

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический

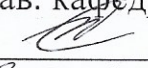
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


 Н.В.Савина

« 08 » 02 2018 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

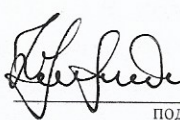
на тему: Реконструкция системы электроснабжения кварталов 90-95 города  
Благовещенска

Исполнитель  
студент группы 442 узб

 01.02.2018  
подпись, дата


Р.О. Николаев

Руководитель  
профессор, канд. техн.  
наук

 05.02.2018  
подпись, дата


Ю.В. Мясоедов

Консультанты:  
по безопасности и  
экологичности  
доцент, канд. техн. наук

 02.02.2018  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
доцент, канд. техн. наук

 06.02.2018  
подпись, дата

А.Н. Козлов

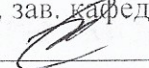
Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В.Савина


«30» 10 2017 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента: *Николаева Руслана Олеговича*

1. Тема выпускной квалификационной работы: *Реконструкция системы электроснабжения кварталов 90-95 города Благовещенска (утверждена приказом от 27.10.2017 № 2654-У)*
2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта): *31.01.2018*
3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: *однолинейная схема электроснабжения города Благовещенска, данные контрольного замера по подстанциям Портовая и Зейская.*
4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): *анализ исходных данных по нагрузкам и их расчёт, разработка схем электроснабжения 10 кВ города Благовещенска, технико-экономический выбор оптимального варианта схемы электроснабжения, выбор числа и мощности трансформаторов на ТП 10/0,4 кВ, компенсация реактивной мощности, расчёт токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования на подстанции Зейская, заземление и молниезащита подстанции Зейская, релейная защита и автоматика, определение емкостного тока замыкания на землю, безопасность и экологичность проекта, диспетчерское управление и телемеханика*
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): *6 листов графической части*
6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_
7. Дата выдачи задания: *28.09.2017*

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

Задание принял к исполнению (дата): *09.09.2017*   
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 147 с., 14 рисунков, 39 таблиц, 190 формул

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ПЛАВКАЯ ВСТАВКА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА.

В работе рассчитаны электрические нагрузки, выбраны трансформаторные подстанции на территории Благовещенска в районе кварталов № 90-95, произведена разработка двух вариантов схем электроснабжения, из которых на основе проведённого технико-экономического сравнения выбран оптимальный вариант. Произведён расчёт токов короткого замыкания в сети 10, а также 0,4 кВ, произведён расчёт релейной защиты.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

|     |   |   |
|-----|---|---|
| АВР | - | автоматический ввод резерва             |
| АПВ | - | автоматическое повторное включение      |
| ВН  | - | высокое напряжение                      |
| ТП  | - | трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ   |
| КТП | - | комплектная трансформаторная подстанция |
| ТКЗ | - | ток короткого замыкания                 |
| ЛЭП | - | линия электропередачи                   |
| МТЗ | - | максимальная токовая защита             |
| НН  | - | низкое напряжение                       |
| КЗ  | - | короткое замыкание                      |
| КРМ | - | компенсация реактивной мощности         |
| КЛ  | - | кабельная линия                         |
| ПС  | - | подстанция                              |
| СИП | - | самонесущий изолированный провод        |
| ТТ  | - | трансформатор тока                      |
| ТН  | - | трансформатор напряжения                |
| ТО  | - | токовая отсечка                         |

## СОДЕРЖАНИЕ

|   |    |
|---|----|
| Введение  | 8  |
| 1. Исходные данные для анализа нагрузок и их расчёт   | 10 |
| 1.1 Характеристика района реконструкции   | 10 |
| 1.2 Анализ существующей схемы электроснабжения района реконструкции                               | 11 |
| 1.3 Экспликация зданий и сооружений района реконструкции  | 13 |
| 1.4 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий  | 16 |
| 1.5 Расчёт электрических нагрузок зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения | 18 |
| 1.6 Расчёт электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей                                | 20 |
| 1.7 Расчёт электрической нагрузки промышленный потребителей                                       | 21 |
| 1.8 Расчёт осветительной нагрузки   | 22 |
| 2 Выбор уровней номинального напряжения   | 23 |
| 3 Низковольтное электроснабжение  | 24 |
| 3.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения   | 24 |
| 3.2 Техничко-экономическое сравнение вариантов  | 28 |
| 3.3 Выбор сечений кабелей сети 10 кВ  | 30 |
| 3.4 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ   | 31 |
| 3.5 Выбор схемы и конструкции ТП  | 32 |
| 3.6 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП   | 34 |
| 4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП  | 37 |
| 4.1 Выбор трансформаторов на ТП   | 37 |
| 4.2 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП  | 41 |
| 5 Компенсация реактивной мощности на ТП   | 42 |
| 6 Выбор количества и мощности трансформаторов на подстанции Зеская                                | 44 |
| 7. Выбор схемы подключения ПС к энергосистеме и анализ её надёжности                              | 45 |

|       |  |     |
|-------|--|-----|
| 7.1   | Выбор сечений и конструктивного исполнения ЛЭП           | 45  |
| 7.2   | Выбор схемы и конструкции ПС                             | 48  |
| 8     | Регулирование напряжения в городских электрических сетях | 49  |
| 9     | Расчёт токов короткого замыкания                         | 51  |
| 9.1   | Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ            | 51  |
| 9.2   | Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ           | 54  |
| 10.   | Выбор и проверка электрических аппаратов                 | 58  |
| 10.1  | Выбор жестких шин на стороне 10 кВ                       | 58  |
| 10.2  | Выбор трансформаторов тока                               | 61  |
| 10.3  | Выбор проходных изоляторов                               | 66  |
| 10.4  | Выбор трансформаторов напряжения                         | 66  |
| 10.5  | Выбор опорных изоляторов                                 | 68  |
| 10.6  | Выбор ограничителей перенапряжения                       | 69  |
| 10.7  | Выбор выключателей нагрузки                              | 70  |
| 10.8  | Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП      | 71  |
| 10.9  | Выбор выключателей 10 кВ                                 | 72  |
| 10.10 | Выбор и проверка провода                                 | 75  |
| 10.11 | Выбор ТСН  | 76  |
| 10.12 | Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ                 | 78  |
| 11.   | Релейная защита и автоматика                             | 83  |
| 11.1  | Выбор системы оперативного тока                          | 83  |
| 11.2  | Выбор и расчёт релейной защиты на ПС                     | 84  |
| 11.3  | Устройства автоматике                                    | 94  |
| 11.4  | Определение ёмкостного тока замыкания на землю           | 96  |
| 12.   | Расчёт и анализ надёжности                               | 101 |
| 13.   | Молниезащита, заземление подстанции                      | 110 |
| 13.1  | Расчет заземления подстанции «Зейская»                   | 110 |
| 13.2  | Расчет молниезащиты ОРУ                                  | 116 |
| 14.   | Безопасность и экологичность                             | 118 |

|   |     |
|---|-----|
| 14.1 Безопасность проекта   | 118 |
| 14.2 Экологичность  | 123 |
| 14.3 Чрезвычайные ситуации  | 128 |
| 15. Диспетчерское управление, телемеханика и средства связи, учёт<br>электроэнергии | 133 |
| Заключение  | 144 |
| Библиографический список  | 145 |

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в необходимости реконструкции схемы электроснабжения части города Благовещенска, охватывающая кварталы № 90-95, в связи с возрастающей нагрузкой и физической изношенностью существующих сетей. Коммунально-юытовые потребители города относятся к электроприёмникам 1 и 2 категории надёжности согласно ПУЭ. Электроприёмники данных категорий в нормальных режимах работы должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания. Часть крупных питающих подстанций города находится в эксплуатации более 30 лет. Подстанция Зейская, от которой получают электроснабжение часть потребителей кварталов № 90-95 находится в эксплуатации с 1959 года. Необходимость реконструкции обусловлена моральным и физическим износом оборудования самой подстанции и распределительных сетей 10 кВ от данной подстанции, а также ростом электрических нагрузок города.

Основным признаком эффективности городской системы электроснабжения является ее динамичное развитие и расширение за счет ввода в работу новых объектов и реконструкции уже существующих на более современные.

Город постепенно развивается, электрические нагрузки - постоянно меняющаяся величина: подключаются новые потребители, постепенно растет нагрузка на вводе в дома, так как увеличивается насыщение бытовыми приборами. Если электрическая нагрузка увеличивается, то пропускная способность электрических сетей становится недостаточной и появляется необходимость в их модернизации.

Целью данной работы является проектирование системы электроснабжения части города Благовещенска в кварталах № 90-95.

Задачи, которые были поставлены для достижения указанной цели:

1. разработать схемы электроснабжения города;



2. произвести расчёт электрических нагрузок;
3. произвести расчёт токов короткого замыкания;
4. произвести выбор и проверка элементов сети электроснабжения;
5. произвести расчёт надёжности.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы электроснабжения потребителей части города Благовещенска, охватывающей кварталы № 90-95, при этом учесть оптимальную конфигурацию сети с точки зрения протяженности и количества выключателей на питающих подстанциях Зейская и Портовая.

В работе проводится замена перегруженных трансформаторов более мощными для электроснабжения кондитерской фабрики «Зея», расположенной в квартале № 94, замена перегруженных кабельных линий.

Ожидаемые результаты работы: произвести реконструкцию физически устаревших сетей 10 кВ части города Благовещенска в районе кварталов № 90-95, разработать наиболее оптимальную с точки зрения надёжности и капитальных затрат схему электроснабжения потребителей различных категорий надёжности. Разработанная схема электроснабжения должна будет обеспечивать безотказную работу сети в течение нормативного срока эксплуатации оборудования – 20 лет с минимальным ущербом от недоотпуска электроэнергии..

При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприёмников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы).

К работе прилагаются 6 листов графической части.

## **1 Исходные данные для анализа нагрузок и их расчёт**

### **1.1 Характеристика района реконструкции**

Город Благовещенск расположен в I климатическом районе, в подрайоне 1А (по СНиП 23-01-44 «Строительная климатология»).

Расчётные климатические условия города соответствуют III району по ветру и II по гололеду (по приложению №5 к СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»).

Минимальная температура воздуха:  $-45^{\circ}\text{C}$ , максимальная:  $+41^{\circ}\text{C}$ , температура воздуха наиболее холодной пятидневки:  $-34^{\circ}\text{C}$  (по СНиП 23-01-99).

Опорными центрами питания города электроснабжающей сети 35-220 кВ являются Благовещенская ТЭЦ (установленная мощность 280 МВт) и ПС 220/110/35 кВ «Благовещенская», связанная одноцепной ВЛ-220 кВ со Свободным и двухцепной ВЛ-110 кВ с Благовещенской ТЭЦ. Электроснабжение города осуществляется от одиннадцати ПС 110 кВ и восьми ПС 35 кВ.

Город Благовещенск – крупный административный и промышленный центр Амурской области. Расположен на юге Амурской области в 109 км от Транссибирской магистрали.

Численность населения г. Благовещенска по данным на 1.01.02 г. составляет около 220 тыс. человек.

В проектируемом районе промышленная нагрузка отсутствует.

Все потребители города, по характеру электропотребления и показателям электрической нагрузки, разбиваются на следующие группы:

- 1) бытовые потребители;
- 2) промышленные потребители;
- 3) коммунально-бытовые потребители.

Схема электроснабжения города в целом обеспечивает надежность питания, регламентируемую ПУЭ и главой РД 34.20185-94. Все потребители I категории подключаются к двум независимым источникам питания, в

качестве которых в соответствии с /1/ приняты секционированные сборные шины подстанций. Для электроснабжения указанных потребителей применяются двухтрансформаторные ТП-10/0,4 кВ с секционированными шинами (для двухлучевой схемы). Во всех случаях применяется АВР.

В качестве исходных материалов по развитию города Благовещенска в период до 2020 года приняты данные института Урбанистики. Объем нового жилищного строительства за период с 2004-2020 г.г. составит ориентировочно 15000,0 тыс.м<sup>2</sup> общей площади и будет осуществляться, в основном, за счёт многоэтажной застройки в Центральном и центральном историческом, Северном и Западном районах города и усадебной застройки в Северном районе. В новой жилищной застройке предусмотрено электропищеприготовление.

Население города на 2020 год, ориентировочно, составит 240,0 тыс. человек, жилой фонд города к 2020 году составит 5500,0 тыс.м<sup>2</sup>, средняя обеспеченность общей площадью 24,3 м<sup>2</sup> на человека.

1.2 Анализ существующей схемы электроснабжения района реконструкции

Существующая схема распределительной сети 10 кВ в районе кварталов 90-95 показана на рисунке. Электроснабжение потребителей указанного района осуществляется от следующих ТП 10/0,4 кВ:

1. квартал 90 – установлена однотрансформаторная ТП 10/0,4 кВ № 90А, с установленным трансформатором 400 кВА;
2. квартал 91 – установлено две двухтрансформаторные ТП 10/0,4 кВ - № 91 с трансформаторами 2х400 кВА, № 91А с трансформаторами 2х400 кВА;
3. квартал 92 – две двухтрансформаторные ТП 10/0,4 кВ - № 92 с трансформаторами 2х250, № 92А с трансформаторами 2х250;
4. квартал 93 – установлена однотрансформаторная ТП 10/0,4 кВ № 93 с трансформатором 400 кВА;
5. квартал 94 – установлена однотрансформаторная ТП 10/0,4 кВ № 94

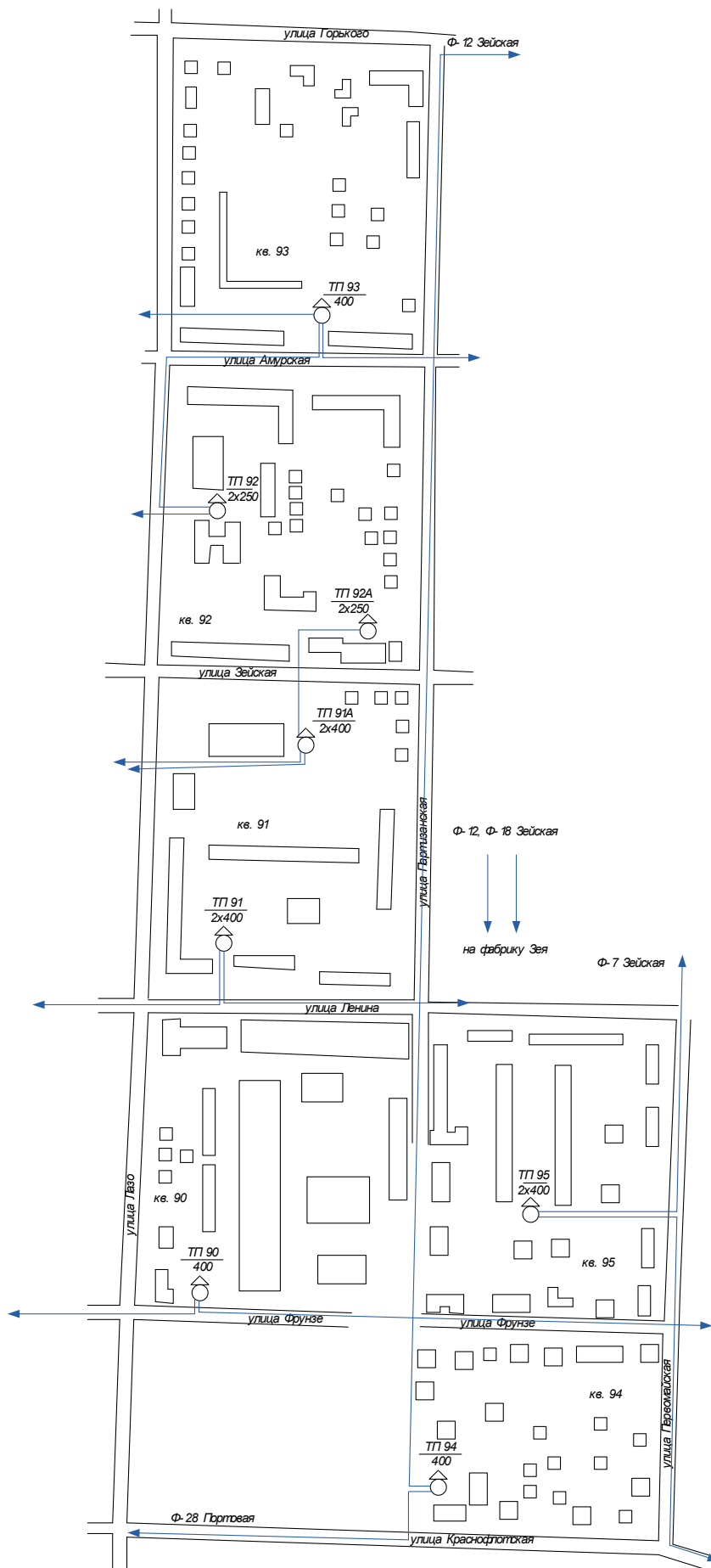


Рисунок 1 – Существующей схемы распределительной сети 10 кВ

с трансформатором 400 кВА; питание кондитерской фабрики «Зея» на этом же квартале осуществляется от ТП 10/0,4 кВ, принадлежащей фабрике, с установленными трансформаторами 3x1000 кВА

6. квартал 95 – установлена двухтрансформаторная ТП 10/0,4 кВ № 95 с трансформатором 400 кВА.

Электроснабжение района города Благовещенска в районе кварталов 90-95 осуществляется от шин 10 кВ подстанций 110/10 кВ Портовая и 35/10 кВ Зейская. При этом, электроснабжение ТП 10/0,4 кВ кондитерской фабрики «Зея» осуществляется по двум отдельным фидерам 10 кВ № 12 и 18 с разных шин ПС 35/10 кВ Зейская, что обеспечивает определённую надёжность, поскольку имеется две независимые линии электропередачи, однако не обеспечивается достаточную надёжность в соответствии с категориейностью, поскольку при отключении подстанции действием автоматики (к примеру, АЧР), обе линии будут погашены.

Для обеспечения требуемой надёжности электроснабжения кондитерской фабрики «Зея», имеющей непрерывный цикл производства, в одном из разрабатываемых вариантов схем электроснабжения района предусмотрим электроснабжение указанной ТП 10/0,4 кВ от двух разных подстанций – 110/10 кВ Портовая и 35/10 кВ Зейская.

Электроснабжение остальных ТП 10/0,4 кВ участка города Благовещенска в районе кварталов 90-95 осуществляется от Ф-13 и Ф-7 ПС 35/10 кВ Зейская и Ф-28 ПС 110/10 кВ Портовая. Существующая схема электроснабжения указанного района является сложнозамкнутой, что представляет сложности при производстве переключений в сети, а также при расчёте режимов для определения отклонений напряжения и расчёта потерь электрической энергии. Для дальнейшей реконструкции будут разработаны варианты с простой и наглядной схемой.

### 1.3 Экспликация зданий и сооружений района реконструкции

В экспликации зданий и сооружений мы рассматриваем те здания и сооружения которые расположены на территории данного района. Экспликация зданий и сооружений приведена в таблице.

Таблица 1 - Экспликация для жилых домов

| №  | Объект                             | Удельные расчетные показатели |          |                                      |                   |              |                   |
|----|------------------------------------|-------------------------------|----------|--------------------------------------|-------------------|--------------|-------------------|
|    |                                    | Квартиры                      |          | Общественно-коммунальные потребители |                   | Лифты/насосы |                   |
|    |                                    | $P_{уд},$<br>кВт/кв           | $n_{кв}$ | $P_{уд},$<br>кВт/м <sup>2</sup>      | F, м <sup>2</sup> | n            | $P_{лифт}$<br>кВт |
| 1  | 2                                  | 3                             | 4        | 5                                    | 6                 | 7            | 8                 |
| 1  | 36 кв. 3 эт. жилой дом             | 2.6                           | 36       |                                      |                   |              |                   |
| 2  | 60 кв. 5 эт. жилой дом             | 2.1                           | 60       |                                      |                   |              |                   |
| 3  | 42 кв. 4 эт. жилой дом             | 2.6                           | 42       |                                      |                   |              |                   |
| 4  | 5 эт. 60 кв. жилой дом             | 2.1                           | 60       |                                      |                   |              |                   |
| 5  | 42 кв. 4 эт. жилой дом             | 2.6                           | 42       |                                      |                   |              |                   |
| 6  | 42 кв. 3 эт. жилой дом             | 2.6                           | 42       |                                      |                   |              |                   |
| 7  | 150 кв. 5 эт. жилой дом Магазин №1 | 1.4                           | 150      | 0.23                                 | 72                |              |                   |
| 8  | 90 кв. 5 эт. жилой дом             | 1.7                           | 90       |                                      |                   |              |                   |
| 9  | 90 кв. 5 эт. жилой дом             | 1.7                           | 90       |                                      |                   |              |                   |
| 10 | 32 кв. 2 эт. жилой дом             | 2.75                          | 32       |                                      |                   |              |                   |
| 11 | 32 кв. 2 эт. жилой дом             | 2.75                          | 32       |                                      |                   |              |                   |
| 12 | 32 кв. 2 эт. жилой дом             | 2.75                          | 32       |                                      |                   |              |                   |
| 13 | 90 кв. 5 эт. жилой дом             | 1.7                           | 90       |                                      |                   |              |                   |
| 14 | 90 кв. 5 эт. жилой дом             | 1.7                           | 90       |                                      |                   |              |                   |
| 15 | 90 кв. 5 эт. жилой дом             | 1.7                           | 90       |                                      |                   |              |                   |
| 16 | 90 кв. 5 эт. жилой дом             | 1.7                           | 90       |                                      |                   |              |                   |
| 17 | 36 кв. 3 эт. жилой дом             | 2.6                           | 36       |                                      |                   |              |                   |
| 18 | 75 кв. 5 эт. жилой дом             | 1.95                          | 75       |                                      |                   |              |                   |
| 19 | 80 кв. 5 эт. жилой дом             | 1.75                          | 80       |                                      |                   |              |                   |
| 20 | 48 кв. 4 эт. жилой дом             | 2.5                           | 48       |                                      |                   |              |                   |
| 21 | 48 кв. 4 эт. жилой дом             | 2.5                           | 48       |                                      |                   |              |                   |
| 22 | 24 кв. 2 эт. жилой дом             | 3.1                           | 24       |                                      |                   |              |                   |
| 23 | 48 кв. 5 эт. жилой дом             | 2.5                           | 48       |                                      |                   |              |                   |
| 24 | 24 кв. 2 эт. жилой дом             | 3.1                           | 24       |                                      |                   |              |                   |
| 25 | 24 кв. 2 эт. жилой дом             | 3.1                           | 24       |                                      |                   |              |                   |
| 26 | 24 кв. 2 эт. жилой дом             | 3.1                           | 24       |                                      |                   |              |                   |
| 27 | 24 кв. 2 эт. жилой дом             | 3.1                           | 24       |                                      |                   |              |                   |
| 28 | 24 кв. 2 эт. жилой дом             | 3.1                           | 24       |                                      |                   |              |                   |

Продолжение таблицы 1

| 1  | 2                       | 3    | 4   | 5    | 6    | 7 | 8   |
|----|-------------------------|------|-----|------|------|---|-----|
| 29 | 24 кв. 2 эт. жилой дом  | 3.1  | 24  |      |      |   |     |
| 30 | 64 кв. 4 эт. жилой дом  | 2.1  | 64  |      |      |   |     |
| 31 | 24 кв. 2 эт. жилой дом  | 3.1  | 24  |      |      |   |     |
| 32 | 24 кв. 2 эт. жилой дом  | 3.1  | 24  |      |      |   |     |
| 33 | 60 кв. 5 эт. жилой дом  | 2.1  | 60  |      |      |   |     |
| 34 | 60 кв. 5 эт. жилой дом  | 2.1  | 60  |      |      |   |     |
| 35 | 60 кв. 5 эт. жилой дом  | 2.1  | 60  |      |      |   |     |
| 36 | 90 кв. 5 эт. жилой дом  | 1.7  | 90  |      |      |   |     |
| 37 | 90 кв. 5 эт. жилой дом  | 1.7  | 90  |      |      |   |     |
| 38 | 90 кв. 5 эт. жилой дом  | 1.7  | 90  |      |      |   |     |
| 39 | 2 эт. Магазин           |      |     | 0.23 | 450  |   |     |
| 40 | 120 кв. 9 эт. жилой дом | 1.45 | 120 |      |      | 3 | 3.5 |
| 41 | 60 кв. 5 эт. жилой дом  | 2.1  | 60  |      |      |   |     |
| 42 | 60 кв. 5 эт. жилой дом  | 2.1  | 60  |      |      |   |     |
| 43 | 60 кв. 5 эт. жилой дом  | 2.1  | 60  |      |      |   |     |
| 44 | 24 кв. 2 эт. жилой дом  | 3.1  | 24  |      |      |   |     |
| 45 | 24 кв. 2 эт. жилой дом  | 3.1  | 24  |      |      |   |     |
| 46 | 3 эт. Дом Культуры      |      |     | 0.14 | 3950 |   |     |
| 47 | 80 кв. 5 эт. жилой дом  | 1.75 | 80  |      |      |   |     |
| 48 | 45 кв. 5 эт. жилой дом  | 2.45 | 45  |      |      |   |     |
| 50 | 80 кв. 5 эт. жилой дом  | 1.75 | 80  |      |      |   |     |
| 51 | 45 кв. 5 эт. жилой дом  | 2.45 | 45  |      |      |   |     |
| 52 | 90 кв. 5 эт. жилой дом  | 1.7  | 90  |      |      |   |     |
| 53 | Котедж                  | 8.6  | 6   |      |      |   |     |
| 54 | 48 кв. 4 эт. жилой дом  | 2.5  | 48  |      |      |   |     |
| 55 | 48 кв. 4 эт. жилой дом  | 2.5  | 48  |      |      |   |     |
| 56 | 48 кв. 4 эт. жилой дом  | 2.5  | 48  |      |      |   |     |
| 57 | 64 кв. 5 эт. жилой дом  | 2.1  | 64  |      |      |   |     |
| 58 | 64 кв. 5 эт. жилой дом  | 2.1  | 64  |      |      |   |     |
| 59 | 24 кв. 2 эт. жилой дом  | 3.1  | 24  |      |      |   |     |
| 60 | 24 кв. 2 эт. жилой дом  | 3.1  | 24  |      |      |   |     |
| 61 | 32 кв. 2 эт. жилой дом  | 2.85 | 32  |      |      |   |     |
| 62 | 64 кв. 5 эт. жилой дом  | 2.1  | 64  |      |      |   |     |
| 63 | 80 кв. 5 эт. жилой дом  | 1.75 | 80  |      |      |   |     |
| 64 | 60 кв. 5 эт. жилой дом  | 2.1  | 60  |      |      |   |     |
| 65 | 24 кв. 2 эт. жилой дом  | 3.1  | 24  |      |      |   |     |
| 66 | 120 кв. 5 эт. жилой дом | 1.45 | 120 |      |      |   |     |
| 67 | 80 кв. 5 эт. жилой дом  | 1.75 | 80  |      |      |   |     |
| 68 | 48 кв. 4 эт. жилой дом  | 2.5  | 48  |      |      |   |     |

Продолжение таблицы 1

| 1  | 2   | 3    | 4  | 5            | 6         | 7 | 8 |
|----|---|------|----|--------------|-----------|---|---|
| 69 | 48 кв. 4 эт. жилой дом<br>Магазин "Винный мир"          | 2.5  | 48 | 0.23         | 112       |   |   |
| 70 | 42 кв. 3 эт. жилой дом<br>магазин №2<br>Бытовой магазин | 2.6  | 42 | 0.23<br>0.23 | 86<br>124 |   |   |
| 71 | 80 кв. 5 эт. жилой дом                                  | 1.75 | 80 |              |           |   |   |
| 72 | 80 кв. 5 эт. жилой дом                                  | 1.75 | 80 |              |           |   |   |
| 73 | 16 кв. 2 эт. жилой дом                                  | 3.9  | 16 |              |           |   |   |

Таблица 2 - Экспликация для общественно коммунальных зданий

| №  | Объект      | Удельные расчетные показатели |          |                      |             | Холодильные уст-ки |     | Насосы           |     |
|----|-------------|-------------------------------|----------|----------------------|-------------|--------------------|-----|------------------|-----|
|    |             | $P_{уд,}$<br>кВт/м<br>есто    | $n_{км}$ | $P_{уд,}$<br>кВт/чел | $n_{посещ}$ | $P_{уст}$<br>кВт   | $n$ | $P_{нас}$<br>кВт | $n$ |
| 1  | 2           | 3                             | 4        | 5                    | 6           | 7                  | 8   | 9                | 10  |
| 49 | 2 эт. Школа |                               |          | 0.25                 | 700         |                    |     |                  |     |
| 52 | Детский сад |                               |          | 0.4                  | 400         |                    |     |                  |     |
| 61 | Столовая    | 150                           | 1.04     |                      |             |                    |     |                  |     |
| 69 | Гостиница   | 150                           | 0.46     |                      |             |                    |     |                  |     |

#### 1.4 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий

Основу нагрузок выбранного района составляет потребители селитебной зоны и коммунально-бытовая нагрузка. Расчет нагрузок ведется по следующему алгоритму:

Для начала определяется нагрузка каждого отдельного потребителя, квартир, приведённая к вводу жилого здания:

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

где:  $P_{уд.кв}$  – удельная расчётная электрическая нагрузка, кВт/кв, [1, таб.2.1.1.];

$n$  - количество квартир.

