right) = 25,3(1 - 6 / 20,4) = 17,9 \text{ м.}$$

Половина ширины зоны защиты  $r_{CX}$  на соответствующих уровнях над уровнем земли для молниеотводов различной высоты определяется по формуле:

$$r_{CX} = r_o \frac{h_c - h_x}{h_c}, \quad (82)$$

Для уровней 8; 6 метров  $r_x$  соответственно равны:

$$r_{CX1} = 20,4 \cdot (19,3 - 8) / 19,3 = 11,9 \text{ м,}$$

$$r_{CX2} = 20,4 \cdot (19,3 - 6) / 19,3 = 14,1 \text{ м.}$$

Результаты расчета парных молниеотводов сведены в таблицу 24.

Таблица 22 – Габариты зоны защиты парных молниеотводов

Молниеотводы	Расстояние, м	Ширина половины горизонтального сечения $r_{CX}$ на высоте $h_x$ , м	
		8	6
1-2	20,0	11,9	14,1

Из результатов расчета видно, что основное условие защищенности объектов высотой  $h_x$  с надежностью, соответствующей зоне защиты  $\underline{A}$  выполняется,  $r_x > 0$ .

## 10.2 Расчет заземления

Расчет заземляющего устройства для КТП.

Для электроустановок, имеющих напряжение до 1000 В и выше, получаются два значения нормативных сопротивлений заземляющего устройства:

для стороны до 1000 В:

$$R_{3y} \leq 4 \text{ Ом}$$

для стороны выше 1000 В:

$$R_{3y} \leq \frac{125}{I_3}, \text{ где} \tag{83}$$

$I_3$  – ёмкостной ток замыкания на землю сети выше 1000 В,  $I_3=18$  А.

За расчётное должно быть принято меньшее из этих значений, как обеспечивающее безопасность.

Определяем сопротивление заземляющего устройства для стороны выше 1000 В:

$$R_{3y} \leq \frac{125}{18} = 6,94 \text{ Ом.}$$

Таким образом, определяющим, для расчёта является требование:

$$R_{3y} \leq 4 \text{ Ом.}$$

Заземляющее устройство выполняем в виде контура (прямоугольника) из горизонтальных и вертикальных заземлителей. В качестве вертикальных элек-

тродов используем стальные стержни диаметром 12 мм и длиной  $L=5$  м. Верхний конец электрода находится ниже уровня земли на 0,7 м. Тогда сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_B = \frac{0,366 \cdot \rho_p}{L} \cdot \left( \lg \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right), \quad (84)$$

где

$\rho_p$  – расчётное сопротивление грунта, Ом·м:

$$\rho_p = K_c \cdot \rho, \quad (85)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, измеренное при нормальной влажности;

$K_c$  – коэффициент сезонности;

$$\rho_p = 1,23 \cdot 150 = 184,5 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

$L$  – длина электрода, м;

$d$  – внешний диаметр электрода, мм;

$t$  – расстояние от поверхности земли до середины электрода, м:

$$t = \frac{L}{2} + 0,7 = 3,2 \text{ м}.$$

$$R_B = \frac{0,366 \cdot 184,5}{5} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \cdot \lg \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 44,3 \text{ Ом}.$$

Вследствие явления экранирования, выражающегося во взаимном отталкивании линии стекания тока со стержней, сопротивление  $n$  одиночных вертикальных электродов:

$$R_{3B} = \frac{R_B}{n \cdot \eta_B}, \quad (86)$$

где  $\eta_B$  – коэффициент использования, зависящий от числа электродов, отношения расстояния между ними к длине электрода;

$R_B$  – сопротивление одного вертикального электрода, Ом;

Определяем примерное число вертикальных заземлителей, предварительно приняв коэффициент использования  $\eta_B = 0,68$ :

$$n = \frac{R_B}{R_{3Y} \cdot \eta_B}, \quad (87)$$

$R_{3Y}$  – сопротивление заземляющего устройства, Ом;

$$n = \frac{44,3}{4 \cdot 0,68} = 16,2 \text{ шт.}$$

Предварительно принимаем число вертикальных заземлителей  $n = 16$  и отношении расстояния между вертикальными электродами к их длине  $\frac{a}{l} = \frac{4}{5}$ .

