

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы внутреннего электроснабжения второго микрорайона города Благовещенск

Исполнитель

студент группы 842-об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.Н. Кириченкова

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н.Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Кириченковой Наталии Николаевны

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы внутреннего электроснабжения второго микрорайона города Благовещенск

(утверждено приказом от 15.03.22 № 506УЧ)

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

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

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): краткая характеристика жилого района, расчет электрических нагрузок, проектирование высоковольтного электроснабжения, расчет токов короткого замыкания, проверка выбранных сечений на воздействие КЗ, выбор и проверка электрических аппаратов на РП, выбор и проверка трансформатора собственных нужд, расчет емкостных токов замыкания на землю, релейная защита и автоматика, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): план второго микрорайона города Благовещенск, схема электроснабжения второго микрорайона города Благовещенск, принципиальная схема электроснабжения, принципиальная схема КТП киоскового типа, однолинейная схема ПС Новая 110/10 кВ, релейная защита и автоматика линии

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

7. Дата выдачи задания 16.03.22

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

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

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 109 страницы, 5 рисунков, 19 таблиц, 14 источников.

ТАБЛИЦЫ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ПОНИЗИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПОДСТАНЦИИ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ, ТОКОВЕДУЩИЕ ЧАСТИ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ, МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ.

В данной бакалаврской работе произведена реконструкция системы электроснабжения второго микрорайона города Благовещенск, рассмотрены схемы электрических соединений, произведен технико-экономический расчет по выбору числа и мощности силовых трансформаторов, рассчитаны токи короткого замыкания, по которым производился выбор основного электрооборудования, токоведущих частей, релейной защиты, автоматики.

## СОДЕРЖАНИЕ

|   |    |
|---|----|
| Введение  | 6  |
| 1 Краткая характеристика жилого района                          | 8  |
| 1.1 Характеристика района                                       | 13 |
| 1.2 Характеристика объекта проектирования                       | 14 |
| 2 Расчет электрических нагрузок                                 | 14 |
| 2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей          | 14 |
| 2.2 Расчет нагрузок общественных зданий и сооружений            | 18 |
| 2.3 Расчет нагрузки освещения                                   | 21 |
| 2.4 Расчет электрических нагрузок распределительной сети 0,4 кВ | 22 |
| 2.5 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ                   | 25 |
| 2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ                 | 26 |
| 2.7 Выбор схемы и конструкции ТП                                | 31 |
| 2.8 Определение потерь напряжения, ЭЭ и М в сетях 0,4 кВ        | 34 |
| 3 Проектирование высоковольтного электроснабжения               | 39 |
| 3.1 Расчет электрических нагрузок в сети ВН                     | 39 |
| 3.2 Выбор места расположения РП                                 | 41 |
| 3.3 Выбор схемы и сечений питающей линии                        | 42 |
| 3.4 Технико-экономическое сравнение вариантов                   | 44 |
| 3.5 Выбор схемы и конструкции РП                                | 52 |
| 4 Расчет токов короткого замыкания                              | 52 |
| 4.1 Расчет токов КЗ в сетях ВН                                  | 52 |
| 4.2 Расчет токов КЗ в сетях 0,4 кВ                              | 57 |
| 5 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ            | 60 |
| 6 Выбор и проверка электрических аппаратов                      | 62 |
| 6.1 Выбор и проверка электрических аппаратов на РП              | 62 |
| 6.1.1 Выбор и проверка выключателей                             | 62 |
| 6.1.2 Выбор и проверка трансформатора тока                      | 65 |
| 6.2 Выбор и проверка трансформаторов напряжения                 | 68 |

|   |     |
|---|-----|
| 6.3 Выбор и проверка сборных шин  | 70  |
| 7 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд                        | 75  |
| 8 Расчет емкостных токов замыкания на землю                               | 77  |
| 9 Релейная защита и автоматика  | 78  |
| 9.1 Выбор защит линии   | 78  |
| 9.1.1 Расчет защит линиит   | 82  |
| 9.2 Расчет и выбор уставок ТЗНП и МТО линии                               | 84  |
| 10 Безопасность и экологичность   | 88  |
| 10.1 Безопасность   | 89  |
| 10.1.1 Требования к персоналу, занимающегося монтажными работами          | 89  |
| 10.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи | 90  |
| 10.1.3 Требования охраны труда во время работы                            | 91  |
| 10.1.4 Требования в аварийных ситуациях                                   | 96  |
| 10.2 Экологичность  | 96  |
| 10.2.1 Расчет маслоприемника без отвода масла                             | 98  |
| 10.3 Чрезвычайные ситуации  | 103 |
| 10.3.1 Обеспечение пожарной безопасности                                  | 103 |
| Заключение  | 106 |
| Библиографический список  | 108 |

## ВВЕДЕНИЕ

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

Для каждого города конечно же характерен рост электропотребления, что требует систематического развития электрических сетей. Рост электропотребления связан не только с увеличением количества жителей и развитием промышленности, но и с непрерывным проникновением электрической энергии во все сферы жизнедеятельности населения.

Под системой электроснабжения города понимается совокупность электрических сетей, трансформаторных подстанций, предназначенных для внутреннего электроснабжения его потребителей. Создаются специальные электрические сети, для питания потребителей, которые расположены на территории городов. По сравнению с электрическими сетями энергетических систем они имеют свои характерные особенности. Наиболее полно эти особенности выявляются при создании электрических сетей в крупных городах. В настоящее время такие сети образуют специфические системы электроснабжения городов.

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

Самым многочисленным потребителем в городах являются жилые дома, а именно микрорайоны. Очень часто можно встретить ситуации, когда микрорайон еще строится по заранее подготовленному и утвержденному проекту, однако уже существует система электроснабжения небольшой части микрорайона, направленная на те дома, которые уже являются жилыми.

Данная работа посвящена реконструкции системы внутреннего электроснабжения города Благовещенск. Выбранная мной тема, конечно же, затрагивалась и затрагивается по сей день в электроснабжении города, и постепенно решается.

К задачам выпускной квалификационной работы относятся:

- Характеристика района проектирования;
- Расчет и прогнозирование электрических нагрузок;
- Выбор оптимальных вариантов подключения;
- Расчёт и анализ установившихся режимов в существующих сетях;
- Выбор оборудования;
- Выбор и расчет средств РЗА;
- Расчет безопасности и экологичности;

Объект исследования – система внутреннего электроснабжения второго микрорайона города Благовещенск.

Предмет исследования – поиск оптимальных подходов в процессе реконструкции внутреннего электроснабжения второго микрорайона города Благовещенск.

При написании выпускной квалификационной работы использовались следующие программы:

- Microsoft Word;
- Microsoft Visio Drawing.

## 1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЖИЛОГО РАЙОНА

План проектируемого жилого района представлен на рисунке 1.

В таблице 1 представлены характеристики потребителей проектируемого жилого района.



Рисунок 1 – План проектируемого жилого района

Таблица 1 – Характеристики потребителей проектируемого жилого района

| № п/п | Наименование    | Кол-во подъездов | Кол-во кв., мест |
|-------|-----------------|------------------|------------------|
| 1     | Жилой дом, 9 эт | 8                | 288              |
| 2     | Адм. здание     | -                | 500 м2           |



## Продолжение таблицы 1

| №<br>п/п | Наименование                      | Кол-во<br>подъездов | Кол-во кв., мест |
|----------|-----------------------------------|---------------------|------------------|
| 3        | Жилой дом, 5 эт                   | 4                   | 90               |
| 4        | Жилой дом, 9 эт                   | 2                   | 72               |
| 5        | Жилой дом, 9 эт                   | 2                   | 72               |
| 6        | Жилой дом, 5 эт                   | 3                   | 60               |
| 7        | Дет.сад №68 1 корп                | 2                   | 300              |
| 8        | Гараж                             | -                   | 100 м2           |
| 9        | Гимназия № 25                     | 3                   | 2011             |
| 10       | Жилой дом, 9 эт                   | 8                   | 288              |
| 11       | Жилой дом, 12 эт                  | 1                   | 72               |
| 12       | Магазин                           | -                   | 150 м2           |
| 13       | Жилой дом, 5 эт                   | 4                   | 90               |
| 14       | Жилой дом, 5 эт                   | 3                   | 60               |
| 15       | Гараж, 5 штук                     | -                   | 90 м2            |
| 16       | Жилой дом, 5 эт                   | 3                   | 60               |
| 17       | Жилой дом, 5 эт                   | 4                   | 89               |
| 18       | Жилой дом, 2 эт                   | 4                   | 80               |
| 19       | Гос. Стоматологич.<br>поликлиника | -                   | 500 м2           |

| № п/п | Наименование           | Кол-во подъездов | Кол-во кв., мест |
|-------|------------------------|------------------|------------------|
| 20    | Адм. здание, 1 эт      | -                | 550 м2           |
| 21    | Адм. здание, 3 эт      | -                | 700 м2           |
| 22    | Жилой дом, 9 эт        | 2                | 72               |
| 23    | Жилой дом, 9 эт        | 2                | 72               |
| 24    | Адм. здание, 1 эт      | -                | 600 м2           |
| 25    | Киоск                  | -                | 30 м2            |
| 26    | Магазин                | -                | 250 м2           |
| 27    | Быстрое питание        | -                | 25               |
| 28    | Киоск                  | -                | 60 м2            |
| 29    | Торг.-произв. компания | -                | 500 м2           |
| 30    | Соц. аптека            | -                | 250 м2           |
| 31    | Парикмахерская         | -                | 6                |
| 32    | Продукт. магазин       | -                | 400 м2           |
| 33    | Магазин                | -                | 400 м2           |
| 34    | Жилой дом, 14 эт       | 2                | 56               |
| 35    | Жилой дом, 9 эт        | 7                | 192              |
| 36    | Торг. павильон         | -                | 100 м2           |
| 37    | Магазин                | -                | 350 м2           |

## Продолжение таблицы 1

| №<br>п/п | Наименование      | Кол-во<br>подъездов | Кол-во кв., мест |
|----------|-------------------|---------------------|------------------|
| 38       | Магазин           | -                   | 450 м2           |
| 39       | Закусочная        | -                   | 4                |
| 40       | Жилой дом, 5 эт   | 5                   | 97               |
| 41       | Торг. компания    | -                   | 500 м2           |
| 42       | Жилой дом, 5 эт   | 6                   | 100              |
| 43       | Жилой дом, 5 эт   | 3                   | 71               |
| 44       | Жилой дом, 5 эт   | 4                   | 96               |
| 45       | Жилой дом, 5 эт   | 4                   | 93               |
| 46       | Гараж, 3 штуки    | -                   | 180 м2           |
| 47       | Жилой дом, 5 эт   | 5                   | 96               |
| 48       | Жилой дом, 5 эт   | 6                   | 120              |
| 49       | Гараж, 2 штуки    | -                   | 200 м2           |
| 50       | Адм. здание, 3 эт | -                   | 500 м2           |
| 51       | Автомойка         | -                   | 1100 м2          |
| 52       | Адм. здание, 3 эт | -                   | 1000 м2          |
| 53       | Гимназия №25      | 3                   | 2011             |
| 54       | Сантехника        | -                   | 800 м2           |
| 55       | Караоке-бар       | -                   | 40               |

| №<br>п/п | Наименование         | Кол-во<br>подъездов | Кол-во кв., мест |
|----------|----------------------|---------------------|------------------|
| 56       | Гараж                | -                   | 300 м2           |
| 57       | Жилой дом, 5 эт      | 6                   | 100              |
| 58       | Дет.сад №68, 2 корп  | 2                   | 250              |
| 59       | Гараж, 2 штуки       | -                   | 200 м2           |
| 60       | Жилой дом, 5 эт      | 4                   | 89               |
| 61       | Жилой дом, 5 эт      | 7                   | 120              |
| 62       | Жилой дом, 5 эт      | 7                   | 150              |
| 63       | Гараж                | -                   | 150 м2           |
| 64       | Гараж, 2 штуки       | -                   | 100 м2           |
| 65       | Жилой дом, 5 эт      | 6                   | 100              |
| 66       | Жилой дом, 5 эт      | 6                   | 105              |
| 67       | Жилой дом, 10 эт     | 4                   | 200              |
| 68       | Жилой дом, 5 эт,     | 7                   | 120              |
| 69       | Жилой дом, 5 эт      | 2                   | 45               |
| 70       | Дет.сад №60, 1,2 к-с | 1                   | 1123             |
| 71       | Жилой дом, 5 эт      | 6                   | 109              |
| 72       | Жилой дом, 10 эт     | 3                   | 91               |
| 73       | Жилой дом, 14 эт     | 4                   | 218              |

| №<br>п/п | Наименование    | Кол-во<br>подъездов | Кол-во кв., мест |
|----------|-----------------|---------------------|------------------|
| 74       | Жилой дом, 9 эт | 7                   | 216              |
| 75       | Жилой дом, 5 эт | 4                   | 75               |
| 76       | Жилой дом, 9 эт | 6                   | 180              |
| 77       | Дет.сад №4      | 2                   | 800              |
| 78       | Жилой дом, 5 эт | 3                   | 60               |
| 79       | Жилой дом, 5 эт | 3                   | 60               |
| 80       | Гараж, 17 штук  | -                   | 190 м2           |
| 81       | Жилой дом, 9 эт | 6                   | 180              |
| 82       | Жилой дом, 9 эт | 2                   | 72               |
| 83       | Жилой дом, 5 эт | 5                   | 98               |
| 84       | Жилой дом, 5 эт | 6                   | 100              |
| 85       | Гараж, 2 штуки  | -                   | 80 м2            |
| 86       | Жилой дом, 5 эт | 4                   | 80               |
| 87       | Гараж, 3 штуки  | -                   | 100 м2           |
| 88       | Школа №13       | 3                   | 883              |

### 1.1 Характеристика района

Рассматриваемый мной район является одним из многочисленного количества районов города Благовещенск. Питание потребителей

осуществляется подстанцией «Новая» с номинальным напряжением 110/10 кВ.

Благовещенск – город в России на границе с Китаем. Административный центр Амурской области и Благовещенского района, образует «Городской округ город Благовещенск».

Расположен на левом берегу Амура и на правом берегу Зеи (в устье); единственный административный центр региона России, находящийся на государственной границе. На расстоянии 526 метров на правом берегу Амура — район Айхуэй китайского городского округа Хэйхэ. Основан в 1856 году как Усть-Зейский военный пост на Амуре; в 1858 году преобразован в город Благовещенск.

Основные отрасли промышленности Благовещенска являются добывающая, энергетическая, производство строительных материалов.

## **1.2 Характеристика объекта проектирования**

Климатические условия в зоне второго микрорайона можно охарактеризовать следующим образом:

– по степени загрязнения атмосферы район относится к третьей зоне по принятой классификации, которая характеризуется как зона с умеренным загрязнением.

– соотношение количества зимних и летних суток в течение года принято как 170 и 195;

- климат – резко-континентальный с элементами муссонного. Перепады температуры в течение года до 40 градусов по цельсию, а в течение суток – до 20 градусов. Лето теплое. Средняя температура варьируется от 24 градусов по цельсию до -27 градусов по цельсию.

Исходные данные для проектирования заземляющего устройства:

- удельное сопротивление слоев земли  $\rho_1 = 70 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  и  $\rho_2 = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ;
- толщина верхнего слоя земли  $h = 1 \text{ м}$ .

Для дальнейшего выполнения ВКР необходимо произвести характеристику сети расчет и прогнозирование электрических нагрузок.

## 2. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

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

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

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

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома:

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

где  $P_{к.в.уд}$  – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по [табл. 2.1.1., РД 34.20.185-94] (в зависимости от числа квартир присоединенных к линии, типа электрических плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха) кВт/квартиру;

$n$  – количество квартир, присоединенных к линии.

Реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{\Sigma ж.д} = P_{\Sigma ж.д} \cdot tg\phi$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома:

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

где  $k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, равный 0,9 [4].