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



$$P_c = P_{p.лифт} + P_{p.ст.у}, \quad (2)$$

где  $P_{p.лифт}$  – расчётная мощность лифтовых установок, кВт, [1, таб.2.1.2.];

$P_{p.ст.у}$  – расчётная мощность санитарно-технических устройств, кВт.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса:

$$P_{p.лифт} = k_c \cdot \sum_{i=1}^n P_{лифтi}, \quad (3)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса, [1, таб.2.1.2.];

$n$  – количество лифтовых установок;

$P_{лифтi}$  – установленная мощность двигателей лифта.

$$P_{p.ст.у} = k_c \sum_{i=1}^n P_{ст.уi}, \quad (4)$$

где  $k_c$  – коэффициент спроса определяемый по [1, таб.2.1.3.];

$n$  – количество насосов;

$P_{ст.уi}$  – установленная мощность двигателей насосов, кВт.

Мощность резервных электроприемников, а так же электроприемников противопожарных устройств при расчете нагрузок не учитываются.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по выражению:

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

где  $k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых приёмников, определяется по [1, таб.2.3.1.].

Реактивная нагрузка жилых домов определяется с помощью расчётных коэффициентов реактивной мощности, [1, таб.2.2.1.].

Для примера рассчитаем нагрузку жилого двухэтажного дома, где имеется 2 подъезда, 16 квартир:

$$P_{кв} = P_{уд.кв.} \cdot n = 3,85 \cdot 16 = 61,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot \text{tg}\varphi = 61,6 \cdot 0,2 = 12,32 \text{ квар};$$

$$S_{кв} = \sqrt{P_{кв}^2 + Q_{кв}^2} = \sqrt{61,6^2 + 12,32^2} = 62,82 \text{ кВА}.$$

Рассчитаем ток:

$$I_{кв} = \frac{S_{кв}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{62,82}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 90,67 \text{ А}. \quad (6)$$

### 1.5 Расчёт электрических нагрузок зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения

Часто бывает, что в одном объекте сосредоточено несколько различных потребителей, у которых различен режим потребления электроэнергии. В этом случае нагрузку всех потребителей следует приводить к нагрузке наиболее мощного потребителя через коэффициент участия в максимуме нагрузки. В результате нагрузка на вводе жилого дома определяется по следующей формуле:

$$P_{р.ж.дом} = P_{кв} + P_c + k_y \cdot P_{общ}, \quad (7)$$

где  $P_{кв}$  – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

$P_c$  – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

$P_{общ}$  – расчетная нагрузка общественно-коммунальных потребителей;

$k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки общественно –

коммунальных потребителей.

Для определения расчётной реактивной мощности используется выражение:

$$Q_{p.ж.дом} = P_{p.ж.дом} \cdot tg\varphi_{ж.д}, \quad (8)$$

где  $tg\varphi_{ж.д}$  – расчетный коэффициент реактивной мощности, [1, таб.2.2.1.].

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{p.ж.д}^2 + Q_{p.ж.д}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4}. \quad (9)$$

Для примера рассчитаем электрическую нагрузку жилого дома, со встроенной в него аптекой. В доме имеется 5 этажей, 30 квартир. Коэффициент мощности квартир:  $tg\varphi_{кв} = 0,2$ . Встроенная аптека имеют общую площадь  $80 \text{ м}^2$ . Коэффициент мощности аптеки:  $tg\varphi_{ант} = 0,43$ . Коэффициент участия в максимуме нагрузки  $k_y = 0,6$ .

Расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт:

$$P_{кв} = 2,9 \cdot 30 = 87 \text{ кВт.}$$

Реактивная мощность:

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot tg\varphi = 87 \cdot 0,2 = 17,4 \text{ квар.} \quad (10)$$

Нагрузка аптеки:

$$P_{ант} = P_{уд.} \cdot S \cdot k_{уч} = 0,14 \cdot 80 \cdot 0,6 = 6,72 \text{ кВт.} \quad (11)$$

$$Q_{ант} = P_{ант} \cdot tg\varphi = 6,72 \cdot 0,43 = 2,89 \text{ квар.} \quad (12)$$

Суммарная активная нагрузка дома:

$$P_{\text{жил.дом.}} = P_{\text{кв.}} + P_{\text{ант}} = 87 + 6,72 = 93,72 \text{ кВт.} \quad (13)$$

Суммарная реактивная нагрузка дома:

$$Q_{\text{жил.дом.}} = Q_{\text{кв.}} + Q_{\text{ант}} = 17,4 + 2,89 = 20,29 \text{ квар.} \quad (14)$$

Полная нагрузка объекта:

$$S_{\text{жил.дом.}} = \sqrt{93,72^2 + 20,29^2} = 95,891 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток для дома:

$$I_{\text{жил.дом.}} = \frac{S_{\text{жил.дом.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{95,891}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 138,407 \text{ А.} \quad (15)$$

## 1.6 Расчёт электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

Наряду с жилыми зданиями в городе имеются объекты общественного значения, например учреждения культурного значения, просвещения, здравоохранения, связи, общественного питания, школы, детские сады, и прочие объекты. На данном проектируемом районе имеются школы, детские сады, офисные здания. В целом методика расчёта является той же самой что и в предыдущем пункте, где используются удельные показатели.

Рассмотрим пример расчета на объекте № 53 – школа.

Электрическая нагрузка школ определяется по выражению:

$$P_{\text{шк}} = P_{\text{шк.уд}} \cdot n, \quad (16)$$

где  $P_{\text{шк.уд}}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников

школы, кВт/учащийся, [1, таб.2.2.1.];

$n$  - количество учащихся.

$$P_{\text{шк}} = 0,25 \cdot 500 = 125 \text{ кВт.}$$

Реактивная нагрузка школ определяется:

$$Q_{шк} = P_{шк} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 125 \cdot 0,38 = 47,5 \text{ квар.} \quad (17)$$

Полная нагрузка школы:

$$S_{школа} = \sqrt{P_{школа}^2 + Q_{школа}^2} = \sqrt{125^2 + 47,5^2} = 133,72 \text{ кВА.} \quad (18)$$

Рассчитаем ток:

$$I_{школа} = \frac{S_{школа}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{133,72}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 193 \text{ А.} \quad (19)$$

Активная нагрузка гаражей определяется по выражению:

$$P_{гар.} = \sum_I^n P_{гар.уд} , \quad (20)$$

где  $P_{гар.уд}$  – электрическая нагрузка одного гаража, кВт/гар;

$n$  – количество гаражей.

Аналогично произведем расчет для всех объектов на плане.

### 1.7 Расчёт электрической нагрузки промышленный потребителей

В районе реконструируемой сети в районе кварталов № 90-95 расположен промышленный потребитель – кондитерская фабрика «Зея». Известна нагрузка данного предприятия, которая составляет согласно результатам контрольного замера – 2,5 МВт. Произведём расчёт нагрузки данного потребителя.

$$P_{фаб} = 2,5 \text{ МВт}$$

Реактивная нагрузка фабрики рассчитаем по выражению:

$$Q_{фаб} = P_{фаб} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 2,5 \cdot 0,38 = 0,95 \text{ Мвар.}$$

Полная нагрузка фабрики «Зея»:

$$S_{\text{фаб}} = \sqrt{P_{\text{фаб}}^2 + Q_{\text{фаб}}^2} = \sqrt{2,5^2 + 0,95^2} = 2,67 \text{ МВА.} \quad (21)$$

Рассчитаем ток:

$$I_{\text{фаб}} = \frac{S_{\text{фаб}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{2,67}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2,44 \text{ кА.} \quad (22)$$

### 1.8 Расчёт осветительной нагрузки

Расчётная нагрузка сетей наружного освещения определяется как сумма мощностей осветительных установок с учётом коэффициента спроса равного 1. Мощность устанавливается на основе светотехнических расчётов с учётом характера освещаемой территории города, действующих норм освещённости территории, типа и параметров используемых светильников. Для упрощённых расчётов допускается применять метод удельного коэффициента мощности освещения на длину проезжей части.

$$P_{\text{освец}} = P_{\text{уд}} \cdot l, \quad (23)$$

где  $P_{\text{уд}}$  – значение удельной осветительной нагрузки, кВт/км, [2, с. 150];

$l$  – длина проезжей части, км.

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу.

Для уличного освещения принимаются светодиодные лампы Luminus 4500К, мощностью мощность 40 Вт. Такие лампы обладают меньшей мощностью и повышенной светоотдачей.

Таблица 3 – Расчёт нагрузки уличного освещения

| Название улицы | $l$ , км | $P_{\text{уд}}$ , кВт/км | $P_{\text{освец}}$ , кВт |
|----------------|----------|--------------------------|--------------------------|
| Лазо           | 1,15     | 0,4                      | 0,54                     |
| Партизанская   | 1,35     | 0,4                      | 0,54                     |
| Первомайская   | 1,35     | 0,4                      | 0,54                     |
| Горького       | 0,55     | 0,4                      | 0,22                     |
| Амурская       | 0,55     | 0,4                      | 0,22                     |
| Зейкая         | 0,55     | 0,4                      | 0,22                     |
| Ленина         | 0,55     | 0,4                      | 0,22                     |
| Фрунзе         | 0,55     | 0,4                      | 0,22                     |

Выбираем воздушные провода на железобетонных опорах типа СИП 2А сечением 16 мм<sup>2</sup>.

## 2. Выбор уровней номинального напряжения

Номинальное напряжение – это такое напряжение, при котором электроустановки работают в нормальном и экономичном режимах. Номинальное напряжение сети совпадает с номинальным напряжением электроприёмников.

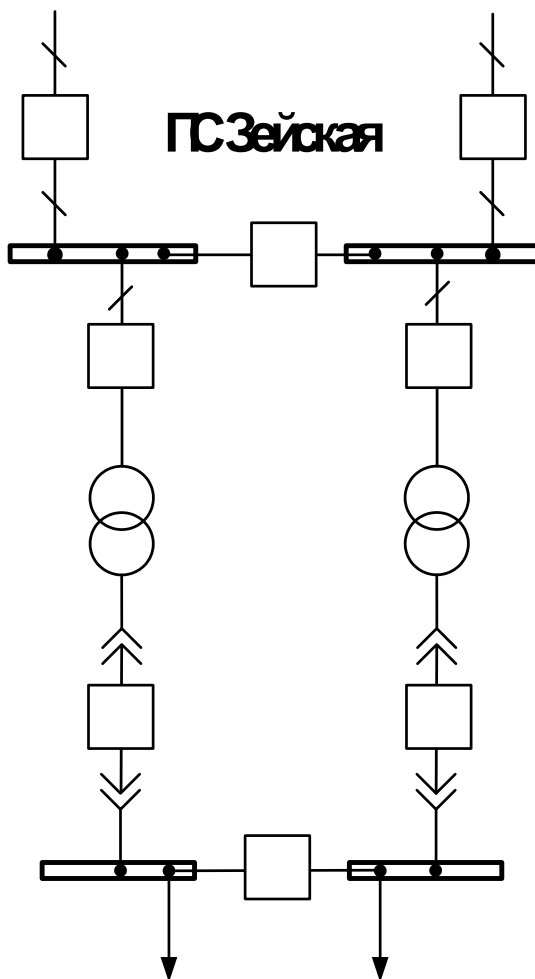


Рисунок 2 – Схема подстанции 35/10 кВ Зейская

При выборе номинального напряжения проектируемого участка сети принимают во внимание существующие напряжения возможных источников питания энергосистемы, расстояние от этих источников до предприятия и нагрузку предприятия в целом.

По сравнению с напряжением 10 кВ при напряжении 20 кВ снижаются потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения и токи КЗ в

сетях. Однако напряжение 20 кВ, как и напряжение 35 кВ и 10 кВ, не целесообразно применять в качестве основного.

Напряжение 10 кВ является наиболее экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ. напряжение 6 кВ допускается только в тех случаях, если преобладает нагрузка с напряжением 6 кВ.

Распределительные сети части города в районе кварталов № 90-95 получают электроснабжение от шин 10 кВ подстанций 110/10 кВ Портовая и 35/10 кВ Зейская. Следовательно, для низковольтной распределительной сети выбираем напряжение 0,4 кВ, для распределительной сети выбираем напряжение 10 кВ.

### **3. Низковольтное электроснабжение**

#### **3.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения**

При реконструкции части города Благовещенска в районе кварталов № 90-95 производим замену устаревших кабельных линий 10 кВ. Реконструкция сети 0,4 кВ указанной части производится не будет.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Варианты схем электроснабжения составляем таким образом, чтобы устранить существующие недостатки распределительной сети такие как сложноразветвленная схема, создающая определённые трудности обслуживающему персоналу при производстве переключений при аварийных и ремонтных отключениях. А также необходимо предусмотреть



электроснабжение ТП 10/0,4 кВ, питающей кондитерскую фабрику «Зея», от шин двух подстанций – от подстанции Портовая и Зейская. Разработанные схемы электроснабжения должны быть простыми и наглядными, обеспечивать простоту обслуживания при производстве переключений оперативным персоналом обслуживающей сетевой организации.

Составляем 2 варианта сети 10 кВ. Варианты схемы электроснабжения части города Благовещенска в районе кварталов № 90-95 составляем с учётом следующих условий:

- учёт минимального количества головных выключателей 10 кВ на питающих подстанциях Портовая и Зейская;
- учёт категорийности потребителей, расположенных в указанном районе города Благовещенска;
- учёт минимальной возможной протяжённости питающих линий 10 кВ
- учёт простой конфигурации сети для обеспечения оптимального диспетчерского управления сетью и обслуживания сети при возникновении ремонтных и аварийных режимов;
- учёт затрат на реконструкцию сети, поскольку реконструируемая сеть должна иметь срок окупаемости не более 5-8 лет.

Два разработанных варианта сети.

Отличия вариантов заключаются в разнице конфигураций сети, объединяющей ТП № 90А -95, а также в различии электроснабжения ТП 10/0,4 кВ, осуществляющей электроснабжение кондитерской фабрики «Зея». В первом варианте электроснабжение данной ТП осуществляется от шин 10 кВ подстанции 35/10 кВ Зейская и подстанции 110/10 кВ Портовая. Во втором варианте электроснабжение данной ТП 10/0,4 кВ осуществляется от шин подстанции Зейская по двум параллельным кабельным линиям.

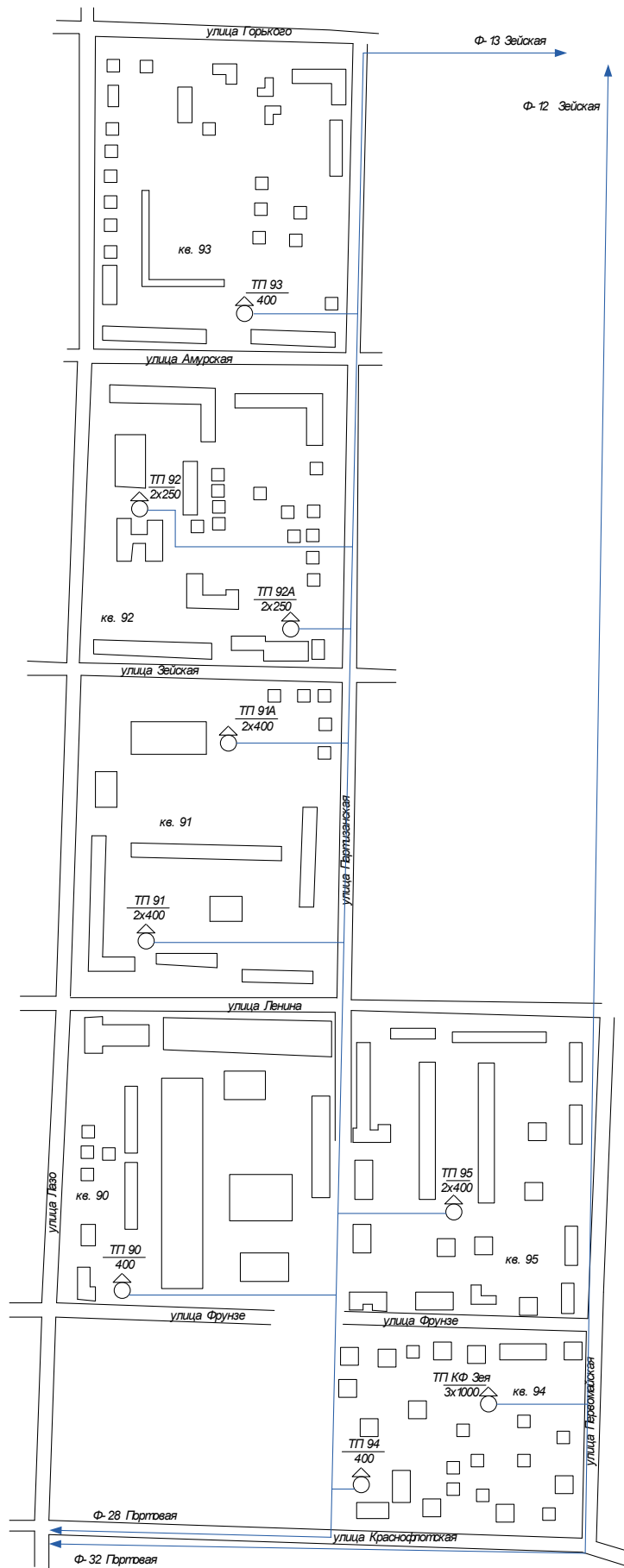


Рисунок 3- Вариант №1 схемы распределительной сети 10 кВ

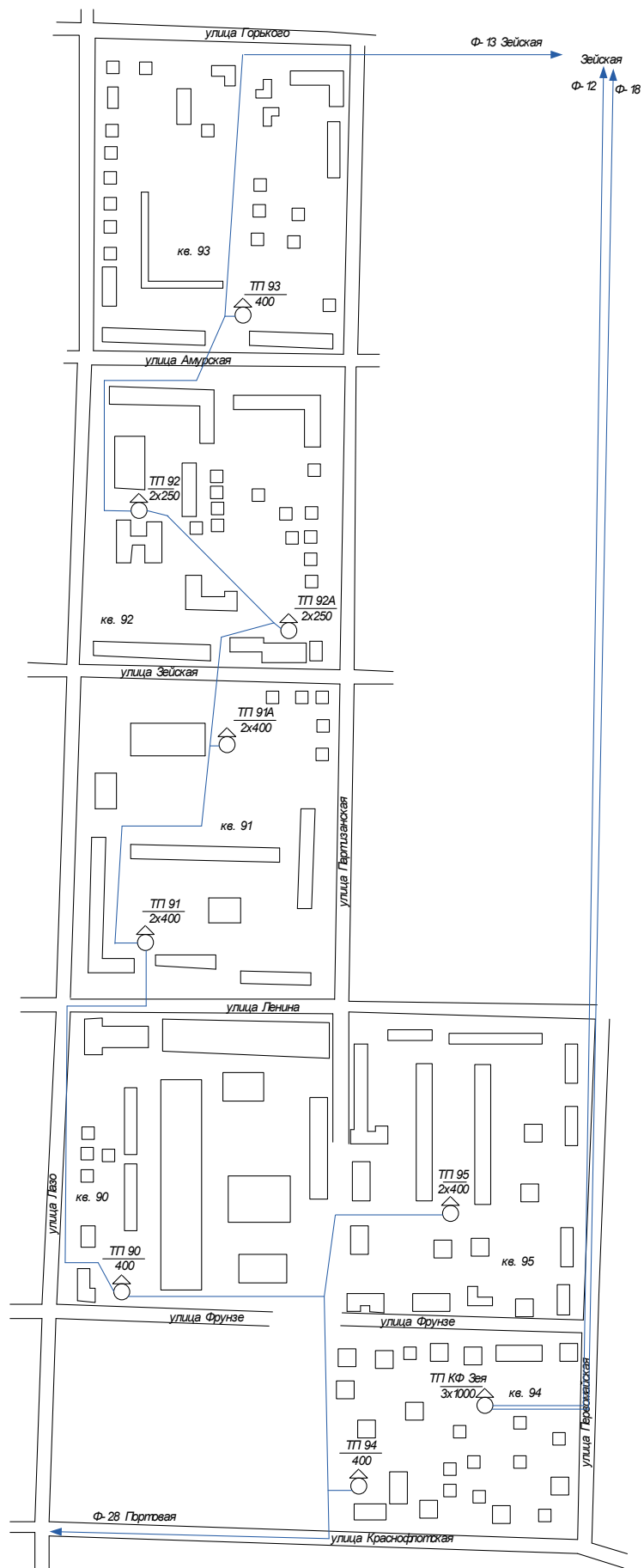


Рисунок 4 - Вариант №2 схемы распределительной сети 10 кВ

### 3.2 Технико-экономическое сравнение вариантов

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети. Определение капитальных вложений в сеть. Для того, чтобы выбрать оптимальный с точки зрения затрат вариант схемы электроснабжения, необходимо произвести технико-экономическое сравнение разработанных вариантов сети.

При реконструкции принимаем кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП.

Произведём расчёт потерь напряжения в сети.

Нагрузка линии ПС Зейская – ТП 93 – ТП 94 (варианте 1) определяется по формуле:

$$S_{P\ TП93-ТП94} = K_o \cdot (S_{P\ TП93} + S_{P\ TП94}), \quad (24)$$

где  $K_o$  - коэффициент одновременности, принимаемы по таблице [8].

$$S_{P\ TП93-ТП94} = 0,9 \cdot (95 + 339) = 403 \text{ кВА},$$

Выберем вариант сети 10 кВ по приведенным затратам. Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_H \cdot K + И = E_H \cdot (K_{КЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{КЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (25)$$

где  $E_H = 0,1$  - норматив дисконтирования, зависит от ставки рефинансирования, которая устанавливается Центробанком;

$K_{КЛ}$  и  $K_{ВЫКЛ}$  - стоимость КЛ и выключателей соответственно;

$C_0 = 1,53$  руб./кВт\*ч – удельная стоимость потерь электроэнергии;

$A$  - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание:

$$a_{ам.выкл} = 5,9\%$$

$$a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%;$$

$\Delta W_{ВЛ}$  - потери электроэнергии в ВЛ.

Потери в линиях находятся как:

$$\Delta W_{Л} = \sum \frac{(P_{Л})^2 + (Q_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot (R + i \cdot X) \cdot T, \quad (26)$$

где  $P_{Л}$  – потоки активной мощности по линии, МВт;

$Q_{Л}$  – потоки реактивной мощности по линии, МВар;

$R, X$  – активное и реактивное сопротивление линии, Ом;

$T$  – число часов.

Результаты расчёта сведены в таблицу.

Таблица 4 – Сравнение вариантов сети 10 кВ

| №  | Показатель  | Вариант<br>1 | Вариант<br>2 |
|----|---|--------------|--------------|
| 1  | 2   | 3            | 4            |
| 1  | Номер варианта  | 1            | 2            |
| 2  | Количество выключателей 10 кВ, шт                             | 4            | 4            |
| 3  | Стоимость выключателя 10 кВ, тыс руб                          | 350          | 350          |
| 4  | Капиталовложения в выключатели, тыс руб                       | 1400         | 1400         |
| 5  | Протяженность линий 10 кВ, км                                 | 5,55         | 5,90         |
| 6  | Стоимость 1 км кабеля АПВП, тыс. руб.\км                      | 334          | 334          |
| 7  | Капиталовложения в линии 10 кВ, тыс руб                       | 1853,7       | 1970,6       |
| 8  | Издержки на эксплуатацию и ремонт линий 10 кВ, тыс руб        | 9            | 10           |
| 9  | Издержки на эксплуатацию и ремонт выключателей 10 кВ, тыс руб | 41           | 41           |
| 10 | Издержки на амортизацию электрооборудования, тыс руб          | 128          | 134          |
| 11 | Потери электроэнергии, кВт*ч                                  | 268099       | 294515       |
| 12 | Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт*ч                    | 1,53         | 1,53         |
| 13 | Издержки потерь элеткроэнергии, тыс руб                       | 410          | 451          |
| 14 | Приведенные затраты, тыс руб                                  | 844          | 902          |

Проводим сравнение вариантов по меняющимся частям, поэтому капиталовложения в ТП не учитываем, т.к. количество и мощность ТП для обоих вариантов одинаковы.

В результате сравнения по приведенным затратам выбираем вариант 1.

При расчётах принимаем условие - петля ПС Зейская –ТП 93 – ТП 92 – ТП 92А – ТП 91А – ТП 91 – ТП 90А – ТП 95 – ТП 94 нормально разомкнута (линия ТП 94 –ПС Портовая отключена)

### 3.3 Выбор сечений кабелей сети напряжением 10 кВ

Для выбора сечений жил кабелей по нагреву определяется расчетный ток, выбирается стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{P\max} = \frac{S_P}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}, \quad (27)$$

Выбирается стандартное сечение по длительно допустимому току.

Далее определяется длительно допустимый ток для КЛ по выражению:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп. табл.}} \cdot K_n \cdot K_Q. \quad (28)$$

где  $K_n$  – коэффициент, учитывающий число работающих кабелей проложенных в земле;

$K_Q$  – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды и допустимую температуру кабеля.

В нормальном режиме наибольший ток определяется как:

$$I_{\text{нб}} = \frac{P_p}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}} \cos\varphi}, \quad (29)$$

где  $P_p$  – активная нагрузка питающего КТП кабеля, кВт;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$\cos \varphi$  - коэффициент мощности.

Условие допустимости по нагреву для КЛ-10 кВ:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{нб}}. \quad (30)$$

Осуществляется проверка по условию работы КЛ в послеаварийном режиме при отключении одного кабеля, с учетом коэффициента аварийной перегрузки

$$K_{\text{ав}} = 1,35 I_{\text{доп}} \geq I_{\text{нб} \cdot \text{ав}}. \quad (31)$$

Для участка сети ПС Зейская – ТП 93 наибольший ток равен:

$$I_{\text{нб}} = \frac{552}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,4} = 201,59$$

Определяем длительно допустимый ток для КЛ, т.е. исходя из расчетного тока, выбираем длительно допустимый ток.

$$I_{\text{дл.доп}} \geq 1,1 \cdot 1,2 \cdot 105;$$

$$I_{\text{дл.доп}} \geq 125,3.$$

Выбираем кабель АПвП сечением 150 мм<sup>2</sup> с  $I_{\text{дл.доп}} = 200$  А.