Горизонтальные электроды выполняем из полосовой стали  $40 \times 4$  мм. Общая длина полосы  $l = 100$  м.

Определяем сопротивление растеканию горизонтальных электродов:

$$R_r = \frac{0,366 \cdot \rho_p}{l} \cdot \lg \frac{2 \cdot l^2}{b \cdot t}, \quad (88)$$

где  $b$  – ширина полосы, м:  $b = 0,04$  м;

$t$  – глубина заложения полосы, м:  $t = 0,7$  м;

$\rho_p$  – расчётное сопротивление грунта, Ом·м;

$$R_r = \frac{0,366 \cdot 184,5}{100} \cdot \lg \frac{2 \cdot 100^2}{0,7 \cdot 0,04} = 3,95 \text{ Ом.}$$

Определяем действительное сопротивление растекания горизонтальных электродов с учётом взаимного экранирования горизонтальных и вертикальных электродов. Коэффициент использования соединительной полосы в контур  $\eta_r = 0,86$  при числе вертикальных электродов в ряду  $n = 4$  и отношении

$$\frac{a}{l} = \frac{4}{5}:$$

$$R_{зг} = \frac{R_r}{\eta_r}, \quad (89)$$

$$R_{зг} = \frac{3,95}{0,86} = 4,6 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{зв} \leq \frac{R_{зг} \cdot R_{зв}}{R_{зг} - R_{зв}}, \quad (90)$$

где  $R_{зг}$  – действительное сопротивление растекания горизонтальных электродов, Ом;

$R_{зв}$  – сопротивление заземляющего устройства, Ом;

$$R_{зв} \leq \frac{4,6 \cdot 4}{4,6 - 4} = 30,7 \text{ Ом.}$$

Уточнённое число вертикальных электродов определяем при коэффициенте использования  $\eta_B = 0,68$  (при  $n=4$  и отношении  $\frac{a}{l} = \frac{4}{5}$ )

$$n = \frac{30,7}{4 \cdot 0,68} = 11,3$$

Окончательно принимаем в контуре 12 вертикальных заземлителей.

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{зв} = \frac{44,3}{12 \cdot 0,68} = 4,65 \text{ Ом,}$$

$$R_{зг} = 3,95 \text{ Ом}$$

$$R_{з\gamma} = \frac{4,65 \cdot 3,95}{4,65 + 3,95} = 2,14 \text{ Ом}$$

$$2,14 < 4 \text{ Ом}$$

## 11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

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

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

#### 11.1.1 Расчёт установок токовой отсечки

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

Ток срабатывания ТО выбирают по выражению:

$$I_{с.з.}^{ТО} = k_{отс} \cdot I_{п0}^{(3)}, \quad (78)$$

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

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

$$k_{отс} = 1,05 \dots 1,6,$$

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

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

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq k_{нам} \cdot \sum I_{ном.т}, \quad (79)$$

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

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

Покажем расчёт установок токовой отсечки на примере расчета ТО для участка РП-ТП1.

Проверяем ТО на толчок токов намагничивания всех трансформаторов

$$I_{с.з.}^{ТО} \geq I_{бр.нам}, \quad (80)$$

$$I_{бр.нам} = k_{нам} \cdot \frac{\sum S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (81)$$

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

$$3,54 \geq 2,31 \text{ кА.}$$

Условие выполняется, следовательно, уставка выбрана верно.

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

$$k_{ч\ TO} = \frac{I_{к\ max}^{(2)}}{I_{с.з.}^{TO}} \quad (82)$$

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

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

Расчет ТО для остальных отходящих линий приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет ТО для отходящих линий 10 кВ

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$ , кА	$I_{с.з.}^{TO}$ , кА	$I_{бр.нам}$ , кА	$I_{к\ max}^{(2)}$ , кА	$k_{ч\ TO}^{(3)}$
РП-ТП4	4,81	5,05	0,29	4,02	0,80
РП-ТП7	4,10	4,30	0,66	5,23	1,22

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

#### 11.1.2 Расчёт установок максимальной токовой защиты

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

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

$$I_{с.з.} \geq \frac{k_{зап.} \cdot k_{сзп}}{k_B} I_{р.мах}, \quad (83)$$

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

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

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

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

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{k_{сх}}{k_T} \cdot I_{с.з.}, \quad (84)$$

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

$k_T$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

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

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

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

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

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{к\ min}^{(2)}}{I_{c.з.}} \geq 1,5, \quad (85)$$

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

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

Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

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

$$t_{c.з.} = t_1 + \Delta t, \quad (86)$$

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

$\Delta t$  – ступень селективности.  $\Delta t$  принимается  $\approx 0,5$ .