Тогда, например, для дома № 35 имеем окончательную активную нагрузку:

$$P_{p,2} = 330,2 + 0,9 \cdot 37 = 363,5 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка:

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

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

Для дома № 35 имеем:

$$Q_{p,33} = 363,5 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 37 \cdot 0,75 = 97,8 \text{ квар.}$$

Расчета для остальных жилых зданий ведется аналогично, результаты сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчетов электрических нагрузок жилых зданий

| Объект    | № на плане | $n_{кв}$ | $P_p$ , кВт | $Q_p$ , квар |
|-----------|------------|----------|-------------|--------------|
| Жилой дом | 1          | 288      | 528,7       | 130,7        |
| Жилой дом | 3          | 90       | 208,8       | 66,7         |
| Жилой дом | 4          | 72       | 173,3       | 59,6         |
| Жилой дом | 5          | 72       | 173,3       | 59,6         |
| Жилой дом | 6          | 60       | 201,3       | 65,2         |
| Жилой дом | 10         | 288      | 528,7       | 130,71       |



Продолжение таблицы 2

| Объект    | № на плане | $n_{кв}$ | $P_p$ , кВт | $Q_p$ , квар |
|-----------|------------|----------|-------------|--------------|
| Жилой дом | 11         | 72       | 173,3       | 59,6         |
| Жилой дом | 13         | 90       | 208,8       | 66,7         |
| Жилой дом | 14         | 60       | 201,3       | 65,2         |
| Жилой дом | 16         | 60       | 201,3       | 65,2         |
| Жилой дом | 17         | 89       | 206,9       | 66,4         |
| Жилой дом | 18         | 80       | 189,3       | 62,8         |
| Жилой дом | 22         | 72       | 173,3       | 59,6         |
| Жилой дом | 23         | 72       | 173,3       | 59,6         |
| Жилой дом | 34         | 56       | 190,1       | 62,9         |
| Жилой дом | 35         | 192      | 363,5       | 97,7         |
| Жилой дом | 40         | 97       | 222,5       | 69,5         |
| Жилой дом | 42         | 100      | 228,3       | 70,6         |
| Жилой дом | 43         | 71       | 171,8       | 59,3         |
| Жилой дом | 44         | 96       | 220,5       | 69,1         |
| Жилой дом | 45         | 93       | 214,7       | 67,9         |
| Жилой дом | 47         | 96       | 220,5       | 69,1         |
| Жилой дом | 48         | 120      | 252,9       | 75,6         |
| Жилой дом | 57         | 100      | 228,3       | 70,6         |
| Жилой дом | 60         | 89       | 206,9       | 66,4         |
| Жилой дом | 61         | 120      | 252,9       | 75,6         |
| Жилой дом | 62         | 150      | 307,8       | 86,5         |
| Жилой дом | 65         | 100      | 228,3       | 70,6         |
| Жилой дом | 66         | 105      | 225,3       | 70,03        |
| Жилой дом | 67         | 200      | 399,3       | 104,8        |
| Жилой дом | 68         | 120      | 252,9       | 75,6         |
| Жилой дом | 69         | 45       | 159,3       | 56,8         |
| Жилой дом | 71         | 109      | 232,8       | 71,5         |

| Объект    | № на плане | $n_{кв}$ | $P_p$ , кВт | $Q_p$ , квар |
|-----------|------------|----------|-------------|--------------|
| Жилой дом | 72         | 91       | 210,8       | 67,1         |
| Жилой дом | 73         | 218      | 408,2       | 106,6        |
| Жилой дом | 74         | 216      | 404,8       | 105,9        |
| Жилой дом | 75         | 75       | 179,6       | 60,9         |
| Жилой дом | 76         | 180      | 362,7       | 97,5         |
| Жилой дом | 78         | 60       | 201,3       | 65,2         |
| Жилой дом | 79         | 60       | 201,3       | 65,2         |
| Жилой дом | 81         | 180      | 362,7       | 97,5         |
| Жилой дом | 82         | 72       | 173,3       | 59,6         |
| Жилой дом | 83         | 98       | 224,4       | 69,9         |
| Жилой дом | 84         | 100      | 228,3       | 70,6         |
| Жилой дом | 86         | 80       | 189,3       | 62,8         |

## 2.2 Расчет нагрузок общественных зданий и сооружений

При расчете электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей принимают в соответствии [табл. 2.2.1., РД 34.20.185-94]. удельную нагрузку на одно место или квадратный метр используемой площади.

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

где  $M$  – количественный показатель,

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

Например, расчетная активная нагрузка административного здания, имеющего на плане номер 2, определяется:

$$P_{зд.} = 0,054 \cdot 500 = 27 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка:

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

где  $\operatorname{tg} \varphi_{зд}$  – коэффициент реактивной мощности общественного здания.

Расчетная реактивная нагрузка:

$$Q_{зд} = 27 \cdot 0,57 = 15,4 \text{ квар}$$

Расчетная активная нагрузка гимназии №25, которая на плане имеет номер 25, определяется следующим образом:

$$P_{зд.} = 0,25 \cdot 500 = 502,8 \text{ кВт}$$

$$Q_{зд} = 502,8 \cdot 0,38 = 191,1 \text{ квар}$$

Расчеты для остальных общественных зданий ведутся аналогично, результаты сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Расчетные электрические нагрузки общественных зданий

| Объект             | № на плане | $P_{уд}$ , кВт | $P_p$ , кВт | $Q_p$ , квар |
|--------------------|------------|----------------|-------------|--------------|
| Адм.здание         | 2          | 0,054          | 27          | 15,4         |
| Дет.сад №68 1 корп | 7          | 0,46           | 138         | 59,3         |
| Гараж              | 8          | 0,5            | 0,5         | 0,24         |
| Гимназия № 25      | 9          | 0,25           | 502,8       | 191,1        |
| Магазин            | 12         | 0,25           | 37,5        | 26,3         |
| Гараж              | 15         | 0,5            | 0,5         | 0,24         |

Продолжение таблицы 3

| Объект                            | № на плане | $P_{уд}$ , кВт | $P_p$ , кВт | $Q_p$ , квар |
|-----------------------------------|------------|----------------|-------------|--------------|
| Гос. Стоматологич.<br>поликлиника | 19         | 0,054          | 27          | 15,4         |
| Адм. здание, 1 эт                 | 20         | 0,054          | 29,7        | 16,9         |
| Адм. здание, 3 эт                 | 21         | 0,054          | 37,8        | 21,5         |
| Адм. здание, 1 эт                 | 24         | 0,054          | 32,4        | 18,5         |
| Киоск                             | 25         | 0,23           | 6,9         | 5,2          |
| Магазин                           | 26         | 0,23           | 57,5        | 43,1         |
| Быстрое питание                   | 27         | 1,04           | 26          | 5,2          |
| Киоск                             | 28         | 0,23           | 13,8        | 9,7          |
| Торг.-произв. компания            | 29         | 0,25           | 125         | 93,8         |
| Соц. аптека                       | 30         | 0,16           | 40          | 19,2         |
| Парикмахерская                    | 31         | 1,5            | 225         | 56,3         |
| Продукт. магазин                  | 32         | 0,25           | 87,5        | 65,6         |
| Магазин                           | 33         | 0,25           | 87,5        | 65,6         |
| Торг. павильон                    | 36         | 0,25           | 25          | 18,8         |
| Магазин                           | 37         | 0,23           | 69          | 51,8         |
| Магазин                           | 38         | 0,23           | 69          | 51,8         |
| Закусочная                        | 39         | 1,04           | 4,2         | 0,84         |
| Торг. компания                    | 41         | 0,25           | 60          | 45           |
| Гараж                             | 46         | 0,5            | 1,5         | 0,72         |
| Гараж                             | 49         | 0,5            | 1           | 0,48         |
| Адм. здание, 3 эт                 | 50         | 0,054          | 27          | 15,4         |
| Автомойка                         | 51         | 0,054          | 59,4        | 33,9         |
| Адм. здание, 3 эт                 | 52         | 0,054          | 29,7        | 16,9         |
| Гимназия №25                      | 53         | 0,25           | 502,8       | 191,1        |
| Сантехника                        | 54         | 0,16           | 33,6        | 16,1         |

| Объект               | № на плане | $P_{уд}$ , кВт | $P_p$ , кВт | $Q_p$ , квар |
|----------------------|------------|----------------|-------------|--------------|
| Караоке-бар          | 55         | 1,04           | 41,6        | 8,32         |
| Гараж                | 56         | 0,5            | 0,5         | 0,24         |
| Дет.сад №68, 2 корп  | 58         | 0,46           | 115         | 49,5         |
| Гараж                | 59         | 0,5            | 1           | 0,48         |
| Гараж                | 63         | 0,5            | 0,5         | 0,24         |
| Гараж                | 64         | 0,5            | 1           | 0,48         |
| Дет.сад №60, 1,2 к-с | 70         | 0,46           | 516,6       | 222,1        |
| Дет.сад №4           | 77         | 0,46           | 368         | 158,2        |
| Гараж                | 80         | 0,5            | 8,5         | 3,84         |
| Гараж                | 85         | 0,5            | 1           | 0,48         |
| Гараж                | 87         | 0,5            | 1,5         | 0,72         |
| Школа №13            | 88         | 0,25           | 220,8       | 83,9         |

### 2.3 Расчет нагрузки освещения

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

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

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

Например, для улицы Игнатъевское шоссе освещение будет равно:

$$P_{осв} = 3,9 \cdot 1025 \cdot 10^{-3} = 3,99 \text{ кВт.}$$

Результаты расчета осветительной нагрузки сведены в таблицу 2.

Таблица 4 – Осветительная нагрузка

| Улица              | Длина, м | $P_{уд,осв}$ , кВт/км | $P_{осв}$ , кВт |
|--------------------|----------|-----------------------|-----------------|
| Игнатъевское шоссе | 1025     | 3,9                   | 3,99            |
| Калинина           | 576      | 3,9                   | 2,25            |
| Дьяченко           | 936      | 3,9                   | 3,65            |
| Кантемирова        | 847      | 3,9                   | 3,30            |
| Институтская       | 1042     | 3,9                   | 4,06            |
| Студенческая       | 734      | 3,9                   | 2,86            |

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

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

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

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

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

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

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

Реактивная нагрузка:

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

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

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

Полная мощность нагрузки по ТП определяется по выражению:

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

Для примера приведем расчет для ТП26<sup>М</sup> и ТП54<sup>М</sup> имеем:

Для ТП26<sup>М</sup>:

$$P_{p,l} = 528,7 + 0,8 \cdot 27 + 0,9 \cdot 208,8 + 0,9 \cdot 173,3 + 0,9 \cdot 173,3 + 0,9 \cdot 201,3 = 1231,33 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,l} = 130,7 + 0,9 \cdot 27 + 0,9 \cdot 66,7 + 0,9 \cdot 59,6 + 0,9 \cdot 56,9 + 0,9 \cdot 65,2 = 370,55 \text{ квар}.$$

Для ТП54<sup>М</sup>:

$$P_{p,l} = 528,7 + 0,8 \cdot 37,5 + 0,95 \cdot 502,8 + 0,9 \cdot 173,3 + 0,6 \cdot 0,5 + 0,97 \cdot 138 = 1047,75 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,l} = 130,7 + 0,8 \cdot 26,3 + 0,95 \cdot 191,1 + 0,9 \cdot 59,6 + 0,6 \cdot 0,24 + 0,97 \cdot 59,3 = 305,59 \text{ квар}.$$

Однако, согласно приказу Минэнерго РФ от 23.06.2015 № 380 максимально допустимый коэффициент реактивной мощности для сетей 0,4 кВ составляет  $tg\varphi_{доп} = 0,35$ . То есть максимально допустимая реактивная мощность для ТП26<sup>М</sup> и ТП54<sup>М</sup> должна составлять:

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

$$Q_{p,l.допТП26^M} = 1231,33 \cdot 0,35 = 430,97 \text{ квар.}$$

$$Q_{p,l.допТП54^M} = 1047,75 \cdot 0,35 = 366,71 \text{ квар.}$$

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

Полная расчетная мощность ТП 26<sup>М</sup> и ТП54<sup>М</sup>:

$$S_{p,ТП\#24^M} = \sqrt{1231,33^2 + 370,55^2} = 1285,88 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

$$S_{p,ТП\#24^M} = \sqrt{1047,75^2 + 305,59^2} = 1091,41 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Принимаем к установке ТП с трансформатором ТМ – 630/10 и ТМ – 560/10

Расчеты для остальных ТП аналогичны, результаты сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчетная электрическая нагрузка ТП 0,4 кВ

| № ТП               | $P_{p,l}$ , кВт | $Q_{p,l}$ , квар | $S_{p,ТП}$ , кВА | Коэффициент загрузки | n × Стр, кВА |
|--------------------|-----------------|------------------|------------------|----------------------|--------------|
| ТП 26 <sup>М</sup> | 1231,33         | 370,55           | 1285,88          | 0,98                 | 2 × 630      |
| ТП 54 <sup>М</sup> | 1047,75         | 305,59           | 1091,41          | 0,97                 | 2 × 560      |
| ТП 48 <sup>М</sup> | 939,18          | 203,85           | 961,05           | 0,86                 | 1 × 1000     |



Продолжение таблицы 5

| № ТП                | $P_{p,l}$ , кВт | $Q_{p,l}$ , квар | $S_{p,ТП}$ , кВА | Коэффициент загрузки | n × Стр, кВА |
|---------------------|-----------------|------------------|------------------|----------------------|--------------|
| ТП 24 <sup>М</sup>  | 992,06          | 281,29           | 1094,06          | 0,98                 | 2 × 560      |
| ТП 14               | 1368,6          | 314,6            | 1404,29          | 0,88                 | 1 × 1600     |
| ТП 14 <sup>М</sup>  | 658,17          | 222,39           | 694,73           | 0,92                 | 2 × 400      |
| ТП 30 <sup>М</sup>  | 724,42          | 146,19           | 739,02           | 0,98                 | 1 × 750      |
| ТП 442 <sup>В</sup> | 1157,02         | 257,24           | 1185,27          | 0,94                 | 2 × 630      |
| ТП 442 <sup>Г</sup> | 694,55          | 290,69           | 752,93           | 0,75                 | 1 × 1000     |
| ТП 442 <sup>Б</sup> | 659,42          | 142,9            | 674,73           | 0,89                 | 1 × 750      |
| ТП 42 <sup>М</sup>  | 1146,97         | 266,45           | 1177,51          | 0,93                 | 2 × 630      |
| ТП 47 <sup>М</sup>  | 1046,3          | 209,7            | 1067,11          | 0,89                 | 3 × 400      |
| ТП 34               | 1103,39         | 240,45           | 1129,29          | 0,9                  | 2 × 630      |
| ТП 36 <sup>М</sup>  | 629,39          | 127,68           | 639,21           | 0,9                  | 2 × 320      |

Марки трансформаторов с каталожными данными представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Марка и параметры выбранных трансформаторов

| Марка        | $\Delta P_x$ , кВт | $\Delta P_k$ , кВт | $U_k$ , % | $I_x$ , % |
|--------------|--------------------|--------------------|-----------|-----------|
| ТМ – 400/10  | 0,78               | 5,9                | 4,5       | 1,4       |
| ТМ – 1600/10 | 2,6                | 17                 | 6         | 0,9       |
| ТМ – 560/10  | 2,5                | 9,4                | 5,5       | 6         |
| ТМ – 320/10  | 1,9                | 6,2                | 5,5       | 6         |
| ТМ – 1000/10 | 1,47               | 12,2               | 5,5       | 0,8       |
| ТМ – 630/10  | 1,1                | 8,1                | 4,5       | 1,5       |
| ТМ – 750/10  | 4,1                | 11,9               | 5,5       | 6         |

## 2.5 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

К распределительной сети предъявляются следующие основные требования:

- Сеть, прежде всего, должна обеспечивать установленный уровень надежности электроснабжения потребителей;
- Стоимость сооружения сети, как и последующие ежегодные затраты на ее эксплуатацию, должны находиться в оптимальных пределах;
- Во всех режимах работы сети должно обеспечиваться требуемое качество электрической энергии, имея в виду установленные уровни напряжений у потребителей.

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.

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

Петлевая схема электроснабжения потребителей 0,4 кВ является надежной схемой. Она работает разомкнуто, каждая магистральная линия питается от ИП независимо. Если же повреждается какой-либо участок одной из линий, то от релейной защиты отключается выключатель, установленный в начале линии, и питание всех потребителей, присоединенных к этой линии, нарушается. После нахождения места аварии поврежденный участок отключают разъединителями, и с помощью замыкания перемычки восстанавливают питание подстанций. В крайнем случае возможен перенос всей нагрузки сети на питание по одной линии, но, чтобы линия могла выдержать такую увеличенную нагрузку, обязательно нужно делать поверочный расчет сети на нагрев по аварийному режиму,

допуская при этом потерю напряжения, разрешаемую для аварийного режима.