#### 3.4 Определение потерь мощности и энергии в сети 10 кВ

Потери мощности в линии определяются аналогично как и сети НН по формулам . Произведем расчет потерь для линии ПС Зейская – ТП 93.

$$\Delta P = 3 \cdot 62,1^2 \cdot 0,89 \cdot 0,12 \cdot 10^{-3} = 1,234 \text{ кВт};$$

$$t = \left( 0,124 + \frac{2600}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 1292 \text{ час};$$

$$\Delta W = 1,234 \cdot 1292 = 1594 \text{ кВт} \cdot \text{час};$$

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 62,1}{10000} \cdot (0,89 \cdot 0,12 \cdot 0,92 + 0,095 \cdot 0,12 \cdot 0,22) \cdot 100 = 0,108 \%$$

Результаты расчётов потерь мощности покажем в следующей таблице.

Таблица 5 – Параметры для выбора сечения кабеля на 10 кВ

| Участок             | L,<br>км | Марка и<br>сечение, мм <sup>2</sup> | I <sub>дл.доп</sub> ,<br>А | ΔW,<br>кВт·час | ΔU,<br>% |
|---------------------|----------|-------------------------------------|----------------------------|----------------|----------|
| 1                   | 2        | 3                                   | 5                          | 7              | 8        |
| ПС Зейская – ТП 93  | 0.18     | АпвП 150                            | 200                        | 6291           | 0.246    |
| ТП 93-ТП 92         | 0.2      | АпвП 150                            | 200                        | 155            | 0.129    |
| ТП 92 – ТП 92А      | 0.17     | АпвП 150                            | 200                        | 1943           | 0.133    |
| ТП 92А – ТП 91А     | 0.25     | АпвП 150                            | 200                        | 5464           | 0.27     |
| ТП 91А – ТП 91      | 0.1      | АпвП 150                            | 200                        | 1308           | 0.084    |
| ТП 91 – ТП 95       | 0.1      | АпвП 150                            | 200                        | 468.163        | 0.05     |
| ТП 95 – ТП 90       | 0.25     | АпвП 150                            | 200                        | 396.715        | 0.073    |
| ТП 90 – ТП 94       | 0.04     | АпвП 150                            | 200                        | 260.557        | 0.024    |
| ПС Портовая – ТП 94 | 0.08     | АпвП 150                            | 200                        | 2051           | 0.094    |

### 3.5 Выбор схемы и конструкции ТП

ТП 10(6)—20 кВ в отечественной практике обычно выполняются в виде отдельно стоящих сооружений. Перспективными конструкциями ТП являются:

- 1) специальные конструкции компактных ТП, основанные на применении специализированной аппаратуры и изоляции (элегаз, твердые смолы, сшитый полиэтилен и др.);
- 2) комплектные, промышленного типа;
- 3) в обоснованных случаях встроенные в жилые и общественные здания.

В районах малоэтажной застройки (один— четыре этажа) для питания силовых и осветительных нагрузок промышленных, городских и поселковых сетей могут применяться одно трансформаторные ТП с трансформаторами мощностью от 63 до 400 кВА.

Примем КТП наружной установки на напряжение до 10 кВ мощностью 250, 400 кВА. Они предназначены для приема, преобразования и



распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц при номинальном напряжении 0,4 кВ и глухозаземленной нейтралью.

КТПН изготавливается в соответствии с требованиями ГОСТ 14695-80, правилами устройства электроустановок (ПУЭ), ТУ, по рабочим чертежам и схемам главных и вспомогательных цепей, утвержденными в установленном порядке.

Высоковольтный ввод в подстанцию 6 (10) кВ - кабельный; выводы отходящих линий 0,4 кВ - кабельные или воздушно-кабельные. Наглядный вид КТПН представлен на рисунке .



Рисунок 5 – Внешний вид комплектной трансформаторной подстанции Достоинства данных подстанций:

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

Учет расхода активной энергии производится на шинах 0,4 кВ, после вводных рубильников (возможна установка счетчиков для учета реактивной энергии, а также электронных, двухтарифных, персонализированных по отходящим линиям, либо учет по высокой стороне). Для обеспечения нормальной работы электросчетчиков при температуре окружающей среды ниже 0 °С, предусмотрен их обогрев.

Расчетные мощности на шинах напряжением 0,4 кВ подстанций 6—10/0,4 кВ (расчетные мощности подстанции) определяют путем суммирования расчетных нагрузок головных участков (таблица 6), отходящих от подстанций линий 0,38 кВ. Коэффициенты мощности нагрузок на шинах 0,4 кВ подстанций принимают по [8].

### 3.6 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП

Нагрузка ТП приведенная к напряжению 10 кВ определяется с учётом потерь в трансформаторах по формуле:

$$S_{10кВ ТПi} = \sqrt{(P_{ТПi} + \Delta P_{ТПi})^2 + (Q_{ТПi} + \Delta Q_{ТПi})^2}, \quad (32)$$

Таблица 5 – Расчёт нагрузок

| № ТП                    | ТП 90            |                  |                   | ТП 91            |                  |                   | ТП 91А           |                  |                   |
|-------------------------|------------------|------------------|-------------------|------------------|------------------|-------------------|------------------|------------------|-------------------|
|                         | ф-1              | ф-2              | ВЛ                | ф-1              | ф-2              | ВЛ                | ф-1              | ф-2              | ВЛ                |
| ВЛ 0,4 кВ               | ф-1              | ф-2              | ВЛ                | ф-1              | ф-2              | ВЛ                | ф-1              | ф-2              | ВЛ                |
| Тип нагрузки            | бытовая нагрузка | бытовая нагрузка | уличное освещение | бытовая нагрузка | бытовая нагрузка | уличное освещение | бытовая нагрузка | бытовая нагрузка | уличное освещение |
| 1                       | 2                | 3                | 4                 | 5                | 6                | 7                 | 8                | 9                | 10                |
| N <sub>потр</sub>       | 4                | 19               |                   | 15               | 18               |                   | 5                | 8                |                   |
| P <sub>сумм</sub> , кВт | 26,1             | 95               | 7                 | 85               | 123              | 8,5               | 63               | 80               | 7                 |
| S <sub>сумм</sub> , кВА | 27               | 97               |                   | 87               | 129              |                   | 71               | 82               |                   |
| K <sub>о</sub>          | 0,56             | 0,29             |                   | 0,32             | 0,29             |                   | 0,5              | 0,41             |                   |
| P <sub>р</sub> , кВт    | 15               | 28               | 7                 | 27               | 36               | 8,5               | 32               | 33               | 7                 |
| S <sub>р</sub> , кВА    | 15               | 28               |                   | 28               | 37               |                   | 35               | 33               |                   |
| I <sub>р</sub> , А      | 21               | 40               |                   | 39               | 52               |                   | 46               | 47               |                   |
| I <sub>доп</sub> , А    | 100              | 240              |                   | 160              | 240              |                   | 160              | 195              |                   |

|                                    |       |       |   |       |       |   |       |       |    |
|------------------------------------|-------|-------|---|-------|-------|---|-------|-------|----|
| 1                                  | 2     | 3     | 4 | 5     | 6     | 7 | 8     | 9     | 10 |
| Аппарат защиты                     | A3716 | A3716 |   | A3716 | A3716 |   | A3716 | A3716 |    |
| $I_{РАСЦ}, A$                      | 50    | 50    |   | 50    | 100   |   | 50    | 50    |    |
| $F_{\text{пров/каб}}, \text{мм}^2$ | 16    | 70    |   | 35    | 70    |   | 358   | 50    |    |
| $L, \text{км}$                     | 0,2   | 0,5   |   | 0,3   | 0,45  |   | 0,25  | 0,35  |    |
| $\cos\varphi$                      | 0,96  | 0,98  |   | 0,98  | 0,96  |   | 0,89  | 0,98  |    |
| $\sin\varphi$                      | 0,3   | 0,2   |   | 0,2   | 0,3   |   | 0,5   | 0,2   |    |
| $R, \text{Ом/км}$                  | 1,91  | 0,44  |   | 0,87  | 0,44  |   | 0,87  | 0,64  |    |
| $X, \text{Ом/км}$                  | 0,1   | 0,09  |   | 0,09  | 0,09  |   | 0,09  | 0,09  |    |
| $\Delta U, \%$                     | 3,6   | 4,1   |   | 4,7   | 4,1   |   | 4,2   | 4,9   |    |

Таблица 6 – Расчёт нагрузок

| № ТП                               | ТП 92            |                  |                   | ТП 92А           |                  |                   | ТП 93            |                  |                   |
|------------------------------------|------------------|------------------|-------------------|------------------|------------------|-------------------|------------------|------------------|-------------------|
|                                    | ф-1              | ф-2              | ВЛ                | ф-1              | ф-2              | ВЛ                | ф-1              | ф-2              | ВЛ                |
| ВЛ 0,4 кВ                          |                  |                  |                   |                  |                  |                   |                  |                  |                   |
| Тип нагрузки                       | бытовая нагрузка | бытовая нагрузка | уличное освещение | бытовая нагрузка | бытовая нагрузка | уличное освещение | бытовая нагрузка | бытовая нагрузка | уличное освещение |
| 1                                  | 2                | 3                | 4                 | 5                | 6                | 7                 | 8                | 9                | 10                |
| $N_{\text{потр}}$                  | 12               | 10               |                   | 24               | 5                |                   | 4                | 3                |                   |
| $P_{\text{сумм}}, \text{кВт}$      | 97               | 69               | 8                 | 145              | 40               | 8,5               | 40               | 300              | 3                 |
| $S_{\text{сумм}}, \text{кВА}$      | 104              | 72               |                   | 148              | 41               |                   | 42               | 306              |                   |
| $K_o$                              | 0,35             | 0,38             |                   | 0,28             | 0,5              |                   | 0,56             | 0,62             |                   |
| $P_p, \text{кВт}$                  | 34               | 26               | 8                 | 41               | 20               | 8,5               | 22               | 186              | 3                 |
| $S_p, \text{кВА}$                  | 36               | 27               |                   | 41               | 20               |                   | 23               | 190              |                   |
| $I_p, A$                           | 49               | 38               |                   | 59               | 29               |                   | 32               | 269              |                   |
| $I_{\text{доп}}, A$                | 160              | 160              |                   | 290              | 130              |                   | 100              | 339              |                   |
| Аппарат защиты                     | A3716            | A3716            |                   | A3716            | A3716            |                   | A3716            | A3716            |                   |
| $I_{РАСЦ}, A$                      | 50               | 50               |                   | 100              | 50               |                   | 50               | 300              |                   |
| $F_{\text{пров/каб}}, \text{мм}^2$ | 35               | 35               |                   | 95               | 25               |                   | 16               | 120              |                   |
| $L, \text{км}$                     | 0,25             | 0,3              |                   | 0,55             | 0,3              |                   | 0,15             | 0,15             |                   |
| $\cos\varphi$                      | 0,93             | 0,96             |                   | 0,98             | 0,98             |                   | 0,96             | 0,98             |                   |
| $\sin\varphi$                      | 0,4              | 0,3              |                   | 0,2              | 0,2              |                   | 0,3              | 0,2              |                   |
| $R, \text{Ом/км}$                  | 0,87             | 0,87             |                   | 0,32             | 1,2              |                   | 1,91             | 0,261            |                   |

|                |      |      |   |      |      |   |     |      |    |
|----------------|------|------|---|------|------|---|-----|------|----|
| 1              | 2    | 3    | 4 | 5    | 6    | 7 | 8   | 9    | 10 |
| X,<br>Ом/км    | 0,09 | 0,09 |   | 0,09 | 0,09 |   | 0,1 | 0,09 |    |
| $\Delta U$ , % | 4,7  | 4,4  |   | 4,9  | 4,7  |   | 4,1 | 5    |    |

Таблица 7 – Расчёт нагрузок

| № ТП                                       | ТП 94               |                     |                      | ТП 94               |                     |                      |
|--|---------------------|---------------------|----------------------|---------------------|---------------------|----------------------|
|  | ф-1                 | ф-2                 | ВЛ                   | ф-1                 | ф-2                 | ВЛ                   |
| ВЛ 0,4<br>кВ                               |                     |                     |                      |                     |                     |                      |
| Тип<br>нагрузки                            | бытовая<br>нагрузка | бытовая<br>нагрузка | уличное<br>освещение | бытовая<br>нагрузка | бытовая<br>нагрузка | уличное<br>освещение |
| $N_{\text{потр}}$                          | 12                  | 3                   |                      | 14                  | 16                  |                      |
| $P_{\text{сумм}}$ ,<br>кВт                 | 67                  | 225                 | 10,8                 | 100                 | 95                  | 10,8                 |
| $S_{\text{сумм}}$ ,<br>кВА                 | 69                  | 231                 |                      | 102                 | 97                  |                      |
| $K_0$                                      | 0,35                | 0,62                |                      | 0,33                | 0,32                |                      |
| $P_p$ , кВт                                | 23                  | 140                 | 10,8                 | 33                  | 30                  | 10,8                 |
| $S_p$ , кВА                                | 24                  | 143                 |                      | 34                  | 31                  |                      |
| $I_p$ , А                                  | 34                  | 202                 |                      | 48                  | 44                  |                      |
| $I_{\text{доп}}$ , А                       | 160                 | 385                 |                      | 160                 | 240                 |                      |
| Аппарат<br>защиты                          | A3716               | A3726               |                      | A3716               | A3716               |                      |
| $I_{\text{расц}}$ , А                      | 50                  | 250                 |                      | 50                  | 50                  |                      |
| $F_{\text{пров/каб}}$ ,<br>мм <sup>2</sup> | 35                  | 150                 |                      | 35                  | 70                  |                      |
| L, км                                      | 0,3                 | 0,23                |                      | 0,2                 | 0,5                 |                      |
| cosφ                                       | 0,97                | 0,97                |                      | 0,98                | 0,98                |                      |
| sinφ                                       | 0,2                 | 0,2                 |                      | 0,2                 | 0,2                 |                      |
| R,<br>Ом/км                                | 0,87                | 0,208               |                      | 0,87                | 0,44                |                      |
| X,<br>Ом/км                                | 0,09                | 0,09                |                      | 0,09                | 0,09                |                      |
| $\Delta U$ , %                             | 4                   | 4,7                 |                      | 3,8                 | 4,5                 |                      |

Рассчитаем для примера нагрузку ТП № 93 по формуле, кВА.

$$S_{10кВ \text{ ТП}93} = \sqrt{(83+1,3)^2 + (27,1+6)^2} = 87 \text{ кВА.}$$

Результат расчёта нагрузок на остальных ТП на стороне 10 кВ сведём в таблицу.

Таблица 8 - Нагрузки ТП на стороне 10 кВ

| № | № ТП   | Активная, кВт | Реактивная, кВар | Полная, кВА |
|---|--------|---------------|------------------|-------------|
| 1 | ТП 90  | 333           | 107              | 350         |
| 2 | ТП 91  | 620           | 281              | 710         |
| 3 | ТП 91А | 611           | 270              | 690         |
| 4 | ТП 92  | 410           | 124              | 461         |
| 5 | ТП 92А | 390           | 125              | 456         |
| 6 | ТП 93  | 297           | 89               | 310         |
| 7 | ТП 94  | 240           | 155              | 286         |
| 8 | ТП 95  | 592           | 248              | 649         |

#### 4. Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП

##### 4.1 Выбор трансформаторов на ТП

Трансформаторные подстанции 10(6)— 20/0,38 кВ выполняются с одним и двумя понижающими трансформаторами. Одно трансформаторные ТП по требованиям надежности электроснабжения могут применяться как в жилых районах малоэтажной застройки, так и при зданиях до 16 этажей. Вместе с тем, при зданиях девять этажей и более, может быть экономически обоснованным применение двух трансформаторных ТП с трансформаторами мощностью по 400 или 630 кВА. При жилых зданиях 17 этажей и выше и наличии крупных общественных зданий, относящихся к первой категории, по требованиям надежности электроснабжения должны применяться ТП мощностью 2 x 630 кВА (10(6)—20 кВ) и в отдельных случаях 2 x 1000 кВА.

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции.

Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к подстанции подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении.

Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на подстанции двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки подстанции.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, терпящие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однострансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет.

К 1 категории относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых представляет опасность для жизни людей, может

привести к массовому браку продукции, расстройству сложного технологического процесса, нарушить важные элементы городского хозяйства, нанести значительный ущерб народному хозяйству. В жилых зданиях к первой категории относятся: пожарные насосы, устройства дымозащиты и другие противопожарные устройства, лифты, эвакуационное и аварийное освещение домов высотой более 17 этажей.

К 1 категории также относятся электроприемники операционных, отделений реанимации, родильных, неотложной помощи и других аналогичных помещений больниц, от бесперебойности работы которых зависит жизнь больных.

На территории квартала 418 в районе проектируемой РП-16 к электроприёмникам 1 категории относятся дома высотой 19 и 18 этажей.

Ко 2 категории относят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с простоем рабочих механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного числа городских жителей. Ко второй категории относятся жилые здания с электроплитами за исключением одно-восьмиквартирных домов, жилые здания высотой 6 этажей и выше с газовыми плитами или плитами на твердом топливе, детские учреждения, аптеки.

В соответствии с наличием электроприёмников второй и преимущественно третьей категории по надёжности, на ТП предусматривается установка одного трансформатора.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению, для ТП № 90:

$$S_{CT} = \frac{S_{P\ TП\ i}}{n_{TP} \cdot K_c}, \quad (33)$$

где  $S_{P\ TП\ i}$  - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП, кВА;

$n_{TP}$  - число трансформаторов;

$K_c$  - коэффициент допустимой систематической нагрузки, принимаемый в зависимости от вида потребителей по таблице [8].

$$S_{СТ\ TP93} = \frac{333}{2 \cdot 0,77} = 231,25 \text{ кВА.}$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной.

Выбранные трансформаторы проверяются по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме, для ТП № 90:

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{S_{P\ TP\ i}}{S_{НОМ\ TP} \cdot n_{TP}}, \quad (34)$$

$$K_{3\text{ н/ав}} = \frac{S_{P\ TP\ i}}{S_{НОМ\ TP} \cdot (n_{TP} - 1)}, \quad (35)$$

$$K_{3\text{ норм}} = \frac{333}{400 \cdot 1} = 0,83 \geq 0,5,$$

$$K_{3\text{ н/ав}} = \frac{333}{400 \cdot 1} = 0,83 \leq 1,4.$$

Результаты расчёта сводим в таблицу.

Таблица 9 – Выбор трансформаторов

| № ТП  | Расчётная нагрузка на стороне 0,4 кВ $S_p$ , кВА | Количество трансформаторов ТП | Коэффициент допустимой систематической нагрузки $K_c$ | Требуемая мощность ТП, кВА | Номинальная мощность трансформатора(ов) ТП, кВА | Фактический коэффициент загрузки и $K_3$ |
|-------|--|-------------------------------|---|----------------------------|---|--|
| 1     | 2  | 3                             | 4   | 5                          | 6   | 7  |
| ТП 90 | 333  | 1                             | 0,84  | 350                        | 400   | 0,65                                     |
| ТП 91 | 620  | 2                             | 0,77  | 710                        | 400   | 0,71                                     |



|                       |     |   |      |     |     |      |
|-----------------------|-----|---|------|-----|-----|------|
| ТП 91А                | 611 | 2 | 0,77 | 690 | 400 | 0,69 |
| Продолжение таблицы 9 |     |   |      |     |     |      |
| 1                     | 2   | 3 | 4    | 5   | 6   | 7    |
| ТП 92                 | 410 | 2 | 0,77 | 461 | 250 | 0,63 |
| ТП 92А                | 390 | 2 | 0,77 | 456 | 250 | 0,70 |
| ТП 93                 | 297 | 2 | 0,77 | 310 | 400 | 0,65 |
| ТП 94                 | 240 | 1 | 0,84 | 286 | 400 | 0,59 |
| ТП 95                 | 592 | 2 | 0,77 | 649 | 400 | 0,62 |

#### 4.2 Определение потерь мощности в трансформаторах ТП

Потери носят как активный, так и реактивный характер. Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{XX} + K_3^2 \cdot \Delta P_{K3}, \quad (36)$$

где  $\Delta P_{XX}$  - активные потери холостого хода, справочная величина;

$\Delta P_{K3}$  - активные потери короткого замыкания, справочная величина.

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_{TP} = \Delta Q_{XX} + K_3^2 \cdot \Delta Q_{K3}, \quad (37)$$

где  $\Delta Q_{XX}$  - реактивные потери холостого хода;

$\Delta Q_{K3}$  - реактивные потери короткого замыкания.

Реактивные потери холостого хода:

$$\Delta Q_{XX} = S_{НОМ ТР} \cdot \frac{I_X}{100}, \quad (38)$$

где  $S_{НОМ ТР}$  - номинальная мощность трансформатора;

$I_X$  - ток холостого хода, справочная величина.

Реактивные потери короткого замыкания:

$$\Delta Q_{K3} = S_{НОМ ТР} \cdot \frac{U_K}{100}, \quad (39)$$

где  $U_K$  - напряжение короткого замыкания.

Рассчитаем для примера потери в трансформаторе на ТП № 90:

$$S_{НОМ ТР} = 160 \text{ кВА,}$$

$$\Delta P_{XX} = 0,56 \text{ кВт,}$$

$$K_3 = 0,78,$$

$$\Delta P_{K3} = 2,65$$

$$\Delta P_{ТР} = 0,56 + 0,54^2 \cdot 2,65 = 1,7 \text{ кВт;}$$

$$\Delta Q_{XX} = 160 \cdot \frac{2,4}{100} = 3,84 \text{ кВар;}$$

$$\Delta Q_{K3} = 160 \cdot \frac{4,5}{100} = 7,2 \text{ кВар;}$$

$$\Delta Q_{ТР} = 3,84 + 0,54^2 \cdot 7,2 = 6 \text{ кВар.}$$

Аналогично рассчитаем потери в трансформаторах для остальных ТП, и сведём результат в таблицу.

Таблицу 10– Потери мощности в трансформаторах

| № ТП   | $K_{3\text{факт}}$ | $\Delta P_{XX}$ ,<br>кВт | $\Delta P_{K3}$ ,<br>кВт | $U_K$ ,<br>% | $I_X$ , % | $\Delta P_{ТР}$ ,<br>кВт | $\Delta Q_{ТР}$ ,<br>кВт |
|--------|--------------------|--------------------------|--------------------------|--------------|-----------|--------------------------|--------------------------|
| ТП 90  | 0,72               | 0,26                     | 1,28                     | 4,5          | 2         | 0,9                      | 2,7                      |
| ТП 91  | 0,82               | 0,37                     | 1,97                     | 4,6          | 2,6       | 1,7                      | 5,7                      |
| ТП 91А | 0,54               | 0,56                     | 2,65                     | 4,5          | 2,4       | 1,3                      | 6,0                      |
| ТП 92  | 0,75               | 0,37                     | 1,97                     | 4,6          | 2,6       | 1,5                      | 5,2                      |
| ТП 92А | 0,63               | 0,37                     | 1,97                     | 4,6          | 2,6       | 1,1                      | 4,4                      |
| ТП 93  | 0,84               | 0,82                     | 3,7                      | 4,5          | 2,3       | 3,4                      | 13,6                     |
| ТП 94  | 0,75               | 1,05                     | 5,5                      | 4,5          | 2,1       | 4,2                      | 18,6                     |
| ТП 95  | 0,82               | 0,56                     | 2,65                     | 4,5          | 2,4       | 2,3                      | 8,6                      |

## 5. Компенсация реактивной мощности на ТП

При выборе числа мощности силовых трансформаторов на ТП

необходимо решить вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть до 1 кВ.

При этом следует руководствоваться [2] где говорится, что, для потребителей жилых и общественных зданий компенсация реактивной мощности предусматриваться не должна.

Данные по активной и реактивной мощности ТП сведём в таблицу.

Таблица 11 – Компенсация реактивной мощности на ТП

| № ТП   | P, кВт | Q, кВАр | tgφ <sub>ф</sub> |
|--------|--------|---------|------------------|
| ТП 90  | 333    | 107     | 0,30             |
| ТП 91  | 620    | 281     | 0,38             |
| ТП 91А | 611    | 270     | 0,23             |
| ТП 92  | 410    | 124     | 0,41             |
| ТП 92А | 390    | 125     | 0,2              |
| ТП 93  | 297    | 89      | 0,38             |
| ТП 94  | 240    | 155     | 0,24             |
| ТП 95  | 592    | 248     | 0,2              |

Определение фактического  $tg \varphi$  определяется в соответствии с рассчитанной нагрузкой. Согласно нормативам, мероприятия по компенсации реактивной мощности необходимо проводить, если выполняется условия  $tg \varphi > 0,4$  для сети 10 кВ получающей питание от подстанции высшим напряжением 35 кВ.

Согласно нормативам, мероприятия по компенсации реактивной мощности необходимо проводить, если выполняется условие  $tg \varphi > 0,4$ .

Как показали расчёты, в большинстве случаев, данное условие или выполняется полностью, или значения  $tg \varphi$  близки к нормативным.

Для городских сетей мощность компенсирующих устройств,  $Q_{ку}$  квар, рассчитывается по формуле:

$$Q_{ку} = P_p \cdot (tg \varphi_{ф} - tg \varphi), \quad (40)$$

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

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

Произведём расчёт для конкретного случая для ТП 93.

$$Q_{кв} = 298 \cdot (0,41 - 0,4) = 2,28 \text{ квар.}$$

В соответствии с [2], в данном случае компенсацию реактивной мощности делать необязательно, так как мощность компенсирующего устройства практически равна 100 квар.

Для всех ТП компенсация реактивной мощности не требуется, т.к. нормальном режиме работы расчётная мощность компенсирующего устройства на каждом рабочем вводе не превышает 50 квар (суммарная мощность компенсирующего устройства не более 100 квар).

#### **6. Выбор количества и мощности трансформаторов на подстанции Зейская**

Выбор трансформаторов производится по расчётной мощности. Поскольку на ПС Зейская планируется подключение потребителей электроэнергии II категории, то необходима установка 2 трансформаторов.

Расчетные нагрузки на шинах 10 кВ трансформаторных подстанций 35-110/6-20 кВ определяют с учётом коэффициента одновременности.

Таблица 12 - Расчётная нагрузка на шинах подстанции Зейская

| № | Показатель                                      | Значение |
|---|---|----------|
| 1 | Коэффициент одновременности, $K_{одн}$          | 0,7      |
| 2 | Суммарная активная нагрузка $P$ , кВт           | 14700    |
| 3 | Суммарная реактивная нагрузка $Q_{неск}$ , кВАр | 2460     |
| 4 | Суммарная нагрузка $S$ , кВА                    | 15690    |
| 5 | Расчётный ток $I$ , А                           | 890      |

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{тр} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_{т} \cdot k_{зопт}} \quad (41)$$

где  $S_{тр}$  – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{cp}$  – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{неск}$  – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_T$  – число трансформаторов;

$k_{зопт}$  – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС Зейская:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{14700^2 + 2460^2}}{2 \cdot 0,7} = 10,646 \text{ МВА}$$

К установке принимаем трансформаторы ТДТН-16000

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{з п/а} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_T - 1 \cdot S_{\text{тр}}} \quad (42)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{з п/а} \leq 1,4 \quad (43)$$

$$k_{з п/а} = \frac{\sqrt{14700^2 + 2460^2}}{16000} = 0,665$$

Условие выполняется, следовательно трансформаторы на подстанции Зейская выбраны верно.

## **7. Выбор схемы подключения ПС к энергосистеме и анализ её надёжности**

### **7.1 Выбор сечений и конструктивного исполнения ЛЭП**

Для определения сечения питающих линий, необходимо рассчитать номинальное напряжение электрической сети. Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на её технико-экономические показатели и технические характеристики. Экономически целесообразное

напряжение зависит от многих факторов. Сейчас высшее напряжение диктуется энергосистемой, а распределительное (среднее) и другие – изготавливаемым оборудованием. Как поверочный расчёт может быть выполнен расчёт экономически целесообразного напряжения для передачи электроэнергии по выражению:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{S_{\text{лц}}}}}, \quad (44)$$

где  $L$  – длина линии, км;

$S_{\text{лц}}$  – передаваемая мощность одной цепи, МВА.