Защитным устройством трансформаторов ТП является предохранитель. Предохранители были выбраны с учетом их селективной работы с автоматиче-

ским выключателем 0,4 кВ, и, время их срабатывания составляет  $t_1 = 0,8 \dots 1,0$  с. Поэтому, время срабатывания «Сириус-2-Л» принимается:

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

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

$$I_{с.з.} \geq I_{пл}, \tag{87}$$

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

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

$$544,32 \geq 230 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, время срабатывания «Амур» удовлетворяет условию селективности.

Расчет МТЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет МТЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}}, \text{ А}$	$I_{с.р.}, \text{ А}$	$k_{ч.МТЗ}$	$I_{пл}, \text{ А}$	Уставка тока, А
1	2	3	4	5	6	7
РП						
ЦРП-ТП7	116,53	82,98	2,52	43,25	15	4
ЦРП-ТП4	239,96	170,88	5,2	21,8	15	6

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

### 11.1.3 Расчёт уставок защиты от замыканий на землю

ОЗЗ предназначено для защиты трехфазной сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю, а также для защиты генератора, электродвигателя, трансформатора от однофазных замыканий на землю (корпус) в обмотках. Данная защита позволяет расширить функциональные возможности и повышение чувствительности средств защиты сети с изолированной нейтралью от однофазных замыканий на землю. Принцип действия состоит в измерении тока утечки на землю через общее сопротивление сети относительно земли, этот ток усредняют, по среднему значению измеренного тока и напряжению источника питания определяют сопротивление изоляции, сравнивают его с предельно допустимым значением и, по достижении им предельно допустимого значения формируют сигнал на отключение защищаемой сети, дополнительно выбирают фазу с наибольшим по абсолютному значению напряжением относительно земли и в ней измеряют ток утечки.

На текущем интервале времени, соответствующем периоду промышленной частоты, указанные токи утечки сравнивают между собой и по их соотношениям определяют место повреждения изоляции. Кроме того, измеряют фазные напряжения и по их отношению к соответствующему току утечки определяют общее сопротивление защищаемой сети относительно земли, что позволяет выявлять дефекты в изоляции на ранней стадии развития.

Рассчитаем ток срабатывания защиты на примере участка РП-ТП17:

$$I_{с.з.}^{ОЗЗ} = k_{отс} \cdot I_c, \quad (88)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки;

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

Емкостной ток определяется по следующей формуле:

$$I_c = K \cdot \left( \frac{U \cdot l_{кл\Sigma}}{10} \right) \quad (89)$$

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

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

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

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

Расчет ОЗЗ для остальных отходящих линий приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет ОЗЗ для отходящих линий 10 кВ.

Участок сети	$l_{кл\Sigma}$ , км	$I_c$ , А	$I_{с.з.}^{O33}$ , А
РП			
ЦРП-ТП4	0,561	0,7	0,77
ЦРП-ТП7	0,48	0,6	0,66

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

## 11.2 Релейная защита вводного выключателя РП 10 кВ

### 11.2.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты:

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

Расчет ТО для РП приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет ТО для РП

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}$ , кА	$I_{с.з.}^{ТО}$ , кА
1	2	3
ПС - РП	6,04	7,04

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

### 11.2.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определим ток срабатывания защиты на ТП4:

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

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

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

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

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

Коэффициент чувствительности:

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

Расчет МТЗ для остальных ТП приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет МТЗ для РП 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, А$	$I_{раб.маx}, А$	$I_{с.р.}, А$	$k_{ч.МТЗ}$	Уставка тока, А
ПС - РП	544,32	170,88	11,78	5,36	12