Для особо важных потребителей необходимо предусмотреть резервирование.

## 2.6 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

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

1. Определение максимального тока, протекающего в линии:

$$I_{н.р.} = \frac{\sqrt{P_{р.л}^2 + Q_{р.л}^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (13)$$

2. Определение расчетного тока:

$$I_{расч} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{н.р.}, \quad (14)$$

где  $\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки и коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы, примем 1,1;

$\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, принимаем равным 1,05.

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:

$$I_{н/ав} \leq K \cdot I_{дон}, \quad (15)$$

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

$I_{дон}$  – длительно допустимый ток.

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

$$I_{н/ав} = \frac{\sqrt{P_{p,l}^2 + Q_{p,l}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (16)$$

Определим сечение кабеля, например, для линии ТП №26<sup>М</sup>-1:

$$I_{н.р.} = \frac{\sqrt{528,7^2 + 130,7^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,38} = 413,7 \text{ А};$$

$$I_{расч} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 413,7 = 477,8 \text{ А}.$$

Принимаем к установке кабель марки АПвПг сечением 500 мм<sup>2</sup>.  
Проверяем сечение в послеаварийном режиме:

$$I_{н/ав} = \frac{\sqrt{528,7^2 + 130,7^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 827,4 \text{ А}.$$

Ток в длительно допустимом режиме равен:

$$827,4 \leq 980 \text{ А}.$$

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

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Марки и сечения кабелей

| Линия                   | $I_{расч}, А$ | $I_{н/ав.}, А$ | Сечение | $I_{дон}, А$ | Марка  |
|-------------------------|---------------|----------------|---------|--------------|--------|
| ТП №26 <sup>М</sup> -1  | 413,7         | 827,4          | 500     | 980          | АПвБШп |
| ТП №26 <sup>М</sup> -2  | 27,3          | 47,2           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №26 <sup>М</sup> -3  | 192,3         | 333,0          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №26 <sup>М</sup> -4  | 160,8         | 278,4          | 95      | 320          | АПвБШп |
| ТП №26 <sup>М</sup> -5  | 160,8         | 278,4          | 95      | 320          | АПвБШп |
| ТП №26 <sup>М</sup> -6  | 185,6         | 321,4          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №54 <sup>М</sup> -7  | 131,8         | 228,2          | 70      | 265          | АПвБШп |
| ТП №54 <sup>М</sup> -8  | 0,5           | 0,8            | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №54 <sup>М</sup> -9  | 471,9         | 817,2          | 500     | 980          | АПвБШп |
| ТП №54 <sup>М</sup> -10 | 413,7         | 827,4          | 500     | 980          | АПвБШп |
| ТП №54 <sup>М</sup> -11 | 160,8         | 278,4          | 95      | 320          | АПвБШп |
| ТП №54 <sup>М</sup> -12 | 40,2          | 69,6           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №48 <sup>М</sup> -13 | 192,3         | 333,0          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №48 <sup>М</sup> -14 | 185,6         | 321,4          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №48 <sup>М</sup> -15 | 0,5           | 0,8            | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №48 <sup>М</sup> -16 | 185,6         | 321,4          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №48 <sup>М</sup> -17 | 190,6         | 330,1          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №48 <sup>М</sup> -18 | 174,6         | 303,0          | 95      | 320          | АПвБШп |
| ТП №48 <sup>М</sup> -19 | 27,3          | 47,2           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №48 <sup>М</sup> -20 | 29,9          | 51,9           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №48 <sup>М</sup> -21 | 38,1          | 66,1           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №48 <sup>М</sup> -22 | 160,8         | 278,4          | 95      | 320          | АПвБШп |
| ТП №24 <sup>М</sup> -23 | 160,8         | 278,4          | 95      | 320          | АПвБШп |
| ТП №24 <sup>М</sup> -24 | 32,7          | 56,7           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №24 <sup>М</sup> -25 | 7,6           | 13,1           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №24 <sup>М</sup> -26 | 63,1          | 109,1          | 25      | 136          | АПвБШп |

Продолжение таблицы 7

| Линия                    | $I_{расч.}, А$ | $I_{н/ав.}, А$ | Сечение | $I_{дон}, А$ | Марка  |
|--------------------------|----------------|----------------|---------|--------------|--------|
| ТП №24 <sup>М</sup> -27  | 23,2           | 40,3           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №24 <sup>М</sup> -28  | 14,8           | 25,6           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №24 <sup>М</sup> -29  | 137,1          | 237,4          | 70      | 265          | АПвБШп |
| ТП №24 <sup>М</sup> -30  | 38,9           | 67,4           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №24 <sup>М</sup> -31  | 203,4          | 352,3          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №24 <sup>М</sup> -32  | 95,9           | 166,1          | 35      | 170          | АПвБШп |
| ТП №24 <sup>М</sup> -33  | 95,9           | 166,1          | 35      | 170          | АПвБШп |
| ТП №24 <sup>М</sup> -34  | 175,7          | 304,2          | 95      | 320          | АПвБШп |
| ТП №14-35                | 330,2          | 571,8          | 240     | 590          | АПвБШп |
| ТП №14-36                | 27,5           | 47,5           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №14-37                | 75,7           | 131,0          | 25      | 136          | АПвБШп |
| ТП №14 <sup>М</sup> -38  | 75,7           | 131,0          | 25      | 136          | АПвБШп |
| ТП №14 <sup>М</sup> -39  | 3,7            | 6,5            | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №14 <sup>М</sup> -40  | 204,4          | 354,1          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №14 <sup>М</sup> -41  | 65,7           | 113,9          | 25      | 136          | АПвБШп |
| ТП №14 <sup>М</sup> -42  | 209,6          | 363,0          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №14 <sup>М</sup> -43  | 159,4          | 276,1          | 95      | 320          | АПвБШп |
| ТП №30 <sup>М</sup> -44  | 202,7          | 351,0          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №30 <sup>М</sup> -45  | 197,5          | 342,1          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №30 <sup>М</sup> -46  | 1,5            | 2,5            | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №30 <sup>М</sup> -47  | 202,7          | 351,0          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №30 <sup>М</sup> -48  | 231,6          | 401,0          | 150     | 440          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>Г</sup> -49 | 0,9            | 1,7            | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>Г</sup> -50 | 27,3           | 47,2           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>Г</sup> -51 | 59,9           | 103,9          | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>Г</sup> -52 | 29,9           | 51,9           | 16      | 105          | АПвБШп |

Продолжение таблицы 7

| Линия                    | $I_{расч}, А$ | $I_{н/ав.}, А$ | Сечение | $I_{дон}, А$ | Марка  |
|--------------------------|---------------|----------------|---------|--------------|--------|
| ТП №442 <sup>Г</sup> -53 | 471,9         | 817,2          | 500     | 980          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>Г</sup> -54 | 32,7          | 56,6           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -55 | 37,2          | 64,5           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -56 | 0,5           | 0,8            | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -57 | 413,7         | 827,4          | 500     | 980          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -58 | 109,8         | 190,2          | 50      | 215          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -59 | 0,9           | 1,7            | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -60 | 190,6         | 330,1          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -61 | 231,6         | 401,0          | 150     | 440          | АПвБШп |
| ТП №36 <sup>М</sup> -62  | 280,4         | 485,7          | 185     | 500          | АПвБШп |
| ТП №36 <sup>М</sup> -63  | 0,5           | 0,8            | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №36 <sup>М</sup> -64  | 0,9           | 1,7            | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №36 <sup>М</sup> -65  | 209,6         | 363,0          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №36 <sup>М</sup> -66  | 206,9         | 358,4          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>В</sup> -67 | 362,2         | 627,2          | 300     | 680          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>В</sup> -68 | 231,6         | 401,0          | 150     | 440          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>В</sup> -69 | 148,3         | 256,9          | 70      | 265          | АПвБШп |
| ТП №442 <sup>В</sup> -70 | 493,3         | 854,3          | 500     | 980          | АПвБШп |
| ТП №47 <sup>М</sup> -71  | 213,7         | 370,0          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №47 <sup>М</sup> -72  | 194,0         | 336,1          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №47 <sup>М</sup> -73  | 370,1         | 640,9          | 300     | 680          | АПвБШп |
| ТП №47 <sup>М</sup> -74  | 367,1         | 635,7          | 300     | 680          | АПвБШп |
| ТП №42 <sup>М</sup> -75  | 166,6         | 288,1          | 95      | 320          | АПвБШп |
| ТП №42 <sup>М</sup> -76  | 329,5         | 570,6          | 240     | 590          | АПвБШп |
| ТП №42 <sup>М</sup> -77  | 351,4         | 608,5          | 300     | 280          | АПвБШп |
| ТП №42 <sup>М</sup> -78  | 185,6         | 321,4          | 120     | 375          | АПвБШп |

| Линия                   | $I_{расч}, А$ | $I_{н/ав.}, А$ | Сечение | $I_{дон}, А$ | Марка  |
|-------------------------|---------------|----------------|---------|--------------|--------|
| ТП №42 <sup>м</sup> -79 | 185,6         | 321,4          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №42 <sup>м</sup> -80 | 8,2           | 14,2           | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №34-81               | 329,5         | 570,6          | 240     | 590          | АПвБШп |
| ТП №34-82               | 160,8         | 278,4          | 95      | 320          | АПвБШп |
| ТП №34-83               | 206,2         | 357,0          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №34-84               | 209,6         | 363,0          | 120     | 375          | АПвБШп |
| ТП №34-85               | 0,9           | 1,7            | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №34-86               | 174,6         | 303,0          | 95      | 320          | АПвБШп |
| ТП №34-87               | 1,5           | 2,5            | 16      | 105          | АПвБШп |
| ТП №34-88               | 207,2         | 358,8          | 120     | 375          | АПвБШп |

## 2.7 Выбор схемы и конструкции ТП

Все подстанции рекомендуется выполнять простейшими схемами, в которых нет силовых выключателей на вводах, сборных шин на стороне высшего напряжения. Что касается установки выключателей, их допустимо установить на вводах при необходимости аварийного переключения вводов или параллельной работе и на вводе крупных узловых и транзитных подстанций.

В электрических системах используются подстанции с одним или двумя силовыми трансформаторами. КТП с тремя силовыми установками используются очень редко, только в вынужденных ситуациях, так как это вызывает лишние затраты.

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.

Примем КТП наружной установки на напряжение до 10 кВ мощностью 160, 250, 400, 630, 1000, 1600 кВА. Такие КТП предназначены прежде всего для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока и глухозаземленной нейтралью. Подстанции предназначены для электроснабжения напряжением 0,4 кВ сельскохозяйственных и городских площадок. Данные КТП изготавливаются в соответствии с требованиями ГОСТ 14695-80, ПУЭ, ТУ, рабочим чертежам и схемах главных и вспомогательных цепей. На рисунке 2 представлен вид КТПН.



Рисунок 2 – Внешний вид КТП

Такие ТП имеют ряд достоинств:

- высокая степень заводской готовности подстанций;
- конструкция подстанции предусматривает возможность присоединения к ней как воздушных, так и кабельных линий 10 и 0,4 кВ;
- корпуса блоков РУВН и РУНН выполнены с теплоизоляцией, что повышает надежную работу оборудования;

– схема подстанции на стороне 10 кВ позволяет осуществить ее присоединение к сети в различных вариантах: радиальное, кольцевое, двухлучевое и т. п.;

– схема подстанции на стороне 0,4 кВ предусматривает подключение линий через автоматические выключатели или через предохранители, с АВР и без него.

Обязательно учитывается расход активной энергии проводится на шинах 0,4 кВ, после вводных рубильников, электросчетчиков. А для обеспечения нормальной работы их при температуре ниже 0 °С, предусматривается их обогрев.

## 2.8 Определение потерь напряжения, ЭЭ и М в сетях 0,4 кВ

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

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

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

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

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

Определим, например, потерю напряжения для кабеля ТП 26<sup>М</sup>-1:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 413,7 \cdot 0,20 \cdot 1000}{630} \cdot (0,061 \cdot 0,87 + 0,413 \cdot 0,4) = 4,96 \% .$$

Потери мощности в линии определяются по следующей формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} , \quad (18)$$

где  $I_p$  – расчетный ток участка, А;

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

$l$  – длина участка, км.

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

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (19)$$

где  $\tau$  – время потерь, час.

Время потерь определяется по формуле:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (20)$$

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

Произведем расчет, например, для линии ТП 26<sup>М</sup>-1:

$$\Delta P = 3 \cdot 413,7^2 \cdot 0,061 \cdot 0,20 \cdot 10^{-3} = 6,26 \text{ кВт};$$

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

$$\Delta W = 6,26 \cdot 1098 = 6873,48$$

Для остальных кабелей расчеты ведутся аналогично. Результаты показаны в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты определения потери напряжения в кабелях

| Линия                   | $I_{расч}, А$ | $l, км$ | $\Delta P, кВт$ | $\Delta W, кВт \cdot ч$ | $\Delta U, \%$ |
|-------------------------|---------------|---------|-----------------|-------------------------|----------------|
| ТП №26 <sup>М</sup> -1  | 413,7         | 0,20    | 6,26            | 6873,48                 | 4,96           |
| ТП №26 <sup>М</sup> -2  | 27,3          | 0,03    | 0,13            | 142,74                  | 4,2            |
| ТП №26 <sup>М</sup> -3  | 192,3         | 0,15    | 4,74            | 5204,52                 | 3,16           |
| ТП №26 <sup>М</sup> -4  | 160,8         | 0,13    | 3,43            | 3766,14                 | 2,64           |
| ТП №26 <sup>М</sup> -5  | 160,8         | 0,14    | 3,69            | 4051,62                 | 2,85           |
| ТП №26 <sup>М</sup> -6  | 185,6         | 0,17    | 4,19            | 4600,62                 | 3,39           |
| ТП №54 <sup>М</sup> -7  | 131,8         | 0,023   | 0,55            | 603,9                   | 4,93           |
| ТП №54 <sup>М</sup> -8  | 0,5           | 0,1     | 0,0002          | 0,21                    | 2,89           |
| ТП №54 <sup>М</sup> -9  | 471,9         | 0,13    | 5,29            | 5808,42                 | 4,14           |
| ТП №54 <sup>М</sup> -10 | 413,7         | 0,16    | 5,01            | 5500,98                 | 4,47           |
| ТП №54 <sup>М</sup> -11 | 160,8         | 0,17    | 4,48            | 4919,04                 | 3,56           |
| ТП №54 <sup>М</sup> -12 | 40,2          | 0,05    | 0,48            | 527,04                  | 1,16           |
| ТП №48 <sup>М</sup> -13 | 192,3         | 0,12    | 3,59            | 3941,82                 | 1,56           |
| ТП №48 <sup>М</sup> -14 | 185,6         | 0,1     | 2,79            | 3063,42                 | 1,56           |
| ТП №48 <sup>М</sup> -15 | 0,5           | 0,03    | 4,46            | 4897,08                 | 4,85           |
| ТП №48 <sup>М</sup> -16 | 185,6         | 0,18    | 5,02            | 5511,96                 | 2,26           |
| ТП №48 <sup>М</sup> -17 | 190,6         | 0,15    | 4,41            | 4842,18                 | 1,94           |
| ТП №48 <sup>М</sup> -18 | 174,6         | 0,09    | 2,79            | 3063,42                 | 1,15           |
| ТП №48 <sup>М</sup> -19 | 27,3          | 0,03    | 0,13            | 142,74                  | 2,65           |
| ТП №48 <sup>М</sup> -20 | 29,9          | 0,04    | 0,21            | 230,58                  | 3,87           |
| ТП №48 <sup>М</sup> -21 | 38,1          | 0,02    | 0,17            | 186,66                  | 2,46           |
| ТП №48 <sup>М</sup> -22 | 160,8         | 0,12    | 3,16            | 3469,68                 | 1,41           |
| ТП №24 <sup>А</sup> -23 | 160,8         | 0,13    | 3,43            | 3766,14                 | 2,72           |
| ТП №24 <sup>А</sup> -24 | 32,7          | 0,1     | 0,64            | 702,72                  | 1,89           |
| ТП №24 <sup>А</sup> -25 | 7,6           | 0,03    | 0,01            | 10,98                   | 1,32           |
| ТП №24 <sup>А</sup> -26 | 63,1          | 0,05    | 0,76            | 834,48                  | 1,22           |