Для обеспечения надёжного и бесперебойного электроснабжения части города Благовещенска в районе кварталов № 90-95, получающих электроснабжение от подстанции Зейская проектируем двухцепную ВЛ.

Тогда рациональное напряжение будет равно:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{20} + \frac{2500}{3,43/2}}} = 26,93 \text{ (кВ)}$$

По шкале номинальных напряжений принимаем ближайшее значение напряжения, которое и будет наиболее экономически целесообразным – 35 кВ.

Выбор сечения проводников ВЛ 35 кВ принимается в зависимости от расчетного тока  $I_p$ . Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot \frac{\sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \quad (45)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования

максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Принимаем  $\alpha_i = 1,05$ , что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение  $\alpha_T$  определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии  $T_m$ , который для рассматриваемого района равен 4100ч,  $\alpha_T = 1,1$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{\sqrt{14700^2 + 2460^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 1} = 0,064 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-70.

Проверяем по нагреву длительно допустимым током в послеаварийном режиме:

$$I_{n/a} = 0,064 \cdot 2 = 0,128 \text{ кА};$$

$$I_{\text{дон}} = 330 \text{ А}$$

$$I_{n/a} \leq I_{\text{дон}} \tag{46}$$

$$128 \leq 330$$

Условие выполняется.

Выбор необходимых для конкретной ВЛ унифицированных или типовых опор производится на основании сопоставления конкретных условий проектирования с каталожными характеристиками опор по следующим показателям: 1) материалу опор; 2) номинальному напряжению ВЛ; 3) маркам проводов (и молниезащитных тросов, если они требуются); 4) скоростному напору ветра; 5) толщине стенки гололеда; 6) приведенному (по расстановке опор на трассе), габаритному (по каталогу опор), весовому и ветровому промежуточным пролетам, а также с учетом интенсивности

«пляски» проводов, характера местности прохождения трассы и ее особенностей [4].

Значительная часть ВЛ в настоящее время сооружается на стальных опорах. Предпочтение применению стальных опор перед железобетонными следует отдавать также при сооружении ВЛ в горной или труднодоступной для транспорта местности. Поэтому выбираем стальные промежуточные двухцепные опоры П 35-7 и стальные анкерно-угловые двухцепные опоры общий вид которых представлен на рисунках 1 и 2.

Основные конструктивные элементы опор изготавливаются из стали марки ВМ. Части (секции) опор подвергаются заводской горячей оцинковке для защиты от коррозии; сборка опор, а также соединение отдельных готовых секций производится с помощью болтовых соединений. Промежуточные опоры ВЛ 35 – 750 кВ рассчитаны на крепление проводов в глухих зажимах (допускается в необходимых случаях применение зажимов с ограниченной прочностью заделки). Металлические опоры укрепляются на типовых сборных железобетонных фундаментах или сваях. Так как нормативная толщина стенки гололеда составляет 10 мм, то длина промежуточных пролетов составит 280-380 м.

На воздушных линиях с металлическими и железобетонными опорами при напряжении 35 кВ и выше молниезащитные тросы применяются по всей длине линии. В качестве молниезащитных тросов применяются стальные тросы.

## 7.2 Выбор схемы и конструкции ПС

Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или подстанции должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно



рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

Выбираем схему подстанции Зейская – мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий. Такая схема применяется проходных подстанций.

### **8 Регулирование напряжения в городских электрических сетях**

При проектировании городских электрических сетей в первую очередь определяются отклонения напряжения от номинального. При наличии резко переменных нагрузок (местные насосные установки и т.п.), а также электроприводов с асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором и при их прямом пуске от электрической сети должны рассчитываться колебания напряжения. При комплексном электроснабжении промышленных предприятий и коммунально-бытовых потребителей в ряде случаев актуален анализ несинусоидальности напряжения в сетях 10(6)-20 кВ. Учет несимметрии фазных напряжений, характерный для электрических сетей до 1 кВ жилых районов, является задачей оценки эксплуатационных режимов сетей; проектирование данных сетей ведется в предположении равномерной загрузки фаз.

Отклонения напряжения от номинального в установившихся режимах:

- нормально допускаемые на вводах электроприемников  $\pm 5 \%$ ;
- предельные  $\pm 10\%$ .

При выполнении расчетов следует иметь в виду:

а) на шинах 10(6)-20 кВ должно осуществляться встречное (согласное) регулирование напряжения с поддержанием его значения  $(1,05-1,1) U_{CH \text{ юм}}$  В

режимах наибольших нагрузок и не выше номинального в режимах наименьших нагрузок;

б) понижающие трансформаторы 10(6)-20 кВ с переключением без возбуждения (ПБВ) мощностью до 1000 кВА, как правило, кроме основного вывода напряжением имеют дополнительные выводы напряжением ( $\pm 2-2,5\%$ ).

Ориентировочные значения отклонения напряжения следующие, %:

- 1,5 в зданиях до 5 этажей;
- 2 при 6-9 этажах;
- 3-3,5 при 12-16 этажах;
- 3,5-4 при 17-20 этажах.

Допускаемые значения должны выбираться во всех режимах нагрузок сети:

а) при одном и том же значении  $E_m$ , % ( $U_T$  СН) каждого трансформатора (типа ПБВ);

б) для ТП 10(6)-20 кВ близкого и наиболее удаленного от ИП проектируемой сети;

в) на вводах наиболее близкого к ВРУ здания и наиболее удаленного от него электроприемника (для каждого из указанных в п. б) ТП 10(6)-20 кВ).

При комплексном электроснабжении потребителей, суточные графики которых значительно отличаются по времени наступления максимальных и меньших нагрузок, а также при значительных различиях в электрической удаленности потребителей от ИП (длине линий, поперечных сечений проводников) следует:

-разрабатывать специализированные графики регулирования напряжения на шинах 10(6)-20 кВ ИП;

-применять включаемые в отдельные линии 10(6)-20 кВ линейные регуляторы.

Характерными резкопеременными нагрузками в городских сетях являются:

- в сетях 10(6)-20 кВ нагрузки понижающих выпрямительных подстанций трамвая и троллейбуса (пусковые режимы двигателей подвижного состава);

- в сетях до 1 кВ пусковые режимы асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором лифтовых установок зданий.

## 9 Расчёт токов короткого замыкания

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

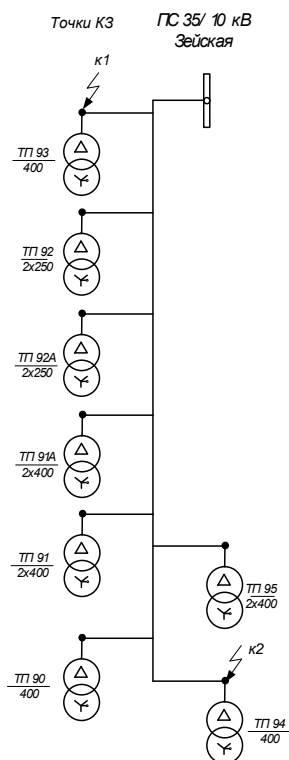


Рисунок 6 - Исходная схема участка сети 10 кВ.

Расчёты короткого замыкания приводятся для выбора и проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 0.606 \quad (47)$$

Определяем самый короткий участок:

$$L1 = 0.074 \quad \text{км}$$

Определим ток на головных участках:  $I=191,5$  А. Активное сопротивление:

$$R_1 = 0.447 \text{ мОм/м}$$

Индуктивное сопротивление:

$$X_1 = 0.082 \text{ мОм/м}$$

Определяем самый длинный участок:

$$L_2 = 0.752 \text{ км}$$

Определим ток на головных участках:  $I=257,6$  А. Активное сопротивление:

$$R_2 = 0.261$$

Индуктивное сопротивление:

$$X_2 = 0.08$$

Сопротивление кабелей:

$$X_{к1} = L_1 \cdot X_1 = 0.074 \cdot 0.082 = 0.006 \text{ мОм}$$

$$X_{к2} = L_2 \cdot X_2 = 0,752 \cdot 0.08 = 0.06 \text{ мОм}$$

$$R_{к1} = L_1 \cdot R_1 = 0.074 \cdot 0.447 = 0.033 \text{ мОм}$$

$$R_{к2} = L_2 \cdot R_2 = 0,752 \cdot 0.261 = 0.196 \text{ мОм}$$

Рассчитаем ток короткого замыкания для первой точки:

$$X_{\Sigma 1} = X_C + X_{к1} = 0.606 + 0.006 = 0.612 \text{ мОм}$$

$$R_{\Sigma 1} = R_{к1} = 0.033 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{X_{\Sigma 1}^2 + R_{\Sigma 1}^2} = \sqrt{0.612^2 + 0.033^2} = 0.613 \text{ мОм}$$

$$U := 10.5$$

$$I_{R2} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma 1}} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 0.613} = 9.901$$

Определим постоянную затухания апериодической составляющей:

$$\omega := 314$$

$$T_{a2} = \frac{X_{\Sigma 1}}{\omega \cdot R_{\Sigma 1}} = \frac{0.613}{314 \cdot 0.033} = 0.059 \text{ с}$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$\lambda_2 = e^{\frac{-0.01}{T_{a2}}} = e^{\frac{-0.01}{0.028}} = 0.844$$

Ударный коэффициент:

$$K_{уд2} = 1 + \lambda_2 = 1 + 0.844 = 1.844$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{R2} = 1.844 \cdot \sqrt{2} \cdot 9.901 = 25.819 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток короткого замыкания для второй точки:

$$X_{\Sigma 2} = X_C + X_{кп2} = 0.606 + 0.06 = 0.666 \text{ МОм}$$

$$R_{\Sigma 2} = R_{кп2} = 0.196 \text{ МОм}$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{X_{\Sigma 2}^2 + R_{\Sigma 2}^2} = \sqrt{0.666^2 + 0.196^2} = 0.695 \text{ МОм}$$

$$U := 10.5$$

$$I_{R2} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma 2}} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 0.666} = 9.097$$

Определим постоянную затухания апериодической составляющей:

$$\omega := 314$$

$$T_{a2} = \frac{X_{\Sigma 2}}{\omega \cdot R_{\Sigma 2}} = \frac{0.666}{314 \cdot 0.196} = 0.011 \text{ с}$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$\lambda_2 = e^{\frac{-0.01}{T_{a2}}} = e^{\frac{-0.01}{0.003}} = 0.397$$

Ударный коэффициент:

$$K_{уд2} = 1 + \lambda_2 = 1 + 0,397 = 1,397$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{R2} = 1.397 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,097 = 17,968 \text{ кА}$$

Таблица 13 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

| Участок линии      | Длина,<br>км | Rэкв,<br>Ом | Zэкв,<br>Ом | I(3)по,<br>кА | I(2)по,<br>кА | T, с  | K <sub>уд</sub> | I <sub>уд</sub> ,<br>кА |
|--------------------|--------------|-------------|-------------|---------------|---------------|-------|-----------------|-------------------------|
| ПС Зейская – ТП 94 |              |             |             |               |               |       |                 |                         |
| ТП 93              | 0,3          | 0,30        | 0,57        | 10,68         | 9,29          | 0,002 | 1,1             | 17,3                    |
| ТП 94              | 1,9          | 1,87        | 1,94        | 3,14          | 2,73          | 0,012 | 1,0             | 4,4                     |

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

При расчёте токов КЗ в общем случае необходимо учитывать активное и индуктивное сопротивление всех элементов короткозамкнутой цепи, в том числе: проводников, кабелей, токовых катушек автоматических расцепителей выключателей, переходных контактов аппаратов и т.п.

Токи КЗ рассчитываются по упрощенной расчетной схеме и схеме замещения. Расчет выполним на примере ТП 419 В.

Сопротивления силового трансформатора находятся по формуле:

$$R_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном.т}^2}; \quad (48)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение – 0,4 кВ,

$$Z_T = \frac{U_{k\%} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{ТНОМ}} \quad (49)$$

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2} \quad (50)$$

Трехфазный ток КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции 10/0,4 кВ в точке К1 находится по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (Z_a + Z_T)} \quad (51)$$

где  $Z_a$  – сопротивление аппаратуры, принимается  $Z_a = 15$  мОм.

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = I_k^{(3)} \cdot 0,87 \quad (52)$$

Затем определяются сопротивления кабельной линии по формулам:

$$X_{кл} = X_0 \cdot L \quad (53)$$

$$R_{кл} = R_0 \cdot L \quad (54)$$

где  $X_0$ ,  $R_0$  - удельные реактивное и активное сопротивления кабельной линии.

Полное сопротивление кабельной линии находится по формуле:

$$Z_{л} = \sqrt{R_{л}^2 + X_{л}^2} \quad (55)$$

Трехфазный ток в точке КЗ-2, в конце кабельной линии определяется по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (Z_{л} + Z_T)} \quad (56)$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{\left(\frac{Z_{\Pi} + Z_{\text{тр}}}{3}\right)}, \quad (57)$$

где  $U_\phi$  - фазное среднее напряжение,  $U_\phi = 230$  В

$Z_{\Pi}$  - сопротивление петли "фаза-нуль",

$$Z_{\Pi} = \sqrt{((R_{\text{оф}} + R_{\text{ОН}})^2 + (2 \cdot X_0 \cdot L)^2)}, \quad (58)$$

где  $R_{\text{оф}}$  - удельное активное сопротивление фазного провода до точки КЗ;

$R_{\text{ОН}}$  - удельное активное сопротивление нулевого провода до точки КЗ;

$Z_{\text{тр}}/3$  - 1/3 полного сопротивления трансформатора 10/0,4 кВ, приведенное к напряжению 0,4 кВ.

Если сечение фазного и нулевого проводов одинаково, то  $Z_{\Pi}$  определяется по формуле:

$$Z_{\Pi} = 2 \cdot Z_{\text{л}} \quad (59)$$

$$R_m = (2,27 \cdot 400^2) / 630^2 = 2,27 \text{ мОм}$$

$$Z_{\text{тр}} = (5,5 \cdot 400^2) / (100 \cdot 630) = 13,968 \text{ мОм}$$

$$X_{\text{тр}} = \sqrt{13,96^2 + 2,27^2} = 13,938 \text{ мОм}$$

$$Z_a = 15 \text{ мОм}$$

$$I_{k1}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (13,968 + 15) = 7,967 \text{ кА};$$

$$I_{k1}^{(2)} = 0,87 * 7,97 = 6,936 \text{ кА}$$

$$X_{\text{л}} = 0,064 \cdot 241 = 15,424 \text{ мОм}$$

$$R_{\text{л}} = 0,253 \cdot 241 = 60,973 \text{ мОм}$$



$$Z_{\pi} = \sqrt{15,424^2 + 60,973^2} = 62,894 \text{ МОм}$$

$$I_{k2}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (13,968 + 62,894) = 16,459 \text{ кА};$$

$$I_{k2}^{(2)} = 16,459 \cdot 0,87 = 14,319 \text{ кА}$$

$$Z_{\pi} = 2 \cdot Z_{\pi} = 125,787 \text{ МОм}$$

$$I_{k2}^{(1)} = 230 / (125,787 + 13,968/3) = 1,018 \text{ кА}$$

$$X_{\pi} = 0,064 \cdot 215 = 13,76 \text{ МОм}$$

$$R_{\pi} = 0,253 \cdot 215 = 54,395 \text{ МОм}$$

$$Z_{\pi} = \sqrt{13,76^2 + 54,395^2} = 56,108 \text{ МОм}$$

$$I_{k3}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (13,968 + 56,108) = 3,296 \text{ кА};$$

$$I_{k3}^{(2)} = 3,296 \cdot 0,87 = 2,868 \text{ кА}$$

$$Z_{\pi} = 2 \cdot Z_{\pi} = 112,217 \text{ МОм}$$

$$I_{k3}^{(1)} = 230 / (112,217 + 13,968/3) = 1,136 \text{ кА}$$

$$X_{\pi} = 0,079 \cdot 138 = 10,902 \text{ МОм}$$

$$R_{\pi} = 0,208 \cdot 138 = 28,704 \text{ МОм}$$

$$Z_{\pi} = \sqrt{10,902^2 + 28,704^2} = 30,705 \text{ МОм}$$

$$I_{k4}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (13,968 + 30,705) = 5,17 \text{ кА};$$

$$I_{k4}^{(2)} = 5,17 \cdot 0,87 = 4,798 \text{ кА}$$

$$Z_{\pi} = 2 \cdot 30,705 = 61,409 \text{ МОм}$$

$$I_{k4}^{(1)} = 230 / (61,409 + 13,968/3) = 2,01 \text{ кА}$$

Расчёт ведётся аналогично алгоритму расчёта токов КЗ в сети 10 кВ, результаты расчёта сводим в таблицу.

Таблица 14 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 0,4 кВ

| №      | Zэкв, Ом | I <sup>(3)</sup> по, кА | I <sup>(1)</sup> по, кА | T, с  | Kуд  | Iуд, кА |
|--------|----------|-------------------------|-------------------------|-------|------|---------|
| 1      | 2        | 3                       | 4                       | 5     | 6    | 7       |
| ТП 93  | 0,066    | 3,34                    | 1,96                    | 0,008 | 1,29 | 6,071   |
| К1     | 0,072    | 3,05                    | 2,40                    | 0,005 | 1,12 | 4,838   |
| К2     | 0,241    | 0,91                    | 0,23                    | 0,001 | 1,00 | 1,292   |
| ТП 92  | 0,094    | 2,33                    | 2,10                    | 0,006 | 1,17 | 3,866   |
| К1     | 0,110    | 2,01                    | 1,29                    | 0,003 | 1,06 | 2,995   |
| К2     | 0,319    | 0,69                    | 0,19                    | 0,001 | 1,00 | 0,972   |
| ТП 92А | 0,094    | 2,33                    | 2,10                    | 0,006 | 1,17 | 3,866   |
| К1     | 0,103    | 2,12                    | 1,61                    | 0,004 | 1,11 | 3,326   |
| К2     | 0,269    | 0,82                    | 0,23                    | 0,001 | 1,00 | 1,157   |
| ТП 91А | 0,094    | 2,33                    | 2,15                    | 0,006 | 1,17 | 3,866   |
| К1     | 0,122    | 1,80                    | 0,92                    | 0,003 | 1,03 | 2,622   |
| К2     | 0,350    | 0,63                    | 0,17                    | 0,001 | 1,00 | 0,887   |
| ТП 91  | 0,066    | 3,34                    | 1,56                    | 0,008 | 1,29 | 6,071   |
| К1     | 0,123    | 1,79                    | 0,59                    | 0,002 | 1,00 | 2,530   |
| К2     | 0,196    | 1,12                    | 0,27                    | 0,002 | 1,01 | 1,596   |
| ТП 95  | 0,040    | 5,55                    | 1,39                    | 0,009 | 1,34 | 10,514  |
| К1     | 0,085    | 2,57                    | 0,77                    | 0,001 | 1,00 | 3,638   |
| К2     | 0,372    | 0,59                    | 0,15                    | 0,000 | 1,00 | 0,834   |
| ТП 90А | 0,094    | 2,33                    | 2,10                    | 0,006 | 1,17 | 3,866   |
| К1     | 0,103    | 2,12                    | 1,61                    | 0,004 | 1,11 | 3,326   |
| К2     | 0,269    | 0,82                    | 0,23                    | 0,001 | 1,00 | 1,157   |
| ТП 94  | 0,066    | 3,34                    | 1,56                    | 0,008 | 1,29 | 6,071   |
| К1     | 0,123    | 1,79                    | 0,59                    | 0,002 | 1,00 | 2,530   |
| К2     | 0,196    | 1,12                    | 0,27                    | 0,002 | 1,01 | 1,596   |

## 10. Выбор и проверка электрических аппаратов

### 10.1 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка. Расчётный ток продолжительного режима равен 49 А.

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения  $15 \times 3 \text{ мм}^2$ , марки АД31Т - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные;

$$I_{\text{доп}} = 210 \text{ А.}$$

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\text{МАХ}} = 49 \leq I_{\text{ДОП}} \text{ А.} \quad (60)$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \quad (61)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{10,5^2 \cdot (0,55) \cdot 10^3}}{91} = 2,7 \text{ мм}^2.$$

Определяем пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (62)$$

$$l \leq \sqrt{3} = 1,73 \text{ м,} \quad (63)$$

где  $l$  - длина пролёта между осями опорных изоляторов, принимаем 0,45 м.

Момент инерции шины определяется по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (64)$$

где  $b$  - ширина шины, равная 15 мм;

$h$  - высота шины, равная 3 мм;

$$J = \frac{15 \cdot 3^3}{12} = 34 \text{ см}^4. \quad (65)$$

Принимаем расположение шин плашмя, пролёт 1,2 м.

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (66)$$

где  $W = \frac{l^2 \cdot 6}{6} = 1$  - момент сопротивления шины относительно оси,

перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>,

$a$  - расстояние между фазами, м;

$l$  - длина пролета между опорными изоляторами, м.

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{20^2 \cdot 1,73^2}{1 \cdot 0,8} = 27 \text{ МПа.}$$

Шины механически прочны, если

$$\sigma_{РАСЧ} < \sigma_{ДОП}, \quad (67)$$

т. е.  $27 < 75$  МПа, а также

$$\sigma_{ДОП} \leq 0,7 \cdot \sigma_{РАЗР}, \quad (68)$$

т. е.  $75 \leq 0,7 \cdot 130 = 91$ .

Условия механической прочности соблюдены.

Сравнение приведено в таблице.

Таблица 15 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе жёстких шин 10 кВ

| Расчётные данные                 | Справочные данные               | Условия выбора                    |
|----------------------------------|---------------------------------|-----------------------------------|
| $I_{MAX} = 49 \text{ А}$         | $I_{ДОП} = 210 \text{ А}$       | $I_{ДОП} \geq I_{MAX}$            |
| $\sigma_{РАСЧ} = 27 \text{ МПа}$ | $\sigma_{ДОП} = 75 \text{ МПа}$ | $\sigma_{ДОП} \geq \sigma_{РАСЧ}$ |
| $q_{min} = 2,7 \text{ мм}^2$     | $q = 45 \text{ мм}^2$           | $q \geq q_{min}$                  |

## 10.2 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений. Наиболее удобных для релейной защиты и автоматики. А также цепей приборов учёта и телемеханики.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и вторичной нагрузке.

Класс измерительных трансформаторов устанавливаются в зависимости от класса приборов: для подключения приборов классов 1,0 и 1,5 – трансформаторы класса 0,5; при классе 2,5 – трансформаторы класса 1,0.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединённых проводов. Их минимальные сечения должны быть  $2,5 \text{ мм}^2$  по меди и  $4 \text{ мм}^2$  по алюминиевым. Максимальные сечения соответственно 6 и  $10 \text{ мм}^2$ . Так как почти все трансформаторы тока и трансформаторы напряжения подключены к расчётным счётчикам, то выбираем для всех измерительных приборов класс точности 0,5. В качестве соединительных проводов применяют

многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше  $4 \text{ мм}^2$  для алюминиевых жил и  $2,5 \text{ мм}^2$  для медных жил.

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

$$I_{MAX} \leq I_{1НОМ}, \quad (69)$$

где  $I_{1НОМ}$  - номинальный первичный ток трансформатора, А.

Сопротивление нагрузки ( $Z_2$ ) определяется:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (70)$$

где  $Z_2$  – номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов. Индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей невелико, поэтому

$$Z_2 \approx r_2. \quad (71)$$

Оно определяется по формуле:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k. \quad (72)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (73)$$

где  $S_{приб}$  – потребляемая приборами мощность, В·А;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов. Для того чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (74)$$

Откуда

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (75)$$

где  $r_{\text{к}}$  - сопротивление контактов ( $r_{\text{к}} = 0,1$  Ом).

Зная  $r_{\text{пр}}$  можно определить сечение соединительных проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}, \quad (76)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода,  $\rho = 0,0283$ ;

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока приведена в таблице.

Таблица 16 – Нагрузка приборов на стороне 10 кВ

| Наименование прибора | Цепь            | Тип прибора | Нагрузка фазы, ВА |     |     |
|----------------------|-----------------|-------------|-------------------|-----|-----|
|                      |                 |             | А                 | В   | С   |
| Амперметр            | Фидера<br>10 кВ | СА 3020     | 0,5               | –   | 0,5 |
| Варметр              |                 | СР 3020     | 0,5               | –   | 0,5 |
| Ваттметр             |                 | СР 3020     | 0,5               | –   | 0,5 |
| Счётчик АЭ           |                 | РиМ 889     | 1,5               | –   | 1,5 |
| Счётчик РЭ           |                 | РиМ 889     | 1,5               | –   | 1,5 |
| Итого:               |                 |             |                   | 4,5 |     |

Выберем трансформаторы тока на отходящих присоединениях марки ТОЛ 10 – 1 – У2.

Определяем мощность, которую допустимо расходовать в соединительных проводах, от трансформатора тока:

$$S_{np} = S_{2ном} - (\sum S_{приб} + I_{2ном}^2 \cdot r_{конт}), \quad (77)$$

$$S_{np} = 10 - (5,5 + 25 \cdot 0,1) = 2 \text{ ВА.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{np} = \frac{S_{np}}{I_2^2} = \frac{2}{25} = 0,08 \text{ Ом.} \quad (78)$$

Общее сопротивление приборов для трансформатора на линии 10 кВ:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \text{ Ом.} \quad (79)$$

Определяется сечение соединительных проводов по формуле:

$$S = \frac{l_{расч}}{\gamma \cdot r_{np}}, \quad (80)$$

где  $l_{расч}$  – длина соединительных проводов ( $l_{расч} = 10$  м);

$\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$  – удельная проводимость материала провода, для алюминия.

$$S = \frac{10}{0,08 \cdot 32} = 3,9 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод марки АКРВГ с сечением 4 мм<sup>2</sup>.

$$r_{нагр} = z_{нагр} = 0,08 + 0,22 + 0,1 = 0,4 \text{ Ом.} \quad (81)$$



Термическая и динамическая стойкость для трансформатора тока ТОЛ 10 – 1 – У2 проверяется по токам короткого замыкания:

$$B_K = I_{н.о}^2 \cdot TП93 \cdot (t_{отк} + Ta), \quad (82)$$

$$B_K = 10,7^2 \cdot (0,5 + 0,004) = 57,5, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$B_K \leq B_{к.тт} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер.норм}, \quad (83)$$

$$B_K \leq B_{к.тт} = 5^2 \cdot 3 = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчетные данные для данного трансформатора сравниваются с каталожными и сводятся в таблицу.

Таблица 17 – Проверка трансформатора тока ТОЛ 10–1–У2 на отходящих присоединениях

| Каталожные данные  | Расчетные денные  | Условия выбора        |
|--|---|-----------------------|
| $U_H = 10 \text{ кВ}$  | $U_H = 10 \text{ кВ}$   | $U_p \leq U_H$        |
| $I_H = 50 \text{ А}$<br>$I_H = 50 \text{ А}$<br>$I_H = 50 \text{ А}$ | $I_{p1} = 35 \text{ А}$<br>$I_{p2} = 48 \text{ А}$<br>$I_{p3} = 23 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$        |
| $Z_H = 0,4 \text{ Ом}$   | $Z_{np} = 0,4 \text{ Ом}$   | $Z_{np} \leq Z_H$     |
| $B_{KH} = 75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$                            | $B_{KP} = 57,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$                                   | $B_{KP} \leq B_{KH}$  |
| $i_{дин} = 25$   | $i_{уд} = 17,3 \text{ кА}$  | $i_{уд} \leq i_{дин}$ |

Для ТП выбор проводится аналогично, учитывая, что напряжение установки и вторичная нагрузка у всех ТТ одинакова. Результаты сведём в таблицу.