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

### 11.3 Релейная защита секционного выключателя

#### 11.3.1 Расчёт уставок токовой отсечки

Рассчитаем ток срабатывания защиты по формуле (84):

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

Расчет ТО для РП приведен в таблице 28

Таблица 28 – Расчет ТО для РП

Участок сети	$I_{п0}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{с.з.}^{ТО}, \text{кА}$
1	2	3
ПС - ЦРП	6,04	7,04

По данным расчетам можно пронаблюдать, что токовую отсечку можно принять к установке на РП.

#### 11.3.2 Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Для примера определим ток срабатывания защиты на РП6 по формуле (89):

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

Для установленных на вводе РП 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 У3 с  $I_{ном.} = 400 \text{ А:}$

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

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

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

Коэффициент чувствительности:

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

Расчет МТЗ для остальных РП приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет МТЗ для РП 10 кВ.

Участок сети	$I_{с.з.}, \text{ А}$	$I_{\text{раб.мах}}, \text{ А}$	$I_{с.р.}, \text{ А}$	$k_{ч.МТЗ}$	Уставка тока, А
РП					
ПС - ЦРП	544,32	170,88	11,78	5,36	12

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

## 12 РАСЧЕТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

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

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

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

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

$$I_{\text{ёмк.кл}} = K \cdot \left( \frac{U \cdot I_{\text{кл}\Sigma}}{10} \right), \quad (90)$$

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

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

$$I_{\text{емк.кл}} = 1,25 \cdot \left( \frac{10 \cdot 2 \cdot 1,17}{10} \right) = 2,92 \text{ А}$$

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

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

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

## 13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Электрификация российской федерации развивается по пути разработки и внедрения электроустановок с использованием современных высокоэффективных электрических аппаратов сверхвысокого напряжения и средств автоматизации. Поэтому здоровье и безопасность условий труда электрического персонала и работников, эксплуатирующих производственные электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

### 13.1 безопасность

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

А) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м. От нулевой отметки до основания изоляторов;

Б) токоведущие части и участки сети оруд, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;

В) для ограждения тех токоведущих частей блоков 35 кв, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждения с приспособлением для их запираания.

Г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

Д) электрическое питание к осветительным установкам и к розеткам местного освещения подается дистанционно из ячейки 6 кв собственного расхода;

е) для питания ламп переносного местного освещения в шкафах, смонтированных на блоках ОРУ, установлены розетки на 12 В;

ж) все металлоконструкции трансформаторов, шкафов и оснований аппаратов, приводов и блоков, труб, электропроводки и кабельных трасс, нормально не находящиеся под напряжением, при монтаже должны быть надежно заземлены к контуру заземления;

з) осветительные установки позволяют выполнять работы по замене ламп без снятия напряжения на подстанции;

и) хранение средств по технике безопасности и инструмента на подстанции предусмотрено в ОПУ или в помещении для ремонтного персонала.

### 13.2 Экологичность

Подстанция не имеет вредных выбросов в атмосферу.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может вытечь из трансформатора при аварии, проектом предусматривается сооружение под трансформаторами маслоблюдных ям с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслоблюдник.

На подстанции, от которой питается РП установлены два силовых трансформатора марки ТДН-40000/110/10. Параметры трансформатора этой марки представлены в таблице [18].

Таблица 30 – Параметры трансформатора ТДН-40000/110/10

Тип трансформатора	Мощность, МВА	Масса, т		Габариты, мм		
		полная	масла	H	L	B
ТДН-40000/110/10	40	61,5	14,74	6000	6500	4000

Так как масса трансформаторного масла меньше 20т., то согласно [8] маслоприемник под трансформатор выполняем без отвода масла. Габариты маслоприемника для силового трансформатора марки ТДН-40000/110/10 должны выступать за габариты электрооборудования более чем на 1,5 м [8].

При этом габарит маслоприемника принимается согласно [8] меньше на

0,5 м со стороны стены или перегородок располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2м.

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100% объема масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью  $0,2 \text{ л/с}\cdot\text{м}^2$  в течение 30 мин.

Удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла производится передвижными средствами. При этом выполняется простейшее устройство для проверки отсутствия масла (воды) в маслоприемнике.

На городской подстанции «ПС-1» установим маслоприёмник без отвода масла, заглубленной конструкции с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м).

Гравийная засыпка маслоприемника должна содержаться в чистом состоянии и промываться не реже одного раза в год, а в случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) должна осуществляться замена гравийной засыпки.

Трансформаторы мощностью 40 МВА на напряжение 110 кВ, установленные на «Казармы» по паспортным данным имеют полную массу 61,5 т. Масса масла в трансформаторе составляет 14,74 т без отвода масла, а его объем вычисляется по выражению [5]:

$$V = \frac{m}{\rho_m} = \frac{14,74}{0,895} = 16,5 \text{ м}^3, \quad (91)$$

где  $\rho_m$ - плотность трансформаторного масла, для масла марки Т-750 –  $\rho_m = 895 \text{ кг/м}^3$  [6].

Зная габариты трансформатора, найдём площадь поверхности на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(6 \cdot 4) + (6 \cdot 6,5)] = 63 \text{ м}^2 \quad (92)$$

Зная площадь поверхности на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80\%}{100\%} = 18,14 \text{ м}^3 \quad (93)$$

Зная объём воды и объём масла, можно найти полный объём маслоприёмника.

$$V = V' + V = 16,5 + 18,14 = 34,64 \text{ м}^3 \quad (94)$$

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 9,5 \cdot 7 = 66,5 \text{ м}^2, \quad (95)$$

где  $L' = L + \Delta = 6,5 + (2 \cdot 1,5) = 9,5 \text{ м}$  - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 6,5 \text{ м}$  - длина трансформатора [18];

$\Delta = 1,5 \text{ м}$  - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т [8];

$B' = B + \Delta = 4 + (2 \cdot 1,5) = 7 \text{ м}$  - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 4 \text{ м}$  - ширина трансформатора [18].

Для трансформатора ТДН-40000/110/10 выбираем маслоприемник прямоугольной формы, заглубленного исполнения, объемом  $35 \text{ м}^3$ . На маслоприемник устанавливаем металлическую решетку, а поверх нее производим засып-

ку гравием или щебнем толщиной слоя 0,25 м.

Вычислив объем занимаемый маслом, водой, и рассчитав площадь , маслоприемника, можно определить его глубину.

Глубина маслоприемника определяется по формуле [19]:

$$h = \frac{V}{S} + h_1 + h_2 = \frac{34,64}{66,5} + 0,25 + 0,05 = 0,85 \text{ м}, \quad (96)$$

где  $h_1 = 0,25 \text{ м}$  - толщина гравийной засыпки [8],

где  $h_2 = 0,05 \text{ м}$  - воздушный промежуток между решеткой и маслом [8].

Схема маслоприёмника приведена на рисунке 12.

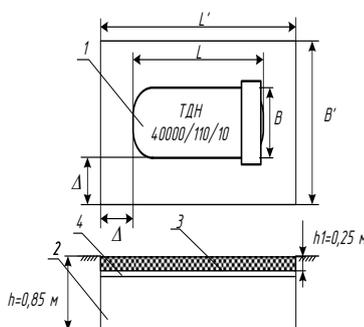


Рисунок 12 – Схема маслоприёмника

На рисунке 12 показаны: 1 – трансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – воздушный зазор между решеткой и трансформаторным маслом;

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

Специальные мероприятия по шумозащите проектом не предусматриваются, так как для ПС с трансформаторами мощностью менее 40 МВ·А санитарные разрывы зоны вредного шумового воздействия не нормируются, к тому же ПС находится за пределами микрорайона.

Предусматривается срезка плодородного слоя толщиной 0,3 м. Часть срезанного грунта остается для озеленения ПС.

ВЛ создают в окружающем пространстве электрическое поле, напряженность которого снижается по мере удаления от ВЛ. Электрическое поле вблизи ВЛ может оказать вредное воздействие на человека.

Различают следующие виды воздействия:

- непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

- воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

- воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками - тока стекания.