Продолжение таблицы 8

| Линия                    | $I_{расч}, А$ | $l, км$ | $\Delta P, кВт$ | $\Delta W, кВт \cdot ч$ | $\Delta U, \%$ |
|--------------------------|---------------|---------|-----------------|-------------------------|----------------|
| ТП №24 <sup>А</sup> -27  | 23,2          | 0,04    | 0,13            | 142,74                  | 4,02           |
| ТП №24 <sup>А</sup> -28  | 14,8          | 0,04    | 0,05            | 54,9                    | 3,42           |
| ТП №24 <sup>А</sup> -29  | 137,1         | 0,06    | 1,56            | 1712,88                 | 1,34           |
| ТП №24 <sup>А</sup> -30  | 38,9          | 0,021   | 0,19            | 208,62                  | 4,71           |
| ТП №24 <sup>А</sup> -31  | 203,4         | 0,2     | 6,71            | 7367,58                 | 4,92           |
| ТП №24 <sup>А</sup> -32  | 95,9          | 0,06    | 2,12            | 2327,76                 | 1,66           |
| ТП №24 <sup>А</sup> -33  | 95,9          | 0,06    | 2,12            | 2327,76                 | 1,66           |
| ТП №24 <sup>А</sup> -34  | 175,7         | 0,11    | 3,47            | 3810,06                 | 2,52           |
| ТП №14-35                | 330,2         | 0,23    | 9,93            | 10903,14                | 2,16           |
| ТП №14-36                | 27,5          | 0,06    | 0,27            | 296,46                  | 3,33           |
| ТП №14-37                | 75,7          | 0,04    | 0,88            | 966,24                  | 4,10           |
| ТП №14 <sup>М</sup> -38  | 75,7          | 0,1     | 2,20            | 2415,6                  | 4,10           |
| ТП №14 <sup>М</sup> -39  | 3,7           | 0,06    | 0,005           | 5,49                    | 1,79           |
| ТП №14 <sup>М</sup> -40  | 204,4         | 0,13    | 4,39            | 4820,22                 | 4,50           |
| ТП №14 <sup>М</sup> -41  | 65,7          | 0,06    | 0,99            | 1087,02                 | 2,14           |
| ТП №14 <sup>М</sup> -42  | 209,6         | 0,13    | 4,63            | 5083,74                 | 4,62           |
| ТП №14 <sup>М</sup> -43  | 159,4         | 0,14    | 3,63            | 3985,74                 | 4,07           |
| ТП №30 <sup>М</sup> -44  | 202,7         | 0,12    | 3,99            | 4381,02                 | 2,19           |
| ТП №30 <sup>М</sup> -45  | 197,5         | 0,09    | 2,84            | 3118,32                 | 1,61           |
| ТП №30 <sup>М</sup> -46  | 1,5           | 0,04    | 0,0005          | 0,549                   | 2,59           |
| ТП №30 <sup>М</sup> -47  | 202,7         | 0,1     | 3,33            | 3656,34                 | 1,83           |
| ТП №30 <sup>М</sup> -48  | 231,6         | 0,11    | 3,72            | 4084,56                 | 1,75           |
| ТП №442 <sup>Г</sup> -49 | 0,9           | 0,03    | 0,0001          | 0,1098                  | 1,16           |
| ТП №442 <sup>Г</sup> -50 | 27,3          | 0,05    | 0,22            | 241,56                  | 4,41           |
| ТП №442 <sup>Г</sup> -51 | 59,9          | 0,1     | 2,13            | 2338,74                 | 1,94           |
| ТП №442 <sup>Г</sup> -52 | 29,9          | 0,03    | 0,16            | 175,68                  | 2,89           |

Продолжение таблицы 8

| Линия                    | $I_{расч}, А$ | $l, км$ | $\Delta P, кВт$ | $\Delta W, кВт \cdot ч$ | $\Delta U, \%$ |
|--------------------------|---------------|---------|-----------------|-------------------------|----------------|
| ТП №442 <sup>Г</sup> -53 | 471,9         | 0,18    | 7,34            | 8059,32                 | 3,81           |
| ТП №442 <sup>Г</sup> -54 | 32,7          | 0,04    | 0,25            | 274,5                   | 4,23           |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -55 | 37,2          | 0,03    | 0,24            | 263,52                  | 4,81           |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -56 | 0,5           | 0,1     | 0,0002          | 0,2196                  | 2,15           |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -57 | 413,7         | 0,2     | 6,26            | 6873,48                 | 4,17           |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -58 | 109,8         | 0,08    | 1,85            | 2031,3                  | 1,39           |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -59 | 0,9           | 0,03    | 0,0001          | 0,1098                  | 1,16           |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -60 | 190,6         | 0,11    | 3,24            | 3557,52                 | 1,89           |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -61 | 231,6         | 0,13    | 4,39            | 4820,22                 | 2,07           |
| ТП №36 <sup>М</sup> -62  | 280,4         | 0,11    | 4,41            | 4842,18                 | 4,99           |
| ТП №36 <sup>М</sup> -63  | 0,5           | 0,04    | 5,94            | 6522,12                 | 2,02           |
| ТП №36 <sup>М</sup> -64  | 0,9           | 0,03    | 0,0001          | 0,1098                  | 2,73           |
| ТП №36 <sup>М</sup> -65  | 209,6         | 0,1     | 3,56            | 3908,88                 | 4,44           |
| ТП №36 <sup>М</sup> -66  | 206,9         | 0,12    | 4,16            | 4567,68                 | 4,82           |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -67 | 362,2         | 0,18    | 6,87            | 7543,26                 | 4,59           |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -68 | 231,6         | 0,09    | 3,04            | 3337,92                 | 1,71           |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -69 | 148,3         | 0,07    | 2,13            | 2338,74                 | 1,50           |
| ТП №442 <sup>Б</sup> -70 | 493,3         | 0,16    | 7,13            | 7828,74                 | 4,74           |
| ТП №47 <sup>М</sup> -71  | 213,7         | 0,13    | 4,81            | 5281,38                 | 4,71           |
| ТП №47 <sup>М</sup> -72  | 194,0         | 0,09    | 2,74            | 3008,52                 | 2,96           |
| ТП №47 <sup>М</sup> -73  | 370,1         | 0,12    | 4,78            | 5248,44                 | 4,92           |
| ТП №47 <sup>М</sup> -74  | 367,1         | 0,11    | 4,31            | 4732,38                 | 4,48           |
| ТП №42 <sup>М</sup> -75  | 166,6         | 0,08    | 2,26            | 2481,48                 | 1,54           |
| ТП №42 <sup>М</sup> -76  | 329,5         | 0,16    | 6,88            | 7554,24                 | 3,80           |
| ТП №42 <sup>М</sup> -77  | 351,4         | 0,2     | 7,19            | 7894,62                 | 4,95           |
| ТП №42 <sup>М</sup> -78  | 185,6         | 0,09    | 2,51            | 2755,98                 | 1,79           |

Продолжение таблицы 8

| Линия                   | $I_{расч}, А$ | $l, км$ | $\Delta P, кВт$ | $\Delta W, кВт \cdot ч$ | $\Delta U, \%$ |
|-------------------------|---------------|---------|-----------------|-------------------------|----------------|
| ТП №42 <sup>М</sup> -79 | 185,6         | 0,08    | 2,23            | 2448,54                 | 1,59           |
| ТП №42 <sup>М</sup> -80 | 8,2           | 0,1     | 0,02            | 21,96                   | 4,21           |
| ТП №34-81               | 329,5         | 0,14    | 6,02            | 6609,96                 | 3,33           |
| ТП №34-82               | 160,8         | 0,09    | 2,37            | 2602,26                 | 1,68           |
| ТП №34-83               | 206,2         | 0,16    | 5,51            | 6049,98                 | 3,55           |
| ТП №34-84               | 209,6         | 0,14    | 4,98            | 5468,04                 | 3,16           |
| ТП №34-85               | 0,9           | 0,03    | 0,0001          | 0,1098                  | 1,39           |
| ТП №34-86               | 174,6         | 0,09    | 2,79            | 3063,42                 | 1,82           |
| ТП №34-87               | 1,5           | 0,04    | 0,0005          | 0,549                   | 3,08           |
| ТП №34-88               | 207,2         | 0,1     | 3,48            | 3821,04                 | 2,23           |

### 3. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Питающие сети 0,4 – 10 кВ используются в системах электроснабжения крупных промышленных и коммунальных предприятиях, а также для питания городской распределительной сети общего пользования. Для питания ТП от РП мы используем лучевые схемы питания.

#### 3.1 Расчет электрических нагрузок в сети ВН

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

Расчетные электрические нагрузки городских сетей определяется по следующим формулам:

$$P_p = k_y \cdot \sum_{i=1}^n P_{p,T} ; \quad (21)$$

$$Q_p = k_y \cdot \sum_{i=1}^n Q_{p,T} ; \quad (22)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} , \quad (23)$$

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

Произведем расчет по формулам (21) – (23) для нахождения расчетной нагрузки РП1:

$$P_{p,РП1} = 0,9 \cdot (1231,33 + 1047,75) = 2051,17 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,РП1} = 0,9 \cdot (370,55 + 305,59) = 608,53 \text{ квар};$$



$$S_{p,PP2} = \sqrt{2051,17^2 + 608,53^2} = 2139,53 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Расчетная нагрузка РП2:

$$P_{p,PP2} = 0,9 \cdot (939,18 + 992,06) = 1738,12 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,PP2} = 0,9 \cdot (203,85 + 461,29) = 598,63 \text{ квар};$$

$$S_{p,PP2} = \sqrt{1738,12^2 + 598,63^2} = 1838,32 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Расчетная нагрузка РП3:

$$P_{p,PP2} = 0,9 \cdot (1368,16 + 658,17) = 1823,69 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,PP2} = 0,9 \cdot (314,6 + 222,39) = 483,29 \text{ квар};$$

$$S_{p,PP2} = \sqrt{1823,69^2 + 483,29^2} = 1886,64 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Расчетная нагрузка РП4:

$$P_{p,PP2} = 0,9 \cdot (724,42 + 1157,02) = 1693,29 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,PP2} = 0,9 \cdot (146,19 + 257,24) = 363,09 \text{ квар};$$

$$S_{p,PP2} = \sqrt{1693,29^2 + 363,09^2} = 1731,78 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Расчетная нагрузка РП5:

$$P_{p,PII2} = 0,9 \cdot (694,55 + 659,42) = 1218,57 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,PII2} = 0,9 \cdot (290,69 + 142,9) = 390,23 \text{ квар};$$

$$S_{p,PII2} = \sqrt{1218,57^2 + 390,23^2} = 1279,53 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Расчетная нагрузка РП6:

$$P_{p,PII2} = 0,9 \cdot (1146,97 + 1046,3) = 1973,94 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,PII2} = 0,9 \cdot (266,45 + 209,7) = 428,54 \text{ квар};$$

$$S_{p,PII2} = \sqrt{1973,94^2 + 428,54^2} = 2019,92 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Расчетная нагрузка РП7:

$$P_{p,PII2} = 0,9 \cdot (1103,39 + 629,39) = 1559,50 \text{ кВт};$$

$$Q_{p,PII2} = 0,9 \cdot (240,45 + 127,68) = 331,32 \text{ квар};$$

$$S_{p,PII2} = \sqrt{1559,50^2 + 331,32^2} = 1594,31 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

### **3.2 Выбор места расположения РП**

Место расположения РП выбирается с учетом размещения ТП, потерь напряжения в линиях, условия застройки района. Следует стремиться к расположению РП вблизи границы питаемого участка сети, углубляясь в

район обслуживания на 10 – 15 % его протяженности. Это делается с целью уменьшения обратных потоков энергии и лишнего проводникового металла.

### 3.3 Выбор схемы и сечений питающей линии

Для питания ТП от РП мы используем лучевые схемы питания.

Расчетная нагрузка линии определяется по следующей формуле:

$$P_{p,l} = k_y \cdot \sum_{i=1}^n P_{p,T}, \quad (24)$$

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

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

Ток в нормальном режиме определяется по следующей формуле:

$$I_{н.р.} = \frac{\sqrt{P_{p,l}^2 + Q_{p,l}^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (25)$$

Ток в послеаварийном режиме определяется по следующей формуле:

$$I_{н/ав} = \frac{\sqrt{P_{p,l}^2 + Q_{p,l}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (26)$$

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

$$I'_{дон} = k_1 \cdot k_2 \cdot I_{дон}. \quad (27)$$

После чего проверяем выбранное сечение по следующей формуле:

$$I_{n/ав} \leq 1,35 \cdot I'_{дон}. \quad (28)$$

Произведем расчет, например, для линии РП1 – ТП №13-164:

$$I_{н.р.} = \frac{\sqrt{3282,5^2 + 979,08^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 98,88 \text{ А};$$

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{3282,5^2 + 979,08^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 197,77 \text{ А}.$$

Принимаем к установке кабель сечением 210 мм<sup>2</sup>. Проверяем по условию (28):

$$197,77 \leq 210 \text{ А}.$$

Условие выполняется, сечение выбрано верно.

Аналогично определяем сечения остальных кабелей. Результаты расчета сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Марки и сечения кабелей

| ТП                                      | $I_{н.р.}, \text{ А}$ | $I_{n/ав}, \text{ А}$ | $I_{дон}, \text{ А}$ | Сечение, мм <sup>2</sup> | Марка |
|---|-----------------------|-----------------------|----------------------|--------------------------|-------|
| РП1 – ТП 26 <sup>М</sup>                | 98,88                 | 197,77                | 210                  | 70                       | АПвПг |
| ТП 26 <sup>М</sup> – ТП 54 <sup>М</sup> | 68,62                 | 137,25                | 189                  | 35                       | АПвПг |
| РП1 – ТП 54 <sup>М</sup>                | 93,26                 | 186,54                | 189                  | 35                       | АПвПг |
| РП2 – ТП 48 <sup>М</sup>                | 80,68                 | 161,37                | 189                  | 35                       | АПвПг |

| ТП  | $I_{н.р.}, А$ | $I_{н/ав}, А$ | $I_{дон}, А$ | Сечение, мм <sup>2</sup> | Марка |
|---|---------------|---------------|--------------|--------------------------|-------|
| ТП 48 <sup>М</sup> – ТП 24 <sup>М</sup>   | 58,96         | 117,93        | 189          | 35                       | АПвПг |
| РП2 – ТП 24 <sup>М</sup>                  | 82,81         | 165,61        | 189          | 35                       | АПвПг |
| РП3 – ТП 14                               | 94,98         | 189,98        | 210          | 70                       | АПвПг |
| ТП 14 – ТП 14 <sup>М</sup>                | 60,51         | 121,03        | 189          | 35                       | АПвПг |
| РП3 – ТП 14 <sup>М</sup>                  | 74,49         | 148,99        | 189          | 35                       | АПвПг |
| РП4 – ТП 30 <sup>М</sup>                  | 71,32         | 142,64        | 189          | 35                       | АПвПг |
| ТП 30 <sup>М</sup> – ТП 442 <sup>В</sup>  | 55,55         | 111,09        | 189          | 35                       | АПвПг |
| РП4 – ТП 442 <sup>В</sup>                 | 84,21         | 168,42        | 189          | 35                       | АПвПг |
| РП5 – ТП 442 <sup>Г</sup>                 | 58,62         | 117,24        | 189          | 35                       | АПвПг |
| ТП 442 <sup>Г</sup> – ТП 442 <sup>В</sup> | 41,04         | 82,08         | 189          | 35                       | АПвПг |
| РП5 – ТП 442 <sup>В</sup>                 | 56,36         | 112,71        | 189          | 35                       | АПвПг |
| РП6 – ТП 42 <sup>М</sup>                  | 92,29         | 184,59        | 189          | 35                       | АПвПг |
| ТП 42 <sup>М</sup> – ТП 47 <sup>М</sup>   | 64,79         | 129,58        | 189          | 35                       | АПвПг |
| РП6 – ТП 47 <sup>М</sup>                  | 89,11         | 178,23        | 189          | 35                       | АПвПг |
| РП7 – ТП 34                               | 78,62         | 157,24        | 189          | 35                       | АПвПг |
| ТП 34 – ТП 36 <sup>М</sup>                | 51,14         | 102,28        | 189          | 35                       | АПвПг |
| РП7 – ТП 36 <sup>М</sup>                  | 64,56         | 129,11        | 189          | 35                       | АПвПг |

### 3.4 Технико-экономическое сравнение вариантов

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

Расчёт приведенных затрат для выбора варианта сети 6 кВ производится по формуле:

$$З = E_H \cdot K_{\Sigma} + И, \quad (28)$$

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

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

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

Расчёт показателей капиталовложений для капитальных затрат сети 6 кВ производится по формулам:

$$K_{\Sigma} = K_{вл\Sigma} + K_{об}, \quad (30)$$

$$K_{вл\Sigma} = L_{вл} \cdot C_{уд.вл}, \quad (31)$$

$$K_{об} = N \cdot C, \quad (32)$$

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

$L_{вл}$  - длина ВЛ, км;

$C_{уд.вл}$  - стоимость одного км ВЛ, тыс.руб.