Таблица 18 – Выбор и проверка ТТ на ТП

| № ТП  | $I_P$ ТП, А | $I_H$ , А | $B_{KP}$ , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{KH}$ , $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{уд}$ , кА | $I_{дин}$ , кА |
|-------|-------------|-----------|---|---|---------------|----------------|
| 1     | 2           | 3         | 4                                       | 5                                       | 6             | 7              |
| ТП 93 | 145         | 150       | 16,5                                    | 75                                      | 3,87          | 15             |
| ТП 92 | 231         | 250       | 6,1                                     | 75                                      | 6,07          | 15             |

Продолжение таблицы 18

| 1      | 2   | 3   | 4    | 5  | 6    | 7  |
|--------|-----|-----|------|----|------|----|
| ТП 92А | 145 | 150 | 13,8 | 75 | 3,87 | 15 |
| ТП 91А | 145 | 150 | 17,2 | 75 | 6,07 | 15 |
| ТП 91  | 361 | 400 | 22,8 | 75 | 3,87 | 15 |
| ТП 95  | 578 | 600 | 8,4  | 75 | 3,87 | 15 |
| ТП 90А | 231 | 250 | 13,8 | 75 | 3,87 | 15 |
| ТП 94  | 361 | 400 | 11,1 | 75 | 3,87 | 15 |

### 10.3 Выбор проходных изоляторов

Выбираем изолятор ИП-10/1600-3000 УХЛ1,

$$I_{MAX} = 49 \text{ А,}$$

$$F_{разр} = 3000 \text{ Н.}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot F_{расч} \tag{84}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}$$

Таблица 19 – Выбор проходных изоляторов

| Расчётные данные           | Справочные данные          | Условия выбора          |
|----------------------------|----------------------------|-------------------------|
| $U_p = 10 \text{ кВ}$      | $U_H = 10 \text{ кВ}$      | $U_H \geq U_p$          |
| $F_{РАСЧ} = 155 \text{ Н}$ | $F_{ДОП} = 1800 \text{ Н}$ | $F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$ |
| $I_p = 49 \text{ А}$       | $I_H = 1000 \text{ А}$     | $I_H \geq I_p$          |

### 10.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах ТП для питания вольтметровых обмоток приборов учёта и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Для измерения линейных напряжений возможна установка двух однофазных трансформаторов напряжения типа НОМ, соединённых по схеме «открытый треугольник». Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 – 10

кВ) устанавливают 3-х обмоточные трансформаторы напряжения типа НТМИ и НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки.

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности и схеме соединения обмоток.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{НОМ}, \quad (85)$$

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

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

При ориентировочных подсчетах суммарную нагрузку можно определить приближенно без учета схем включения приборов:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{приб} \cdot \cos\varphi_{приб}\right)^2 + \left(\sum S_{приб} \cdot \sin\varphi_{приб}\right)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} \quad (86)$$

По аналогии с выбором ТТ, для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчётную нагрузку на вторичной цепи  $S_{2расч}$ .

Приближенно, без учета схемы включения приборов,  $S_{2расч}$  можно определить по выражению:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{дон} \quad (87)$$

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка ТН на стороне 10 кВ на одну секцию шин

| Прибор                    | Тип     | Мощность одной обмотки, В·А | Число обмоток | $\cos(\varphi)$ | $\sin(\varphi)$ | Число приборов | Общая потребляемая мощность |        |
|---------------------------|---------|-----------------------------|---------------|-----------------|-----------------|----------------|-----------------------------|--------|
|                           |         |                             |               |                 |                 |                | P, Вт                       | Q, Вар |
| Вольтметр (сборные шины)  | СВ 3020 | 2                           | 1             | 1               | 0               | 1              | 2                           | -      |
| Ваттметр                  | СР 3020 | 1,5                         | 2             | 1               | 0               | 1              | 3                           | -      |
| Счётчик ватт-часов        | РиМ 889 | 3 Вт                        | 2             | 0,38            | 0,925           | 1              | 2,28                        | 5,55   |
| Счётчик вольт-ампер-часов | РиМ 889 | 3 Вт                        | 2             | 0,38            | 0,925           | 2              | 4,56                        | 11,1   |
| Итого:                    |         |                             |               |                 |                 |                | 11,6                        | 16,5   |

Полная вторичная нагрузка трансформатора напряжения по формуле составляет:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{34,64^2 + 71,75^2} = 79,67 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-66 УХЛ2.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

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

| Каталожные данные                  | Расчетные данные                     | Условия выбора    |
|------------------------------------|--------------------------------------|-------------------|
| $U_{HT} = 10 \text{ кВ}$           | $U_H = 10 \text{ кВ}$                | $U_{HT} \geq U_H$ |
| $S_H = 100 \text{ В}\cdot\text{А}$ | $S_P = 79,67 \text{ В}\cdot\text{А}$ | $S_H \geq S_P$    |

Для остальных ТП выбор проводится аналогично, учитывая, что напряжение установки и вторичная нагрузка у всех ТН одинакова.

## 10.5 Выбор опорных изоляторов

Выбираем опорные изоляторы марки ИОС -10УХЛ

$$F_{разр} = 3000 \text{ Н.}$$

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (88)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{20^2 \cdot 1.73}{0.8} \cdot 10^{-7} = 155 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (89)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н.}$$

Таблица 22 – Выбор опорных изоляторов

| Расчётные данные           | Справочные данные          | Условия выбора          |
|----------------------------|----------------------------|-------------------------|
| $U_p = 10 \text{ кВ}$      | $U_H = 10 \text{ кВ}$      | $U_H \geq U_p$          |
| $F_{РАСЧ} = 155 \text{ Н}$ | $F_{ДОП} = 1800 \text{ Н}$ | $F_{ДОП} \geq F_{РАСЧ}$ |

## 10.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты электрооборудования от коммутационных перенапряжений применяются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН), которые состоят из нелинейных резисторов, заключенных в изоляционную покрывку. Резисторы выполнены из последовательно-параллельно включенных керамических резисторов на основе окиси цинка.

Выбирается нелинейный ограничитель перенапряжения марки ОПН-10/12-10(И), основные характеристики которого представлены в таблице 40.

Энергия поглощения ОПН будет равна:

$$\mathcal{E} = \frac{(U - U_{ocm})}{Z_B} \cdot U_{ocm} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \quad (90)$$

$$\mathcal{E} = \frac{(10,5 - 9,8)}{Z_B} \cdot 9,8 \cdot 2 \cdot 3,175 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 9,62 \text{ кДж}$$

Удельная энергоёмкость ОПН будет равна:

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

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,7}{10} = 1,17 \text{ кДж/кВ.}$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 1 энергоёмкости (до 2 кДж/кВ).

Таблица 23 – Основные характеристики ограничителей перенапряжения

| Параметр                                    | Значение |
|---|----------|
| Класс напряжения сети, кВ                   | 10       |
| Номинальный ток разряда, кА                 | 10       |
| Длительно допустимое рабочее напряжение, кВ | 12       |
| Длина пути утечки, мм                       | 205      |
| Высота, мм                                  | 125      |
| Масса, кг                                   | 0,9      |

### 10.7 Выбор выключателей нагрузки

Выбор выключателей нагрузки производится так же, как выключателей, но отсутствует проверка по току отключения. Расчётные данные для проверки правильности выбора берутся из предыдущих пунктов дипломного проекта. Проверим выключатели нагрузки для ТП 93. Для магистрали, по которой питается ТП 93:

$$B_K = I_{но.ТП93}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_d) \quad (92)$$

где  $t_{отк} = 0,055$ с. - собственное время отключения выключателя.

$$B_K = 10,7^2 \cdot (1,0 + 0,5 + 0,002) = 171,4 \text{ кА}^2\text{с,}$$

$$B_{\text{КНОМ}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2\text{с}; \quad (93)$$

В таблице отображены условия выбора и проверки выключателей.

Таблица 24 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Справочные данные                            | Расчётные данные                                  | Условия выбора                      |
|--|---|-------------------------------------|
| $U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$               | $U_{\text{Р}} = 10 \text{ кВ}$                    | $U_{\text{Н}} \geq U_{\text{Р}}$    |
| $I_{\text{Н}} = 400 \text{ А}$               | $I_{\text{рmax}} \text{ТП 2-31} = 4 \text{ А}$    | $I_{\text{Н}} \geq I_{\text{рmax}}$ |
| $i_{\text{СКВ}} = 25 \text{ кА}$             | $i_{\text{уд}} \text{ТП 2-31} = 11,31 \text{ кА}$ | $i_{\text{СКВ}} \geq i_{\text{уд}}$ |
| $B_{\text{КНОМ}} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{\text{К}} = 171,4 \text{ кА}^2\text{с}$       | $B_{\text{КНОМ}} \geq B_{\text{К}}$ |

Для остальных ТП выбор проводится аналогично. Результаты сведём в таблицу.

Таблица 25 – Выбор выключателей нагрузки

| № ТП   | $I_{\text{Р ТП}}, \text{ А}$ | $I_{\text{Н}}, \text{ А}$ | $B_{\text{КР}}, \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{\text{КН}}, \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_{\text{уд}}, \text{ кА}$ | $I_{\text{дин}}, \text{ кА}$ |
|--------|------------------------------|---------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| ТП 93  | 4                            | 400                       | 171,4                                 | 400                                   | 11,41                       | 30                           |
| ТП 92  | 23                           | 400                       | 115,8                                 | 400                                   | 12,92                       | 30                           |
| ТП 92А | 9                            | 400                       | 114,4                                 | 400                                   | 17,34                       | 30                           |
| ТП 91А | 23                           | 400                       | 141,6                                 | 400                                   | 14,80                       | 30                           |
| ТП 91  | 9                            | 400                       | 114,4                                 | 400                                   | 17,34                       | 30                           |
| ТП 95  | 14                           | 400                       | 285,6                                 | 400                                   | 17,34                       | 30                           |
| ТП 90А | 23                           | 400                       | 188,8                                 | 400                                   | 14,80                       | 30                           |
| ТП 94  | 9                            | 400                       | 9,2                                   | 400                                   | 2,46                        | 30                           |

Таким образом, на всех ТП устанавливаем выключатели нагрузки марки ВМП - 10/400.

### 10.8 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

Расчетный ток определяем по формуле (для ТП № 93):

$$I_{\text{РАСЧ}} = \frac{S_{\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (94)$$

$$I_{\text{РАСЧ}} = \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9 \text{ А.}$$

Таким образом, на каждый трансформатор устанавливаем предохранитель типа ПК1 – 10У1 с током плавкой вставки 10 А и током патрона 20А. Расчёт для остальных ТП сведём в таблицу.

Таблица 26 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

| № ТП   | $I_{РАСЧ}$ , А | $I_{НОМПР}$ , А | $I_{ВСТ}$ , А | Тип предохранителя |
|--------|----------------|-----------------|---------------|--------------------|
| ТП 93  | 4              | 20              | 10            | ПКТ101 – 10У1      |
| ТП 92  | 6              | 20              | 10            | ПКТ101 – 10У1      |
| ТП 92А | 9              | 20              | 6             | ПКТ101 – 10У1      |
| ТП 91А | 6              | 20              | 10            | ПКТ101 – 10У1      |
| ТП 91  | 6              | 20              | 10            | ПКТ101 – 10У1      |
| ТП 95  | 14             | 20              | 10            | ПКТ101 – 10У1      |
| ТП 90А | 23             | 20              | 6             | ПКТ102 – 10У1      |
| ТП 94  | 9              | 20              | 10            | ПКТ101 – 10У1      |

#### 10.9 Выбор выключателей 10 кВ

На стороне 10 кВ ПС «Зейская» выбираем вакуумные выключатели.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{УСТ} \leq U_{НОМ} , \quad (95)$$

- по длительному току:

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ} , \quad (96)$$

$$I_{МАХ} \leq I_{НОМ} , \quad (97)$$

- по отключающей способности:

$$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ.НОМ} . \quad (98)$$

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со



встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

На ПС «Зейская» установлены ячейки КРН-VI-10. Принимаем линейные выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2 с адаптированным устройством, обеспечивающим совместимость типа данной ячейки и современных вакуумных выключателей.

К установке принимаем комплектные распределительные устройства серии КРУН-59, которое предназначено для приёма и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6-10 кВ.

КРУН серии К-59 - это полностью автономное комплектное распределительное устройство наружной установки напряжением 6 (10) кВ. К-59 обеспечивает:

- распределение электроэнергии по потребителям;
- защиту отходящих линий от токов перегрузки, токов КЗ, снижения или повышения напряжения;
- обеспечения непрерывности электроснабжения посредством применения устройств АПВ, АВР.

КРУН устанавливается на простой фундамент и не требует, каких либо дополнительных строительных работ. Выпускается всегда в утепленном исполнении (с двойными стенами) и с автоматически включаемым обогревом.

КРУН К-59 имеют следующие преимущества:

- улучшенный пожаробезопасный утеплитель;
- более жесткая сварная конструкция;
- медная ошиновка;
- надежность механических блокировок;
- вакуумные коммутационные элементы;
- микропроцессорные блоки защиты;
- полная локализация отсеков;

- дуговая защита на фототиристорах.

Наглядный вид КРУН - 59 приведен на рисунке.



Рисунок 7 – Внешний вид КРУН-59

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{но.кл}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a) \quad (99)$$

где  $t_{\text{отк}}$  - собственное время отключения выключателя, принимаем

$$t_{\text{отк}} = 0.045 \text{ с,}$$

$$B_K = 12,5^2 \cdot (0,045 + 0,01) = 78 \text{ кА}^2\text{с,}$$

с учётом ступени селективности 0,5с.

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \quad (100)$$

$$B_{\text{Кном}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с;}$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{\text{ном откл}} \quad (101)$$

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

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

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

$$\sqrt{2} \cdot I_{но.ПС}^{(3)} + i_{атПС} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right), \quad (102)$$

$$\sqrt{2} \cdot 12,5 + 12,5 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{0,4}{100}\right),$$

$$24,6 \leq 39,59 \text{ кА}.$$

Сравнение приведено в следующей таблице .

Таблица 27 – Сравнение каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

| Справочные данные                      | Расчётные данные                | Условия выбора          |
|--|---------------------------------|-------------------------|
| $U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$            | $U_{ном} = 12,5 \text{ кВ}$     | $U_{уст} \geq U_{ном}$  |
| $I_{НОМ} = 630 \text{ А}$              | $I_{рmax} = 48 \text{ А}$       | $I_{НОМ} \geq I_{рmax}$ |
| $i_{СКВ} = 32 \text{ кА}$              | $i_{уд} = 32 \text{ кА}$        | $i_{СКВ} \geq i_{уд}$   |
| $B_{КНОМ} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 57 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{КНОМ} \geq B_K$     |
| $I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$            | $I_{вкл} = 10,7 \text{ кА}$     | $I_{вкл} \geq I_{по}$   |
| $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$           | $I_{пт} = 10,7 \text{ кА}$      | $I_{откл} \geq I_{пт}$  |
| $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$         | $i_{ат} = 11,31 \text{ кА}$     | $i_{а.ном} \geq i_{ат}$ |

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ2.

#### 10.10 Выбор и проверка провода

Чтобы провод был термически устойчив к токам КЗ расчётная температура кабеля при протекании тока КЗ должна быть не выше допустимой для материала изоляции кабеля, которая определяется в справочной литературе.

Термически стойкое к токам КЗ сечение магистральных кабелей находим по формуле:

$$B_{Т ППi} = I_{КЗi}^2 \cdot t_{П}, \quad (103)$$

где  $I_{K3i}$  - установившееся значение тока КЗ;

$t_{II}$  - приведённое время КЗ, с учётом ступени селективности 0,1с на каждой ТП;

Для примера рассчитаем термически стойкое сечение для магистрали ПС Зейская – ТП 93- ТП 92 – ТП 92А – ТП 91А – ТП 91 – ТП 95 – ТП 90А – ТП 94:

$$B_{T_{ТП93}} = 10,68^2 \cdot 0,1 = 11,4 \text{ кА}^2,$$

$$B_{T_{ТП93}} = 3,14^2 \cdot 0,5 = 4,9 \text{ кА}^2,$$

$$B_{T_{НОМ}} = 3,2^2 \cdot 3 = 30,7 \text{ кА}^2,$$

Полученное значение меньше номинального 30,7 кА<sup>2</sup>. На всех участках по допустимому току применяем кабель АПвП сечением 150 мм<sup>2</sup>.

Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично, результаты расчёта сводим в таблицу.

Таблица 28 – Термически стойкое и фактическое сечение проводников

| Линия  | $I_{K3i}, \text{кА}$ | $B_{T_{ТП}}, \text{кА}^2$ | $B_{T_{НОМ}}, \text{кА}^2$ |
|--|----------------------|---------------------------|----------------------------|
| ПС Зейская – ТП 93- ТП 92 – ТП 92А – ТП 91А – ТП 91 – ТП 95 – ТП 90А – ТП 94 |                      |                           |                            |
| ТП 93  | 10,68                | 11,4                      | 30,7                       |
| ТП 94  | 3,14                 | 4,9                       | 30,7                       |

Анализируя данные таблицы, видно что все линии удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ, поэтому для них принимаем сечение 150 мм<sup>2</sup>.

#### 10.11 Выбор ТСН

Для расчёта мощности ТСН на ПС 35/10 кВ Зейская необходимо перечислить потребителей собственных нужд.

Таблица 29 – Потребители собственных нужд подстанции

| Потребители собственных нужд          | Р <sub>уст</sub> , кВт | tgφ | Q <sub>уст</sub> , кВт | S <sub>уст</sub> , кВт |
|---------------------------------------|------------------------|-----|------------------------|------------------------|
| 1                                     | 2                      | 3   | 4                      | 5                      |
| наружное освещение                    | 20                     | 0,5 | 10                     | 22,4                   |
| 1                                     | 2                      | 3   | 4                      | 5                      |
| внутреннее освещение КРУ-10           | 10                     | 0,3 | 3                      | 10,4                   |
| телесигнализация                      | 10                     | 0,3 | 3                      | 10,4                   |
| Обогрев в шкафах КРУ-10               | 5                      | 0,2 | 1                      | 5,1                    |
| Обогрев В-35                          | 26,4                   | 0,2 | 5,28                   | 26,9                   |
| Обогрев релейных отсеков КРУ-10, В-35 | 50                     | 0,2 | 10                     | 51,0                   |
| Питание цепей вентилятора             | 2,5                    | 0,8 | 2                      | 3,2                    |
| образование цепей оперативных шинок   | 5                      | 0,3 | 1,5                    | 5,2                    |
| Образование цепей управления ШУ       | 5                      | 0,3 | 1,5                    | 5,2                    |
| Образование цепей сигнализации ШС     | 5                      | 0,3 | 1,5                    | 5,2                    |
| цепи питания РНТ                      | 5                      | 0,3 | 1,5                    | 5,2                    |
| Итого                                 | 143,9                  |     | 40,3                   | 150,3                  |

При двух трансформаторах собственных нужд на ПС, мощность каждого трансформатора определяется по формуле с учётом коэффициента спроса  $K_c = 0,8$  [8] и коэффициента допустимой аварийной перегрузки  $K_{II} = 1,4$  [8]:

$$S_T = \frac{S_{уст} \cdot K_c}{K_{II}} = \frac{150,3 \cdot 0,8}{1,4} = 86 \text{ кВа} \quad (104)$$

Мощность ТСН принимается из ближайшей большей стандартной номинальной мощности – 100 кВА.

Выбор предохранителей для защиты ТСН и ТН

Выбор предохранителей производится по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{НОМ} , \quad (105)$$

- по длительному току:

$$I_{НОРМ} \leq I_{НОМ} , \quad (106)$$

$$I_{MAX} \leq I_{НОМ} \cdot \quad (107)$$

Проверяют предохранители по отключающей способности:

$$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ.НОМ} \cdot \quad (108)$$

Ток максимального режима:

$$I_{раб.мак} = \frac{S_{тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{S_{тн}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (109)$$

$$I_{раб.мак} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,9 \text{ А.}$$

$$I_{раб.мак} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,9 \text{ А.}$$

Ток КЗ был посчитан:

$$I_{ПО} = 10,5 \text{ кА.}$$

Примем предохранитель типа ПК1-10У3.

Таблица 30 – Выбор предохранителей ТСН

| Справочные данные              | Расчётные данные              | Условия выбора              |
|--------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| $U_{УСТ} = 10 \text{ кВ}$      | $U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$     | $U_{УСТ} \geq U_{НОМ}$      |
| $I_{НОМ} = 8 \text{ А}$        | $I_{раб.мак} = 5,9 \text{ А}$ | $I_{НОМ} \geq I_{раб.мак}$  |
| $I_{ОТКЛ.НОМ} = 20 \text{ кА}$ | $I_{ПО} = 10,5 \text{ кА}$    | $I_{ОТКЛ.НОМ} \geq I_{п.о}$ |

Данный тип предохранителя подходит.

Для защиты трансформатора напряжения примем следующий тип предохранителя: ПKN001-10У3.

#### 10.12 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

На каждой ТП выбираем вводные автоматические выключатели по расчетному току:

$$I_{ном.расч.} \geq I_{расч.} \quad (110)$$

где  $I_{расч.}$  – расчётный ток.

Расчётный ток определяется по формуле:

$$I_{расч.} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{ТР}}, \quad (111)$$

где  $S_p$  - расчётная нагрузка на стороне 0,4 кВ;

$U_{НОМ} = 0,4$  кВ – напряжение рассматриваемой стороны;

$n_{ТР}$  - число трансформаторов.

Выключатели предназначены для проведения тока в нормальном режиме и отключения тока при коротких замыканиях, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, а также для нечастых (до 30 раз в сутки) оперативных включений и отключений электрических цепей и рассчитаны для эксплуатации в электроустановках с номинальным напряжением до 660 В переменного тока частоты 50 и 60 Гц. Используются для защиты потребителей в составе аппаратуры распределения электроэнергии в общественных зданиях в качестве аппарата высокой мощности.



Рисунок 8 – Наглядный вид автоматического выключателя переменного тока

Для примера на ТП № 93 расчётный ток составляет 126 А, поэтому выбираем автомат А-3716 с током расцепителя 160 А:

$$I_{расч.} = \frac{45}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 1} = 65 \text{ А}$$

Результаты расчёта для ТП 0,4 кВ сведены в таблицу.

Таблица 31 – Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

| № ТП   | Расчётная нагрузка на стороне 0,4 кВ $S_p$ , кВА | Количество трансформаторов ТП | $I_{расч. АВТ}$ , А | $I_{ном.расц.}$ , А | Марка выключателя |
|--------|--|-------------------------------|---------------------|---------------------|-------------------|
| ТП 90  | 333  | 1                             | 65                  | 100                 | А 3716            |
| ТП 91  | 620  | 2                             | 395                 | 400                 | А 3794            |
| ТП 91А | 611  | 2                             | 126                 | 160                 | А 3716            |
| ТП 92  | 410  | 2                             | 108                 | 160                 | А 3716            |
| ТП 92А | 390  | 2                             | 490                 | 500                 | А 3794            |
| ТП 93  | 297  | 1                             | 302                 | 400                 | А 3794            |
| ТП 94  | 240  | 1                             | 435                 | 500                 | А 3794            |
| ТП 95  | 592  | 2                             | 490                 | 500                 | А 3794            |

Проверим АВ на ТП 93: А3716-160. Его справочные данные:

$$I_{отк} = 25 \text{ кА,}$$

$$I_{сррасц} = 160 \cdot 8 = 1280 \text{ А.}$$

Токи КЗ:

$$I_{но}^{(3)} = 3,34 \text{ кА,}$$

$$I_{но}^{(1)} = 1,96 \text{ кА}$$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$3,34 \leq 25$$

По чувствительности к токам КЗ:

$$1,96 \geq 1,28 \cdot 1,25 = 1,6.$$



Таким образом, проверив автоматический выключатель на ТП 93, убедились, что он соответствует условиям проверки. Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично. Результаты расчёта представлены в таблице.

Таблица 32 - Проверка вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

| ТП     | по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ |                       | по чувствительности к токам КЗ |                                   |
|--------|--|-----------------------|--------------------------------|-----------------------------------|
|        | $I_{\text{по}}^{(3)}$ , кА                   | $I_{\text{отк}}$ , кА | $I_{\text{по}}^{(1)}$ , кА     | $1,25 \cdot I_{\text{расц}}$ , кА |
| ТП 90  | 3,34   | 25                    | 1,96                           | 1,60                              |
| ТП 91  | 2,33   | 25                    | 2,10                           | 2,00                              |
| ТП 91А | 2,33   | 25                    | 2,10                           | 2,00                              |
| ТП 92  | 2,33   | 25                    | 2,15                           | 2,00                              |
| ТП 92А | 3,34   | 25                    | 1,56                           | 1,20                              |
| ТП 93  | 2,33   | 25                    | 2,15                           | 2,00                              |
| ТП 94  | 5,55   | 25                    | 1,39                           | 1,25                              |

На отходящих линиях также устанавливаются автоматические выключатели для защиты линий. Для примера выбираем автоматический выключатель линии до удаленного потребителя от ТП 93 расчётный ток которой равен 43 А принимаем автоматический выключатель А 3716 с током расцепителя 50 А. Расчётный ток для остальных линий ТП рассчитан в приложении А, таблица 2. Результаты расчёта для линий 0,4 кВ сведены в таблицу.

Таблица 33– Выбор автоматических выключателей для защиты линий 0,4 кВ

| ТП №   | Ф № | $I_p$ , А | $I_{\text{расц}}$ , А | Аппарат защиты |
|--------|-----|-----------|-----------------------|----------------|
| 1      | 2   | 3         | 4                     | 5              |
| ТП 93  | ф-1 | 21        | 50                    | А 3716         |
|        | ф-2 | 40        | 50                    | А 3716         |
| ТП 92  | ф-1 | 39        | 50                    | А 3716         |
|        | ф-2 | 52        | 100                   | А 3716         |
| ТП 92А | ф-1 | 46        | 50                    | А 3716         |

|        |     |     |     |        |
|--------|-----|-----|-----|--------|
|        | ф-2 | 47  | 50  | А 3716 |
| ТП 91А | ф-1 | 30  | 50  | А 3716 |
|        | ф-2 | 49  | 50  | А 3716 |
| ТП 91  | ф-1 | 59  | 100 | А 3716 |
|        | ф-2 | 29  | 50  | А 3716 |
| ТП 95  | ф-1 | 32  | 50  | А 3716 |
|        | ф-2 | 269 | 300 | А 3794 |
| ТП 90А | ф-1 | 34  | 50  | А 3716 |
|        | ф-2 | 49  | 50  | А 3716 |
| ТП 94  | ф-1 | 48  | 50  | А 3716 |
|        | ф-2 | 27  | 50  | А 3716 |

Проверка линейных АВ проводится так же, как вводных. На примере линии до удаленного потребителя от ТП 93: А3716-50. Его справочные данные:

$$I_{отк} = 25 \text{ кА},$$

$$I_{сррасц} = 50 \cdot 2 = 100 \text{ А}.$$

Токи КЗ:

$$I_{но}^{(3)} = 0,91 \text{ кА},$$

$$I_{но}^{(1)} = 0,23 \text{ кА} .$$

По разрушающему действию трёхфазных токов КЗ:

$$0,91 \leq 25$$

По чувствительности к токам КЗ:

$$0,23 \geq 1,25 \cdot 0,1 = 0,125 .$$

Для остальных ТП расчёт ведётся аналогично. Результаты расчёта представлены в таблице.