Проект удовлетворяет требованиям Правил устройства электроустановок и правил охраны высоковольтных электрических сетей, следовательно защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ не требуется.

### **13.3 Чрезвычайные ситуации**

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Водоисточником системы пожаротушения являются два пожарных резервуара емкостью 40 м<sup>3</sup> каждый. Пожаротушение осуществляется насосами

марки К 45/55 (один рабочий и один резервный). Насосы устанавливаются под заливом так, чтобы уровень воды в пожарных резервуарах был 0,5 м выше верха корпуса насосов.

Пополнение пожарных резервуаров автоматическое при понижении уровня в них, а также в течение всего времени пожаротушения за 36 часов по 4,5 м<sup>3</sup>/час от существующей скважины.

Расход воды на наружное пожаротушение трансформатора 10 л/сек. Продолжительность пожаротушения – 3 часа. Потребное количество воды на пожаротушение трансформатора составит 40 м<sup>3</sup>.

Порядок тушения пожара на энергообъекте

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться "Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций" и //.

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслонаполненной аппаратуры не отличаются от методов

тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована и рассчитана городская распределительная сеть.

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

В работе были выполнены такие задачи как:

- Расчет нагрузок проектируемого района;
- Выбор распределительного пункта;
- Выбор трансформаторов на ТП;
- Расчет РЗ.

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

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

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Базуткин, В.В. Техника высоких напряжений: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 487 с.
- 2 Булгаков А.Б. Б40 Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к лабораторным работам / Булгаков А.Б. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 179с.
- 3 Высоковольтное оборудование [Электронный ресурс]. URL: <http://www.uetm.ru/products/146/> (дата обращения: 2.05.2019).
- 4 Герасимов, В.Г. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ.ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М. : издательство МЭИ, 2009. – 964 с.
- 5 ГОСТ 32144-2013«Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»/ Межгосударственный стандарт– М.: Стандартиформ, 2014.
- 6 Козлов, А.Н. Электромеханические переходные процессы в электрических системах. Учебно-методическое пособие к курсовому проектированию / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.С. Степанов. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2013. – 112 с
- 7 Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары :ФСК ЕЭС, 2014. –184с.
- 8 Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел / ОР-ГРЭС - М.: СПО Союзтехэнерго, 1995. – 87 с.
- 9 Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т». Техническое описание, руководство по эксплуатации, паспорт, ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2003. – 70 с.
- 10 Мясоедов, Ю.В. Электрические станции и подстанции : Учебное пособие / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина, А. Г. Ротачева. – Благовещенск : Изд-во АмГУ. 2013. – 201 с.

- 11 Неклепаев, Б. И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов / Б. И. Неклепаев, И. П. Крючков. - 5-е изд.,- Изд-во БХВ- 2013. - 608 с.
- 12 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М.:
- 13 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
- 14 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ПТЭЭП. – Москва, 2003 г. – 386 с.
- 15 Рекомендации по выбору уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» и «Сириус-ТЗ», ЗАО «Радиус Автоматика».- М., 2004. –11 с.
- 16 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций : учебник для техникумов / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова – 6-е издание, стереотипное – М. : Издательский центр «Академия», 2009. – 448 с.
- 17 Савина, Н.В. Надёжность систем электроэнергетики: учебное пособие. – Благовещенск: Изд-во Амур.гос. ун-та, 2011. – 270 с.
- 18 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича - 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. Энергоатомиздат, 2003.
- 19 СТО 56947007- 29.240.35.184-2014.СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» Комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией в металлической оболочке (КРУЭ) 110 кВ и выше. СТО 56947007-29.240.35.184-2014. –78 с.
- 20 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий : учеб. пособие : доп. Мин. высш. и сред. спец. обр. СССР / А. А. Фёдоров, Л. Е. Старкова. - М. : Энергоатомиздат, 2010. - 368 с.
- 21 Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. –СПб.: ПЭИПК, 2003. – 555 с

- 22 Шеховцов, В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования / В.П. Шеховцов. – М. : ФОРУМ, 20012. – 214 с.
- 23 Электротехнический справочник. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ.ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: издательство МЭИ, 2001. – 518 с