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

$N$  - число ячеек ПС и ТП, шт.;

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

Расчёт показателей издержек для сети 6 кВ производится по формуле:

$$И = (E_{акЛ} + E_{м.р.КЛ}) \cdot K_{КЛ\Sigma} + (E_{аОБ} + E_{м.р.ОБ}) \cdot K_{ОБ} + И_{\text{Э}} \quad (33)$$

где  $E_{акЛ}, E_{аОБ}$  – коэффициент амортизационных отчислений для кабелей (3%) и для силового оборудования (6,3%);

$E_{м.р.КЛ}, E_{м.р.ОБ}$  – коэффициент амортизационных отчислений на текущий ремонт для ВЛ (2%) и для силового оборудования (1%);

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

Расчет показателей стоимости потерь электроэнергии для издержек сети 6 кВ производится по формуле:

$$И_{\text{Э}} = m \cdot \Sigma \Delta W_{\text{max}i}, \quad (34)$$

где  $m = 2.5 \text{ р/кВт ч}$  – стоимость 1 кВт ч потерь электроэнергии;

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

Расчёт показателей величины потерь электроэнергии для издержек сети 10 кВ производится по формуле:

$$\Delta W_{\text{max}i} = \Delta P_{\text{уд.кл}} \cdot K_3^2 \cdot L_{\text{кл}} \cdot \tau, \quad (35)$$

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4})^2 \cdot 8760,$$

$$\tau = (0,124 + \frac{3000}{10^4})^2 \cdot 8760 = 1575 \text{ ч},$$

$$K_3 = \frac{I_p}{I_{\text{доп}}}, \tag{36}$$

где  $\Delta P_{\text{уд.кл}}$  – потери мощности в одном проводе при полной нагрузке, кВт/км;

$L_{\text{кл}}$  – длина кабеля, км;

$\tau$  – годовое число часов использования максимума потерь, ч;

$T_{\max}$  – число часов использования максимума нагрузки ( $T_{\max} = 3000$  ч [4]).

$K_3$  – коэффициент загрузки линии в нормальном режиме;

$I_p$  – ток в линии в нормальном режиме;

$I_{\text{доп}}$  – допустимый ток линии.

Для приведённых затрат в сети 6 кВ необходимо провести расчёт разницы приведённых затрат по формуле:

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} \cdot 100\% \tag{37}$$



Для ВЛ ТП-26<sup>м</sup> – ТП-48<sup>м</sup>, выполненной проводом марки АПвПг, произведем расчет максимальных потерь электроэнергии:

$$K_{ВЛПГ} = 0,4 \cdot 100 = 40 \text{ тыс.руб.},$$

$$\Delta P_{ном} = 51 \text{ кВт/км},$$

$$K_3 = \frac{30,24}{189} = 0,16,$$

$$\Delta W_{max} = 42 \cdot 0,36^2 \cdot 2 \cdot 0,4 \cdot 1575 = 677 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Произведем расчёт приведённых затрат для первого варианта схемы сети 6 кВ по формулам:

$$K_{об} = (2 + 2 + 4 + 4 + 2 + 4) \cdot 110,3 + 4 \cdot 314,7 = 3244,2 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{вл} = 360 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{\Sigma} = 360 + 3244,2 = 3604,2 \text{ тыс.руб.},$$

$$\Delta W_{max} = 20660 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$Иэ = 2,5 \cdot 20660 = 51,650 \text{ тыс.руб.},$$

$$И = (0,03 + 0,02) \cdot 360 + (0,063 + 0,01) \cdot 3244,2 + 51,650 = 306,48 \text{ тыс.руб.},$$

$$З = 0,12 \cdot 3604,2 + 306,48 = 738,98 \text{ тыс.руб.}$$

Для второго варианта схемы сети 6 кВ проведем аналогичный расчет:

$$K_{об} = (2 + 2 + 2 + 2 + 2 + 2) \cdot 110,3 + 2 \cdot 314,7 = 1953 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{вл} = 388 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{\Sigma} = 388 + 1953 = 2341 \text{ тыс.руб.},$$

$$\Delta W_{max} = 18254 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$I_{\Sigma} = 2,5 \cdot 18254 = 45,635 \text{ тыс.руб.},$$

$$I = (0,03 + 0,02) 388 + (0,063 + 0,01) \cdot 1953 + 45,635 = 207,60 \text{ тыс.руб.},$$

$$Z = 0,12 \cdot 2341 + 207,60 = 488,52 \text{ тыс.руб.}$$

Разница приведённых затрат между вариантами в процентном соотношении:

$$\Delta Z = \frac{738,98 - 488,52}{488,52} \cdot 100\% = 51,27\%$$

В таблице 10 данные по результатам расчёта потерь электроэнергии в линиях распределительной сети 6 кВ города Благовещенск приведены в виде списка для каждого наименования участков ВЛ.

В таблице 11 данные по результатам расчёта стоимости проводов распределительной сети 10 кВ города Благовещенск приведены в виде списка для каждого наименования участков ВЛ.

Таблица 10 - Определение потерь электроэнергии в линиях

| Участок                                  | Провод | Кз   | L, км | $\Delta P_{\text{ввод}}, \text{кВт} / \text{км}$ | $\Delta W, \text{кВт} * \text{ч}$ | $\Delta W_{\Sigma}, \text{кВт} * \text{ч}$ |
|--|--------|------|-------|--|-----------------------------------|--|
| Вариант 1 (двухлучевая схема)            |        |      |       |  |                                   |  |
| ПС – ТП<br>26 <sup>М</sup>               | АПвПг  | 0,19 | 2     | 51   | 5799                              | 20660                                      |
| ТП26 <sup>М</sup> –<br>ТП48 <sup>М</sup> | АПвПг  | 0,16 | 0,4   | 42   | 677                               |  |
| ТП48 <sup>М</sup> –<br>ТП54 <sup>М</sup> | АПвПг  | 0,12 | 0,2   | 51   | 231                               |  |
| ТП24 <sup>М</sup> –<br>ТП14 <sup>М</sup> | АПвПг  | 0,11 | 0,6   | 42   | 480                               |  |

Продолжение таблицы 10

| Участок                                   | Провод | Кз   | L, км | $\Delta P_{\text{вд}} \text{, кВт/км}$ | $\Delta W \text{, кВт*ч}$ | $\Delta W_{\Sigma} \text{, кВт*ч}$ |
|---|--------|------|-------|--|---------------------------|------------------------------------|
| Вариант 1 (двухлучевая схема)             |        |      |       |  |                           |                                    |
| ТП14 <sup>М</sup> –<br>ТП14               | АПвПг  | 0,14 | 0,54  | 42                                     | 700                       |                                    |
| ТП30 <sup>М</sup> –<br>ТП442 <sup>В</sup> | АПвПг  | 0,2  | 0,3   | 42                                     | 793                       |                                    |
| ТП442 <sup>Б</sup> –<br>ТП42 <sup>М</sup> | АПвПг  | 0,2  | 1     | 42                                     | 2646                      |                                    |
| ТП42 <sup>М</sup> –<br>ТП34               | АПвПг  | 0,07 | 0,4   | 51                                     | 157                       |                                    |
| ТП34 –<br>ТП47 <sup>М</sup>               | АПвПг  | 0,2  | 0,9   | 42                                     | 2381                      |                                    |
| ПС – ТП36 <sup>М</sup>                    | АПвПг  | 0,2  | 2     | 51                                     | 6426                      |                                    |
| ТП36 <sup>М</sup> –<br>ТП442 <sup>Г</sup> | АПвПг  | 0,1  | 0,56  | 42                                     | 370                       |                                    |
| Вариант 2 (петлевая схема)                |        |      |       |  |                           |                                    |
| ПС – ТП<br>26 <sup>М</sup>                | АПвПг  | 0,19 | 2     | 51                                     | 5799                      | 18254                              |
| ТП26 <sup>М</sup> –<br>ТП48 <sup>М</sup>  | АПвПг  | 0,16 | 0,4   | 42                                     | 677                       |                                    |
| ТП48 <sup>М</sup> –<br>ТП54 <sup>М</sup>  | АПвПг  | 0,12 | 0,2   | 51                                     | 231                       |                                    |
| ТП24 <sup>М</sup> –<br>ТП14 <sup>М</sup>  | АПвПг  | 0,3  | 0,6   | 42                                     | 480                       |                                    |
| ТП14 <sup>М</sup> –<br>ТП14               | АПвПг  | 0,14 | 0,54  | 42                                     | 700                       |                                    |
| ТП30 <sup>М</sup> –<br>ТП442 <sup>В</sup> | АПвПг  | 0,9  | 0,3   | 42                                     | 793                       |                                    |
| ТП442 <sup>Б</sup> –<br>ТП42 <sup>М</sup> | АПвПг  | 0,2  | 1     | 42                                     | 2646                      |                                    |

Продолжение таблицы 10

| Участок                    | Провод | Кз  | L, км | $\Delta P_{\text{вдуд}}, \text{кВт} / \text{км}$ | $\Delta W, \text{кВт} * \text{ч}$ | $\Delta W_{\Sigma}, \text{кВт} * \text{ч}$ |
|----------------------------|--------|-----|-------|--|-----------------------------------|--|
| Вариант 2 (петлевая схема) |        |     |       |  |                                   |  |
| ТП47м – ТП34               | АПвПг  | 0,1 | 0,2   | 42   | 132                               |  |
| ПС – ТП36м                 | АПвПг  | 0,2 | 0,41  | 51   | 6426                              |  |
| ТП36м – ТП442г             | АПвПг  | 0,4 | 2     | 42   | 370                               |  |

Таблица 11 - Определение стоимости линии

| Участок                                | Провод | $C_{\text{вдуд}}, \text{т.р.} / \text{км}$ | L, км | Квлсумм, т.р |
|--|--------|--|-------|--------------|
| ПС – ТП 26 <sup>м</sup>                | АПвПг  | 110  | 2     | 360          |
| ТП26 <sup>м</sup> – ТП48 <sup>м</sup>  | АПвПг  | 100  | 0,4   |              |
| ТП48 <sup>м</sup> – ТП54 <sup>м</sup>  | АПвПг  | 100  | 0,2   |              |
| ТП24 <sup>м</sup> – ТП14 <sup>м</sup>  | АПвПг  | 100  | 0,6   |              |
| ТП14 <sup>м</sup> – ТП14               | АПвПг  | 110  | 0,54  |              |
| ТП30 <sup>м</sup> – ТП442 <sup>б</sup> | АПвПг  | 100  | 0,3   |              |
| ТП442 <sup>б</sup> – ТП42 <sup>м</sup> | АПвПг  | 100  | 1     |              |
| ТП34 <sup>м</sup> – ТП47               | АПвПг  | 100  | 0,4   |              |
| ТП42 <sup>м</sup> – ТП34               | АПвПг  | 100  | 0,9   |              |
| ПС – ТП36 <sup>м</sup>                 | АПвПг  | 100  | 2     |              |
| ТП36 <sup>м</sup> – ТП442 <sup>г</sup> | АПвПг  | 100  | 0,56  |              |
| ПС – ТП 26 <sup>м</sup>                | АПвПг  | 110  | 2     | 388          |
| ТП26 <sup>м</sup> – ТП48 <sup>м</sup>  | АПвПг  | 100  | 0,4   |              |
| ТП48 <sup>м</sup> – ТП54 <sup>м</sup>  | АПвПг  | 100  | 0,2   |              |
| ТП24 <sup>м</sup> – ТП14 <sup>м</sup>  | АПвПг  | 100  | 0,6   |              |

| Участок        | Провод | $C_{\text{ввод}}, \text{т. р. / км}$ | L, км | Квлсумм, т.р |
|----------------|--------|--------------------------------------|-------|--------------|
| ТП14м – ТП14   | АПвПг  | 110                                  | 0,54  |              |
| ТП30м – ТП442в | АПвПг  | 100                                  | 0,3   |              |
| ТП442б – ТП42м | АПвПг  | 100                                  | 1     |              |
| ТП47м – ТП34   | АПвПг  | 100                                  | 0,4   |              |
| ПС – ТП36м     | АПвПг  | 100                                  | 0,9   |              |
| ТП36м – ТП442г | АПвПг  | 100                                  | 2     |              |

Из проведенного технико-экономического сравнения, видно, что наиболее оптимальным и экономичным вариантом является вариант 2 с петлевой схемой, потому что он требует затрат на 51,27 % меньше, чем вариант с двухлучевой схемой.

### 3.5 Выбор схемы и конструкции РП

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

Схема распределения электроэнергии должна быть связана с технологической схемой объекта. Питание приемников электроэнергии разных параллельных технологических потоков должно осуществляться от разных источников: подстанций, РП, разных секций шин одной подстанции. Это необходимо для того, чтобы при аварии не останавливались оба технологических потока.

#### 4. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

##### 4.1 Расчет токов КЗ в сетях ВН

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

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (38)$$

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

Полное сопротивление до точки КЗ определяется по формуле:

$$Z = \sqrt{(\sum x_n + x_c)^2 + (\sum r_n)^2}, \quad (39)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}, \quad (40)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{n(0)}^{(3)}, \quad (41)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \quad (42)$$

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r}, \quad (43)$$

Произведем расчет токов КЗ на примере точки К2 по формулам (38) – (43), расчетная схема приведена на рисунке 2.

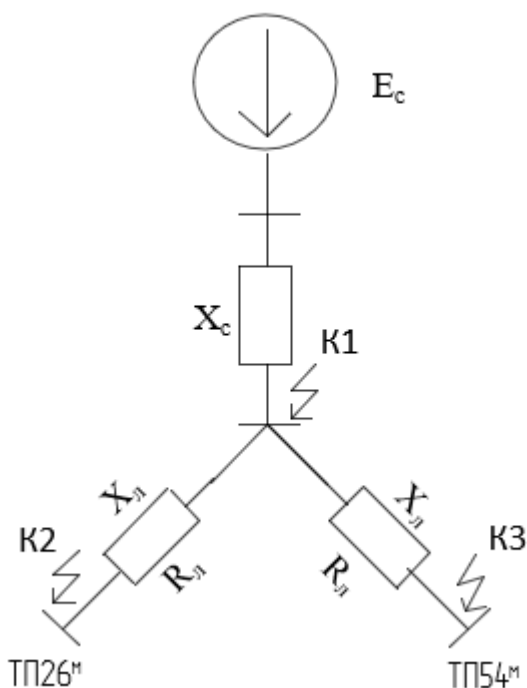


Рисунок 3 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 10 кВ

Расчет токов короткого замыкания:

Для точки К1:

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_K^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,1} = 5,51 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление до точки КЗ:

$$Z = 1,1 \text{ Ом.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

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

Ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,08 \cdot 5,51 = 8,4 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,004}} = 1,08$$

Постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{1,1}{314} = 0,004$$

Для точки К2:

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_K^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,12} = 5,41 \text{ Ом.}$$



Полное сопротивление до точки КЗ:

$$Z = \sqrt{(0,016 + 1,1)^2 + (0,023)^2} = 1,12 \text{ Ом.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,41 = 4,69 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,52 \cdot 5,41 = 11,63 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,155}} = 1,52.$$

Постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{1,1+0,016}{314 \cdot 0,023} = 0,155.$$

Для точки КЗ:

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_k^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,26} = 4,81 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление до точки КЗ:

$$Z = \sqrt{(0,118 + 1,1)^2 + (0,322)^2} = 1,26 \text{ Ом.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,81 = 4,17 \text{ кА.}$$

Ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,00 \cdot 4,81 = 6,8 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,012}} = 1,00.$$

Постоянная времени затухания:

$$T_a = \frac{1,1+0,118}{314 \cdot 0,322} = 0,012.$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Результаты расчетов токов КЗ на 10 кВ

| Точка КЗ | $I_{n(0)}^{(3)}$ , кА | $I_{n(0)}^{(2)}$ , кА | $T_a$ | $k_{y\partial}$ | $i_{y\partial}$ , кА |
|----------|-----------------------|-----------------------|-------|-----------------|----------------------|
| К1       | 5,51                  | 4,77                  | 0,004 | 1,08            | 8,4                  |
| К2       | 5,41                  | 4,69                  | 0,155 | 1,52            | 11,63                |
| К3       | 4,81                  | 4,17                  | 0,012 | 1,00            | 6,8                  |

## 4.2 Расчет токов КЗ в сетях 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии. Но в данном выпускной квалификационной работе достаточно произвести расчет самой нагруженной ТП.