Таблица 34 - Проверка линейных автоматических выключателей 0,4 кВ

| ТП        | по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ |                | по чувствительности к токам КЗ |                            |
|-----------|--|----------------|--------------------------------|----------------------------|
|           | $I_{по}^{(3)}$ , кА                          | $I_{отк}$ , кА | $I_{по}^{(1)}$ , кА            | $1,25 \cdot I_{расц}$ , кА |
| 1         | 2  | 3              | 4                              | 5                          |
| К1 ТП 93  | 3,05   | 25             | 2,40                           | 0,63                       |
| К2 ТП 93  | 0,91   | 25             | 0,23                           | 0,125                      |
| К1 ТП 92  | 2,01   | 25             | 1,29                           | 0,63                       |
| К2 ТП 92  | 0,69   | 25             | 0,19                           | 0,125                      |
| К1 ТП 92А | 2,12   | 25             | 1,61                           | 1,25                       |
| К2 ТП 92А | 0,82   | 25             | 0,23                           | 0,125                      |
| К1 ТП 91А | 1,80   | 25             | 0,92                           | 0,63                       |
| К2 ТП 91А | 0,63   | 25             | 0,17                           | 0,125                      |
| К1 ТП 91  | 1,79   | 25             | 0,59                           | 0,50                       |
| К2 ТП 91  | 1,12   | 25             | 0,27                           | 0,25                       |
| К1 ТП 95  | 2,57   | 25             | 0,77                           | 0,40                       |
| К2 ТП 95  | 0,59   | 25             | 0,15                           | 0,125                      |
| К1 ТП 90А | 2,01   | 25             | 1,29                           | 0,63                       |
| К2 ТП 90А | 0,69   | 25             | 0,19                           | 0,125                      |
| К1 ТП 94  | 1,79   | 25             | 0,59                           | 0,50                       |
| К2 ТП 94  | 1,12   | 25             | 0,27                           | 0,25                       |

## 11. Релейная защита и автоматика

### 11.1 Выбор системы оперативного тока

Для питания цепей управления, автоматике, сигнализации и защиты применяется оперативный ток. Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный. Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

Переменный оперативный ток применяется на ТЭС и АЭС в системе собственных нужд 0,4 кВ, кроме цепей управления автоматических выключателей на вводах рабочего и резервного питания, а также в схемах управления разъединителями и на местных ЩУ.

В качестве источников переменного оперативного тока используют: измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН). В этом случае используется силовая сеть вторичного напряжения собственных нужд (фазное напряжение 220 В). Питание оперативных цепей осуществляется централизованно, для группы или всех присоединений данного объекта. Для обеспечения надежности в схемах питания оперативным переменным током выполняется резервирование от разных источников, обеспечивающее сохранение питания при возможных аварийных режимах.

В настоящее время выпускаются релейная аппаратура и приводы выключателей, короткозамыкателей, отделителей на оперативном переменном токе для электроустановок 3 - 110 кВ. Наиболее широкое применение они находят на подстанциях.

На подстанции Зейская выбираем переменный оперативный ток. В качестве источников переменного оперативного тока будут использованы трансформаторы собственных нужд. Выбор этого трансформатора произведён ранее. Применение переменного оперативного тока позволит отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей и уменьшить разветвлённость оперативных цепей.

#### 11.2 Выбор и расчёт релейной защиты на ПС

Для защиты трансформатора, в качестве основной защиты является дифференциальная и газовая защита. А в качестве резервной – защита от перегрузки и МТЗ.

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий.

МТЗ – это селективная защита от системных повреждений, выполняющая функции дальнего резервирования, несмотря на то, что ее уставки могут не отличаться от уставок защиты от перегрузки. Функция не

снабжена памятью (теплового состояния) и всегда начинает набор выдержки времени с нуля.

Расчет уставок МТЗ.

Максимальный рабочий ток, который может протекать через трансформатор, может иметь место при условии отключения одного из трансформаторов.

Выбор уставок МТЗ на высокой стороне:

$$I_{pmaxвн} = \frac{\sqrt{P_n^2 + Q_n^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (111)$$

$$I_{pmaxвн} = \frac{\sqrt{4.878^2 + 2.871^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,093 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{сам}}{K_в} \cdot I_{pmax}, \quad (112)$$

где:  $K_n$  – коэффициент надежности,  $K_n = 1,2$ ;

$K_в$  – коэффициент возврата,  $K_в = 0,8$ ;

$K_{сам}$  – коэффициент самозапуска двигателей,  $K_{сам} = 2,5$ ;

$I_{pmax}$  – максимальный рабочий ток трансформатора, кА.

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 93 = 349 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_\psi = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5 \quad (113)$$

Где  $I_{min}^{(2)} = 3213 A$  - ток КЗ за трансформатором на стороне НН, приведенный к ВН,

$$K_{\psi} = \frac{3213}{349} = 9,2,$$

Условие по чувствительности выполняется.

В процентном соотношении, т.е. уставка, пересчитывается для терминала Сириус 2 Т:

$$I_{c3} = \frac{I_{c3} \cdot 100}{K_{mm} \cdot 5}, \quad (114)$$

$$I_{c3} = \frac{349 \cdot 100}{1000} = 34,9\%.$$

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем  $t_{np.max} = 1$  с.

$$t_{c.з.T(p)} = t_{np.max} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с}, \quad (115)$$

Защита от перегрузки

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступеню с низкой уставкой.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению, А:

$$I_{c3} = \frac{K_{omc}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{p.max}, \quad (116)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05.

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 93 = 122,06 \text{ А.}$$

Переводим уставку для микропроцессорного терминала Сириус 2Т:

$$I_{ср} = \frac{122,06}{1000} \cdot 100\% = 12,2\%$$

#### Газовая защита трансформатора

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

#### Дифференциальная токовая защита

Уставки Инн, Ивн Размах РПН можно выбирать либо исходя из полного размаха РПН и его среднего ответвления, либо исходя из реально возможных отклонений регулятора и некоторого оптимального напряжения  $U_{онт}$ .  $U_{онт}$  характеризуется тем, что ему соответствуют равные по значению небалансы при крайних, реально возможных отклонениях регулятора в сторону увеличения ( $+РО_{махраб}$ ) и в сторону уменьшения ( $-РО_{махраб}$ ) напряжения регулируемой обмотки. Однако небалансы находятся для реле без торможения при расчетном внешнем КЗ. В случае защиты «Сириус-Т» небалансы следует стремиться снизить в пределах первого и второго участков тормозной характеристики, на относительно небольших сквозных токах. В этих условиях понятие оптимального ответвления сводится к понятию середины реально используемого диапазона регулирования РПН.

Рассчитаем дифференциальную токовую защиту на подстанции «Коммунальная». Трансформатор 37,5/10,5 кВ мощностью 6,3 МВА, трансформаторы тока на обеих сторонах собраны в звезду.

Таблица 35 – Расчет дифференциальной токовой защиты

| Наименование величины                                    | Обозначение и метод определения                    | Числовое значение для стороны             |  |
|--|--|---|--|
|  |  | 35 кВ                                     | 10 кВ                                      |
| 1  | 2  | 3   | 4  |
| Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА | $I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$ | $\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 96,9$ | $\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4$ |
| Схема соединения ТТ                                      | -  | У   | У  |
| Коэффициент схемы  | $k_{сх}$   | 1   | 1  |
| Коэффициент трансформации ТТ                             | $k_I$  | 100/5                                     | 400/5                                      |
|  |  | ТОЛ - 35                                  | ТОЛ - 10                                   |
| Вторичный ток в плечах защиты, А                         | $I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}$      | $\frac{96,6}{100 / 5} = 4,845$            | $\frac{346,4}{400 / 5} = 4,33$             |
| Принятые значения  | $I_{номВН}, I_{номНН}$                             | 4,9                                       | 4,4  |
| Размах РПН, %  | Размах РПН   | 9   |  |

За реально возможный диапазон регулирования напряжения принят диапазон от 21,5 кВ до 51 кВ. в таком случае середина диапазона равна:

$$21,5 + (51 - 21,5) / 2 = 36,25 \text{ кВ}$$

Значение принимаем за  $U_{опт}$ . Дальнейший расчет сведем в таблицу.

Таблица 36- Расчет дифференциальной токовой защиты

| Наименование величины                                    | Обозначение и метод определения                    | Числовое значение для стороны                    |  |
|--|--|--|--|
|  |  | 35 кВ  | 10 кВ                                      |
| Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА | $I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{опт}}$ | $\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 36,25} = 100,34$     | $\frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4$ |
| Коэффициент трансформации ТТ                             | $k_I$  | 100/5  | 400/5                                      |
| Вторичный ток в плечах защиты, А                         | $I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}$      | $\frac{100,3}{100 / 5} = 4,92$                   | $\frac{346,4}{400 / 5} = 4,33$             |
| Принятые значения  | $I_{номВН}, I_{номНН}$                             | 4,9  | 4,4  |
| Размах РПН, %  | Размах РПН   | $100 \times (51 - 21,5) / (2 \times 36,25) = 13$ |  |



Группа ТТ ВН и группа ТТ НН и подбираются с учетом группы защищаемого трансформатора и групп сборки измерительных ТТ по таблицам, указанным в паспорте на устройство «Сириус-Т».

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Выбору подлежит:  $I_{диф} / I_{ном}$  - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.
- отстройка от броска намагничивающего тока.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания, к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному  $5 \cdot \sqrt{2} = 7$ . Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна  $2,5 I_{диф} / I_{ном}$ . Минимально возможная уставка по первой гармонике  $I_{диф} / I_{ном} = 4$ , что соответствует  $2,5 \cdot 4 = 10$ , по отношению амплитуды к действующему значению или  $10 / \sqrt{2} = 7$  по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания.

Расчеты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно  $7 \cdot 0,35 = 2,46$ . Следовательно, даже при минимальной уставке в  $4 \cdot I_{диф}$  отсечка отстроена от бросков тока

намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

- отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Выбираем уставку по условию:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{кз.вн.макс}}; \quad (117)$$

где  $K_{\text{нб}(1)}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ.

$K_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки принимается равным 1,2.

$I_{\text{кз.вн.макс}}$  - отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора.

Для рассмотренного выше трансформатора мощностью 16 МВА максимальный ток внешнего расчетного КЗ равен 20 кА. Относительное значение этого тока равно  $I_{\text{кз.вн.макс}} = 20000 / 80,4 = 12,8$ . Уставка отсечки равна:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} > 1,2 \cdot 0,7 \cdot 12,8 = 10,7 \quad (118)$$

Принимаем уставку 11.

Дифференциальная защита

Тормозная характеристика защиты приведена на рисунке. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов двух сторон защищаемого трансформатора.

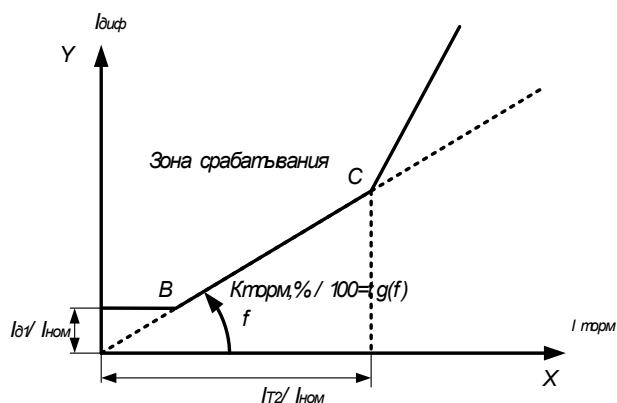


Рисунок 9 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты  
Выбору подлежат:

$I_{\partial 1} / I_{ном}$  - базовая уставка ступени;

$K_{торм}$  - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$I_{т2} / I_{ном}$  - вторая точка излома тормозной характеристики;

$I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$  - уставка блокировки от второй гармоники

Коэффициент торможения  $K_{торм}$  должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0  $I_{ном}$ ). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий [19, с 35].

Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих:

$$I_{нб.расч.} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} \quad (119)$$

где  $K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{одн}$  - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме.

Несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов рекомендуется принимать:  $K_{одн} = 1,0$ ;  $\varepsilon = 0,1$ ;  $K_{пер} = 2,5$ , если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50% или  $K_{пер} = 2,0$ , если доля двигательной нагрузки менее 50% ,[19, с 37].

Для надежной отстройки от тока небаланса, следует его умножить на коэффициент отстройки  $K_{отс}$ , который следует принимать равным 1,3, можно даже снизить его значение до 1,1 - 1,15.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток, он может вызвать дифференциальный ток:

$$I_{диф} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}; \quad (120)$$

При принятом способе формирования тормозного тока он равен:

$$I_{ТОРМ} = (I_{скв} + I_{скв} + I_{диф}) / 2. \quad (121)$$

При выводе данной формулы предполагалось, что один ТТ работает точно, второй имеет погрешность, равную -  $I_{диф}$ .

Введем, по аналогии понятие коэффициента снижения тормозного тока:

$$I_{сн.т} = I_{ТОРМ} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}). \quad (122)$$

Чтобы реле не сработало, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$I_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{ТОРМ}; \quad (123)$$

$$100 \cdot I_{диф} / I_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т} \quad (124)$$

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в реле автоматически и равна:

$$I_{m1} / I_{ном} = (I_{д1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм}. \quad (125)$$

При больших уставках ( $I_{\partial 1} / I_{ном}$ ) следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{\partial 2} / I_{\partial 1}$  на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15%.

С учетом проведенных выше расчетов принимаем:  $I_{\partial 1} / I_{ном} = 0,3$ , принимаем  $\Delta f_{добав} = 0,04$ .

$$I_{ДИФ} = K_{отс} \cdot I_{нб.расч} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{ск} \\ 1,3 \cdot (2,0 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,13 + 0,04) \cdot I_{скв} = 1,3 \cdot 0,37 \cdot I_{скв} = 0,481 \cdot I_{скв} \quad (126)$$

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{ДИФ} / I_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т} = 100 \cdot 0,481 / 0,815 = 59 \quad (127)$$

$$I_{т1} / I_{ном} = (I_{\partial 1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм} = 0,3 \cdot 100 / 59 = 0,51; \quad (128)$$

$$I_{т2} / I_{ном} = 2; \quad (129)$$

$$I_{т2} / I_{ном} > I_{т1} / I_{ном}; \quad (130)$$

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15. \quad (131)$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{\partial 1} / I_{ном}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения уставок:  $I_{\partial} / I_{ном} = 0,1; T,с = 10$ .

Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства

пользования можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН. Уставки задаются:

- во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Уставка сигнала перегрузки принимается равной:

$$I_{с.з} = K_{отс} \cdot I_{ном} / K_v \quad (132)$$

где  $K_{отс} = 1,05$  коэффициент отстройки;

$K_v = 0,95$  коэффициент возврата в данном устройстве равен.

Номинальный ток  $I_{ном}$  рекомендует определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Для трансформатора мощностью 16 МВА номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 2,7 и 3,5 А. Расчетные значения уставки перегрузки равны:

$$I_{ВН} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 2,7 / 0,95 = 3,13 \text{ А};$$

$$I_{НН} = 1,05 \cdot 1,05 \cdot 3,5 / 0,95 = 4,06 \text{ А}.$$

### 11.3 Устройства автоматики

#### Автоматический ввод резерва

Большинство потребителей электрической энергии (I и II категории) должны быть запитаны от нескольких источников питания (ИП), для повышения надежности их электроснабжения. Это условие влечет за собой усложнение цепей устройств релейной защиты, так как в состав цепей добавляется автоматическое устройство, которое осуществляет включение резервного питания (от резервного ИП), называемое АВР.

Требования, предъявляемые к АВР:

1. Включение резервного источника должно осуществляться только после

отключения рабочего при наличии напряжения на резервном ИП.

2. АВР должно срабатывать при исчезновении питания от рабочего ИП по любым причинам.

3. АВР должно иметь минимальное время действия.

4. АВР не должно срабатывать при перегорании предохранителей в одной из фаз трансформатора напряжения.

5. АВР необходимо иметь устройства для ввода в работу и вывода из нее.

6. У АВР должен быть пусковой орган, контролирующий отсутствие и наличие напряжения.

В результате проектирования системы электроснабжения были приняты к установке автоматические устройства включения резервного питания (АВР) на вновь вводимых в эксплуатацию комплектных трансформаторных подстанциях.

Автоматическое повторное включение

Устройство автоматического повторного включения необходимо для автоматического восстановления питания потребителей электрической энергии в случае отключения питающей линии устройствами релейной защиты путем повторного включения.

Требования, предъявляемые к АПВ:

1. АПВ должно исключать возможность действия после отключения выключателя персоналом.

2. АПВ должно обеспечивать установленную кратность действия.

3. АПВ должно исключать возможность действия при аварийном отключении выключателя от устройств защиты сразу после его включения персоналом вручную, дистанционно или телемеханически.

4. АПВ обязательно должно быть снабжено устройством автоматического возврата.

В результате проведения реконструкции системы электроснабжения производим установку устройств автоматического повторного включения на выключателях всех линий электропередач напряжением 10 кВ.

#### Автоматическая частотная разгрузка

Для отключения части электроприемников при возникновении в питающей энергосистеме дефицита активной мощности сопровождающегося снижением частоты, в целях сохранения генерирующих источников и возможно быстрой ликвидации аварии.

На сегодняшний день существуют три категории частотной разгрузки:

1. АЧР 1 - быстродействующая, имеющая в пределах энергосистемы и отдельных ее узлов различные уставки по частоте срабатывания и предназначенная для прекращения снижения частоты до опасного уровня (47 Гц). Граничные уставки по частоте: верхний предел: не выше  $f = 48,5$  Гц, нижний - не ниже 46,5 Гц. Время действия: 0,25 - 0,3 с.

2. АЧРП - с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени, предназначенная для подъема частоты после действия АЧР 1 и для предотвращения ее «зависания» на уровне ниже 49 Гц. Единая уставка по частоте обычно принимается равной верхней уставке АЧР 1 или на 0,5 Гц больше. Верхний предел не выше  $f = 48,8$  Гц, а в некоторых районах страны - 49,9 Гц.

3. III категория - дополнительная, действующая при возникновении местного глубинного дефицита активной мощности (например, при отделении от энергосистемы энергоемкого потребителя, питаемого местной электростанцией небольшой мощности) и предназначенная для ускорения и увеличения объема частотной разгрузки.

Каждая категория внутри себя имеет и отдельные очереди. Например, в АЧР 1 две последовательные очереди отличаются друг от друга уставками срабатывания очереди АЧР рабочей и резервной линий, блокировка действия устройств автоматического включения резервного питания на низкой стороне и т.д.



## 11.4 Определение ёмкостного тока замыкания на землю

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 –35 кв. эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений. Причины возникновения замыканий на землю в кабельных, воздушных линиях и токопроводах многообразны. Они появляются вследствие электрических и механических разрушений изоляции, дефектов в изоляционных конструкциях, их загрязнения и увлажнения, обрывов проводов и тросов, разрывов токоведущих частей и фаз кабелей в соединительных муфтах при монтаже и строительстве, воздействия грозových и внутренних перенапряжений.

Замыкания на землю происходят при повреждениях изоляции, возникающих от самых различных причин. Это общее загрязнение и увлажнение, старение изоляции, развитие скрытых заводских дефектов или дефектов, образовавшихся при строительстве и монтаже, механические разрушения кабелей, электрические пробой, возникающие в результате внутренних и внешних перенапряжений. Поэтому способы и средства повышения надёжности работы схемы электроснабжения сёл должны быть направлены, прежде всего, на предотвращение аварийных последствий при замыканиях на землю и на поддержание определённых эксплуатационных уровней изоляции.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- ограничить разрушения изоляции за счёт уменьшения тока через место повреждения (в пределе до активной составляющей и высших гармоник тока);
- предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;
- обеспечить надёжное дугогашение;

- при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений  $2,5 - 2,6 U_{\phi}$  при степени расстройки  $0 - 5\%$ ;
- исключить повторное загорание дуги;
- уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- ограничить внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- получить замедленное восстановление напряжения между повреждённой фазой и землёй, что создаёт благоприятные условия для диэлектрической прочности промежутка.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю должна осуществляться с помощью дугогасящих агрегатов, которые необходимо настраивать в резонанс с ёмкостью сети или близко к резонансу. При этом величины перенапряжений будут минимальны. Минимальной также окажется вероятность этих перенапряжений.

Величина тока замыкания на землю зависит от ёмкости сети и сопротивления в контуре замыкания. Сопротивлением в контуре тока замыкания иногда является сопротивление дуги, возникающее между установками, находящимися под напряжением и заземлёнными конструкциями. Дуга может вызвать междуфазные КЗ или перенапряжения на установках. Перенапряжение вызывает повреждения изоляции и возникновение двух- и трёхфазных КЗ.

Проведенные исследования показывают, что 70-88% замыканий начинаются с замыканий одной фазы на землю; 24-6% замыканий – одновременно между двумя фазами и землёй и только 4-6% замыканий развиваются сразу между тремя фазами и землёй. Таким образом, в системах различных напряжений 75% повреждений составляют однофазные замыкания на землю. Это обстоятельство ещё раз подчёркивает целесообразность применения дугогасящих устройств, использующих тот или иной принцип гашения дуги, для компенсации емкостных токов на

землю. При рациональном использовании компенсации емкостных токов замыкания на землю около 85% замыканий на землю ликвидируется без всяких последствий. Современный способ ликвидации опасных преремежающих дуг, возникающих в момент замыкания на землю одной фазы. Заключается в ограничении тока замыкания на землю до величины, при которой дуга не поддерживается.

Величину емкостного тока замыкания на землю рассчитывают аналитическим методом для различных сетей. Активный ток зависит от многих случайных факторов, его величина незначительна; максимальное значение с достаточной степенью точности можно принять 5-6% от емкостного тока. Поэтому ограничение тока замыкания на землю целесообразно осуществлять действием индуктивной составляющей на емкостной ток замыкания на землю.

Индуктивная составляющая создаётся специальными дугогасящими агрегатами, включенными в нейтраль трансформатора или генератора. Это эффективный способ, обеспечивающий надёжность электроснабжения, в случае применения быстродействующего автоматического регулирования тока компенсации, так как позволяет ликвидировать 85% замыканий на землю без ущерба электроснабжения потребителей.

В компенсированных сетях регулирование питания потребителей может быть снижено до минимума. Однако компенсация емкостных токов на землю не исключает необходимости поддержания в сети нормального уровня изоляции путём ежегодных профилактических испытаний электрооборудования.

Эффективность компенсации емкостных токов замыкания на землю определяется путём сопоставления ущерба, вызванного нарушением бесперебойности электроснабжения села, и величины капиталовложения на средства компенсации и эксплуатационные расходы. При этом учитываются, что аварийные отключения приводят к частичному или полному отключению электроприёмников. Такие перебои особенно опасны на энергоёмких

предприятиях и при наличии ответственных потребителей в технологическом процессе производства. Эффективность компенсаций емкостного тока замыканий на землю зависит от способности дугогасящих аппаратов ограничивать токи через место повреждения, перенапряжение и скорость восстановления напряжения после гашения заземляющей дуги.

В сетях 10 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции.

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который равен 1,5 по выражению, А:

$$I_{С.з.} = \frac{I_{ТНП.повр.л}}{k_{\text{ч}}}, \quad (133)$$

где  $I_{ТНП.повр.л}$  – ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_{ЗНЗ} - I_{повр.л}, \quad (134)$$

где  $I_{ЗНЗ}$  – суммарный емкостной ток сети,  $I_{ЗНЗ} = 0,17$  А.

$I_{повр.л}$  – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

Ток замыкания на землю линии ПС Зейская -ТП 93, ТП 92, ТП 92А, ТП 91А, ТП 91, ТП 95, ТП 90А, ТП 94 равен, А:

$$I_{повр.л} = \frac{10 \cdot 1,9}{350} = 0,05 .$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, равен, А:

$$I_{ТНП.повр.л} = 0,17 - 0,05 = 0,12 .$$

Ток срабатывания защиты равен, А:

$$I_{с.з.} = \frac{0,12}{1,5} = 0,08 .$$

Таблица 37 – ЗНЗ

| Линия   | $I_{повр.л}, А$ | $I_{ТНП.повр.л}, А$ | $I_{с.з.}, А$ |
|---|-----------------|---------------------|---------------|
| ПС Зейская -ТП 93, ТП 92, ТП 92А, ТП 91А, ТП 91, ТП 95, ТП 90А, ТП 94 | 0,05            | 0,12                | 0,08          |

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{U_H \cdot L_B}{350}, \quad (135)$$

где  $U_H$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$L_B$  – суммарная длина воздушных линий, км.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети:

$$I_c = \frac{10 \cdot 5,9}{350} = 0,17 \text{ А.}$$

Компенсация ёмкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах:

В сетях напряжением 10(6) – 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А.

В сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ – более 30 А; при напряжении 10 кВ – более 20 А; при напряжении 20 кВ – более 15 А.

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

## **12. Расчёт и анализ надёжности**

Надёжность это свойство системы электроснабжения, обусловленное ее безотказностью долговечностью, ремонтпригодностью и обеспечивающее нормальное выполнение заданных функций системы. Надёжность системы электроснабжения зависит от надёжности входящих в нее элементов (выключателей, трансформаторов, линий и т.д.). При этом сравниваемые варианты часто различаются по показателям надёжности. Сопоставление вариантов технических решений с разной степенью надёжности электроснабжения можно осуществить двумя способами:

1) выравнивание надёжности за счет дополнительных технических решений в вариантах с меньшей надёжностью; достигается резервированием источников питания и повышением пропускной способности электросетей, противоаварийным управлением; указанные мероприятия при этом связаны с дополнительными издержками;

2) учет экономических последствий, обусловленных их надёжностью; выбор варианта с меньшей надёжностью приводит к дополнительным затратам, которые называются ущербом от ненадёжности или недоопуском.

К основным показателям надёжности относятся:

- время безотказной работы и время восстановления;
- среднее время безотказной работы и среднее время восстановления;
- среднее значение параметра потока отказов и средняя интенсивность отказов;
- вероятность отказов и вероятность безотказной работы в заданный промежуток времени;
- коэффициент готовности;
- коэффициент простоя;
- условный недоотпуск энергии в течение года;

- средний ущерб от нарушения функционирования.

Расчёт надёжности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом (наиболее распространённый классический метод).

Поток отказов для последовательно соединённых элементов определим как:

$$\omega = \sum \cdot \omega_i + \omega_{пр.наиб.} , \quad (136)$$

где  $\omega_{пр.наиб.}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$\omega_{пр.наиб.}$  определяется по справочнику исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов.

Поток отказов для двух параллельно соединённых элементов определим как:

$$\omega_{II,III} = \omega_{II} \cdot q_{III} + \omega_{III} \cdot q_{II} + \omega_{II}^* \cdot q_{пр.III} + \omega_{III}^* \cdot q_{пр.II} , \quad (137)$$

где  $q_{пр.}$  - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле:

$$q_{пр.} = \frac{\omega \cdot t_B}{T_2} \quad (138)$$

$\omega^*$  находим по формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{пр.наиб.} \quad (139)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы или коэффициент простоя системы определяется по формуле:

$$q_c = K_{ПС} = q_1 \cdot q_2 + K_{пр.1} \cdot \lambda_{пр.1} \cdot q_2 + K_{пр.2} \cdot \lambda_{пр.2} \cdot q_1 , \quad (140)$$

где  $K_{np.i}$  - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента или аварийного отключения другого, который определяется по выражению:

$$K_{np.i} = 1 - e^{\frac{-t_{np.i}}{t_{Bэкв.}}} \quad (141)$$

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности, при этом вероятность отказа системы равна:

$$q_{c.ABP} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2'), \quad (142)$$

где  $q(S / A_1 A_2)$  - условная вероятность отказа, при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствие отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1' A_2)$  - условная вероятность отказа, при условии не успешного отключения поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1 A_2')$  - условная вероятность отказа, при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и отказа при включении резервного;

$q(S / A_1' A_2')$  - условная вероятность отказа, при условии неуспешного автоматического отключения поврежденного элемента и не успешного автоматического включения резервного элемента;

$p(A_1)$  - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента;



$p(A_2)$  - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом включении резервного элемента;

$q(A_1')$  - вероятность того, что произошел отказ при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$q(A_2')$  - вероятность того, что произойдет отказ в автоматическом включении резервного элемента.

Среднее время безотказной работы системы находится по формуле:

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} . \quad (143)$$

Расчетное время безотказной работы системы определяем по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c} . \quad (144)$$

Среднее время восстановления системы найдем из формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c} . \quad (145)$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии определяется по выражению, кВт·ч:

$$W_{нед.} = P_{деф.} \cdot q_c \cdot 5000. \quad (146)$$

Ограничения мощности определяется по выражению, кВт:

$$P_{нед.} = P_p \cdot q_c. \quad (147)$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии за год определяется по выражению, руб.:

$$Y = C \cdot W_{нед.} \cdot 8760, \quad (148)$$

где  $C$  – стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 2,06 руб/кВт·ч.