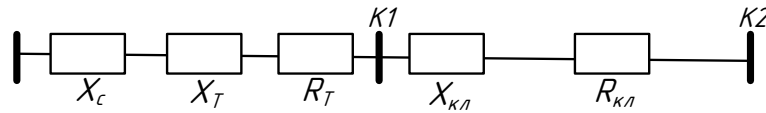


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов КЗ на 0,4 кВ

Полное сопротивление участка сети определяется по формуле:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(x_{\text{тр}} + x_{\text{л}})^2 + (r_{\text{тр}} + r_{\text{л}})^2}, \quad (44)$$

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

$r_{\text{тр}}$  – активное сопротивление трансформатора, Ом.

Ток однофазного короткого замыкания находится по формуле:

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{1.05 \cdot U_{\phi}}{\frac{Z_{\text{тр}}}{3} + Z_{\Pi}}, \quad (45)$$

где  $\frac{Z_{\text{тр}}}{3}$  – полное сопротивление трансформатора току короткого замыкания на корпус, мОм;

$Z_{\Pi}$  – полное сопротивление петли фазного и нулевого провода, мОм.

Полное сопротивление трансформатора:

$$Z_{\text{тр}} = \sqrt{x_{\text{тр}}^2 + r_{\text{тр}}^2}, \quad (46)$$

Реактивное сопротивление трансформатора определяется по формуле:

$$x_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к.р}} \cdot U_{\text{осн}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} 10^3, \quad (47)$$

Активное сопротивление трансформатора определяется следующей формулой:

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

Для схемы замещения обеспечивается расчет суммарного сопротивления петли фаза-нуль по формуле:

$$Z_{\text{п}} = \sum Z_{\text{п.уд}} \cdot l_i, \quad (49)$$

где  $Z_{\text{п.уд}}$  – полное удельное сопротивление петли фаза-нуль для участка от трансформатора до места КЗ, Ом/км;

$l_i$  – длины участков, км.

Расчет однофазных токов короткого замыкания:

Для точки К1:

$$Z_{\text{тр}} = \sqrt{(8,04)^2 + (2,07)^2} = 8,30 \text{ мОм.}$$

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 8,30} = 2,78 \text{ кА.}$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{(8,04 + 1,1)^2 + (2,07)^2} = 9,37 \text{ мОм.}$$

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 9,37} = 2,47 \text{ кА.}$$

Для точки К2:

$$Z_{\Pi} = 1,47 \cdot 0,13 + 1,47 \cdot 0,2 = 0,49 \text{ МОм.}$$

$$I_{\text{к}}^{(1)} = \frac{0,22 \cdot 10^3}{\frac{8,30}{3} + 0,49} = 6,76 \text{ кА.}$$

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{0,22 \cdot 10^3}{\frac{9,37}{3} + 0,49} = 6,09 \text{ кА.}$$

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

| Точка КЗ | $I_{n(0)}^{(3)}$ , кА | $I_{n(0)}^{(1)}$ , кА |
|----------|-----------------------|-----------------------|
| К1       | 2,47                  | 2,78                  |
| К2       | 6,09                  | 6,76                  |

## 5. ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

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

Постоянная времени вычисляется по величине сопротивлений до места КЗ:

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

Тепловой импульс определим по следующей формуле:

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

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

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

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

Для примера произведем расчет для проверки кабеля:

$$B_k = 5,51^2 \cdot \left[ 0,1 + 0,004 \cdot \left( 1 - e^{\frac{-2 \cdot 0,01}{0,004}} \right) \right] = 3,17 \text{ A}^2 \cdot \text{c};$$

$$F \sqrt{\frac{3,17 \cdot 10^3}{94}} = 5,81 \text{ мм}^2.$$

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

## 6. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 6.1 Выбор и проверка электрических аппаратов на РП

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

#### 6.1.1 Выбор и проверка выключателей

Место расположения выключателей представлено на рисунке 5.

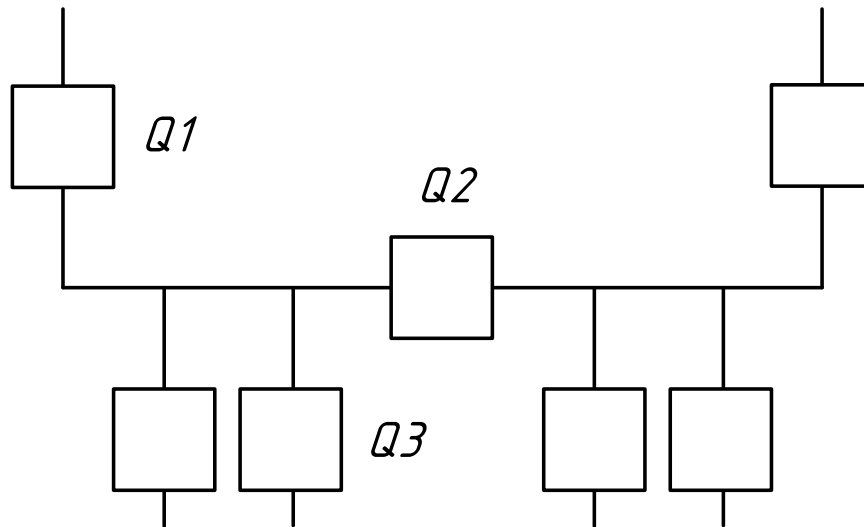


Рисунок 5 – Расположение выключателей

Определим номинальные значения токов, проходящих через выключатель Q3:

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

$$I_{ном,3} = \frac{2139,53}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 61,76 \text{ А.}$$

Выбираем вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

– по напряжению установки:



$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (54)$$

– по длительному току:

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

– по отключающей способности:

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

Выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL – 10 – 12,5/630 – У2.

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 5,51^2 \cdot (0,08 + 0,02) = 3,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяют по тепловому импульсу тока КЗ:

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

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

$$B_k \leq B_{к,выкл}.$$

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

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

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

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

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА.}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе составляет:

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

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,51 = 7,79 \text{ кА.}$$

Сопоставление приведено в таблице 14.

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

| Расчетные данные                         | Каталожные данные                              |  | Условия выбора                |
|--|--|--|-------------------------------|
|  | ВВ/TEL – 10 – 12,5/630 – У2                    |  |                               |
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$                | $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$                      |  | $U_{уст} \geq U_{ном}$        |
| $I_{p,max} = 61,76 \text{ А}$            | $I_{ном} = 630 \text{ А}$                      |  | $I_{ном} \geq I_{p,max}$      |
| $i_{y\delta} = 8,4 \text{ кА}$           | $i_{скв} = 20 \text{ кА}$                      |  | $i_{скв} \geq i_{y\delta}$    |
| $B_k = 3,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{k,ном} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |  | $B_{k,ном} \geq B_k$          |
| $I_{n(0)}^{(3)} = 5,51 \text{ кА}$       | $I_{вкл} = 40 \text{ кА}$                      |  | $I_{вкл} \geq I_{n(0)}^{(3)}$ |
| $I_{n(t)} = 10 \text{ кА}$               | $I_{откл} = 20 \text{ кА}$                     |  | $I_{откл} \geq I_{n(t)}$      |
| $i_{a,\tau} = 7,79 \text{ кА}$           | $i_{a,ном} = 22,6 \text{ кА}$                  |  | $i_{a,ном} \geq i_{a,\tau}$   |

Выбранные выключатели полностью удовлетворяют условиям проверки.

### 6.1.2 Выбор и проверка трансформатора тока

Трансформаторы тока выбираются:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (60)$$

– по току:

$$I_{p, \max} \leq I_{ном,1}; \quad (61)$$

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

– по конструкции и классу точности;

– по электродинамической стойкости:

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

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

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

– по термической стойкости:

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

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

$t_m$  – время термической стойкости, величина справочная;

– по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2,ном}, \quad (64)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ .

Вторичная нагрузка  $r_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{приб}$ , соединительных проводов  $r_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $r_{конт}$ :

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

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

Таблица 15 – Распределение приборов по фазам на напряжении 10 кВ

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

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

Выбираем для установки ТТ ТОЛ – 10, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 600 А.

Номинальная нагрузка ТТ:

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

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

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

$$Z_{2,ном} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление приборов:

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

$$r_{приб} \approx \frac{1,62}{5^2} = 0,07 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов не должно превышать следующего значения:

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

$$Z_{пр} = 0,8 - (0,07 + 0,1) = 0,63 \text{ Ом.}$$

Минимальное сечение проводов определяется по формуле:

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

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.

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

$$Z_{H,p} = 0,07 + 0,05 + 0,63 = 0,75 \text{ Ом.}$$

Осуществляем проверку на термическую стойкость к токам КЗ:

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

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

Таблица 16 – Выбор трансформаторов тока ТОЛ-10

| Каталожные данные                                    | Расчетные данные                           | Условия выбора                         |
|--|--|--|
| $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$                     | $U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$           | $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$   |
| $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$                     | $I_{p,\text{max}} = 114 \text{ А}$         | $I_{\text{ном}} \geq I_{p,\text{max}}$ |
| $Z_{2,\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$                  | $Z_{H,p} = 0,75 \text{ Ом}$                | $Z_{2,\text{ном}} \geq Z_{H,p}$        |
| $B_{k,\text{ном}} = 768 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_k = 154,04 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{k,\text{ном}} \geq B_k$            |
| $I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$                    | $I_{y\delta} = 15,912 \text{ кА}$          | $I_{\text{дин}} \geq I_{y\delta}$      |

## 6.2 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

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

Трансформаторы напряжения выбирают по:

- номинальному напряжению;
- классу точности;
- схеме соединения обмоток;
- конструктивному выполнению.

Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

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

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

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

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

Рассчитываем вторичную нагрузку ТН:

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

Устанавливаем ТН типа НАМИ-10-66У3 с номинальной мощностью при классе точности 1 равной 200 В·А.

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 18.

Таблица 18 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТН

| Расчетные данные  | Каталожные данные   | Условия выбора  |
|---|---|---|
| $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$<br>$S_{2,\Sigma} = 90 \text{ В}\cdot\text{А}$ | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$<br>$S_{ном} = 200 \text{ В}\cdot\text{А}$ | $U_{ном} \geq U_{уст}$<br>$S_{ном} \geq S_{2,\Sigma}$ |

### 6.3 Выбор и проверка сборных шин

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

Выбор жестких шин на стороне 10 кВ.

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

Принимаем шину алюминиевую прямоугольного сечения марки АД31Т, параметры которой:  $F = 249 \text{ мм}^2$ ;  $I_{ном} = 670 \text{ А}$ .

Проверка по термостойкости исходя из расчета КЗ в точке К1:

$$I_{n(0)}^{(3)} = 5,51 \text{ кА};$$



$$i_{y0} = 8,4 \text{ кА};$$

$$B_k = 3,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

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

$$q \frac{\sqrt{3170}}{91} = 0,62 \text{ мм}^2.$$

Так как сечение шин больше допустимого значит шины термически стойкие.

Пролет:

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

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

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

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

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

Принимаем длину пролета  $l = 1,2$  м.

Проведем механический расчет однополосной шины.

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

$$f_{K3} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yd,K3}^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (73)$$

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

$$f_{K3} = \sqrt{3} \cdot \frac{8400^2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 61,11 \text{ Н.}$$

Сила  $f$  создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f_{K3} \cdot l^2}{10}, \quad (74)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами.

$$M = \frac{61,11 \cdot 1,2^2}{10} = 8,79 \text{ Н/м.}$$

Напряжение в материале шин, возникающее при воздействии изгибающего момента:

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

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

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

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

$$\sigma_{расч} = \frac{8,79}{2,08} = 4,23 \text{ МПа.}$$

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

$$4,23 \leq 75;$$

$$0,7 \cdot \sigma_{разр} \geq \sigma_{доп}; \tag{76}$$

$$91 \geq 75.$$

То есть все условия выполняются, шины выбраны верно.

Таблица 19 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин

| Расчетные данные                   | Справочные данные                | Условия выбора                    |
|------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|
| $I_{\max} = 457 \text{ А}$         | $I_{\text{ном}} = 670 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} \geq I_{\max}$    |
| $q_{\min} = 2,59 \text{ мм}^2$     | $q = 50 \text{ мм}^2$            | $q \geq q_{\min}$                 |
| $\sigma_{расч} = 4,23 \text{ МПа}$ | $\sigma_{доп} = 65 \text{ МПа}$  | $\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$ |

## Выбор опорных изоляторов

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

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

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

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

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

Принимаем к установке изоляторы типа ИО-1-2,5 с  $F_{разр} = 2500$  Н.

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

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

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 8400^2 \cdot 1,2 \cdot 10^{-7}}{0,2} = 73,33 \text{ Н.}$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 2500 = 1500$$

Проверяем:  $73,33 \leq 1500$ , следовательно, изоляторы выбраны верно.

## 7. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРА СОБСТВЕННЫХ НУЖД

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

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается следующим образом:

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

$$S_{ном,Т} \geq S_{расч,Т};$$

– при двух трансформаторах собственных нужд на подстанции с постоянным дежурством:  $S_{ном,Т} \geq S_{расч,Т} / K_{П}$ ,

– если число трансформаторов собственных нужд больше двух, то  $S_{ном,Т} \geq S_{расч,Т} / n$ .

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

Два трансформатора с.н. устанавливают на всех двутрансформаторных подстанциях 35-750 кВ.

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

На проектируемой распределительной подстанции к нагрузке с.н. относятся следующие мероприятия по нормальному функционированию и эксплуатации оборудования:

– освещение, вентиляция – 20 кВт;

– освещение территории – 15 кВт.

У всех данных видов нагрузки коэффициент реактивной мощности равен 1, поэтому расчетную суммарную мощность ТСН определяем по формуле:

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

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

$$S_{расч,Т} = 0,8 \cdot (20 + 15) = 28 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Определим мощность трансформатора по формуле:

$$S_{расч,с.н} = \frac{S_{расч}}{N_{с.н} \cdot k_3}, \quad (79)$$

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

$$S_{расч,с.н} = \frac{28}{1 \cdot 0,8} = 35 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Выбираем ТМ 40/10. Проверяем данный трансформатор на коэффициент загрузки:

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

$$k_3 = \frac{28}{1 \cdot 35} = 0,8.$$

## 8. РАСЧЕТ ЁМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

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

Рассчитаем ток замыкания на землю (ЗНЗ), приняв, что РП будет снабжать электроэнергией 2-3 жилых района города:

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

$$I_{кл,емк} = 1,1 \cdot \left( \frac{10 \cdot 2 \cdot 4,1}{10} \right) = 9 \text{ А.}$$

Установка дугогасящего реактора не требуется.



## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ

### 9.1 Выбор защит линии

В соответствии с ПУЭ [7], для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

Защиты должны быть оборудованы устройствами, блокирующими их действие при качаниях, если в сети возможны качания или асинхронный ход, при которых вероятны излишние срабатывания защиты. Допускается выполнение защиты без блокирующих устройств, если она отстроена от качаний по времени (около 1,5-2 с).

Для линий напряжением 110-220 кВ вопрос о типе основной защиты, в том числе о необходимости применения защиты, действующей без замедления при КЗ в любой точке защищаемого участка, должен решаться в первую очередь с учетом требования сохранения устойчивости работы энергосистемы. При этом, если по расчетам устойчивости работы энергосистемы не предъявляются другие, более жесткие требования, может быть принято, что указанное требование, как правило, удовлетворяется, когда трехфазные КЗ, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций ниже  $0,6-0,7 U_{ном}$ , отключаются без выдержки времени. Меньшее значение остаточного напряжения ( $0,6 U_{ном}$ ) может быть допущено для линий 110 кВ, менее ответственных линий 220 кВ (в сильно разветвленных сетях, где питание потребителей надежно обеспечивается с нескольких сторон), а также для более ответственных линий 220 кВ в случаях, когда рассматриваемое КЗ не приводит к значительному сбросу нагрузки.

При выборе типа защит, устанавливаемых на линиях 110-220 кВ, кроме требования сохранения устойчивости работы энергосистемы должно быть учтено следующее[7]:

1. На линиях 110 кВ и выше, отходящих от АЭС, а также на всех элементах прилегающей сети, на которых при многофазных КЗ остаточное напряжение прямой последовательности на стороне высшего напряжения блоков АЭС может снижаться более чем до 0,45 номинального, следует обеспечивать резервирование быстродействующих защит с выдержкой времени, не превышающей 1,5 с с учетом действия УРОВ.

2. Повреждения, отключение которых с выдержкой времени может привести к нарушению работы ответственных потребителей, должны отключаться без выдержки времени (например, повреждения, при которых остаточное напряжение на шинах электростанций и подстанций будет ниже  $0,6 U_{ном}$ , если отключение их с выдержкой времени может привести к саморазгрузке вследствие лавины напряжения, или повреждения с остаточным напряжением  $0,6 U_{ном}$  и более, если отключение их с выдержкой времени может привести к нарушению технологии).

3. При необходимости осуществления быстродействующего АПВ на линии должна быть установлена быстродействующая защита, обеспечивающая отключение поврежденной линии без выдержки времени с обеих сторон.

4. При отключении с выдержкой времени повреждений с токами, в несколько раз превосходящими номинальный, возможен недопустимый перегрев проводников.

Допускается применение быстродействующих защит в сложных сетях и при отсутствии изложенных выше условий, если это необходимо для обеспечения селективности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например, на головных участках, или если это целесообразно по условию согласования защит смежных участков с защитой

рассматриваемого участка, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени [7].

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности. Защита должна быть установлена, как правило, только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

Для линий, состоящих из нескольких последовательных участков, с целью упрощения допускается использование неселективных ступенчатых защит тока и напряжения (от многофазных замыканий) и ступенчатых токовых защит нулевой последовательности (от замыканий на землю) в сочетании с устройствами поочередного АПВ [7].

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее — на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее — только на линиях 110-220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную короткую в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности [7].

Таким образом, имеет смысл применить для выполнения функций линейных защит терминалы НПП «ЭКРА» БЭ2704 011 и 021 в составе шкафа ШЭ2607 011021.

Шкаф ШЭ2607 011021 состоит из двух комплектов с возможностью независимого обслуживания.

Первый комплект А1 реализует функции АУВ, УРОВ, АПВ и содержит также трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ), первая ступень может быть использована от всех видов коротких замыканий, шестиступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП), с дополнительными возможностями ускорения действия этих защит от оперативных переключателей и токовую отсечку (ТО).

Второй комплект А2 реализует функции ДЗ, ТНЗНП с дополнительными возможностями ускорения действия этих защит от оперативных переключателей и сигналов ВЧТО, передачу сигналов ВЧТО на другой конец линии, а также токовую отсечку, УРОВ и автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ).

Аппаратно указанные выше функции комплекта А1 реализованы на базе микропроцессорного терминала БЭ2704V011, а комплекта А2 - на базе микропроцессорного терминала БЭ2704V021.

В функции комплекта А1 входит:

- включение трёх фаз выключателя по команде от телемеханики, от ключа дистанционного управления или по сигналу, формируемого устройством АПВ данного комплекта;

- отключение трёх фаз выключателя двух групп электромагнитов по команде от внешних устройств релейной защиты, телемеханики, ключа дистанционного управления, УРОВ комплекта А1 или от защит линии данного комплекта.

АУВ комплекта А1 обеспечивает приём команд «Включить» и «Отключить», контроль положения выключателя «Включено» и

«Отключено», блокировку выключателя от многократных включений, фиксацию положения выключателя.

Питание оперативным постоянным током обоих комплектов осуществляется от отдельных автоматических выключателей, причём в комплекте А1 питание терминала, питание электромагнитов включения и первой группы электромагнитов отключения выключателя, а также питание второй группы электромагнитов отключения выполнено отдельно, благодаря чему обеспечивается возможность отключения выключателя даже при неисправном терминале комплекта А1. При этом обеспечивается правильная сигнализация положения выключателя.

#### 9.1.1 Расчет защит линии

Двухступенчатая токовая защита применяется для защиты линий, питающих ТП 10/0,4 кВ. Токовая отсечка (первая ступень) выполняется с использованием двух реле тока, промежуточного и указательного реле. Указательное реле отсечки обычно включают в цепь контакта выходного промежуточного реле.

Расчет защит линий 10 кВ заключается в определении их параметров срабатывания при условии обеспечения требований селективности, необходимой быстроты срабатывания и чувствительности.

Для определения параметров срабатывания определяют первичные токи, проходящие в месте установки защиты. Кроме указанных токов исходными данными для расчета являются: максимальный переходный ток нагрузки в защищаемой линии; коэффициенты трансформации и схемы соединения трансформаторов тока, к которым подключена защита; схема защиты; тип и характеристики защиты; параметры срабатывания защиты смежных элементов, получающих питание от защиты.

Первичный ток срабатывания максимальной токовой защиты:

$$I_{с.з} \geq \frac{k_H}{k_B} \cdot I_{р.маx}, \quad (82)$$

где  $I_{p.max}$  – коэффициент надежности, обеспечивающий надежное несрабатывание (отстройку) защиты путем учета погрешности реле с необходимым запасом, для микропроцессорных защит равен 1,1), А;

$I_{p.max}$  – максимальный ток в линии, А;

$k_b$  – коэффициент возврата токового реле, для микропроцессорных защит принимается равным 0,95;

$$I_{C.з.} \geq \frac{1.2}{0.95} \cdot 323.15 = 408,19, A;$$

Ток срабатывания реле

$$I_{c.p.} = \frac{k_{cx}}{k_T} \cdot I_{c.з.}, \quad (83)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ в неполную звезду;

$k_T$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих ВЛ 10 кВ трансформаторов тока типа ТОЛ-10 с  $I_{ном} = 600$  А

$$K_T = \frac{600}{5} = 120.$$

$$I_{C.p.} = \frac{1 \cdot 408.19}{120} = 3,40 \text{ А.}$$

Для микропроцессорного реле выбираем уставку тока 0,68 А (уставку можно выставлять с точностью 0,01А). При выбранной уставке ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{I_{c.p} \cdot k_T}{k_{cx}}, \quad (84)$$

$$I_{c.з} = \frac{3,40 \cdot 120}{1} = 408 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне  $k_{\text{ч}} \geq 1,5$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{c.з}}, \quad (85)$$

где  $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$  – минимальное значение двухфазного тока КЗ на шинах 10 кВ ТП;

$$K_{\text{ч}} = \frac{3392}{408} = 8,13 \geq 1,5.$$

Указанное значение удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

## 9.2 Расчет и выбор уставок ТЗНП и МТО линии

В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах. При переводе во вторичную величину были выбраны типы токовых реле.

Для выбора уставок были использованы расчетные токи КЗ нулевой последовательности в узлах и подтекающие через заземленные нейтралы трансформаторов.

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадания представлены на Рисунке 12.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по условию отстройки от замыкания на землю на шинах противоположной ПС:

$$I_{0.cз}^I = k_{отс} \cdot I_{0.кз.расч} \quad (86)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.кз.расч}$  - ток в рассматриваемой защите при КЗ на землю на шинах ПС.

$$I_{0.сз}^I = 1,3 \cdot 816 = 1060,8 \text{ А.}$$

Выдержка времени первой ступени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при неодновременности включения фаз выключателя:

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} \quad (87)$$

где  $t_{НПФ}$  - время неполнофазного включения выключателя (0,3 с).

$$t_{сз}^I = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}$$

Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается по условию требования чувствительности при обеспечении ближнего резервирования в максимальном режиме:

$$I_{0.сз}^{II} = \frac{I_{кз.макс}}{k_{ч.треб}} \quad (88)$$

где  $I_{кз.макс}$  - ток однофазного КЗ в максимальном режиме, протекающий в защите;

$k_{ч.треб}$  - требуемый коэффициент чувствительности.

$$I_{0.сз}^{II} = \frac{816}{1,3} = 627,69 \text{ А.}$$



Выдержка времени 2 ступени принимается равной по условию селективности с согласуемой ступенью, а также со временем УРОВ

$$t_{сз}^{II} = t_{созл} + t_{УРОВ} + \Delta t \quad (89)$$

где  $t_{УРОВ}$  - время работы УРОВ (0,3 с).

$$t_{сз}^{II} = 0 + 0,3 + 0,5 = 0,8с.$$

Ток срабатывания 3 ступени выбирается:

– по условию отстройки от тока небаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором;

$$I_{сз}^{III} = k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot I_{0нб} \quad (90)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки (1,25);

$k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим (1,0);

$I_{0нб}$  – ток небаланса в нулевом проводе ТТ в месте установки защиты при замыкании между тремя фазами на шинах НН силового трансформатора;

– по условию отстройки от тока небаланса в максимальном нагрузочном режиме.

$$I_{сз}^{III} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot (I_{0нб} + 3I_{0нагр}) \quad (91)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки (1,25);

$k_{\epsilon}$  – коэффициент возврата реле;

$3I_{0нагр}$  – утроенный ток нулевой последовательности в максимальном нагрузочном режиме (принимается равным 0 при условии, что нагрузочный режим симметричен).

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности с согласуемыми ступенями защит смежных трансформаторов.

$$t_{сз}^{III} = t_{согл.тр} + \Delta t \quad (92)$$

$$t_{сз}^{III} = 3,0 + 0,5 = 3,5\text{с}$$

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{срМТО} = k_{отс} \cdot I_{кз} \quad (93)$$

где  $I_{кз}$  - ток в рассматриваемой защите при междуфазном КЗ в конце линии.

Ток срабатывания МТО на ПС 110 кВ «Новая»:

$$I_{срМТО} = 1,3 \cdot 1224 = 1591,2 \text{ А}$$

## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Особое внимание к безопасности жизнедеятельности во всех средах обитания объясняется рядом факторов. Одним из таких является профилактика производственного травматизма, он непосредственно направлен на обеспечение безопасности человека, экологические аспекты и резкий рост вероятности несчастных случаев в быту.

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

Существует ряд защитных мер в электроустановках, которые направлены на предупреждение несчастных случаев. К числу таких относятся:

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

В работе рассматривается реконструкция системы внутреннего электроснабжения второго микрорайона города Благовещенск. И конечно же необходимо руководствоваться такими критериями как безопасность и экологичность, ведь при производстве работ по реконструкции системы электроснабжения человек может оказаться в сфере действия электромагнитного поля или непосредственном соприкосновении с находящимися под напряжением проводниками электрического тока.

## 10.1 Безопасность

В ходе реконструкции в некоторых кварталах района будут заменены трансформаторы на ТП, линии электропередач, а также произведен ремонт определенных ВЛ.

10.1.1 Требования к персоналу, занимающегося монтажными работами  
Работникам, выполняющим монтажные работы следующие требования:

- работники обязаны проходить периодическую проверку состояния здоровья в установленные сроки;
- они должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру их работ;
- пройти обучение правилам: технической эксплуатации, пожарной безопасности, оказания первой помощи, и пройти проверку с получением группы по электробезопасности;
- пройти стажировку и дублирование в установленные сроки,
- под присмотром закреплённого за ним квалифицированного специалиста;
- получить допуск к самостоятельному выполнению работ.

Перед тем как приступить к непосредственному выполнению электромонтажных работ на ВЛ или ТП персоналу необходимо провести:

- вводный инструктаж;
- инструктаж по технике безопасности с указанием опасных факторов.

Также необходимо проверить наличие удостоверений и срока их действия, в них должна быть указана группа по электробезопасности, и проставлены отметки разрешающие ту или иную деятельность.

На административно-технический персонал, а также членов бригады, возлагаются обязанности по обеспечению и созданию высокой трудовой дисциплины, обязательному соблюдению требований правил техники

безопасности, внутреннего распорядка организации, и выполнение полученных инструкций.

За нарушение требований правил техники безопасности, лица, нарушившие требования, несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке.

Согласно нормам, персонал выполняющий электромонтажные работы, должен проводить работы в спецодежде и специальной обуви, а также с индивидуальными средствами защиты соответствующих характеру и условию работы. Обязательно следует следить за тем, чтобы средства защиты, не имели явных признаков снижения их работоспособности, а также за гарантийным сроком годности.

10.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи

При монтаже или ремонте ВЛ необходимо знать, что все работы производятся по рабочей документации, обязательно следовать правилам безопасности, а также на ремонт или монтаж ВЛ допускается специально обученный персонал.

Касаемо электромонтажных работ, их следует выполнять в две стадии:

- в первой стадии производятся работы по монтажу опорных конструкций;
- во второй стадии выполняются работы по монтажу проводов.

При монтаже или ремонте, на участках, которые, опасны для окружающих, необходимо вывешивать предупредительные плакаты, устанавливать ограждения, назначать дежурных.

Все монтажные работы вблизи токоведущих частей должны, в обязательном порядке, производиться при снятом напряжении.

Все работы по монтажу или ремонту ВЛ электропередачи подразумевают собой подъем людей, а также материалов на большую высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов.

Подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание.

Весь персонал должен пользоваться защитными касками, запрещается поправлять витки провода на барабанах во время его раскатки. При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

На время работ по монтажу ВЛ отдельные смонтированные участки длиной 3 км и более необходимо замыкать накоротко, заземлять на случай появления на данном участке линии наведенного напряжения от соседних, находящихся в работе, или от грозового облака.

Запрещается производство работ или нахождение рабочих под монтируемым оборудованием.

### 10.1.3 Требования охраны труда во время работы

На транспорте, во время проезда к месту работы необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

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

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

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

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

- Перед подъемом на опору необходимо убедиться в достаточной устойчивости и прочности опоры. Если прочность опоры вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, трещины и прогары в

бетоне, наклон больше нормы и т.п.) подниматься на неё без её укрепления не разрешается.

- Необходимость и способы укрепления опоры должен определить производитель работ.

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

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

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

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

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

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

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

- Подниматься на опору разрешается членам бригады:

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

- Запрещается поднимать или опускать груз по приставной лестнице, работать на приставных лестницах с использованием электрического и пневматического инструмента, выполнять газо и электросварочные работы и т.п.

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

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

- Работать с телескопической вышки стоя на дне корзины, закрепившись стропом предохранительного пояса.

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

- В случае соприкосновения механизма с токоведущими частями, запрещается спускаться с механизма на землю или подниматься на него, а также прикасаться к нему, стоя на земле; из зоны шагового напряжения удаляться на расстояние не менее 8 м от неё, передвигая ступни по земле и не отрывая их одну от другой или прыжками на одной ноге или соединенных вместе ногах.

- При проезде, установке и работе автомобилей, грузоподъемных машин и механизмов расстояние от подъемных и выдвигаемых частей, стропов, грузозахватных приспособлений, грузов до токоведущих частей,



находящихся под напряжением, должны иметь не менее указанных в таблице.

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

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

- Запрещается работать в одежде с короткими или засученными рукавами.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- При отключениях разъединителями, отделителями зарядного тока, воздушных и кабельных линий, необходимо располагаться под защитным козырьком или за ограждением.