Рассмотрим петлевую схему распределительной сети 10 кВ. Составляем расчетную схему по надежности. В расчетной схеме остаются: выключатель, трансформаторы, линии.

### 1 Нормальный режим

В нормальном режиме работы петля разомкнута, место размыкания сети линия 10. Следовательно, схема разбивается на две. В каждой из расчетных схем элементы не резервируют друг друга, значит, с точки зрения надежности они соединены последовательно.

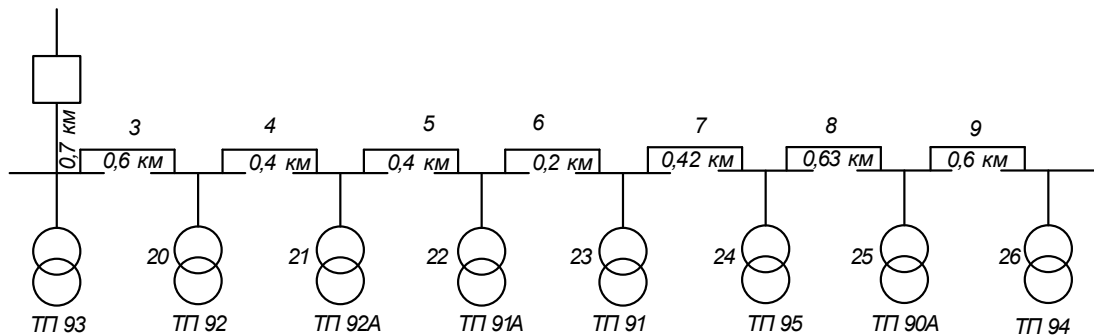


Рисунок 9 – Схема сети в нормальном режиме

Составляем схему замещения.

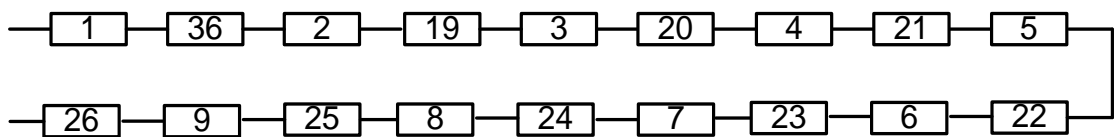


Рисунок 10 – Схема замещения

Таблица 38 – Показатели надежности элементов

| Элемент         | $\omega$ , 1/год | $t_с$ , ч | $\omega_{нл}$ , 1/год | $t_{нл}$ , ч |
|-----------------|------------------|-----------|-----------------------|--------------|
| Линия 10 кВ(36) | 0,133            | 5         | 0,17                  | 6            |
| (3)             | 0,114            | 5         | 0,17                  | 6            |
| (4)             | 0,076            | 5         | 0,17                  | 6            |

|                     |       |      |       |    |
|---------------------|-------|------|-------|----|
| (5)                 | 0,076 | 5    | 0,17  | 6  |
| (6)                 | 0,038 | 5    | 0,17  | 6  |
| (7)                 | 0,08  | 5    | 0,17  | 6  |
| (8)                 | 0,12  | 5    | 0,17  | 6  |
| (9)                 | 0,114 | 5    | 0,17  | 6  |
| (10)                | 0,18  | 5    | 0,17  | 6  |
| (11)                | 0,095 | 5    | 0,17  | 6  |
| (12)                | 0,09  | 5    | 0,17  | 6  |
| (13)                | 0,114 | 5    | 0,17  | 6  |
| (14)                | 0,2   | 5    | 0,17  | 6  |
| (15)                | 0,13  | 5    | 0,17  | 6  |
| (16)                | 0,17  | 5    | 0,17  | 6  |
| (17)                | 0,4   | 5    | 0,17  | 6  |
| (37)                | 0,5   | 5    | 0,17  | 6  |
| Выключатель 10 кВ   | 0,01  | 21,9 | 0,04  | 15 |
| Трансформатор 10 кВ | 0,016 | 50   | 0,25  | 6  |
| Шины 10 кВ          | 0,03  | 7    | 0,166 | 5  |
| Разъединитель 10 кВ | 0,01  | 7    | 0,166 | 4  |

Для выключателя на 10 кВ параметр потокоотказа представим моделью в следующем виде:

$$\omega_{B10} = \omega_{B10} + 2 \cdot \omega_p, \quad (149)$$

где  $\omega_{B10}$  - параметр потокоотказа для выключателя;

$\omega_p$  - параметр потокоотказа для разъединителя.

$$\omega_{A10} = 0,01 + 2 \cdot 0,01 = 0,03.$$

- Параметр потокоотказа каждой цепочки при плановом отключении

$$\omega_1 = \omega_{B10} + \omega_{ЛΣ1} + \omega_{ш} + 8 \cdot \omega_{ТР} + \omega_{пл.наиб}, \quad (150)$$

где  $\omega_{пл.наиб}$  - наибольшая частота плановых остановов.  $\omega_{пл.наиб} = 0,25$

$$\omega_1 = 0,03 + 0,75 + 0,03 + 8 \cdot 0,016 + 0,25 = 1,19;$$

$$\omega_2 = \omega_{B10} + \omega_{ЛΣ2} + \omega_{ш} + 8 \cdot \omega_{ТР} + \omega_{пл.наиб}; \quad (151)$$

$$\omega_2 = 0,01 + 1,7 + 0,03 + 8 \cdot 0,016 + 0,25 = 2,14.$$

- Вероятность отказа схемы

$$q_1 = (\omega_{B10} \cdot t_{в.В10} + \omega_{ЛΣ1} \cdot t_{в.Л} + \omega_{ш} \cdot t_{в.Ш} + 8 \cdot \omega_{ТР} \cdot t_{в.ТР}) \cdot \frac{1}{8760}; \quad (152)$$

$$q_1 = (0,03 \cdot 21,9 + 0,75 \cdot 5 + 0,03 \cdot 7 + 8 \cdot 0,016 \cdot 50) \cdot \frac{1}{8760} = 0,001;$$

- Среднее время восстановления:

$$t_{B1} = \frac{q_1}{\omega_1 - \omega_{пл.наиб}} \cdot 8760; \quad (153)$$

$$t_{B1} = \frac{0,001}{1,19 - 0,25} \cdot 8760 = 9,2;$$

- Параметры потокоотказа

$$\begin{aligned} \omega_c = & \omega_1 \cdot q_2 + \frac{(\omega_1 - \omega_{пр.наиб}) \cdot \omega_{пр.наиб} \cdot t_{пр.наиб}}{8760} + \\ & + \omega_2 \cdot q_1 + \frac{(\omega_2 - \omega_{пр.наиб}) \cdot \omega_{пр.наиб} \cdot t_{пр.наиб}}{8760}, \end{aligned} \quad (154)$$

где  $t_{пр.наиб}$  - наибольшее время планового простоя,  $t_{пр.наиб} = 28$ .

$$\begin{aligned} \omega_c = & 1,19 \cdot 0,002 + \frac{(1,19 - 0,25) \cdot 0,25 \cdot 15}{8760} + 2,14 \cdot 0,001 + \frac{(2,14 - 0,25) \cdot 0,25 \cdot 15}{8760} : \\ = & 0,008. \end{aligned}$$

- Определяем коэффициент простоя системы с учетом плановых отключений

$$k_{np1} = 1 - e^{-\frac{t_{np.наиб}}{t_{B1}}}; \quad (155)$$

$$k_{np1} = 1 - e^{-\frac{0,0017}{0,001}} = 0,8;$$

$$K_{nc} = q_1 \cdot q_2 + (k_{np1} \cdot \omega_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб} \cdot q_2 + k_{np2} \cdot \omega_{np.наиб} \cdot t_{np.наиб} \cdot q_1) \cdot \frac{1}{8760} \quad (156)$$

$$K_{nc} = 0,001 \cdot 0,002 + (0,8 \cdot 0,25 \cdot 15 \cdot 0,002 + 0,8 \cdot 0,25 \cdot 15 \cdot 0,001) \cdot \frac{1}{8760} = 0,3 \cdot 10^{-5}.$$

Среднее время безотказной работы

$$T_c = \frac{1}{\omega_c} = \frac{1}{0,008} = 12,5 \text{ лет}. \quad (157)$$

- Рабочее время безотказной работы

$$T_p = -\ln(1-0,1) \cdot T_c = -\ln(1-0,1) \cdot 12,5 = 1,3 \text{ лет}. \quad (158)$$

- Время восстановления системы

$$t_{вс} = \frac{K_{nc}}{\omega_c} \cdot 8760 = \frac{0,3 \cdot 10^{-5}}{0,008} \cdot 8760 = 3,3 \text{ час}. \quad (159)$$

- Средний недоотпуск эл. энергии

$$W_{нед} = K_{nc} \cdot P_{треб} \cdot T_z = 0,3 \cdot 10^{-5} \cdot 14 \cdot 8760 = 0,37 \text{ MВт}, \quad (160)$$

где  $P_{треб} = 2 \cdot 0,7 \cdot S_{тр}$ .

Полная формула вероятности

$$q_c = q(S / A_1 \cdot A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1^- \cdot A_2) \cdot q_1(A_1^-) \cdot p(A_2) + q(S / A_1 \cdot A_2^-) \cdot p(A_1) \cdot q_2(A_2^-) + q(S / A_1^- \cdot A_2^-) \cdot p(A_1^-) \cdot p(A_2^-), \quad (161)$$

где  $q(S / A_1 \cdot A_2) = K_{nc} = 0,3 \cdot 10^{-5}$ ;

$$q(A_1^-) = q(A_2^-) = \frac{\omega_{г10} \cdot t_{г.г10} + 2 \cdot \omega_{р.10} \cdot t_{г.р.10}}{8760} = \frac{0,01 \cdot 21,9 + 2 \cdot 0,01 \cdot 7}{8760} = 4,1 \cdot 10^{-5}; \quad (162)$$

$$q(S / A_1^- \cdot A_2) = q(S / A_1 \cdot A_2^-) = q(S / A_1^- \cdot A_2^-) = 0,5; \quad (163)$$

$$p(A_1) = p(A_2) = 1 - q(A_1) = 1 - 4,1 \cdot 10^{-5} = 0,999959; \quad (164)$$

$$q_c = 0,3 \cdot 10^{-5} \cdot 0,999959 \cdot 0,999959 + 0,5 \cdot 4,1 \cdot 10^{-5} \cdot 0,999959 + 0,5 \cdot 4,1 \cdot 10^{-5} \cdot 0,999959 + 0,5 \cdot 4,1 \cdot 10^{-5} \cdot 4,1 \cdot 10^{-5} = 12,79 \cdot 10^{-5}.$$

Таблица 39 – Параметры надежности

| № п/п | Показатели                       | Значение показателя    |
|-------|----------------------------------|------------------------|
| 1     | $\omega_1$                       | 1,19                   |
| 2     | $\omega_2$                       | 2,14                   |
| 3     | $q_1$                            | 0,001                  |
| 4     | $q_2$                            | 0,002                  |
| 5     | $t_{B1}$                         | 9,2                    |
| 6     | $t_{B2}$                         | 9,3                    |
| 7     | $\omega_c$                       | 0,008                  |
| 8     | $K_{nc}$                         | $0,3 \times 10^{-5}$   |
| 9     | $T_c$ , лет                      | 12,5                   |
| 10    | $T_p$ , лет                      | 1,3                    |
| 11    | $t_{вс}$ , час                   | 3,3                    |
| 12    | $W_{нед}$ , МВт                  | 0,37                   |
| 13    | $q_c$                            | $12,79 \times 10^{-5}$ |
| 14    | Ущерб от недоотпуска за год, руб | 15689                  |

### 13. Молниезащита, заземление подстанции

#### 13.1 Расчет заземления подстанции «Зейская»

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Различают следующие виды заземлений:

- защитное – служит для обеспечения безопасности людей, обслуживающих электроустановку, выполняются путем заземление металлических частей установки, которые нормально имеют нулевой потенциал, но могут оказаться под напряжением при перекрытии или пробое изоляции.

- рабочее – для обеспечения нормальных режимов работы установки, к ним относятся заземление нейтрали силовых трансформаторов, трансформаторов напряжения, генераторов, реакторов, а так же заземление фазы при использовании земли в качестве рабочего провода.

- молниезащитное – служит для отвода тока молнии в землю, от молниеотводов или других конструкций.

В большинстве случаев одно и то же заземление выполняет несколько функций одновременно.

ОРУ 35 кВ подстанции Зейская выполнено в виде блочной схемы с выключателями и неавтоматической ремонтной перемычкой, с использованием металлических или унифицированных железобетонных конструкций.

Расчет заземления ОРУ в виде сетки:

Контур заземлителя сетки расположена с выходом за границы оборудования на 1.5 м, для того, чтобы человек не попал в зону с потенциалом.

ОРУ имеет размеры  $A = 26 \text{ м}$ ,  $B = 14 \text{ м}$ .

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (165)$$

$$S = (26 + 2 \cdot 1,5) \cdot (14 + 2 \cdot 1,5) = 493 \text{ м}^2.$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, принимается диаметр равный  $d = 10$  мм.

Производится проверка выбранного проводника по условиям:

1 Проверка сечения прутка по условиям механической прочности:

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2, \quad (166)$$

$$F_{mn} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,5 \text{ мм}^2.$$

2 Проверка сечения прутка по условиям термической стойкости:

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{OTK}}{400 \cdot \beta}} \text{ мм}^2, \quad (167)$$

где  $\beta = 21$  – коэффициент термической стойкости, [14, с. 178, табл. п.15.2].

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{5,8^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 28,301 \text{ мм}^2.$$

3 Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \text{ мм}^2, \quad (168)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (169)$$

где  $T = 240$  мес. – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – коэффициенты аппроксимации, зависящие от типа грунта.

Для средней коррозионной активности принимается [17, с 123]:

$$a_k = 0,0026,$$

$$b_k = 0,00915,$$



$$c_k = 0,0104$$

$$\alpha_k = 0,0224,$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,782 \text{ мм}^2$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,485 \text{ мм}^2.$$

По приведенным выше условиям сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{МП} \geq F_{min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.}; \quad (170)$$

$$F_{МП} = 78,5 \geq F_{min} = 54,786 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки  $l_{n-n} = 6 \text{ м}$ , тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_{\Gamma} = (26 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{14 + 2 \cdot 1,5}{6} + (14 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} = 164,333 \text{ м} \quad (171)$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$\frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} = 4,8.$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$\frac{14 + 2 \cdot 1,5}{6} = 2,8.$$

Принимается общее число горизонтальных полос:

$$n_{\Gamma} = 5 + 3 = 8.$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади ОРУ квадратичной моделью со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{493} = 22,204 \text{ м.}$$

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\bar{A}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{164}{2 \cdot \sqrt{493}} - 1 = 2.701. \quad (172)$$

Принимается число ячеек  $m = 3$ .

Длина стороны одной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{493}}{3} = 7,401 \text{ м.} \quad (173)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной квадратичной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{493} \cdot (3 + 1) = 177,629 \text{ м.} \quad (174)$$

Определяется количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимается кратным длине стороны ячейки  $a = 6$  м – расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{493}}{6 \cdot 2} = 7.401. \quad (175)$$

Принимается количество вертикальных электродов  $n_B = 8$ .

Определяется стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (176)$$

где  $A_{min}$  – коэффициент подобия, принимается по и зависит от отношения:

$$A_{min} = f\left(\frac{l_B}{\sqrt{S}}\right) = \frac{5}{\sqrt{493}} = 0,225. \quad (177)$$

К дальнейшему расчету  $A_{min}$  принимается равным 0,33 [2, с.303].  
Стационарные сопротивления первого и второго слоев грунта соответственно равны:

$$R_{s1} = 20 \cdot \left( \frac{0,33}{\sqrt{493}} + \frac{1}{178 + 8 \cdot 5} \right) = 0,389 \text{ Ом};$$

$$R_{s2} = 4 \cdot \left( \frac{0,33}{\sqrt{493}} + \frac{1}{177,629 + 8 \cdot 5} \right) = 0,078 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент вычисляется по следующему выражению:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}},$$

где  $I_M$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{493}}{(20 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 0,996,$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{493}}{(4 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,014.$$

Импульсные сопротивления первого и второго слоев грунта определяются по формуле:

$$R_u = R_s \cdot \alpha_u. \quad (178)$$

Таким образом:

$$R_{u1} = 0,389 \cdot 0,996 = 0,385 \text{ Ом};$$

$$R_{u2} = 0,078 \cdot 1,014 = 0,079 \text{ Ом.}$$

Расчет является верным, если выполняется условие:  $R_{\text{общ}} \leq 0,5 \text{ Ом}$ :

$$R_{\text{общ}} = R_{u1} + R_{u2} = 0,385 + 0,079 = 0,464 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать  $5000 \text{ В}$ :

$$U_3 = R_u \cdot I_3 = 0,464 \cdot 5100 = 2366,4 \text{ В.} \quad (179)$$

где  $I_3$  – расчетный ток замыкания на землю, А.

### 13.2 Расчет молниезащиты ОРУ

Для защиты от прямых ударов молнии используют молниеотводы.

Молниеотвод – это возвышающаяся над защищаемым объектом через которое ток молнии, минуя защищаемый объект, отводится в землю.

Назначение молниеотвода – принять подавляющее большинство ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю.

Защитное действие молниеотводов характеризуется его зоной защиты, т. е. пространством вблизи молниеотвода вероятность попадания, которое не превышает допустимое значение в зависимости от типа зоны.

В России нормируется два типа зон:

- зона защиты типа А – с вероятностью не менее  $0,005$  и  $U \leq 500 \text{ кВ}$ ;
- зона защиты типа Б – с вероятностью не менее  $0,05$  и  $U > 750 \text{ кВ}$ .

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли. Если используется несколько молниеотводов, то зона защиты определяется, как зона защиты попарно взятых соседних молниеотводов.

Зона защиты образуется четырьмя равновеликими стержневыми молниеотводами. Принимаю для молниеотводов 1, 2, высоту  $h = 14 \text{ м}$ .

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

Зона защиты четырех одинаковых по высоте стержневых молниеотводов характеризуется следующими параметрами:

$h$  – высота молниеотвода, м;

$h_{\text{ЭФ}}$  – высота защиты конуса, м;

$h_{\text{СТ}}$  – наименьшая высота внутренне зоны защиты в середине между равновеликими молниеотводами, м;

$h_i$  – высота зоны защиты для защищаемого объекта, м;

$r_0$  – радиус основания зоны защиты на уровне земли, м;

$r_{ix}$  – радиус основания зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта, м;

$r_{icx}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для защищаемого объекта.

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot h;$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ м.}$$

Определяется радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (180)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,122 \text{ м} \quad (181)$$

Высота защищаемого объекта:  $h_{IX} = 9 \text{ м}$  - на уровне линейного портала;

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне земли, равна радиусу зоны защиты на уровне земли, так как при выполнении расчета, будет рассматриваться расстояние между двумя молниеотводами, которое удовлетворяет условию  $h < L_{M-M} \leq 2 \cdot h$ .

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_x = r_o \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{ЭФ}}} \right); \quad (182)$$

$$r_{1x} = 18,122 \cdot \left( 1 - \frac{9}{14,45} \right) = 6,835 \text{ м.} \quad (183)$$

Высота на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами, м:

$$h_{CF} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h);$$

$$h_{1-2CF} = 14,45 - (0,17 + 0,0003 \cdot 17) \cdot (20 - 17) = 13,925 .$$

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_{CXi} = r_{CO} \cdot \frac{h_{CF} - h_{1x}}{h_{CF}}. \quad (184)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{CX1}^{1-2} = 18,122 \cdot \frac{13,925 - 9}{13,925} = 6,409 \text{ м};$$

## 14. Безопасность и экологичность

### 14.1 Безопасность проекта

В настоящее время на подстанциях предъявляются жесткие требования к безопасности и экологичности. Существует большая нормативная база, прописывающая последовательность действий рабочего персонала на энергетических предприятиях, нормирующая различные показатели условий труда, а также располагающая рядом методов и расчетов по определению различных параметров трудовой сферы. Все эти меры и действия направлены, прежде всего, на то, чтобы не допустить или снизить негативное

влияния различных вредных и ядовитых веществ на организм человека, а также предотвратить летальные исходы.

Опасные и вредные факторы воздействия на работников оперативно-выездной бригады при эксплуатации ПС

На реконструируемой подстанции «Зейская 35/10 кВ» постоянно присутствует дежурный по подстанции. В его обязанности входят: утренний, дневной и вечерний обход территории. Реконструкция должна проводиться в период летнего минимума энергопотребления, т.к. в это время подстанция наиболее разгружена. Это связано с тем, что практически отсутствует осветительная нагрузка. Так как через подстанцию осуществляется транзит мощности, она будет выведена из работы частично.

Люди находящиеся на подстанции и вблизи во время эксплуатации воздействуют следующие факторы:

а) шум, создаваемый установленными на подстанции «Зейская» двумя двухобмоточными трансформаторами мощностью 6.3 МВА;

б) на ВЛ акустический шум является одним из проявлений интенсивной короны. Он воспринимается человеческим ухом в диапазоне частот от 16 Гц до 20 кГц. Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума [26], поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах;

в) работы, проводимые на высоте;

г) вибрации работающих на ПС электроустановок;

д) пожароопасность и взрывоопасность.

Из приведенных выше вредных и опасных факторов наиболее опасными являются воздействия электрического поля 50 Гц на человека и работа на высоте. Следует в первую очередь обратить внимание на средства индивидуальной защиты работника и на заземляющие устройства.

Факторы воздействия электрического поля 50 Гц на человека

Механизм биологического действия электрического поля на организм человека изучен недостаточно. Предполагается, что нарушение регуляции физиологических функций организма обусловлено воздействием поля на различные отделы нервной системы. При этом повышение возбудимости центральной нервной системы происходит вследствие рефлекторного действия поля, а тормозной эффект - результат прямого воздействия поля на структуры головного и спинного мозга. Считается, что кора головного мозга, а также промежуточный мозг особенно чувствительны к воздействию электрического поля.

Предполагается также, что основным материальным фактором, вызывающим указанные изменения в организме, является индуцируемый в теле ток, а влияние самого электрического поля значительно меньше.

Наряду с биологическим действием электрическое поле обуславливает возникновение разрядов между человеком и металлическим предметом, имеющим иной, чем человек потенциал.

Если человек стоит непосредственно на земле или на токопроводящем заземленном основании, то потенциал его тела практически равен нулю, а если он изолирован от земли, то тело оказывается под некоторым потенциалом, достигающим иногда несколько киловольт.

Очевидно, что прикосновение человека, изолированного от земли, к заземленному металлическому предмету, равно как и человека, имеющего контакт с землей, к металлическому предмету, изолированному от земли, сопровождается прохождением через человека в землю разрядного тока, который может вызывать болезненные ощущения, особенно в первый момент. Часто прикосновение сопровождается искровым разрядом.

В случае прикосновения к изолированному от земли металлическому предмету большой протяженности (трубопровод, проволочная ограда на деревянных стойках и т.п.) или большого размера (крыша деревянного здания и пр.) ток, проходящий через человека может достигать значений, опасных для жизни.



Различают следующие виды вредного воздействия электрического поля вблизи ВЛ на человека:

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

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

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

К основным электротехническим средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся:

- изолирующие штанги всех видов;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- устройства для прокола кабеля, указатели повреждения кабелей;

К дополнительным электротехническим средствам в электроустановках напряжением выше 1000 В относятся:

- диэлектрические перчатки;
- диэлектрические боты;
- диэлектрические ковры;
- изолирующие подставки и накладки;
- изолирующие колпаки.

Основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы на электроустановке, является защитное заземление,

которое осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников, для обеспечения безопасности персонала при обслуживании и проведении ремонтов электрооборудования ПС. Заземлитель – проводник или совокупность металлически соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Различают следующие виды заземлений:

- 1 защитное – для обеспечения электробезопасности;
- 2 рабочее – для обеспечения нормальных режимов работы установки;
- 3 молниезащитное – для защиты электрооборудования от перенапряжений и молниезащиты зданий и сооружений.

Расчет заземления был проведен ранее в п. 1.10.1 дипломного проекта.

Мероприятия по обеспечению безопасности работников при проведении реконструкции подстанции.

Передача электроэнергии особенно на высоких уровнях напряжений (110, 35, 10, кВ на реконструируемой подстанции) несет потенциальную опасность для работающих. Для обеспечения безопасности необходимо соблюдать организационные мероприятия, которые должны обеспечивать лица ответственные за безопасность проведения работ в электроустановках:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ,
- выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- члены бригады.

Категорически запрещается:

- а) допускать к работе на кранах и строительных механизмах работников, не имеющих документов для работы на этих механизмах;
- б) работать на строительных механизмах и кранах, имеющих неисправности;
- в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;
- г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность механизма;
- д) выполнять работы под линиями электропередачи;
- е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Защита при работах на высоте:

- перед началом работы необходимо проверить исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц, подмостей.
- при работе на настилах и подмостях весь инструмент держать в ящике и не оставлять на настиле во избежание падения его вниз на проходящих людей.

Работать под настилом запрещается.

- на высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров - только с лесов, подмостей или со специальных механизмов.

- должны использоваться страховочные пояса и каски.

Данные требования в соответствии с правилами техники безопасности на подстанции «Зейская» выполняются.

#### 14.2 Экологичность

Экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии по основным характеристикам нормируются директивными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустических шумов и радиопомех. Выбор параметров электропередачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соблюдение указанных нормативных требований. В этом случае необходим тщательный анализ проектируемой подстанции и линии электропередачи, погодных условий в течение года и выбор средств, позволяющих снизить размеры отторгаемых ценных земель, вырубки лесных массивов, воздействия на окружающий животный и растительный мир, а также на находящиеся вблизи подстанции и трассы линии населенные пункты. Важным аспектом экологического влияния линии электропередачи являются места ее пересечения с железной и автомобильной дорогами, что связано с обеспечением безопасности людей.

Защита от электромагнитных полей и излучений в нашей стране регламентируется Законом РФ об охране окружающей природной среды, а также рядом нормативных документов. Основной способ защиты населения от возможного вредного воздействия электромагнитных полей от подстанций и линий электропередачи – создание охранных зон шириной от 15 до 30 м в зависимости от напряжения. Данная мера требует отчуждения больших территорий и исключения их из пользования в некоторых видах хозяйственной деятельности. Уровень напряженности электромагнитных полей снижают также с помощью устройства различных экранов, в том числе и зеленых насаждений, выбора геометрических параметров линий, заземление тросов и других мероприятий.

В стадии разработки находятся проекты замены воздушных линий на кабельные и подземной прокладки высоковольтных линий. В 1981 г. американскими учеными были выполнены исследования по изучению воздействия кабельной газоизолированной линии напряжением 500 кВ на окружающую среду. Линия находилась в эксплуатации с 1975 г. Наблюдения проводились на одной секции передачи длиной 192 м. Полоса отчуждения такой передачи изменяется от 7,5 до 30 м в ширину. Хотя на этих землях допускаются сельскохозяйственные работы, постройка домов и посадка крупных деревьев исключается. Электрическое поле вокруг кабельной линии такого напряжения практически отсутствует, а величина магнитного поля очень мала и соизмерима с полем, создаваемым электродвигателем бытового вентилятора. Таким образом, воздействие кабельных линий на окружающую среду возможно только в случае аварийной утечки газа (или масла) из оболочек линии. [1]

Преимуществом кабельной линии является также то, что она не изменяет ландшафта местности, по которой проложена, хотя существуют некоторые оговорки, о которых было сказано выше. Главным ограничением в строительстве таких передач электроэнергии в настоящее время является их цена (в 8—10 раз выше стоимости ВЛ). Существующие линии имеют небольшую длину (несколько километров) и прокладываются в местах, где строительство воздушной линии либо невозможно технически (широкие водные пространства), либо исключено по социально-экономическим причинам (в крупных городах и населенных пунктах).