- В электроустановках до 1000 В не допускается применение «контрольных» ламп для проверки отсутствия напряжения в связи с опасностью травмирования электрической дугой и осколками стекла.

#### 10.1.4 Требования в аварийных ситуациях

Определенные виды работ в аварийных ситуациях выполняются строго по распоряжению. Например, снятие с проводов набросов или упавших деревьев, небольшие по объему неотложные работы по устранению неисправностей, которые могут привести к нарушению электроснабжения потребителей, выполняются по распоряжению.

К работам на присоединениях, питающих потребителя, также может быть привлечен и персонал потребителя. Перед работой обязательно должны быть выполнены все технические мероприятия по подготовке.

Только для выполнения оперативных переключений и освобождения людей, попавших под напряжение, при замыканий на землю в электроустановках 6-10 кВ можно приближаться к обнаруженному месту замыкания ближе 4 метров в ЗРУ и 8 метров на ВЛ, и также обязательно выполнить условия использования электрозащитных средств.

Работы необходимо прекратить, при приближении грозы, при тумане, дожде, снегопаде, в темное время суток, а также при ветре, затрудняющем работы на опорах ВЛ.

При каком-либо несчастном случае, отравлении, внезапном заболевании необходимо незамедлительно оказать первую помощь пострадавшему, вызвать врача по телефону 103 или помочь доставить пострадавшего к врачу, а затем сообщить руководителю о случившемся.

#### **10.2 Экологичность**

Под экологичность проекта следует понимать воздействие электрической сети района на окружающую среду в целом, а уж тем более и на жителей. Так как действующая и проектируемая электрические сети имеют классы напряжения 10 и 0,4 кВ, можно сказать, что воздействие электромагнитных полей будет минимальным. Поэтому следует рассмотреть защиту от загрязнения трансформаторным маслом и отвод земель во дворах жилых зданий под строительство ТП.

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

Существует два фактора опасности, которые могут привести к появлению угрозы жизни человека, уже являются решенными.

Первый - трансформатор во время работы отличается высоким уровнем шума. Он создает дискомфорт, но серьезных последствий не вызывает.

Второй - Вокруг трансформаторной будки наблюдается электромагнитное излучение. Частое его воздействие на человека может значительно ухудшить состояние здоровья и спровоцировать появление разнообразных заболеваний.

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

Также существуют следующие мероприятия по охране окружающей среды, в случае растекания масла:

При эксплуатации ПС «Новая», питающей микрорайон города Благовещенск, для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т, в соответствии с ПУЭ, должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Согласно с ПУЭ глава 4 ОРУ, для того чтобы предотвратить растекание масла и распространение пожара при повреждениях трансформаторов, устанавливаются маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Масло и вода из маслоприемника без отвода масла должны удаляться при помощи передвижных средств. Рекомендуется при этом выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла в маслоприемнике.

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

#### 10.2.1 Расчет маслоприемника без отвода масла

Определим высоту бортового ограждения маслоприемника трансформатора ТРДН-40000/110. Зная массу масла в трансформаторе  $m = 14,5$  т и его плотность:  $\rho = 850 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ , можно определить объём  $V$ , который будет занимать это количество масла определяется по формуле:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{m}{\rho}, \quad (94)$$

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{14500}{850} = 17 \text{ м}^3$$

Если на открытом распределительном устройстве (ОРУ) установлен маслonaполненный силовой трансформатор и масса трансформаторного масла в нем более 1 тонны и меньше 20 тонн, то в соответствии с п. 4.2.69 «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ - 7-я редакция) маслоприемник допускается выполнять без отвода масла. Должны выполняться следующие требования:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при

массе от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т.

2) 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 л/с·м<sup>2</sup> в течение 30 мин.

3) удаление масла и воды из маслоприемника без отвода масла должно предусматриваться передвижными средствами. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки отсутствия масла в маслоприемнике.

4) маслоприемники без отвода масла должны выполняться заглубленной конструкции и закрываться металлической решеткой, поверх которой должен быть насыпан слой чистого гравия или промытого гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м, либо непористого щебня другой породы с частицами от 30 до 70 мм. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм.

На рисунке 5 представлена конструкция маслоприемника без отвода масла.

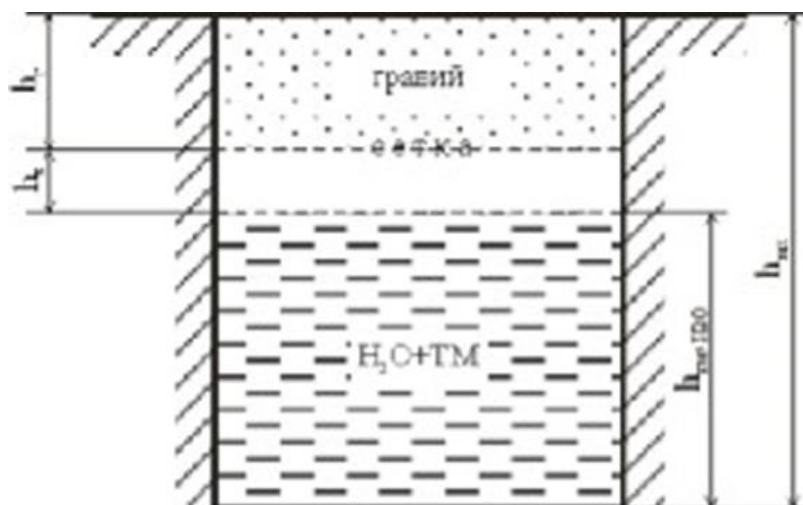


Рисунок 5 – Конструкция маслоприемника без отвода масла и воды (эскиз).

Зная объем, который занимает масло, а также длину  $A = 5,64$  м, ширину  $B = 4,3$  м и высоту до крышки  $H = 5,42$  м трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника. Величина  $\Delta$  - показывает, на сколько габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования, в данном случае трансформатора (рисунок 13). При массе трансформаторного масла от 10 до 20 т величина  $\Delta \geq 1,5$  м.

Длину  $A_{мп}$  и ширину  $B_{мп}$  маслоприемника, исходя из вышесказанного, можно определить по формуле:

$$A_{мп} = A_T + 2 \cdot \Delta, \quad (95)$$

$$B_{мп} = B_T + 2 \cdot \Delta, \quad (96)$$

где  $A_T$ - длина трансформатора, м;

$B_T$ - ширина трансформатора, м.

$$A_{мп} = 5,64 + 2 \cdot 1,5 = 8,64 \text{ м.}$$

$$B_{мп} = 4,3 + 2 \cdot 1,5 = 7,3 \text{ м.}$$

Площадь маслоприемника определяется по формуле:

$$S_{мп} = A_{мп} \cdot B_{мп}, \quad (97)$$

$$S_{мп} = 8,64 \cdot 7,3 = 63,07 \text{ м}^2$$

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{\text{воды}} = 0,8lt(S_{\text{МП}} + S_{\text{БПТ}}), \quad (98)$$

где  $l$  – интенсивность пожаротушения, л/(с м<sup>2</sup>) ( $l = 0,2$  л/(с м<sup>2</sup>));

$t$  – нормативное время пожаротушения, мин ( $t = 30$  мин);

$S_{\text{БПТ}}$  – площадь боковой поверхности трансформатора, м<sup>2</sup>.

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2H_{\text{T}}(A_{\text{T}} + B_{\text{T}}), \quad (99)$$

где  $H_{\text{T}}$  – высота трансформатора, м

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 5,42 \cdot (5,64 + 4,3) = 107,75 \text{ м}^2.$$

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (17 + 107,75) = 35,93 \text{ м}^3$$

Глубина маслоприемника без отвода трансформаторного масла принятой конструкции равна:

$$h_{\text{МП}} = h_{\text{TМ}} + h_{\text{воды}} + h_{\text{В}} + h_{\text{гр}}, \quad (100)$$

где  $h_{\text{TМ}}$  – глубина маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла, м;

$h_{\text{воды}}$  – глубина маслоприемника для приема 80 % воды от средств пожаротушения, м;

$h_{\text{В}}$  – глубина воздушного зазора между решеткой с гравием и смесью трансформаторного масла и воды в маслоприемнике, м (не менее 50 мм);

$h_{\text{гр}}$  – толщина гравия (щебня), м (0,25 м).



Глубину маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла рассчитываем по формуле:

$$h_{\text{МП}} = \frac{V_{\text{ТМ}}}{S_{\text{МП}}} + \frac{V_{\text{Воды}}}{S_{\text{МП}}} + h_{\text{В}} + h_{\text{Гр}}, \quad (101)$$

$$h_{\text{МП}} = \frac{17,06}{63,07} + \frac{35,93}{63,07} + 0,8 + 0,25 = 1,89 \text{ м.}$$

Исходя из расчетов, габариты маслоприемника: А = 8,64 м, Б = 7,3 м, h = 1,89 м.

Расчет для трансформатора ТРДН – 25000/110 производится аналогичным способом.

Масса масла – 11,5 т, длина А = 5,515 м, ширина Б = 3,79 м и высота до крышки Н = 5,080 м трансформатора.

Объем, которое занимает масло:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{11500}{850} = 13,53 \text{ м}^3.$$

Длина А<sub>МП</sub> и ширина Б<sub>МП</sub> маслоприемника:

$$A_{\text{МП}} = 5,515 + 2 \cdot 1,5 = 8,515 \text{ м.}$$

$$B_{\text{МП}} = 3,79 + 2 \cdot 1,5 = 6,79 \text{ м.}$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{\text{МП}} = 8,515 \cdot 6,79 = 57,82 \text{ м}^2.$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 5,080 \cdot (5,515 + 3,79) = 94,54 \text{ м}^2.$$

Объем воды от средств пожаротушения:

$$V_{\text{воды}} = 0,8 \cdot 0,0002 \cdot 1800 \cdot (13,53 + 94,54) = 31,12 \text{ м}^3.$$

Глубина маслоприемника для приема 100 % трансформаторного масла:

$$h_{\text{МП}} = \frac{13,53}{57,82} + \frac{31,12}{57,82} + 0,8 + 0,25 = 1,82 \text{ м}.$$

Исходя из расчетов, габариты маслоприемника: А = 8,515 м, Б = 6,79 м, h = 1,82 м.

### **10.3 Чрезвычайные ситуации**

#### **10.3.1 Обеспечение пожарной безопасности**

Рассмотрим вопрос обеспечения пожарной безопасности для подстанции 110/10 кВ «Новая».

Возможность быстрой локализации при начальных стадиях развития пожара определяется наличием, количеством и качеством первичных средств тушения, умения обращаться ими и надёжной работы системы предупреждения о возникновении пожара. Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Пожарные щиты должны оборудоваться при размещении первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и пожарного инвентаря в производственных и складских помещениях, не оборудованных внутренним противопожарным водопроводом и автоматическими установками пожаротушения, а также на территории предприятий, не имеющих наружного противопожарного водопровода, наружных

технологических установок этих предприятий на расстояние более 100 м от наружных пожарных водосточников.

По классу пожара подстанция «Новая» относится к Е-классу(пожары, связанные с горением электроустановок). Для данного класса пожара предусмотрена установка пожарных щитов типа ЩП-Е, в комплект которого входит:

- а) Порошковым огнетушителем (ОП) 10/9 (или (ОП) 5/4);
- б) Углекислотным огнетушителем (ОУ) 5/3 в количестве двух. Данный вид огнетушителей используется для тушения электроустановок, находящихся под током;
- в) Крюком с деревянной рукояткой;
- г) Комплектом для резки электропроводов, в который входят ножницы, диэлектрические боты и коврик;
- д) Асбестовым полотном, грубошерстной тканью или войлоком/ Асбестовые полотна, грубошерстные ткани или войлок должны быть размером не менее 1×1 м и предназначены для тушения пожара веществ и материалов на площади не более 50% от площади применяемого полотна, горение которых не может происходить без доступа воздуха. Указанные средства должны не реже одного раза в 3 месяца просушиваться и очищаться от пыли;
- е) Лопатой совковой в количестве одной;
- ж) Ящиком с песком;

Песок предназначен для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки и горючих жидкостей. Хранят его в ящиках вместе с лопатой. На ОРУ ящики с песком ставим у автотрансформаторов. Ящики вместимостью 0,5 м<sup>3</sup>. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым.

Бочки для хранения воды, устанавливаемые рядом с пожарным щитом, должны иметь объем не менее 0,2 м<sup>3</sup> и комплектоваться ведрами.

Все огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и

непосредственное воздействие отопительных и нагревательных приборов. Запрещается использовать инвентарь для целей, не связанных с пожаротушением.

Обязательно должны быть установлены знаки, указывающие на местонахождение первичных средств тушения пожара.

Порядок обслуживания и применения огнетушителей должен соответствовать техническим условиям предприятий-изготовителей, а также требованиям “Типовой инструкции по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли”.

Оповещение людей и управление эвакуацией должна осуществляться так:

- Оповещение людей осуществляется подачей звуковых и световых сигналов. Для этого во всех защищаемых помещениях, зданиях и сооружений устанавливаются звуковые оповещатели, которые могут запускаться автоматически или вручную;

- На пути эвакуации устанавливаются оповещения светового типа, предназначенные для обозначения путей эвакуации (включаются автоматически), а также, в дополнение к ним на путях эвакуации должны использоваться фотолюминесцентные табло, показывающие направление движения;

Сигналы звукового оповещения должны обеспечивать общий уровень звука на менее 75 дБА на расстоянии 3 метров от оповещателя, но не более 120 дБА в любой точке защищаемого помещения.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием на выпускную квалификационную работу была выполнена реконструкция системы электроснабжения второго микрорайона города Благовещенск, получающего питание от ПС «Новая» 110/10.

Во время написания выпускной квалификационной работы на тему «Реконструкция системы внутреннего электроснабжения второго микрорайона города Благовещенск», все поставленные задачи были выполнены.

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

Согласно расчетам, установленное оборудование устойчиво к действию токов КЗ.

В данном проекте был выполнен расчёт нагрузок коммунально-бытовых, потребителей, осветительных нагрузок, для приема, преобразования и распределения электроэнергии предусмотрены комплектные закрытые трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4кВ в металлических контейнерах полной заводской готовности, проводится расчёт элементов системы электроснабжения. А именно, выбирается и проверяется коммутационно-защитная аппаратура, сечения и марки проводов линий электропередач. Т.е. связь с энергосистемой будет осуществляться по ВЛ 110 кВ, а распределительные сети внутри поселка выполняются напряжением 10 кВ и 0,4 кВ. Сети внутри города 0,4 и 10 кВ выполняем самонесущими изолированными проводами. Основное преимущество таких сетей - высокая надежность и большой срок службы.

После анализа безопасности и экологичности проекта, ясно, что при соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники

безопасности и пожарной безопасности, эксплуатация сети по данному проекту безопасна.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М.: Энергоатомиздат, 1990 – 576 с.
2. Гук Ю.Б. Проектирование электрической части подстанций/ - Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова/ - Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
3. Козлов В. А. Городские распределительные сети, -Ленинград.: Энергия, 1971.
4. Мясоедов Ю. В., Савина Н. В., Ротачёва А. Г. Проектирование электрической части электростанций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т ,2007.-139 с.
5. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов / Б.Н.Неклепаев, И.П.Крючков/ – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 609 с.
6. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин/ - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.
7. РД 34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. – М., 1999. 32 с.
8. Козловский Н.Н., «Номенклатурный каталог», завод электротехнического оборудования, 2006 - 205 с.
9. Правила определения размеров земельных участков для размещения ВЛ электропередачи и опор линии связи обслуживающих электрические сети П. Р.Ф. от 11.08.03г. № 486.
10. Нормы отвода земель для электросетей с напряжением 0,38-750 кВ №14278.
11. Пожарная безопасность электроустановок. - Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова - М.: Спецтехника, 2000. - 259с.
12. Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный

ресурс] : метод. указ. к прак. занятиям для студ. по спец 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника» / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск : Изд-во Амур. Гос ун-та, 2014. – 100 с.

13. ГОСТ Р 7.0.5-2008. Издания. Выходные сведения. Общие требования и правила оформления. М., 2008. II, 43 с. (Система стандартов по информ., библи. и изд. делу).

14. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. – СПб.: ДЕАН, 2008.