Поскольку в основной части дипломного проекта питающие линии 110 кВ выполнены кабелем, следовательно, расчёт электромагнитных полей и акустических шумов от линии рассматриваться не будет.

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслonaполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при

расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

При массе масла или негорючего экологически безопасного диэлектрика в одном баке более 600 кг должен быть устроен маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, или на удержание 20 % масла с отводом в маслосборник.

При сооружении камер над подвалом, на втором этаже и выше, а также при устройстве выхода из камер в коридор под трансформаторами и другими маслосодержащими аппаратами должны выполняться маслоприемники по одному из следующих способов:

1) при массе масла в одном баке (полюсе) до 60 кг выполняется порог или пандус для удержания полного объема масла;

2) при массе масла от 60 до 600 кг под трансформатором (аппаратом) выполняется маслоприемник, рассчитанный на полный объем масла, либо у выхода из камеры - порог или пандус для удержания полного объема масла;

3) при массе масла более 600 кг:

- маслоприемник, вмещающий не менее 20 % полного объема масла трансформатора или аппарата, с отводом масла в маслосборник. Маслоотводные трубы от маслоприемников под трансформаторами должны иметь диаметр не менее 10 см. Со стороны маслоприемников маслоотводные трубы должны быть защищены сетками. Дно маслоприемника должно иметь уклон 2 % в сторону приямка;

- маслоприемник без отвода масла в маслосборник. В этом случае маслоприемник должен быть перекрыт решеткой со слоем толщиной 25 см чистого промытого гранитного (либо другой непористой породы) гравия или щебня фракцией от 30 до 70 мм и должен быть рассчитан на полный объем масла; уровень масла должен быть на 5 см ниже решетки. Верхний уровень гравия в маслоприемнике под трансформатором должен быть на 7,5 см ниже отверстия воздухоподводящего вентиляционного канала. Площадь

маслоприемника должна быть более площади основания трансформатора или аппарата.

Рассчитывается маслоприёмник на ЗРУ ПС Зейская 35/10 для маслонеполненного трансформатора ТМН 35/10 мощностью 10 МВА.

Исходные данные:

Тип трансформатора – ТМН-10000/35

Масса трансформаторного масла –  $M_{\text{тр}}=14500$  кг

Высота трансформатора –  $H=5,4$  м

Длина трансформатора –  $A=6,3$  м

Ширина трансформатора –  $B=3,4$  м

Интенсивность пожаротушения –  $K=0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$

Нормативное время пожаротушения –  $t=1800$  с

Плотность масла –  $\rho_{\text{ТМ}}=850$  кг/м<sup>3</sup>

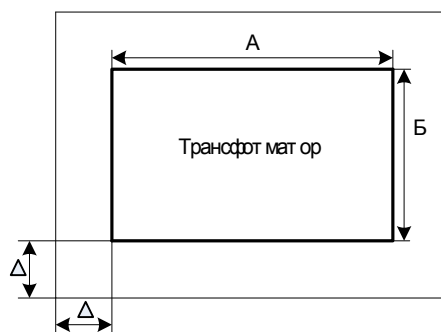


Рисунок 11 – Габариты маслоприёмника

Объем масла, помещающейся в маслоприемнике, определяется по формуле: м<sup>3</sup> :

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТМ}}}{\rho_{\text{ТМ}}}, \quad (185)$$

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{14500}{850} = 17,06$$

Площадь боковой поверхности трансформатора, м<sup>2</sup>

$$S_{BT} = (A + B) \cdot H, \quad (186)$$

$$S_{BT} = (6,3 + 3,4) \cdot 5,4 = 52,38$$

Площадь маслоприемника, м<sup>2</sup>

$$S_{МП} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (187)$$

значение  $\Delta$  принимается равным 1 м, тогда

$$S_{МП} = (6,3 + 2 \cdot 1) \cdot (3,4 + 2 \cdot 1) = 44,82 \text{ м}^2$$

Объем воды, помещающейся в маслоприемнике, м<sup>3</sup>

$$V_{\text{воды}} = K \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{BT}), \quad (188)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (52,38 + 44,82) = 34,99$$

Высота масла и воды, м

$$h_{\text{мп + воды}} = \frac{V_{TM} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}}}{S_{МП}}, \quad (189)$$

$$h_{\text{мп + воды}} = \frac{17,06 + 0,8 \cdot 34,99}{44,82} = 1,01$$

Высота маслоприемника, м

$$h_{МП} = h_{\text{мп + воды}} + h_2, \quad (190)$$

высота слоя гравия  $h_a$  составляет 0,25 м

$$h_{МП} = 1,01 + 0,25 + 0,05 = 1,31$$

где 0,05 – минимальный зазор между принятым уровнем масла с водой и решёткой.



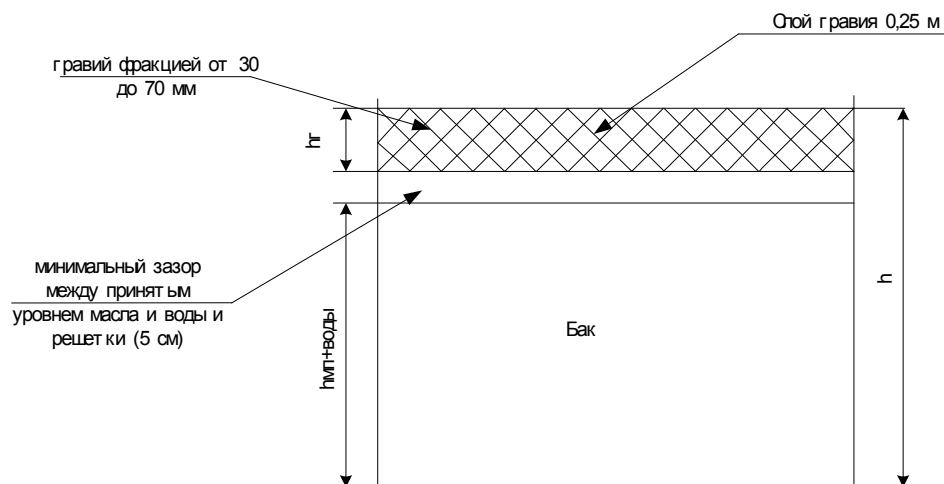


Рисунок 12 - Устройство маслоприемника.

### 14.3 Чрезвычайные ситуации

#### Виды ЧС

В соответствии с [30] виды ЧС:

Источник ЧС – опасное природное явление, авария или опасное техногенное происшествие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных, растений, а так же применение средств поражений, в результате чего произошла или может произойти ЧС.

Все ЧС делят на природные ЧС и техногенные ЧС.

Природные ЧС (стихийные бедствия) – катастрофические природные явления, которые могут вызывать многочисленные человеческие жертвы, причинять значительный ущерб и другие тяжелые последствия.

Природные ЧС характерные для ПС «Коммунальная»:

- 1 Геологические: просадка земной поверхности;
- 2 Метеорологические и агрометеорологические: ветры, дождь, град, снегопад, мороз, туман, гололед;
- 3 Гидрологические: наводнения, весенние паводки.

Техногенные ЧС (аварии в техносфере) – чрезвычайное событие, происходящее по техногенным причинам, а так же из-за случайных внешних воздействий и заключающееся в повреждении, выходе из строя, которые

могут вызывать человеческие жертвы, экологический ущерб и другие тяжелые последствия.

Основные причины аварий в техносфере:

1. Ошибка человека (до 60%).
2. Техногенные причины (конструктивные недостатки, технологические причины, эксплуатационные, производственные).

К чрезвычайным ситуациям, которые могут произойти в распределительном устройстве, можно отнести:

- разрушение опорных колонок разъединителя;
- взрыв трансформатора тока;
- пожар на маслонаполненном оборудовании;
- пожар кабельных линий;

Для недопущения подобных случаев необходима правильная эксплуатация, своевременная диагностика и ремонт оборудования.

Обеспечение пожарной безопасности на подстанции

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Согласно [32], первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории ОРУ.

В соответствии с требованиями ПТЭ:

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил - без согласования с местными надзорными органами.

Курение разрешается только в специальных и оборудованных местах, у которых должны быть вывешены знаки безопасности по действующему государственному стандарту.

При пересечении коммуникациями и кабелями перегородок

(перекрытий) все места проходок необходимо на всю толщину уплотнить несгораемыми материалами, а при необходимости специальными сальниковыми уплотнениями.

Пожарная опасность электрооборудования установленного на подстанции связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности приводов выключателей и др. аппаратов.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций” [33].

К первичным средствам пожаротушения относятся:

- огнетушители порошковые;
- огнетушители углекислотные;
- пожарные краны;
- песок;
- пожарный щит.

Порядок тушения пожара:

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

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

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению

пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене.

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

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

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

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

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

В соответствии с [33], для пожаротушения трансформаторов 10 МВ·А, учитывая их важность, можно предложить установить систему пожаротушения распыленной водой, включающую в себя насосную станцию пожаротушения с насосами Д320-50, камеру переключения задвижек, сухотрубопроводов, трубную обвязку автотрансформаторов с оросителями ОПДР-15 и пожарные резервуары. Расход воды на тушение одного трансформатора составляет 20 л/с.

Аппаратная маслохозяйства и насосная станция пожаротушения оборудуются пожарными кранами для внутреннего пожаротушения с расходом 5 л/с.

Наружное пожаротушение осуществляется передвижными устройствами от пожарных гидрантов с расходом 10 л/с.

Противопожарный запас в объеме 160 м<sup>3</sup> хранится в двух резервуарах емкостью 100 м<sup>3</sup>.

Восстановление пожарного запаса предусмотрено в течение 36 часов от двух скважин, одна из которых – рабочая, вторая – резервная.

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в случае загорания трансформатора под ним оборудуется маслоприемник, не допускающий распространения пожара.

Пуск средств пожаротушения осуществляется при срабатывании датчика пожарной сигнализации в помещении и при срабатывании защит автотрансформатора, реагирующих на внутренние повреждения (газовой или дифференциальной).

Автоматический пуск должен дублироваться дистанционным пуском со щита управления и ручным пуском у места установки в безопасном от пожара месте.

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

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

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская

перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные - бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

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

#### **15. Диспетчерское управление, телемеханика и средства связи, учёт электроэнергии**

Оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах (Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляется посредством централизованного круглосуточного и непрерывного управления взаимосвязанными технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, образующими в совокупности электроэнергетические режимы соответствующих энергосистем (далее - управление электроэнергетическим режимом энергосистемы).

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы может осуществляться одним субъектом оперативно-диспетчерского управления или несколькими субъектами оперативно-диспетчерского управления, находящимися в соподчинении, то есть являющимися вышестоящими и нижестоящими по отношению друг к другу.

Вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления является организация, зона диспетчерской ответственности которой включает зоны диспетчерской ответственности иных субъектов оперативно-диспетчерского управления, являющихся нижестоящими по отношению к данной организации и осуществляющих деятельность на основании договоров с данной организацией. Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления вправе давать соответствующим нижестоящим субъектам оперативно-диспетчерского управления обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

В пределах Единой энергетической системы России вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления по отношению к другим субъектам оперативно-диспетчерского управления выступает системный оператор.

Территории в пределах Единой энергетической системы России, в которых на дату вступления в силу настоящих Правил оперативно-диспетчерское управление осуществлялось акционерными обществами энергетики и электрификации (их дочерними или зависимыми обществами или правопреемниками в части осуществления управления технологическими режимами работы принадлежащих иным лицам объектов электроэнергетики), в уставном капитале которых доля Российского акционерного общества "ЕЭС России" на указанную дату составляла менее 25 процентов, являются зонами диспетчерской ответственности соответствующих акционерных обществ энергетики и электрификации (их дочерних или зависимых обществ или правопреемников).

Субъект оперативно-диспетчерского управления осуществляет управление электроэнергетическим режимом энергосистемы в зоне своей диспетчерской ответственности через один или несколько диспетчерских центров, за каждым из которых закрепляет соответствующую операционную зону.

В случае если субъект оперативно-диспетчерского управления имеет только один диспетчерский центр, то закрепленная за ним операционная зона должна совпадать с зоной диспетчерской ответственности субъекта оперативно-диспетчерского управления.

Системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления) определяет в зоне своей диспетчерской ответственности структуру диспетчерских центров, включая их уровни и соподчиненность. При этом в качестве вышестоящих диспетчерских центров определяются диспетчерские центры, в

операционные зоны которых входят операционные зоны иных диспетчерских центров, являющихся нижестоящими по отношению к данным диспетчерским центрам.

Вышестоящие диспетчерские центры вправе давать соответствующим нижестоящим диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

Вышестоящий субъект оперативно-диспетчерского управления обязан определить для каждого из нижестоящих субъектов оперативно-диспетчерского управления диспетчерский центр, уполномоченный давать их диспетчерским центрам обязательные для исполнения диспетчерские команды и распоряжения.

Субъект оперативно-диспетчерского управления обязан:

обеспечить каждый диспетчерский центр оборудованием и помещениями, необходимыми для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы в соответствующей операционной зоне;

обеспечить каждый диспетчерский центр резервными помещениями и оборудованием, необходимыми для осуществления функций диспетчерского центра в случаях возникновения чрезвычайных ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основного помещения и оборудования диспетчерского центра, либо установить порядок передачи функций одним диспетчерским центром другому в указанных случаях;

обеспечить каждый диспетчерский центр основным и резервным каналами связи с другими диспетчерскими центрами для передачи диспетчерских команд и информации, необходимой диспетчерскому центру для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой обязан обеспечить работу основного и резервного каналов связи с соответствующим диспетчерским центром для передачи диспетчерских команд и информации о технологическом режиме работы объектов электроэнергетики, необходимой диспетчерскому центру



для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы.

В каждом диспетчерском центре определяются работники (диспетчеры), уполномоченные давать диспетчерские команды по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Диспетчерские центры при осуществлении своих функций действуют от имени того субъекта оперативно-диспетчерского управления, структурными подразделениями которого они являются.

Диспетчеры дают диспетчерские команды от имени диспетчерского центра.

Каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой определяет работников (дежурных работников), уполномоченных на осуществление в отношении принадлежащего ему оборудования объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки:

- мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию;

- переключений, пусков и отключений в соответствии с установленным настоящими Правилами порядком;

- локализации технологических нарушений и восстановления технологического режима работы;

- подготовки к проведению ремонта.

В случае если устройства управления технологическими режимами работы объекта электроэнергетики находятся непосредственно в диспетчерском центре, то соответствующие функции по управлению технологическими режимами выполняет диспетчер этого диспетчерского центра.

На объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, виды которых определяются системным оператором (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления),

субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, которым принадлежат указанные объекты и установки, организуют круглосуточное дежурство.

Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется посредством диспетчерских команд и распоряжений, а также в случаях, устанавливаемых настоящими Правилами, - путем выдачи разрешений.

Диспетчерская команда дается диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или дежурному работнику и содержит указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Диспетчерское распоряжение дается вышестоящим диспетчерским центром нижестоящему диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю электрической энергии с управляемой нагрузкой в виде документа, определяющего содержание, порядок и сроки осуществления действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

Каждая диспетчерская команда регистрируется диспетчерским центром с указанием следующих сведений:

время, когда дается команда;

требуемое время исполнения команды, если команда касается изменения нагрузки генераторов тепловых электрических станций или энергопринимающих установок потребителей с управляемой нагрузкой;

фамилия, инициалы и должность лица, давшего команду;

фамилия, инициалы и должность лица, которому адресована команда;

содержание команды;

наличие подтверждения получения команды.

Регистрация диспетчерской команды осуществляется при помощи технических средств (в том числе средств звукозаписи), позволяющих обеспечить достоверность указанных сведений посредством их расшифровки (стенографирования) и защиты от изменений после регистрации. Системный оператор по согласованию с администратором торговой системы оптового рынка устанавливает порядок и сроки хранения зарегистрированных сведений.

Информация о диспетчерских командах, данных участникам оптового рынка электрической энергии (мощности), предоставляется администратору торговой системы и участникам оптового рынка электрической энергии (мощности) в порядке, предусмотренном договором присоединения к торговой системе оптового рынка.

Каждый диспетчерский центр составляет перечень объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, в отношении которых он осуществляет диспетчерское ведение или диспетчерское управление (далее - объекты диспетчеризации).

Информация о включении объектов диспетчеризации в указанный перечень доводится в письменном виде до сведения соответствующих субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, которым принадлежат объекты диспетчеризации, а также до сведения иных диспетчерских центров.

Организация коммерческого учёта

Используемые технические средства:

- однофазные счетчики - СОЭБ-2П ДР многотарифный с устройством передачи данных по радиоканалу и с ДДМ и СОЭБ-2ПР-65-01 с устройством передачи по радиоканалу и макс током 65 А.

- трёхфазные счетчики СТЭБ-0,4Н/1-7,5-1Р с устройством передачи данных по радиоканалу и СТЭБ-0,4Н/1-80-ДР с дистанционными ДДМ передающими показания по радиоканалу, которые устанавливаются на опоре ЛЭП пофазно на отводе к абоненту.

- мобильный пульт переноса информации (ридер) РМРМ-2055РК.

Концепция построения

В основу построения системы заложены принципы позволяющие организовать:

- дистанционный доступ для снятия показаний со счетчиков и проверки их технического состояния.

- возможность постепенного наращивания точек учета без ограничения их количества.

- учет всей потребленной электроэнергии независимо от методов ее хищения.

Для этого у потребителей старые индукционные счетчики заменяются на электронные типа СОЭБ-2П ДР или СОЭБ-2ПР-65-01, и СТЭБ-04Н/1-80-ДР с детекторами обнаружения несанкционированного потребления электроэнергии.

В этом случае любые методы подключения учитываются и идёт непрерывный учет всей потребляемой электроэнергии абонента.

Сбор информации осуществляется на мобильный пульт контролёром, который проходит с пультом вдоль строений потребителей, в которых установлены счетчики-детекторы, и производит съём информации. Такой же съём информации можно производить из автомашины. Для этого мобильный пульт оснащается внешней автомобильной антенной, позволяющей осуществлять прием информации на расстоянии до 100м.

При необходимости контролёр может принять информацию от конкретного абонента либо от группы абонентов и анализировать ее на месте.

После сбора информации мобильный пульт подключается к компьютеру, информация переносится в компьютер для дальнейшей обработки.

Особенности:

Полностью снимается проблема доступа представителей энергосбытовых организаций к приборам учета для сверки показаний и проверки их технического состояния.

Расчетные и диспетчерские службы получают дистанционный доступ к актуальной учетной и служебной информации, что решает вопрос о сокращении штата контролёров.

Полностью устраняется возможность хищения электроэнергии и других нарушений со стороны абонентов.

Предоставляется возможность введения многотарифной и гибкой системы расчетов с потребителями.

Для внедрения системы не надо создавать проводных линий связи.

Функциональные возможности:

- максимально возможное снижение коммерческих потерь за счет учета потребления электроэнергии при любых методах её хищения;
- минимальные затраты по установке на одного потребителя;
- расчет баланса отпущенной и потребленной электроэнергии;
- дистанционный съём показаний электросчетчика контролёром по радиоканалу (до 7000 счетчиков в смену);
- минимизация затрат на съём показаний с электросчетчиков и выдачу счетов потребителям на оплату электроэнергии;
- возможность применения многотарифной системы оплаты.

Программное обеспечение:

- программа ввода счетчиков СОЭБ-2П ДР в эксплуатацию;
- программа ввода счетчиков СТЭБ-0,4Н/1-80-ДР в эксплуатацию;

- программа обслуживания мобильного пульта переноса информации, позволяющая считывать информацию из пульта и сохранять её в базе данных и записывать в пульт новые установки для проведения корректировки этих данных в счетчиках, установленных у потребителей.

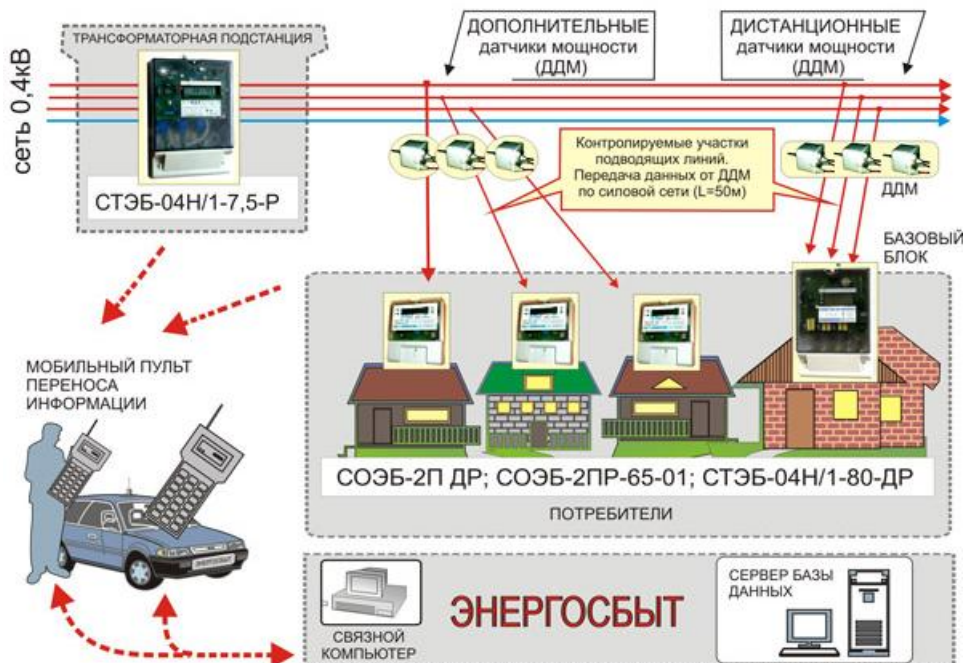


Рисунок 13 - Структурная схема системы РМС 2050м

### Счетчики электрической энергии СОЭБ-2ПДР-65

Назначение - счетчик электрической энергии однофазный статический СОЭБ-2ПДР-65 многотарифный счетчик непосредственного включения, предназначен для учета потребления активной энергии в однофазных двухпроводных цепях переменного тока.

Нормативно-правовое обеспечение:

- соответствие ГОСТ 52320-2005;
- сертифицированы в России;
- внесены в Государственный реестр средств измерений России.

Особенности:

- самодиагностика;
- устойчивость к климатическим, механическим и электромагнитным воздействиям;

- дистанционная цифровая передача данных по радиоканалу на расстояние до 100 метров;
- работа при напряжении сети 140 - 380 В;
- Исключение возможности скрытого подключения нагрузки (имеет дополнительный датчик мощности).

Функциональные возможности:

- учет и индикация количества потребленной электроэнергии нарастающим итогом;
- передача показаний счетчика по радиоканалу.

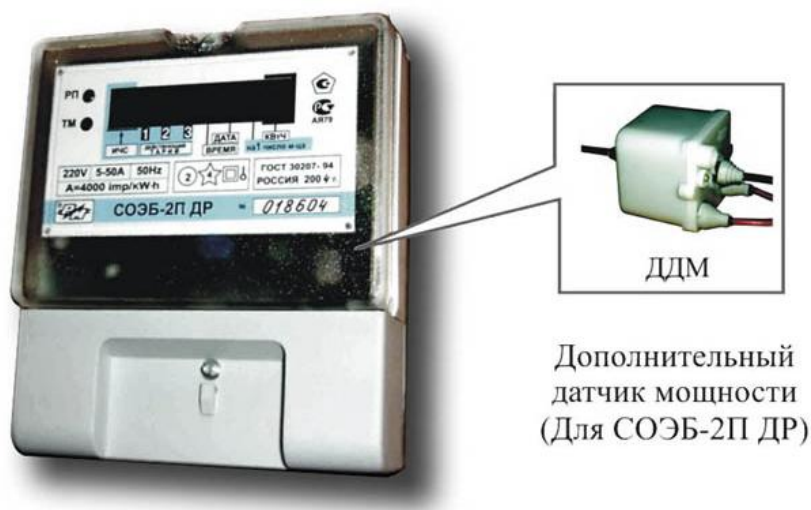


Рисунок 14 - СОЭБ-2ПДР-65 многотарифный счетчик

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В городе Благовещенске в настоящее время приходится постоянный рост нагрузки, при этом распределительные сети 10 кВ изношены физически и морально. Также значительно изношены питающие подстанции. Подстанция, питающая часть района Благовещенска, включающего кварталы № 90-95, на территории которых производится реконструкция, введена в эксплуатацию в 1959, находится в работе более 30 лет. В работе решена задача реконструкции распределительной сети, подключенной к подстанции Зейская.

В работе были решены следующие задачи:

1. Разработана оптимальная схема электроснабжения района города Благовещенска, ограниченного кварталами № 90-95.
2. Произведён расчёт электрических нагрузок потребителей.
3. Произведён выбор и проверка элементов сети электроснабжения села.
4. Произведён расчёт токов короткого замыкания.
5. Выполнен расчёт молниезащиты и заземления подстанции 35/10 кВ Зейская.

В результате выполнения работы был спроектирован участок распределительной сети города Благовещенска, ограниченного кварталами № 90-95, при этом разработанная сеть отвечает не только требованиям надёжности, но и имеет минимальную протяженность и минимальное количество коммутационных аппаратов на шинах питающих подстанций Зейская и Портовая. При этом сеть спроектирована таким образом, чтобы затраты на её сооружение были минимальны, а окупаемость не превышала 5 лет.



## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Ананичева, С.С. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / С.С/ Ананичева. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2008. - 55 с.
- 2 Карапетян И.Г., Файбисович Д.Л., Шапиро И.М. Справочник по проектированию электрических сетей. Под ред. Файбисовича Д.Л. - 4-е издание. - М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2012. - 376 стр.
- 3 Варфоломеев, Л.П. Элементарная светотехника / Л.П. Варфоломеев - Москва: ООО ТК Световые технологии, 2013. – 288 с.
- 4 Кабышев, А.В. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб.пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2008. – 168 с.
- 5 Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростанций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.
- 6 Пособие к «Указаниям по расчету электрических нагрузок» НИИСФ - М.: Тяжпромэлектропроект, 2007. - 23 с
- 7 Правила охраны труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации, 2013.– 125 с.
- 8 Правила устройства электроустановок. Мин. Энерго России. – 7 изд.; Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 648 с.: ил.
- 9 Ротачева, А.Г. Проектирование устройств релейной защиты. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост.: Ротачева А.Г. -Благовещенск: АмГУ, 2014

- 10 Савина, Н.В. Электроснабжение промышленных предприятий: учебно-методический комплекс. – Благовещенск, 2012.
- 11 Савина, Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие. – Благовещенск: АмГУ, 2007 – 229 с.
- 12 Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / под ред. Ю.Г. Барыбина, Л.Е. Федорова и др. - М.: «Энергоатомиздат», 2009.- 464 с.
- 13 Хавроничев, С.В., Рыбкина И.Ю. Расчет токов коротких замыканий и проверка электрооборудования: учебное пособие. - Волгоград, 2012. – 56 с.
- 14 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Москва: РАО «ЕЭС России», 2008, - 131 с.
- 15 РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. – Москва: РАО «ЕЭС России», 2009 – 354 с.
- 16 РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Москва: ГНИЭИ им.Кржижановского, 2009 г. – 38 с.
- 17 РД-153.-34.0-03.301-00. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий». – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2010.-116 с.
- 19 [https://electric-220.ru/news/raschet\\_emkostnogo\\_toka\\_seti/2016-10-28-1099](https://electric-220.ru/news/raschet_emkostnogo_toka_seti/2016-10-28-1099)
- 20 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6-35 кВ РД 34.20.179
- 21 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.
- 22 Железко Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. - М.: ЭНАС, 2009. - 456 с.: ил.

23 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2006.

24 СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций