

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие системы электроснабжения села Чигири Амурской области  
на 2025 год

Исполнитель

студент группы 942-об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

В.Т. Колесников

Руководитель

профессор, доктор техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

старший преподаватель

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Колесникова Вадима Тимофеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Развитие системы электроснабжения села Чигири Амурской области на 2025 год

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 26.06.2023

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: План села с расположением потребителей, план расположения ТП на 10/0,4 кВ, контрольные замеры ТП

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

Анализ системы электроснабжения села, расчет электрических нагрузок, оптимизация системы электроснабжения, расчет токов КЗ и выбор оборудования, расчет релейной защиты, оценка безопасности и экологичности проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Однолинейная схема электроснабжения до реконструкции, Однолинейная схема электроснабжения после реконструкции, поопорная схема электроснабжения 10 кВ, поопорная схема электроснабжения 0,4 кВ, конструктивное исполнение мачтовой ТП, защита отходящих присоединений

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Доцент, кандидат технических наук Булгаков\_А. Б.– раздел «Безопасность и экологичность»

7. Дата выдачи задания 05.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н. В. – зав. кафедрой энергетики, доктор технических наук, профессор

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 137 с., , 12 рисунков, 57 таблиц, 35 источника.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬ, САМОНЕСУЩИЙ ИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОД, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, РУБИЛЬНИК, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, РАСПЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ЩИТ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в следующем: в связи с тем, что село Чигири активно развивается и застраивается, то для повышения надежности и гибкости системы электроснабжения необходимо провести реконструкцию.

Целью данной выпускной квалификационной заключается в проведении реконструкции системы электроснабжения Юго-Восточной части села Чигири. А так же проектирование механической части корпуса коллективно-распределительного щита.

Результатами данной работы являются следующими: в системе электроснабжения установлена РТП, осуществлен выбор оборудования для РТП, для запитывания новых коттеджей установлены мачтовые ТП.

Так же был разработан новый механизм корпуса распределительного щита с механическим расчетом, который имеет новизну и повысит безопасность эксплуатации обычными людьми. Данная разработка имеет научно-практическую значимость.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
I Исследовательская часть	9
1 Разработка механизма блокировки для коллективных распределительных щитков	9
1.1 Постановка задачи	10
1.2 Описание конструкции и принципа работы	12
1.3 Расчет параметров зубчатого сцепления	15
1.4 Рекомендации по использованию механизма	19
II Основная часть	21
1 Характеристика Юго-Восточной части села Чигири	21
1.1 Краткое описание Юго-Восточной части села	21
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	23
1.3 Характеристика потребителей электроэнергии села	23
2 Анализ существующей системы электроснабжения	25
2.1 Характеристика источников питания	25
2.2 Характеристика схемы электроснабжения 10 кВ юго-восточной части села Чигири	27
2.3 Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП	28
3 Характеристика Юго-Восточной части села Чигири	30
3.1 Расчет вводимых нагрузок	30
3.2 Расчет электрических нагрузок существующих жилых зданий	33
3.3 Расчет электрических нагрузок существующих общественных зданий	34
3.4 Расчет осветительной нагрузки	35
4 Выбор марок и сечений проводов для вводимых потребителей	38
4.1 Выбор марок и сечений проводов для вводимых многоквартирных домов	38
4.2 Выбор СИП для вводимых коттеджей	42

5	Выбор ТП для вводимых потребителей	46
5.1	Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП, питающих многоквартирные дома	46
5.2	Выбор схемы и конструкции ТП, питающих вводимые коттеджи	48
5.3	Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП, питающих вводимые коттеджи	29
5.4	Выбор числа и мощности трансформаторов МТП, питающих вводимые коттеджи	50
6	Проектирование и реконструкция высоковольтного электроснабжения	52
6.1	Выбор РТП для питания микрорайона «Европейский села Чигири»	52
6.2	Выбор СИП для питания МТП-1 и МТП-2	52
7	Расчет токов КЗ	54
7.1.	Расчета токов КЗ на шинах ПС Северная	54
7.2	Расчет токов КЗ на шинах 10 кВ РТП	60
7.3	Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ для ТП-13-198	64
7.4	Расчет токов короткого замыкания в сети на шинах 10 и 0.4 кВ для МТП-1 и МТП-2	65
8	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	67
9	Выбор и проверка электрических аппаратов для РП	69
9.1	Выбор однолинейной схемы РП	69
9.2	Выбор выключателей	69
9.3	Выбор трансформаторов тока	74
9.4	Выбор и проверка сборных шин	78
9.5	Выбор и проверка опорных изоляторов	82
9.6	Выбор и проверка проходных изоляторов	83
9.7	Выбор КРУ	84
9.8	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	85
10	Выбор и проверка электрических аппаратов для МТП	89
10.1	Выбор разъединителей	89
10.2	Выбор предохранителей 10 кВ	90

10.3 Выбор рубильников 10кВ	94
10.4 Выбор трансформаторов тока	98
10.5 Выбор и проверка автоматических выключателей	100
11 Заземление МТП	105
12 Релейная защита ввода и отходящих присоединений РП	111
12.1 Расчет токовой отсечки ввода	111
12.2 Расчет МТЗ ввода	113
12.3 Расчет токовой отсечки отходящих присоединений	115
12.4 Расчет МТЗ отходящих присоединений	117
12.5 Сигнализация	119
13 Безопасность и экологичность	121
13.1 Безопасность	121
13.2 Экологичность	126
13.3 Чрезвычайные ситуации	130
Заключение	133
Библиографический список	134

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей выпускной квалификационной работе применяют следующие термины с соответствующими определениями:

АВР – автоматическое включение резерва

АПВ – автоматическое повторное включение

ВЛ – воздушная линия

КЗ – короткое замыкание

КЛ – кабельная линия

КРУ – комплектное распределительное устройство ЛЭП – линия электропередачи

МТЗ – максимальная токовая защита

ПС – подстанция

РЗА – релейная защита и автоматика

РУ – распределительное устройство

ТО – токовая отсечка

ТП – трансформаторная подстанция

ЭП – электроприёмник

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в активном развитии села Чигири, следовательно, для повышения надежности и гибкости системы электроснабжения необходимо провести реконструкцию.

В данной выпускной квалификационной работе будет рассмотрена Юго-Восточной часть села Чигири. Данная часть села выбрана по ряду нескольких причин:

- Наличие больших равнинных территорий, пригодной для застройки в данной части села;
- Рост коттеджной застройки в данной части села;
- Наличие в данной части села микрорайона «Европейский», который активно застраивается;
- Данная часть села располагается непосредственно рядом с городом Благовещенск.

Целями данной работы будут заключаться в проведении реконструкции электроснабжения 10 кВ Юго-Восточной части села Чигири, а так же выполнение задачи компании АО «ДРСК» по разработке механической части корпуса коллективно-распределительного щита, которая несет в себе научно-исследовательскую часть.

Данная работа состоит из двух частей – научной и основной.

Задачи научно-исследовательской части:

- разработать механизм блокировки корпуса РЩ, который повысит безопасность эксплуатации обычными людьми:
- провести механических расчет для разработанного механизма;
- предложить рекомендации по использовании данного механизма.

Задачи основной части:

- анализ существующей системы электроснабжения;
- расчет электрических нагрузок



- расчет токов КЗ и выбор оборудования;
- оценка безопасности и экологичности проекта.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались следующие программные продукты: Microsoft Office Word, Mathcad 14.0, Microsoft Office Visio 2013, MathType 6.

## I ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКАЯ ЧАСТЬ

### 1 РАЗРАБОТКА МЕХАНИЗМА БЛОКИРОВКИ ДЛЯ КОЛЛЕКТИВНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЩИТТКОВ

#### 1.1 Постановка задачи

В выпускной квалификационной работе, согласно техническому заданию компаний АО «ДРСК», осуществляется разработка механизма РЩ 0,4 кВ с учетом безопасного доступа заявителей, не имеющих достаточных знаний и групп по электробезопасности с целью «Обеспечения сетевой организацией возможности осуществить действиями заявителя фактическое присоединение объектов заявителя к электрическим сетям».

В соответствии с постановлением от 27.14.2004 №861, сетевая организация обязана обеспечить возможностью заявителя на фактическое присоединение к электрическим сетям[15].

Также, в соответствии, с постановлением от 04.05.2012 №442, сетевая организация обязана вести коммерческий учет электроэнергии, в отношении к ним присоединенных потребителей электроэнергии. Следовательно, сетевая организация устанавливает на своих опорах 0,4 кВ распределительные щитки со счетчиками, к которым присоединяются заявители[14].

Исходя из выше постановлений и задачи, необходимо разработать механизм для корпуса распределительного щита, к которому заявитель, без угрозы жизни для него и окружающей среде, может присоединить свой СИП.

Данный вопрос будет решать только относительно технической стороны.

Данный механизм будет применяться в электроснабжении коттеджей Юго-Восточной части села чигири. Данные потребители будут питаться от новых мачтовых ТП.

Мачтовые ТП были выбраны по ряду причин:

- дешевизна;
- простота эксплуатации;
- малый отвод территорий;
- МТП не требуют заградительных сооружений.

На рисунке 1 приведен общий вид МТП.

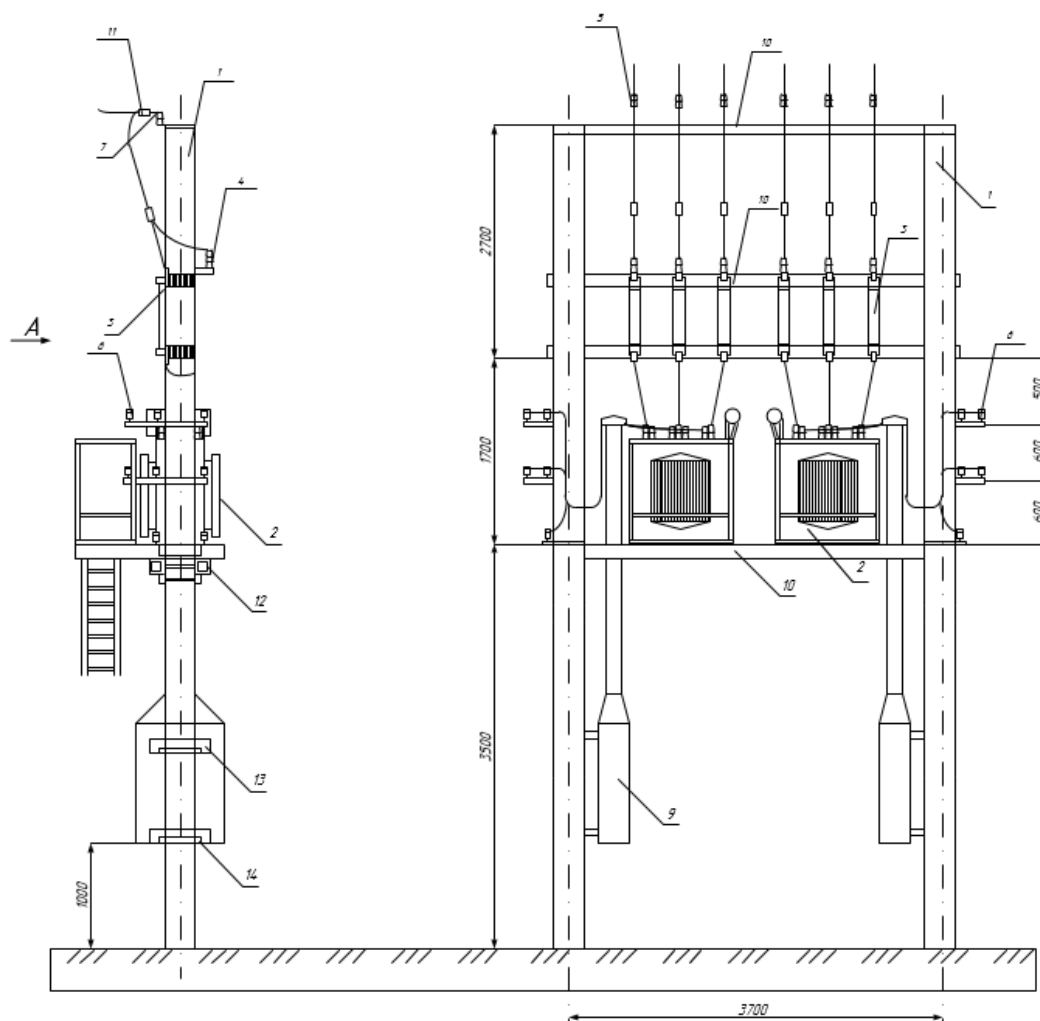


Рисунок 1 – Общий вид МТП

На рисунке 2 приведена однолинейная электрическая схема МТП.

Критерии для разработки механизма:

- безопасность эксплуатации для неквалифицированных людей;
- простота конструкции;
- дешевизна;
- простота эксплуатации.

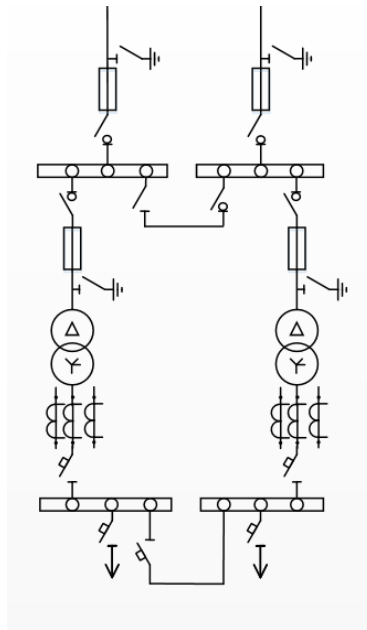


Рисунок 2 – однолинейная электрическая схема МТП

## 1.2 Описание конструкции и принципа работы механизма

Структура щита следующая: доступ к содержимому щиту будет осуществляться при помощи двух, дверей и рубильника.

На рисунке 3 представлен вид сверху распределительного щита.

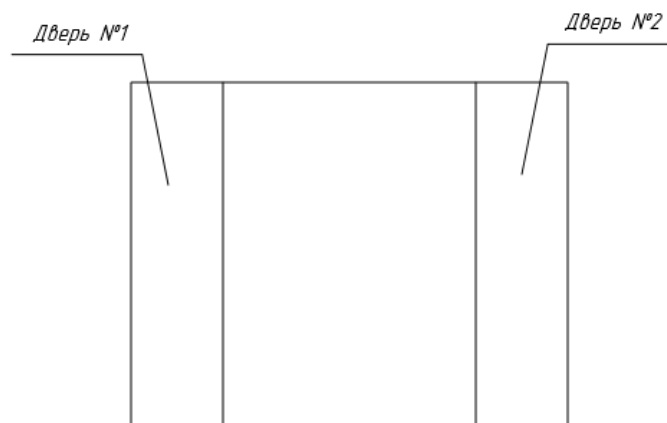


Рисунок 3 – Вид сверху РЩ

Первая дверь предоставляет доступ исключительно только к автоматическим выключателям. Данная дверь запирается на ключ.

Вторая же дверь предоставляет доступ к ВРУ и электрическим контактам. Также закрывается на ключ.

Особенностью второй двери является то, что она механически связана с рубильником. Чтобы открыть вторую дверь, необходимо выключить рубильник. Дверь не поддастся, пока рубильник будет в положении включено.

Помимо этого, рубильник не получится включить, пока вторая дверь не будет полностью закрыта.

На рисунке 4 представлена механическая связь между рубильником и второй дверью.

Принцип работы механизма следующий:

При вращении рукоятки рубильника в положение ВЫКЛ за счет вращения редуктора 1, цилиндр 1 перемещается вправо, заставляя опускаться цилиндр 2 через редуктор 2, тем самым разблокируется вторая дверь.

Как только вторая дверь начинает открываться, цилиндр 4 за счет передвижения цилиндра 3 и вращения редукторов 3 и 4 начинает опускаться вниз и входит в спец отверстие цилиндра 1, тем самым блокируя его. В следствии этого, невозможно будет повернуть рукоятку в положение ВКЛ.

На рисунке 5 представлена механическая связь между рубильником и второй дверью в положении ВЫКЛ.

При закрытой двери 4 цилиндр разблокировывает 1 цилиндр, а следовательно, можно перемещать рукоятку рубильника в положение ВКЛ. При этом цилиндр 1 перемещается влево, а цилиндр 2, за счет редуктора 2, перемещается вверх, тем самым блокирует вторую дверь.

На рисунке 6 представлена механическая связь между рубильником и второй дверью в положении ВЫКЛ.

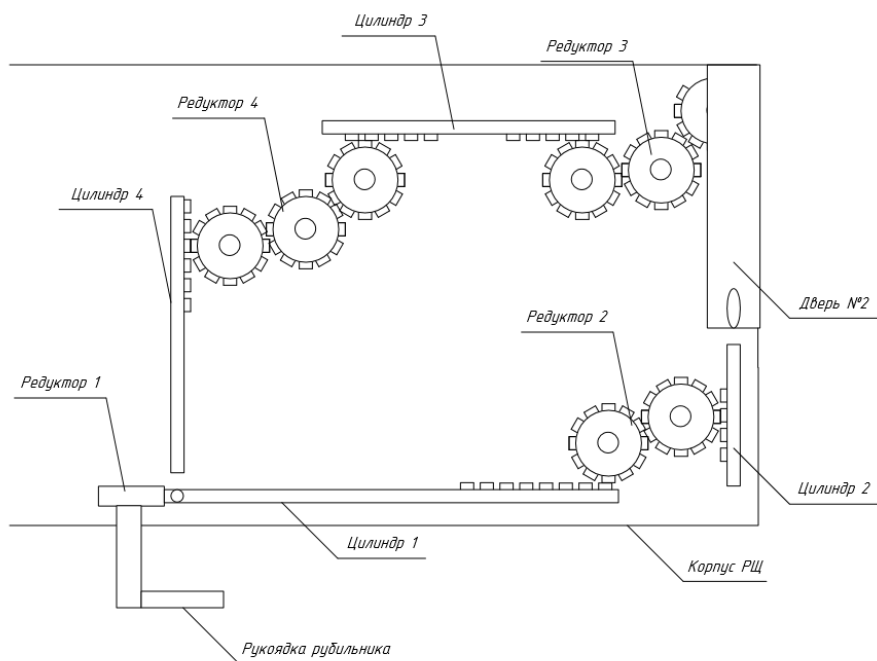


Рисунок 4 – Механическая связь между рубильником и второй дверью

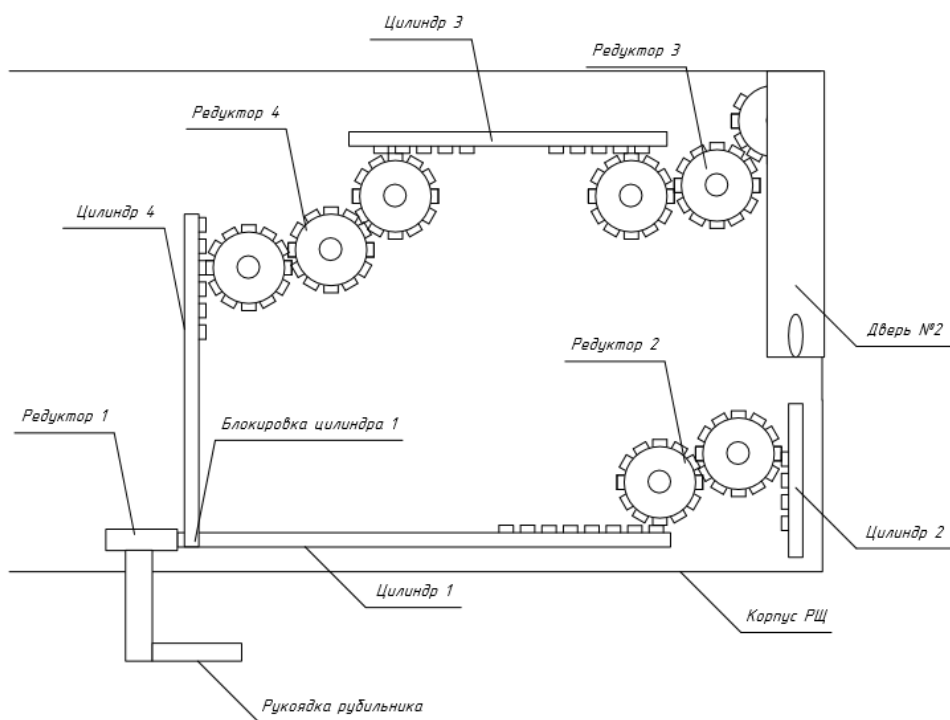


Рисунок 5 – Механическая связь между рубильником и второй дверью в положении ВЫКЛ

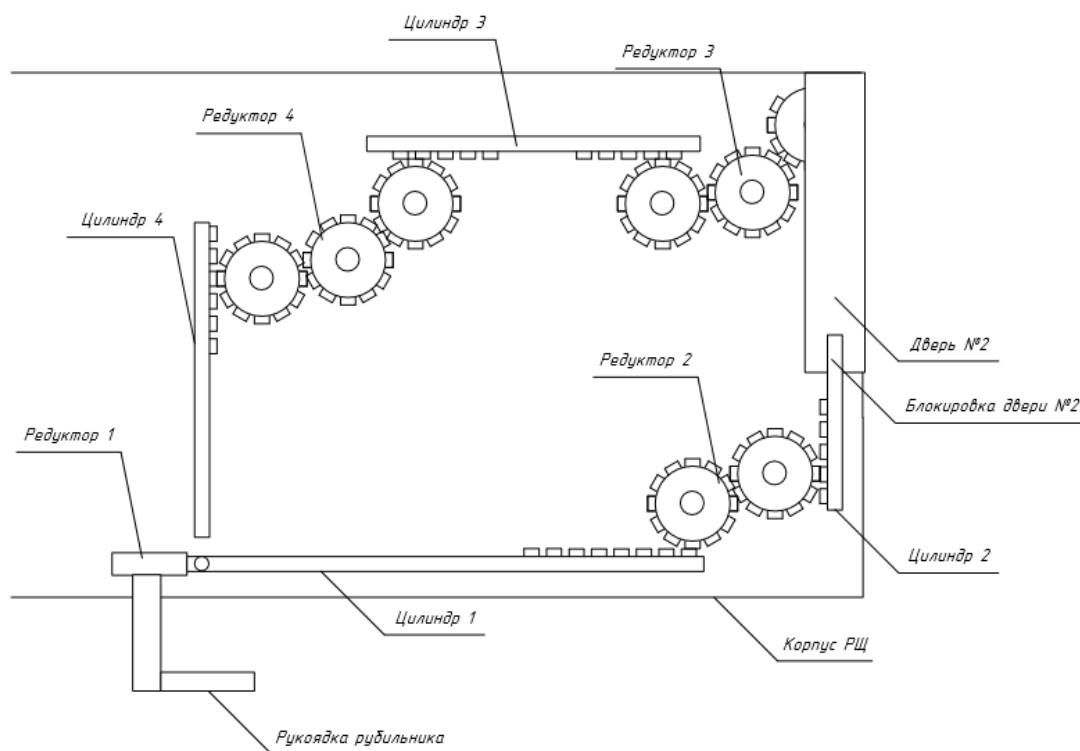


Рисунок 6 – Механическая связь между рубильником и второй дверью в положении ВКЛ

### 1.3 Расчет параметров зубчатого зацепления редуктора

Для того, чтобы механизм работал корректно, необходимо провести расчет на зубчатое сцепление редукторов. Механическая нагрузка равномерная, а следовательно, достаточно провести расчет для одного редуктора. Для примера будет проводится расчет для редуктора №2.

Принимаются для колеса и шестерни сталь 45. Термообработка шестерни – улучшение, твердость – НВ 230 < НВ 350. Термическая обработка колеса – улучшение, твердость – НВ 200[5].

Определяются допускаемые контактные напряжения для колеса  $[\sigma_{H2}]$  и шестерни  $[\sigma_{H1}]$  [5].

Допускаемые контактные напряжения при расчете на выносливость определяются по формуле:

$$[\sigma_H] = \sigma_{Hlimb} \cdot K_{HL} / S_H \quad (1)$$

где  $\sigma_{Hlimb}$  – базовый предел контактной выносливости зубьев при заданной поверхности зубьев,  $HV < 350$ ;

$K_{HL}$  – коэффициент долговечности (принимается 1);

$S_H$  – коэффициент безопасности (принимает значение  $S_H = 1,15$ ).

Базовый предел контактной выносливости зубьев вычисляем по следующей формуле:

$$\sigma_{Hlimb1} = 2 \cdot HB + 70 \quad (2)$$

Для шестерни:

$$\sigma_{Hlimb1} = 2 \cdot 230 + 70 = 530 \text{ МПа}$$

Для зубчатого колеса:

$$\sigma_{Hlimb2} = 2 \cdot 200 + 70 = 470 \text{ МПа}$$

Значения допускаемы контактных напряжений:

Для шестерни:

$$[\sigma_{H1}] = 530 \cdot 1 / 1,15 = 460,87 \text{ МПа}$$

Для зубчатого колеса:

$$[\sigma_{H2}] = 470 \cdot 1 / 1,15 = 408,7 \text{ МПа}$$

Для дальнейших расчетов выбирается наименьшее значение допускаемых контактных напряжений  $[\sigma_H] = 408,7 \text{ МПа}$ .



Определяются допускаемые напряжения при изгибе для колеса  $[\sigma_{F2}]$  и шестерни  $[\sigma_{F1}]$  [5].

Допускаемые напряжения изгиба при расчете на выносливость определяются по формуле:

$$[\sigma_F] = \sigma_{Flimb} \cdot K_{FL} \cdot K_{FC} / S_F \quad (3)$$

где  $\sigma_{Flimb}$  - базовый предел выносливости зубьев на изгиб;

$K_{FL}$  - коэффициент долговечности (принимается равным 1);

$K_{FC}$  - коэффициент, учитывающий реверсивность (при нереверсивной нагрузке  $K_{FC1} = K_{FC2} = K_{FC} = 1$ );

$S_F$  - коэффициент безопасности (при объемной обработке колеса и шестерни  $S_{F1} = S_{F2} = S_F = 1,8$ ).

Базовые пределы выносливости на изгиб

Для шестерни:

$$\sigma_{Flimb1} = 1,03 \cdot HB_1 \quad (4)$$

$$\sigma_{Flimb1} = 1,03 \cdot 230 = 236,9 \text{ Мпа}$$

Для колеса:

$$\sigma_{Flimb1} = 1,03 \cdot HB_2 \quad (5)$$

$$\sigma_{Flimb1} = 1,03 \cdot 230 = 236,9 \text{ Мпа}$$

Вычисляются значения допускаемых напряжений на изгиб

Для шестерни:

$$[\sigma_{F1}] = 236,9 \cdot 1,0 / 1,8 = 131,611 \text{ Мпа}$$

Для колеса:

$$[\sigma_{F2}] = 206 \cdot 1,0 / 1,8 = 114,444 \text{ МПа}$$

Выбирается меньшее значение:

$$[\sigma_F] = 114,444 \text{ МПа.}$$

Суммарное число зубьев определяем по формуле:

$$Z_S = (2 \cdot a_w) / m, \quad (6)$$

где  $m$  – модуль передачи, определяется по ГОСТ- 9563-60[3].

$a_w$  – межосевое расстояние зубчатой передачи, выбирается по ГОСТ 2185-66[2].

$$Z_S = (2 \cdot 10) / 0,1 = 200$$

Полученное значение  $Z_S$  не требует округления.

Число зубьев шестерни определяется по формуле:

$$Z_1 = Z_S / 11 \quad (7)$$

$$Z_1 = 200 / 11 = 18,2$$

Принимается  $Z_1 = 19$

Число зубьев колеса внешнего зацепления определяется по формуле:

$$Z_2 = Z_S - Z_1, \quad (8)$$

$$Z_2 = 200 - 19 = 181$$

Фактическое передаточное число определяется по формуле:

$$u_{\phi} = Z_2/Z_1, \quad (9)$$

$$u_{\phi} = 181/18,2 = 11,03$$

Расхождение:

$$\Delta u = |u_{\phi} - 11| / 11 \cdot 100 \% \quad (10)$$

$$\Delta u = |11,03 - 11| / 1 \cdot 100 \% = 2,45\%.$$

Отклонение от заданного передаточного числа не превышает допустимые 4 % [5].

Так как механическая нагрузка равномерная, то для остальных редукторов значение отклонения так же 2,45 %.

#### **1.4 Рекомендации по использовании данного механизма**

- плавно открывать и закрывать дверь, без особых усилий;
- не вставлять сторонние предметы в механизм;
- плавно поворачивать рукоятку рубильника;
- опускать рукоятку рубильника до упора;
- закрывать плотно вторую дверь;
- закрывать на ключ вторую дверь.

Необходимо помнить, что при отключении рубильника выключается весь щит, а следовательно, все коттеджи, питающиеся от данного щита будут обесточены. Поэтому, перед проведением работ на технологическое присоединение, необходимо предупредить других потребителей,

питающихся от данного щита, о последующем отключении электроэнергии на некоторое время.

Таким образом, приведена общая конструкция распределительного щита, которая позволит заявителям, не имеющим достаточных знаний по электробезопасности, безопасно осуществлять технологическое присоединение к электрическим сетям.

## II ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 1 ХАРАКТЕРИСТИКА ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ СЕЛА ЧИГИРИ

Для того, чтобы провести реконструкцию и расчет электрических нагрузок данной части села, необходимо дать сначала краткую характеристику юго-восточной части села Чигири. В этой характеристике должны быть: географическое расположение, расположение улиц, тип застройки, климатическая характеристика, территориальные особенности.

#### 1.1 Краткое описание юго-восточной части села

Юго-Восточная часть села Чигири располагается на границе с северной частью города Благовещенска Амурской области. Данная часть села ограничивается улицами: Василенко, Центральная, Новотроицкая, Европейская, Осенняя, Красивая.

Тип расположения улиц – прямоугольный и радиальный. Плотность населения составляет 70 чел/км<sup>2</sup>.

Жилую застройку составляют: 90 одноэтажных коттеджей, 60 двухэтажных коттеджей, 3 пятиэтажных многоквартирных дома, 1 девятиэтажный многоквартирный дом, 1 десятиэтажный многоквартирный дом.

Коттеджная застройка располагается в центральной и восточной части района, многоквартирные дома располагаются Юго-Восточной части.

На южной части села располагается микрорайон «Европейский»

Из общественных зданий присутствуют спортивный комплекс, 1 ресторан, супермаркет.

На рисунке 7 представлен план Юго-Восточной части села.

Таким образом для юго-восточной части села приведены характеристика типовой застройки, план села.



## 1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Климатические характеристики взяты по городу Благовещенск, так как юго-восточная часть располагается достаточно близко и попадает в них.

Климатические данные приведены в таблице 1[8].

Таблица 1 – Климатические данные

Среднегодовая температура	+1,9 °С
Средняя температура в июле	22 °С
Максимальная температура в июле	32 °С
Средняя температура в январе	-21,5 °С
Минимальная температура в январе	-30 °С
Среднее количество осадков в год	567 мм
Среднегодовая влажность воздуха	67 %
Среднегодовая скорость ветра	2,0 м/с
Район по гололеду	IV
Район по ветровому давлению	III
Направление ветров летом	Южное
Направление ветров зимой	Северное
Толщина стенки гололеда	15-20 мм
Среднегодовая продолжительность гроз	40-60 ч
Удельная плотность ударов молнии в землю	2

Данная часть села располагается на равнине. Грунт песчано-суглинистый.

## 1.3 Характеристика потребителей электроэнергии села

Для того, чтобы рассчитать электрические нагрузки, необходимо привести их характеристику: для жилых домов это количество квартир и количество этажей, для общественных зданий – занимаемая площадь.

В связи с тем, что в многоквартирных домах и коттеджах способ приготовления – стационарные электрические плиты, то данные потребители, в соответствии с Правилами Устройства Электроустановок[17], обладают 2 категорией надежности. Кафе, супермаркет и спорткомплекс также относятся ко 2 категории.

Остальные потребители являются складами и относятся к 3 категории.

В таблице 2 приведена характеристика жилых домов.

Таблица 2 – характеристика жилых домов

Многоквартирные дома		
1	2	3
№ на плане	Количество этажей	Количество квартир
1	10	160
3	9	72
7, 8	5	50
2, 4-5	3	42
Жилые коттеджи		
№ на плане	Количество этажей	
15-17,24,25, 35-41,51-55,53-57,58-66,102-111,134-140,148-151,155,161,171-175,193-200,211-216-228,250-270	1	
43,46,53-57,77-89,85-87,95,101,108-110,127,132,165,177,179,181,183,186-188,190,192-196,207-210,238	2	

В таблице 3 приведена характеристика общественных зданий.

Таблице 3 – Характеристика общественных зданий

№ на плане	Объект	Площадь, кв м
281	Кафе	600
285	Супермаркет	600
277	Магазин одежды	600
141	Спорткомплекс	1200
271-273	Склад	800
274-279	Склад	600
280, 281	Склад	700

Таким образом, данные, приведенные в таблицах выше, позволят провести расчет электрических нагрузок, выбор сечений и марок проводов, расчет заземления, а также для проведения анализа безопасности и экологичности.



## 2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА ЧИГИРИ

Перед тем, как провести реконструкцию юго-восточной части села, необходимо дать характеристику источников питания и системы электроснабжения 10 кВ.

### 2.1 Характеристика источников питания

Электроснабжение Юго-восточной части села Чигири осуществляется от ПС Северная по воздушным линиям 10 кВ Ф-2 и Ф-27, и от ПС Чигири по воздушным линиям 10 кВ Ф-29. Так как именно эти ПС питают данную часть села, то далее приводится их характеристика.

#### Характеристика подстанции Северная

РУ ВН выполнено по типовой схеме 5ан (Мостик). В качестве силового оборудования на источнике питания расположены два трансформатора типа ТДН-25000/110/10 номинальной мощностью 25000 кВА, номинальным напряжением высокой стороны 110 кВ и низкой стороны 10 кВ, система охлаждения – принудительная циркуляция масла и естественная циркуляция воздуха.

На данных трансформаторах установлено устройство регулирования напряжения под нагрузкой РПН, которое позволяет изменять напряжение на стороне НН в различных режимах работы.

Характеристики силовых трансформаторов ПС Северная приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики ТДН-25000/110/10

Параметр	Значение
1	2
Полная мощность	25 МВА
Номинальное линейное напряжение обмотки высокого напряжения	115 кВ
Номинальное линейное напряжение обмотки низкого напряжения	10,5 кВ
Ток холостого хода	0,7 %

1	2
Напряжение короткого замыкания	10,5 %
Потери холостого хода	27 кВт
Потери короткого замыкания	120 кВт
Регулирование напряжения	РПН
Коэффициент загрузки	0,93
Резерв свободной мощности	2 МВА

На стороне низкого напряжения имеется распределительное устройство в виде двух секции шин на которой имеется 39 ячеек включая ввод, трансформаторы напряжения, ТСН, а так же 29 отходящих присоединений (6 из которых являются резервными).

ПС питается от подстанции Благовещенской и является тупиковой.

Характеристика подстанции Чигири

РУ ВН выполнено по типовой схеме 4н (Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий). В качестве силового оборудования на источнике питания расположены два трансформатора типа ТРДН-40000/110 номинальной мощностью 40000 кВА, номинальным напряжением высокой стороны 110 кВ и низкой стороны 10 кВ, система охлаждения – принудительная циркуляция масла и естественная циркуляция воздуха.

На данных трансформаторах установлено устройство регулирования напряжения под нагрузкой РПН, которое позволяет изменять напряжение на стороне НН в различных режимах работы.

Характеристики силовых трансформаторов ПС Чигири приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики ТРДН-40000/110

Параметр	Значение
1	2
Полная мощность	40 МВА
Номинальное линейное напряжение обмотки высокого напряжения	115 кВ

1	2
Номинальное линейное напряжение обмотки низкого напряжения	10,5 кВ
Ток холостого хода	0,65 %
Напряжение короткого замыкания	10,5 %
Потери холостого хода	36 кВт
Потери короткого замыкания	172 кВт
Регулирование напряжения	РПН
Коэффициент загрузки	0,85
Резерв свободной мощности	6 МВА

На стороне низкого напряжения имеется распределительное устройство в виде двух секции шин на которой имеется 53 ячейки включая ввод, трансформаторы напряжения, ТСН, а так же 38 отходящих присоединений (10 из которых являются резервными).

ПС питается от Благовещенской ТЭЦ и является ответственной.

## **2.2 Характеристика схемы электроснабжения 10 кВ юго-восточной части села Чигири**

Для описания целесообразности реконструкции данной части села, необходимо дать характеристику ее схемы электроснабжения.

От подстанции Северная данная часть получает питание от Ф-2 и Ф-27.

Характеристики Ф-2:

- Схема питания: магистральная разветвленная;
- Общее количество подключённых КТП: 12 шт;
- Общее количество подключённых МТП: 4 шт;
- Тип трансформаторов и их номинальная мощность: ТМГ 160-630 кВА;
- Суммарная протяженность участков ВЛ: 4,39 км;
- Резервирование: резервирует Ф-27;
- Тип опор ВЛ: железобетонная;

Магистраль выполнена воздушной линией электропередачи с использованием неизолированного провода марки АС с использованием железобетонных опор.

Характеристики Ф-27:

- Схема питания: магистральная разветвленная;
- Общее количество подключённых КТП: 9 шт;
- Тип трансформаторов и их номинальная мощность: ТМГ 160-630 кВА;
- Суммарная протяженность участков ВЛ: 13,1 км;
- Резервирование: резервирует Ф-2;
- Тип опор ВЛ: железобетонная;

Магистраль выполнена воздушной линией электропередачи с использованием неизолированного провода марки АС с использованием железобетонных опор.

От подстанции «Чигири» данная часть получает питание от Ф-29.

Характеристики Ф-29:

- Схема питания: магистральная разветвленная;
- Общее количество подключённых КТП: 4 шт;
- Тип трансформаторов и их номинальная мощность: ТМГ 160-630 кВА;
- Суммарная протяженность участков ВЛ: 3,51 км;
- Резервирование: нет;
- Тип опор ВЛ: железобетонная;

Магистраль выполнена воздушной линией электропередачи с использованием неизолированного провода марки АС с использованием железобетонных опор.

### **2.3 Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП**

Анализ загрузки силовых трансформаторов ТП нужен для того, чтобы определить коэффициент загрузки. Если загрузка ТП оказывается

небольшой, что последующие вводимые потребители можно будет запитать от этой ТП.

В таблице 6 приведена характеристика загрузки силовых трансформаторов ТП по результатам контрольных замеров.

Таблица 6 – Результаты контрольных замеров загрузки силовых трансформаторов ТП

№ ТП	Номинальная мощность, кВА	Фактическая мощность, кВА	Коэффициент загрузки
1	2	3	4
ТП-13-46	630	450	0.71
ТП-13-58	400	302	0.76
ТП-13-60	630	470	0.75
ТП-13-82	400	290	0.73
ТП-13-94	250	184	0.74
ТП-13-120	400	279	0.70
ТП-13-121	250	186	0.74
ТП-13-131	400	283	0.71
ТП-13-152	250	193	0.77
ТП-13-153	630	487	0.77
ТП-13-163	630	470	0.75
ТП-13-164	2x400	291	0.65
ТП-13-187	63	52	0.83
ТП-13-195	2x630	194	0.31
ТП-13-196	2x160	120	0.63
ТП-13-197	2x630	102	0.16
ТП-13-198	2x630	146	0.23
ТП-653	400	255	0.64
ТП-655	100	76	0.76
ТП-669	250	150	0.60
ТП-694	250	152	0.61

Таким образом, ТП-13-195, ТП-13-197, ТП-13-198 слабо нагружены, эти ТП располагаются в микрорайоне «Европейский», а следовательно, этими ТП можно будет запитывать новые многоквартирные дома, строящиеся там. Остальные ТП не перегружены.

### 3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Расчет электрических нагрузок необходим для того, чтобы в дальнейшем рассчитать нагрузки на шинах 0,4 кВ на ТП и для последующего выбора трансформатора и выбора кабеля (провода).

#### 3.1 Расчет вводимых нагрузок

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома[7]:

$$P_{кв} = p_{кв.уд} \cdot n \quad (11)$$

где  $p_{кв.уд}$  – удельная расчетная нагрузка ЭП квартир (домов), кВт/кв;

$n$  – число квартир.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников  $P_c$ , приведенная к вводу жилого дома[7]:

$$P_c = P_{р.лф} + P_{с-т} \quad (12)$$

Мощность лифтовых установок  $P_{р.лф}$  определяется по формуле[]:

$$P_{р.лф} = K_{с/лф} \cdot \frac{\sum p_{лфi}}{m} \quad (13)$$

где  $K_{с/лф}$  – коэффициент спроса лифтовых установок;

$m$  – число лифтовых установок;

$p_{лфi}$  – установленная мощность электродвигателя лифта.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств  $P_{c-m}$  определяется по их установленной мощности  $P_{c-m.y}$  и коэффициенту спроса  $K_{c.c.m}$ :

$$P_{c-m} = K_{c.c-m} \cdot \sum_n P_{c-m.y} \quad (14)$$

Мощность резервных электродвигателей, а также электроприемников противопожарных устройств при расчете электрических нагрузок не учитывается. Расчетная электрическая нагрузка жилого дома  $P_{p.ж.д}$  определяется по формуле [7]:

$$P_{p.ж.д} = P_{кв} + K_y \cdot (P_{p.лф} + P_{c.m}) \quad (15)$$

Коэффициент участия в максимуме  $K_y = 0,9$ .

Расчетная реактивная нагрузка жилого дома  $Q_{p.ж.д}$  определяется по формуле:

$$Q_{p.ж.д} = P_{кв} \cdot tg\phi_{кв} + K_y \cdot P_c \cdot tg\phi_{л} \quad (16)$$

где  $tg\phi_{кв}$  и  $tg\phi_{л}$  – расчетные коэффициенты.

Для примера по формулам (1-6) рассчитываются электрические нагрузки десятиэтажного многоквартирного дома, расположенного на плане под №6, который состоит из 9 этажей и имеет 145 квартир, а также 4 подъезда.

Расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома:

$$P_{кв} = 1,4 \cdot 145 = 203 \text{ кВт}$$

В доме лифты Щербинского лифтостроительного завода мощностью 8,5 кВт. В доме 4 подъезда, поэтому 4 лифта. Коэффициент спроса равен 0,7. Лифтовая нагрузка:

$$P_{л} = 0,7 \cdot 4 \cdot 8,5 = 23,8 \text{ кВт}$$

Выбирается насос GMP G2Z/65 мощностью 1,5 кВт, для 145-ти квартирного дома нужно 4 двигателя. Коэффициент спроса равен 0,8. Мощность электродвигателей санитарно-технических устройств:

$$P_{с-т} = 0,8 \cdot 4 \cdot 1,5 = 4,8 \text{ кВт}$$

Расчетная нагрузка силовых электроприемников:

$$P_{с} = 23,8 + 4,8 = 28,6 \text{ кВт}$$

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома:

$$P_{р.ж.д} = 203 + 0,9 \cdot 28,6 = 228 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная нагрузка жилого дома:

$$Q_{р.ж.д} = 203 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot (13,6 \cdot 1,17 + 2,4 \cdot 0,75) = 68 \text{ квар}$$

Остальные нагрузки жилых зданий считаются аналогично и приведены в таблице 7



Таблица 7 – Расчетные электрические нагрузки вводимых жилых зданий

№ на плане	Количество этажей	Мощность лифтовых нагрузок, кВт	Мощность санитарно-техн. устройств, кВт	Расчетная электрическая нагрузка, кВт	Расчетная реактивная нагрузка, квар
6	9	13.6	2.4	228	68
9-14	5	0	0	143	29
18, 19, 26-29, 152-154	2	0	0	20	6
21-24, 30,31, 201-206	1	0	0	10	3

### 3.2 Расчет электрических нагрузок существующих жилых зданий

Расчет нагрузки жилого дома:

$$P_{дом} = P_{кв} + k_y \cdot P_c \quad (17)$$

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

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

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

Расчетная реактивная мощность жилого дома:

$$Q_{дом} = P_{дом} \cdot tg\phi_{кв} + K_y \cdot P_c \cdot tg\phi_l \quad (18)$$

где  $tg\phi$  - коэффициенты реактивной мощности;

Для примера определим нагрузку дома №1, в котором 10 этажей, 4 подъезда и 160 квартир.

Расчет нагрузки жилого дома:

$$P_{\text{дом}} = 224 + 0,9 \cdot 28,6 = 250 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная мощность жилого дома:

$$Q_{\text{дом}} = 250 \cdot 0,2 + 0,9 \cdot 28,6 \cdot 0,75 = 73 \text{ квар}$$

Аналогично рассчитываются остальные потребители, приведенные в таблице 8.

Таблица 8 – Расчетные электрические нагрузки существующих жилых зданий

№ на плане	Количество во этажах	Мощность лифтовых нагрузок, кВт	Мощность санитарно- техн. устройств, кВт	Расчетная электрическая нагрузка, кВт	Расчетная реактивная нагрузка, квар
1	10	23.8	4.8	250	73
3	9	13.6	2.4	194	52
7, 8, 11	5	0	0	146	31
2, 4, 5	3	0	0	102	22
15-17,24,25, 35- 41,51-55,53-57,58- 66,102-111,134- 140,148- 151,155,161,171- 175,193-200,211- 216-228,250-270	2	0	0	17	6
43,46,53-57,77- 89,85- 87,95,101,108- 110,127,132,165,17 7,179,181,183,186- 188,190,192- 196,207-210,238	1	0	0	10	3

### 3.3 Расчет электрических нагрузок существующих общественных зданий

Укрупнено расчетные нагрузки зданий могут быть получены с помощью метода удельных нагрузок[7].

$$P_{зд} = p_{уд} \cdot M \quad (19)$$

где  $p_{уд}$  – удельная расчетная нагрузка электроприемников[4];

$M$  – количественный показатель.

Для примера рассчитывается нагрузка кафе площадью 600 кв м.

$$P_{зд} = 0,46 \cdot 600 = 276 \text{ кВт}$$

Остальные нагрузки приведены таблице 9

Таблица 9 – Расчетные электрические нагрузки зданий

№ на плане	Объект	Площадь	Удельная нагрузка	Расчетная электрическая нагрузка, кВт
225	Кафе	600	0,5	276
228	Супермаркет	600	0.25	150
221	Магазин одежды	600	0.14	70
134	Спорткомплекс	1200	0.17	204
216-218, 227	Склад	800	0.24	112
219, 222, 223	Склад	600	0.14	112
224, 225	Склад	700	0.14	96

### 3.4 Расчет осветительной нагрузки

Для освещения улиц активная расчетная мощность определяется как [4]:

$$P_{осв} = P_{осв.уд} \cdot L \quad (20)$$

где  $P_{осв.уд}$  – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один километр освещаемой улицы;

$L$  – длина улицы (км).

Реактивная мощность нагрузки освещения улиц (применяются энергосберегающие лампы):

$$Q_{осв} = P_{осв} \cdot tg\varphi_{осв} \quad (21)$$

где  $tg\varphi_{осв}$  – коэффициент мощности для осветительных установок [4].

Полная мощность нагрузки освещения улиц:

$$S_{осв} = \sqrt{P_{осв}^2 + Q_{осв}^2} \quad (22)$$

Проводится расчет на примере нагрузки освещения подключенной к ТП-13-46, протяженность участка освещаемой улицы составляет 0,61 км

$$P_{осв} = 10 \cdot 0,61 = 6,1 \text{ кВт}$$

$$Q_{осв} = 6,1 \cdot 0,7 = 4,27 \text{ квар}$$

$$S_{осв} = \sqrt{6,1^2 + 4,27^2} = 7,45 \text{ кВт}$$

Остальной расчет приведен в таблице 10

Таблица 10 – расчет нагрузки освещения

№ ТП	Длина улиц, км	Активная мощность, кВт	Реактивная мощность, квар	Полная мощность, кВА
1	2	3	4	5
ТП-13-46	0.61	6.1	4.27	7.45
ТП-13-58	2.3	23	16.1	28.08

## Продолжение таблицы 10

ТП-13-60	0.41	4.1	2.87	5.00
ТП-13-82	1	10	7	12.21
ТП-13-131	1.3	13	9.1	15.87
ТП-13-152	1.8	18	12.6	21.97
ТП-13-153	2.8	28	19.6	34.18
ТП-13-163	0.61	6.1	4.27	7.45
ТП-13-164	1.7	17	11.9	20.75
ТП-13-195	0.43	4.3	3.01	5.25

## 4 ВЫБОР МАРОК И СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ДЛЯ ВВОДИМЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

### 4.1 Выбор марок и сечений проводов для вводимых многоквартирных домов

Перед тем, как выбрать сечение проводника, необходимо распределить новые дома по ТП. Новые многоквартирные дома будут располагаться в микрорайоне «Европейский» села Чигири, поэтому распределяем новые дома по таким ТП: ТП-13-195, ТП-13-197, ТП-13-198. Новые дома отмечены на плане как №: 6, 9-14.

В таблице 11 приведено распределение.

Таблица 11 – Распределение присоединяемых новых домов по ТП

№ ТП	Присоединяемые новые дома	Длина получаемого провода, м
ТП-13-195	6	100
	9	50
ТП-13-197	10	40
	12	30
ТП-13-198	11	40
	13	30
	14	30

Так как застройка в данном районе высотная, то в качестве проводника будет выбираться кабель[17].

Сечения проводов (кабелей) 0,38 кВ определяется по длительной расчетной нагрузке[32].

Нагрев проводников вызывается прохождением по ним рабочего тока, значение которого при равномерной нагрузке фаз определяется по формулам:

$$I_p = \frac{P_{об}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot n} \quad (23)$$

где  $P_{об}$  – мощность потребителя, кВт;

$U$  – напряжение сети;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности;

$n$  – количество линий.

По расчетному току нагрузки выбирается сечение кабеля, имеющего длительно допустимый ток, превышающий расчетный.

Однако для выбранного сечения кабеля это не всегда будет достаточно, поскольку необходимо учитывать условия прокладки кабеля и количество параллельно проложенных кабелей.

Поэтому к установке принимается кабель с длительным расчетным током равным:

$$I_p \leq \frac{I_{дл.дон}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} \quad (24)$$

где  $I_{дон}$  – длительно допустимый ток по условиям нагрева ток кабеля;

$K_1$  – поправочный коэффициент, определяемый условиями прокладки кабеля и зависящий от температуры окружающей среды, принят 1;

$K_2$  – поправочный коэффициент проводов и кабеля, прокладываемых в коробах;

$K_3$  – коэффициент, учитывающий условия допустимой перегрузки кабеля в послеаварийном режиме.

Выбранное сечение проверяется по послеаварийному режиму, потере напряжения и термической стойкости.

Проверка по послеаварийному режиму:

$$I_{p.n/a} = \frac{P_{об}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot (n-1)} \quad (25)$$

$$I_{p.n/a} \leq \frac{I_{\text{дл.доп}}}{K_1 \cdot K_2 \cdot K_3} \quad (26)$$

Проверка по потере напряжения:

$$\Delta U = \frac{P \cdot r_0 + Q \cdot x_0}{U_{\text{ном}}} \cdot L \quad (27)$$

где  $r_0$ ,  $x_0$  – активное и реактивное сопротивление кабеля на единицу длины, Ом/км;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, В;

$L$  – длина участка, м;

$P$ ,  $Q$  – активная и реактивная нагрузка.

$$\frac{\Delta U}{U_{\text{доп}}} \cdot 100\% \leq U_{\text{доп}} \quad (28)$$

Проверка на термическую стойкость будет проведена в главе 9.

В качестве примера по формулам (23)-(28) будет произведен выбор сечения кабеля для дома №6, который подключен к ТП-13-195 через Ф-2, имеющий длину 100 м.

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{228}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9438 \cdot 4} = 93 \text{ А}$$



Выбирается кабель NEXANS N2XY-J-4x70-0,66 фирмы NEXANS. По заявлению фирмы изготовителя, длительно допустимый ток кабеля составляет 252 А [35].

Проверяется сечение по длительно допустимому току по условиям нагрева кабеля с поправочными коэффициентами:

$$94 \leq \frac{252}{1 \cdot 0,9 \cdot 1,25} \leq 252 \text{ А}$$

Условие выполняется. Проверка на послеаварийный режим:

$$I_p = \frac{228}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9438 \cdot 2} = 183 \text{ А}$$

$$183 \leq 252 \text{ А}$$

Условие выполняется.

Характеристики кабеля:  $r_0=0,268$  Ом/км,  $x_0=0,061$  Ом/км. Длина кабеля 100 м.

Проверка по потере напряжения:

$$\Delta U = \frac{228 \cdot 0,268 + 68 \cdot 0,061}{0,4} \cdot 0,1 = 16,31 \text{ В}$$

Согласно ПУЭ допустимая потеря напряжения составляет 5%. в нормальном и 10% в аварийном [14].

$$\frac{16}{380} \cdot 100 \% = 4 \leq 5 \%$$

Условие выполняется. Кабель подходит для питания.

Остальной расчет для других домов проводится аналогично и приведен в таблице 12.

Таблица 12 – выбор сечения и марки кабеля для вводимых многоквартирных домов

Потребитель, № на плане	Кол-во линий	Расчетный ток, А	Марка кабеля	Допустимый ток, А	Потеря напряжения, %
6	4	93	N2XY-J-4x70-0,66	252	4
9	2	119	N2XY-J-4x95-0,66	303	0,96
10	2	119	N2XY-J-4x95-0,66	303	0,96
11	2	119	N2XY-J-4x95-0,66	303	0,96
12	2	119	N2XY-J-4x95-0,66	303	0,96
13	2	119	N2XY-J-4x95-0,66	303	0,96
14	2	119	N2XY-J-4x95-0,66	303	0,96

#### 4.2 Выбор СИП для вводимых коттеджей

Новые коттеджи будут питаться от новых мачтовых ТП. Распределение новых коттеджей приведен в таблице 13.

Таблица 13 – Распределение новых коттеджей

№ ТП	Присоединяемые новые коттеджи	Длина получаемого провода, м
1	2	3
МТП-1	201	60
	202	50
	203	40
	204	30
	205	20
	206	30
	207	40
	208	50
	209	60
МТП-2	142	40
	143	30
	144	20

1	2	3
	145	20
	146	30
	147	40

Так как коттеджи будут располагаться в сельской местности, то в качестве проводника выбирается СИП-2. Преимущества СИП-2:

- Безопасность обслуживания;
- Безопасность работ вблизи линий с СИП;
- Возможность прокладки по фасадам зданий.
- Отсутствие замыкания по фазам или на землю.

Перед выбором сечения рассчитывается рабочий ток участка:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{дом}^2 + Q_{дом}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (29)$$

где  $P_{дом}$  и  $Q_{дом}$  – расчетная активная и реактивная мощности коттеджа, кВт, квар, берутся из таблицы 7;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

После выбора сечения нужно проверить по длительно допустимому току:

$$I_p \leq I_{дл.доп} \quad (30)$$

Проверка по потере напряжения проводится аналогично формуле (27).

Для примера выбирается СИП-2 для вводимого коттеджа №201.

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{\sqrt{10^2 + 3^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 45,84 \text{ А}$$

Выбирается СИП-2 сечением 3х16+1х25 фирмы ЭКС, его длительно допустимый ток по заявлению изготовителя 100 А[30].

$$45,84 \leq 100 \text{ А}$$

Условия выполняются.

Проверка по потере напряжения:

$$\Delta U = \frac{10 \cdot 1,91 + 3 \cdot 0,061}{0,4} \cdot 0,06 = 2,1 \text{ В}$$

$$\frac{2,1}{380} \cdot 100 \% = 0,55 \leq 5 \%$$

Аналогично выбираются остальные СИП-2, приведенные в таблице 14.

Таблица 14 – выбор сечения СИП-2 фирмы ЭКС для вводимых коттеджей

Потребитель, № на плане	Расчетный ток, А	Сечение СИП-2, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток, А	Потеря напряжения, %
1	2	3	4	5
201	45,84	3х16+1х25	100	0,55
202	45,84	3х16+1х25	100	0,46
203	45,84	3х16+1х25	100	0,37
204	45,84	3х16+1х25	100	0,28
205	45,84	3х16+1х25	100	0,18
206	45,84	3х16+1х25	100	0,28
207	45,84	3х16+1х25	100	0,37
208	45,84	3х16+1х25	100	0,46
209	45,84	3х16+1х25	100	0,55
142	91,7	3х16+1х25	100	0,46
143	91,7	3х16+1х25	100	0,74
144	91,7	3х16+1х25	100	0,55

## Продолжение таблицы 14

145	91,7	3x16+1x25	100	0.37
146	91,7	3x16+1x25	100	0.37
147	91,7	3x16+1x25	100	0.55

Таким образом для вводимых многоквартирных домов были выбраны современные и надежные кабели фирмы NEXANS, а для вводимых коттеджей – СИП-2 фирмы ЭКС.

## 5 ВЫБОР ТП ДЛЯ ВВОДИМЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

### 5.1 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП, питающих многоквартирные дома

Вводимые многоквартирные дома располагаются в микрорайоне «Европейский», его питают такие ТП как: ТП-13-164, ТП-13-195, ТП-13-196, ТП-13-197, ТП-13-198. По результатам таблицы 3 они мало загружены. Поэтому целесообразно новые многоквартирные дома распределить по существующим выше ТП. Далее проводится расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП, к которой подключены существующие потребители и будущих потребителей.

Расчет суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки и, по отношению к этому потребителю, нагрузки остальных потребителей вводятся соответствующим коэффициентом участия, т.е. совмещенный максимум будет равен[32]:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{макс}} + \sum k_{\text{у.м.}i} \cdot P_i \quad (31)$$

где  $P_{\text{макс}}$  – максимум нагрузки основного потребителя, кВт;

$k_{\text{у.м.}i}$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки и мощность остальных потребителей по отношению к основному потребителю.

По такому же принципу производится расчет для реактивной мощности.

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{макс}} + \sum k_{\text{у.м.}i} \cdot Q_i \quad (32)$$

Полная мощность нагрузки по ТП определяется следующим образом:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \quad (33)$$

Новые многоквартирные дома отмечены на плане №6, №9-14.

Для примера рассчитывается нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-13-195, питающая дома №: 3, 6, 9:

$$P_{\Sigma} = 228 + 0,9 \cdot 194 + 0,9 \cdot 146 = 547 \text{ кВт}$$

$$Q_{\Sigma} = 68 + 0,9 \cdot 52 + 0,9 \cdot 31 = 146 \text{ квар}$$

$$S_{\Sigma} = \sqrt{491^2 + 124^2} = 567 \text{ кВА}$$

Проверка на коэффициенты загрузки осуществляется по формулам.

Загрузка в нормальном режиме:

$$K_3^{np} = \frac{S_{\Sigma}}{2 \cdot S_{ТНОМ}} \quad (34)$$

Загрузка послеаварийном режиме

$$K_3^{na} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{ТНОМ}} \quad (35)$$

$$K_3^{np} = \frac{567}{2 \cdot 630} = 0,45$$

$$K_3^{na} = \frac{567}{630} = 0,9$$

Аналогично проводится расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ для остальных ТП.

Расчет приведен в таблице 15.

Таблица 15 – расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП, питающих многоквартирные дома

ТП	Потребители	$P_{\Sigma}$ , кВт	$Q_{\Sigma}$ , квар	$S_{\Sigma}$ , кВА	$k_{np}$	$k_{na}$
ТП-13-195	3, 6, 9	491	124	510	0,45	0,9
ТП-13-197	5, 7, 10, 12	500	107	511	0,41	0,81
ТП-13-198	8, 11, 13, 14	523	112	535	0,43	0,9

Как видно из расчетов, трансформаторы не перегружены.

## **5.2 Выбор схемы и конструкции ТП, питающих вводимые коттеджи**

Так как вводимые коттеджи будут располагаться в достаточно плотной застройке, то в качестве конструктивного исполнения ТП целесообразно использовать мачтовый тип. Достоинства мачтовых ТП:

- дешевизна;
- малая занимаемая площадь;
- простота эксплуатации;

Мачтовая ТП 10/0,4 кВ монтируется на двух железобетонных стойках ВЛ 10 кВ с применением металлических конструкций. На опоре МТП устанавливаются:

- силовой трансформатор;
- предохранители 10 кВ;
- силовой трансформатор;
- низковольтный распределительный шкаф;



– кронштейны с изоляторами для подключения линий 10 и 0,4 кВ.

Для обслуживания оборудования 10 кВ и трансформатора предусмотрена лестница и площадка.

Шкаф РУ 0,4 кВ устанавливается на стойке, на высоте удобной для обслуживания 1,2 метра от уровня земли.

Вводы от силового трансформатора и выводы линий 0,4 кВ из шкафа РУ выполняются изолированными проводами, прокладываемыми в защитном кожухе, который монтируется на шкафу РУ НН.

Разъединитель 10 кВ устанавливается отдельно на концевой опоре ВЛ 10 кВ.

На стороне 10 кВ силовой трансформатор присоединяется к линии 10 кВ через разъединитель и предохранители.

На стороне 0,4 кВ к сборным шинам присоединяются линии и фидер уличного освещения. В цепях фидера уличного освещения установлены предохранители, контактор и фотореле.

### **5.3 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП, питающих вводимые коттеджи**

Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП проводится для последующего выбора трансформатора и кабеля (провода).

Расчет проводится аналогично формулам (22)-(24).

Расчет приведен в таблице 16.

Таблица 16 – расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП, питающий вводимые коттеджи

№ МТП	Потребители	$P_{\Sigma}$ , кВт	$Q_{\Sigma}$ , квар	$S_{\Sigma}$ , кВА
МТП-1	201-209	82	24,6	85,61
МТП-2	142-147	128	38,4	133,64

После расчета электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП можно приступать к выбору мощности трансформатора.

#### 5.4 Выбор числа и мощности трансформаторов МТП, питающих вводимые коттеджи

Для выбора трансформатора из каталога необходимо рассчитать его расчетную мощность, кВА:

$$S_p = \frac{S_\Sigma}{N_T \cdot k_3} \quad (36)$$

где  $N_T$  – число трансформаторов, устанавливаемых на подстанции;

$k_3$  – коэффициент загрузки (принимается равным 0,7).

После выбора трансформатора его необходимо проверить по коэффициентам загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы:

$$K_3^{HP} = \frac{S_\Sigma}{2 \cdot S_{Tном}} \quad (37)$$

$$K_3^{HP} = \frac{S_\Sigma}{S_{Tном}} \quad (38)$$

Для примера выбирается трансформатор для МТП-1, питающей вводимые коттеджи №201-209.

Расчетная нагрузка:

$$S_p = \frac{85,61}{2 \cdot 0,7} = 61 \text{ кВА}$$

Выбираем ТМ-100/10. Проверка по коэффициентам загрузки.

$$K_3^{np} = \frac{56,4}{2 \cdot 100} = 0,43$$

$$0,43 \leq 0,7$$

$$K_3^{np} = \frac{56,4}{100} = 0,86$$

$$0,86 \leq 1,4$$

Условия выполняются.

Для данной МТП-1 загрузка трансформатора получилась не достаточно загруженной, однако, возле данной МТП имеется много места для строительства последующих коттеджей, поэтому берется мощность трансформатора, чуть более завышенной, для перспективы.

Остальной расчет приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов для ТП, питающей вводимые коттеджи

№ МТП	Потребители	$S_{\Sigma}$ , кВА	Расчетная нагрузка т- ра, кВт	Ном мощность т-ра, кВА	$k_{np}$	$k_{па}$
МТП-1	201-209	85,61	61	63	0,43	0,86
МТП-2	142-147	133,64	70	63	0,6	0,96

Таким образом, вводимые дома будут запитаны от существующих ТП, а вводимые коттеджи будут питаться от новых мачтовых ТП.

## 6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В данной главе проводится реконструкция электроснабжения микрорайона «Европейский» села Чигири, заключающаяся в установке РТП. Также будут выбраны СИП-2 для МТП-1 и МТП-2, которые будут питать вводимые коттеджи.

### 6.1 Выбор РП для питания микрорайона «Европейский» села Чигири

В связи с тем, что в планах развития микрорайона предполагается большое строительство многоквартирных домов, то будет происходить развитие системы электроснабжения[6]. Поэтому для повышения надежности и гибкости схемы целесообразно установить РТП.

На рисунке 2 представлена разводка линий 10 кВ для питания микрорайона «Европейский» после реконструкции.

Питание РТП будет осуществляться по фидерам № 8 (от ПС Северная) и № 29 (от ПС Чигири).

Выбор электрический аппаратов для РТП представлен в разделе 9.

### 6.2 Выбор СИП для питания МТП-1 и МТП-2

МТП-1 и МТП-2 будут питаться от Ф-27, с помощью СИП-3

Сечение СИП-3 выбираются по формулам (29)-(30).

Расчет представлен в таблице 18.

Таблица 18 – выбор сечения СИП-3 фирмы ЭКС для вводимых коттеджей

Участок	Расчетный ток, А	Сечение СИП-3, мм <sup>2</sup>	Допустимый ток, А	Потеря напряжения, %
1	2	3	4	5
1	2	3	4	5
ТП-13-153–МТП-1	4,94	3x35	200	0,56
ТП-13-60–МТП-2	7,71	3x35	200	0,5

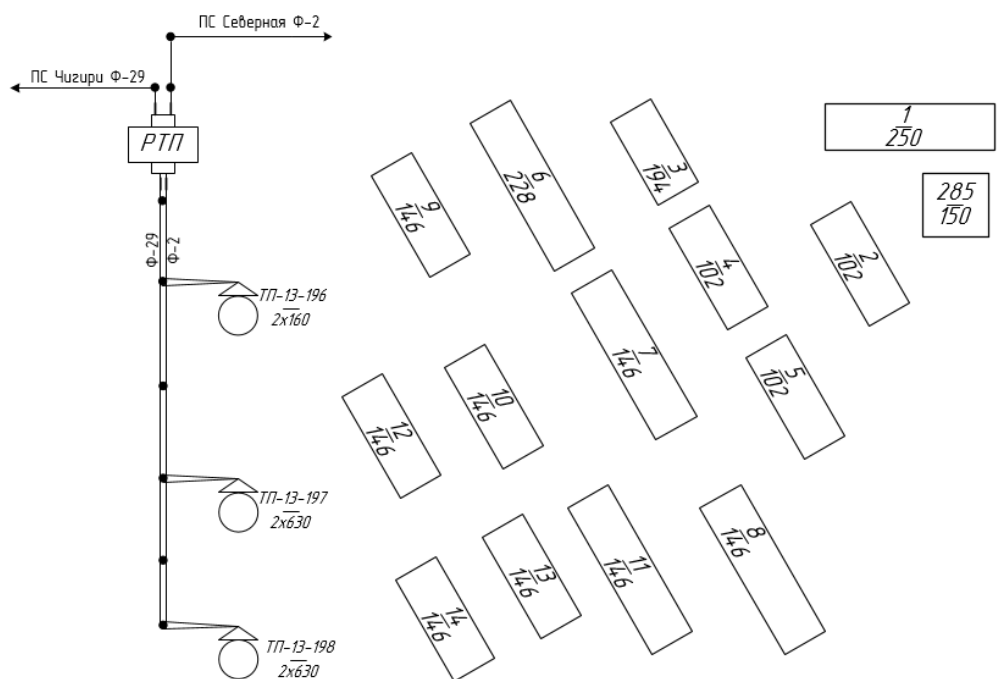


Рисунок 8 – Разводка линий 10 кВ для питания микрорайона «Европейский» после реконструкции

Таким образом, в микрорайоне «Европейский» будет установлен РТП, от которого будет питать существующие и последующие вводимые ТП.

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

Расчет токов короткого замыкания (к.з.) производится для выбора и проверки коммутационного оборудования и кабельных линий на термическую и динамическую стойкость к действию токов к.з., а также для выбора уставок РЗА и токовых катушек автоматических выключателей, а также проверки их чувствительности.

Задачей расчета токов к.з. является определение действующего значения периодической составляющей тока в начальный и заданный моменты времени, установившегося тока к.з. и мгновенного значения тока ударного тока к.з.

Для расчетов токов короткого замыкания составляется расчетная схема и схема замещения. Токи короткого замыкания определяются методом относительных базисных или именованных величин.

Расчетный вид короткого замыкания - трехфазное короткое замыкание, по которому проверяется электродинамическая устойчивость выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов[21].

Расчет токов КЗ будет проводиться в приближенных относительных единицах[21].

Расчет токов КЗ будет проводиться:

- на шинах 110 и 10 кВ ПС Северная;
- на шинах 10 кВ РТП;
- на шинах 10 и 0,4 кВ ТП-13-198;
- на шинах 10 и 0,4 кВ МТП-1 и МТП-2.

### **7.1. Расчет токов КЗ на шинах ПС Северная**

Составляется схема замещения; намечаются точки короткого замыкания: шины 110 кВ и 10кВ ПС Северная и проектируемой РТП «Европейский», и питаемых от него ТП 10/0,4 кВ.

Исходная схема представлена на рисунке 9.

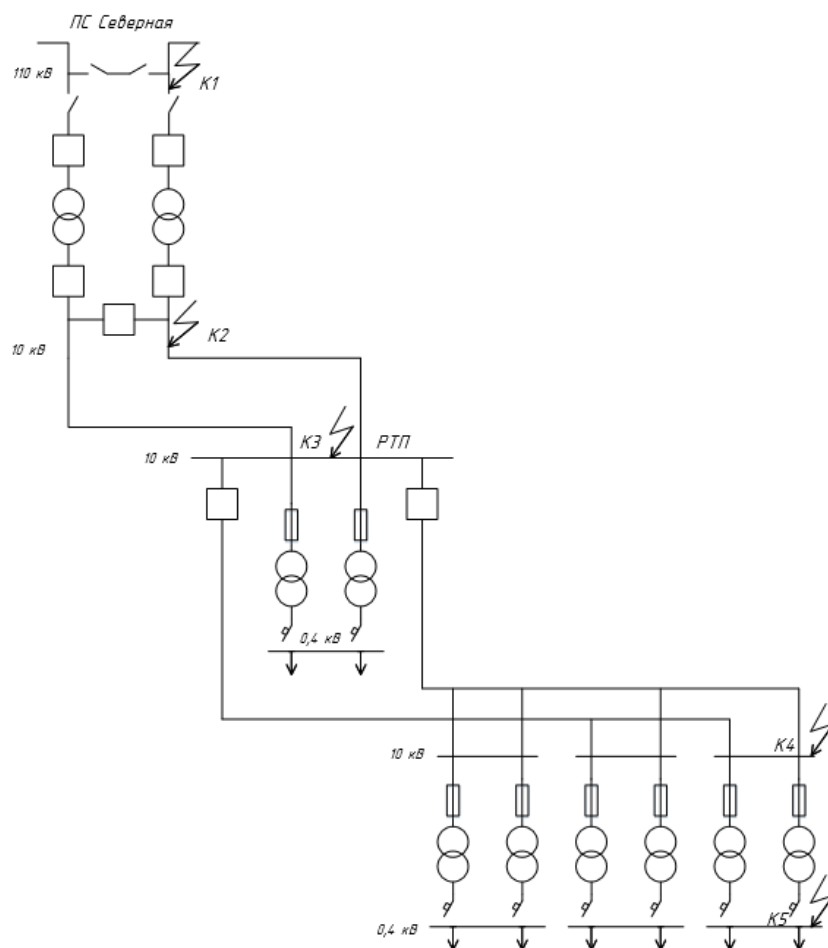


Рисунок 9 – Исходная схема

Схема замещения представлена на рисунке 10.

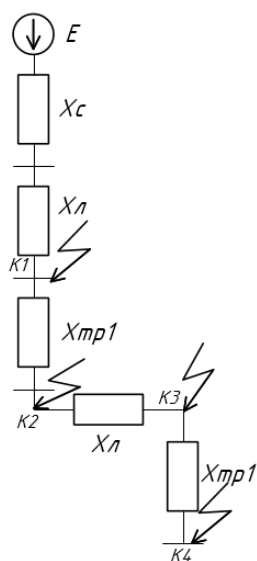


Рисунок 10 – Схема замещения

Параметры системы:  $S_c=100$  МВА;  $U_c=110$ кВ.

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_c} \quad (39)$$

$$X_c = \frac{110^2}{100} = 121 \text{ Ом}$$

К подстанции Северная подходит кабель ПвПУ2Г 1х185/70, его характеристики.

$$F=185\text{мм}^2;$$

$$R_0=0,128 \text{ ом/км};$$

$$X_0=0,098 \text{ ом/км};$$

$$L=4,33 \text{ км};$$

$$X_L = X_0 \cdot L \quad (40)$$

$$X_L = 0,098 \cdot 4,33 = 0,42 \text{ Ом}$$

Трансформаторы:  $S_T=25$  МВА;  $U_H=115/10$  кВ;  $u_k=10,5\%$ .

Выбираются базисные значения величин напряжения  $U_6$  и мощности  $S_6$   
 $U_6=115$  кВ,  $S_6=100$  МВА.

Рассчитываются базисные ток и сопротивление:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (41)$$



$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,503 \text{ кА}$$

$$X_{\bar{\sigma}} = \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{\bar{\sigma}}} \quad (42)$$

$$X_{\bar{\sigma}} = \frac{115^2}{100} = 132,3 \text{ Ом}$$

Определяется сопротивление отдельных элементов расчётной схемы в относительных единицах:

Система:

$$X_{c^*} = \frac{X_c}{X_{\bar{\sigma}}} \quad (43)$$

$$X_{c^*} = \frac{121}{132,5} = 0,916 \text{ о.е.}$$

ЛЭП:

$$X_{л^*} = \frac{X_{л}}{X_{\bar{\sigma}}} \quad (44)$$

$$X_{л^*} = \frac{0,42}{132,3} = 0,003 \text{ о.е.}$$

Трансформатор:

$$X_{m*} = \frac{u_{k\%} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{ном}} \quad (45)$$

$$X_{m*} = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 25} = 0,42 \text{ о.е.}$$

Определяется результирующее сопротивление:

$$X_{рез*} = X_{с*} + X_{л*} \quad (46)$$

$$X_{рез*} = 0,916 + 0,003 = 0,919 \text{ о.е.}$$

Определяются токи к.з. в первой расчетной точке К1. Вычисляется периодическая составляющая тока короткого замыкания:

$$I_{n0} = \frac{E_*''}{X_{рез*}} \cdot I_{\sigma} \quad (47)$$

$$I_{n0} = \frac{1}{0,919} \cdot 0,503 = 0,549 \text{ кА}$$

где  $E''$  - сверхпереходная ЭДС, для точки 1 она равна 1.

Определяется ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0} \quad (48)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 0,549 = 1,4 \text{ кА}$$

Здесь ударный коэффициент  $K_y=1.8$ [21].

Для расчета токов к.з. за трансформатором на напряжении 10 кВ, точка К2, вычисляются базисные ток и сопротивление на этой ступени напряжения:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} \quad (49)$$

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}$$

$$X_{\bar{\sigma}} = \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{\bar{\sigma}}} \quad (50)$$

$$X_{\bar{\sigma}} = \frac{10,5^2}{100} = 1,1 \text{ Ом}$$

Вычисляются результирующее сопротивление до точки К2:

$$X_{рез*} = X_{c*} + X_{л*} + X_{т*} \quad (51)$$

$$X_{рез*} = 0,916 + 0,003 + 0,42 = 1,34 \text{ о.е.}$$

Определяются значения токов к.з. для точки К2:

$$I_{n0} = \frac{E_*''}{X_{рез*}} \cdot I_{\sigma} \quad (52)$$

$$I_{n0} = \frac{1}{1,34} \cdot 5,5 = 4,1 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0} \quad (53)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,1 = 9,9 \text{ кА}$$

Здесь ударный коэффициент  $K_y=1.7$ [21].

## 7.2 Расчет токов КЗ на шинах 10 кВ РП

К РТП «Европейский» подходит СИП-3 сечением 185 мм<sup>2</sup> длиной  $L=1,18$  км и удельными сопротивлениями  $X_0=0,278$  Ом/км,  $R_0=0,369$  Ом/км.

Сопротивление линии:

$$X_L = X_0 \cdot L \quad (54)$$

$$X_L = 0,278 \cdot 1,18 = 0,33 \text{ Ом}$$

$$R_L = R_0 \cdot L \quad (55)$$

$$R_L = 0,369 \cdot 1,18 = 0,44 \text{ Ом}$$

Приведение его к базисным относительным единицам:

$$X_* = \frac{X_L}{X_{\bar{\sigma}}} \quad (56)$$

$$X_* = \frac{0,33}{1,1} = 0,3 \text{ о.е.}$$

$$R_* = \frac{R_L}{X_{\bar{\sigma}}} \quad (57)$$

$$R_* = \frac{0,44}{1,1} = 0,4 \text{ о.е.}$$

Когда сопротивления одного порядка то считать можно по полному сопротивлению:

$$Z = \sqrt{X_*^2 + R_*^2} \quad (58)$$

$$Z = \sqrt{0,3^2 + 0,4^2} = 0,5 \text{ о.е.}$$

Вычислим результирующее сопротивление до точки КЗ, учитывая два параллельно проложенных СИП-3:

$$X_{рез*} = X_{c*} + X_{л*} + X_{m*} + \frac{Z}{2} \quad (59)$$

$$X_{рез*} = 0,916 + 0,003 + 0,42 + \frac{0,5}{2} = 1,6 \text{ о.е.}$$

Для точки КЗ:

$$I_{n0} = \frac{E_*''}{X_{рез*}} \cdot I_{\sigma} \quad (60)$$

$$I_{n0} = \frac{1}{1,6} \cdot 5,5 = 3,44 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{П0} \quad (61)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 3,44 = 6,81 \text{ кА}$$

Для проверки чувствительности релейной защиты следует рассчитать ток короткого замыкания на шинах самого удаленного ТП.

Расстояние до удаленного ТП-13-198 составляет  $L=0,380$  км, сопротивление кабеля в относительных единицах:  $z_{y\partial} = 0,66$  о.е.

Вычисляется результирующее сопротивление до точки удаленного КЗ:

$$X_{рез*} = X_{с*} + X_{л*} + X_{т*} + \frac{Z}{2} + z_{y\partial} \quad (62)$$

$$X_{рез*} = 0,916 + 0,004 + 0,42 + \frac{0,5}{2} + 0,66 = 2,26 \text{ о.е.}$$

Значения токов к.з. для точки КЗ:

$$I_{n0} = \frac{E_*''}{X_{рез*}} \cdot I_{\sigma} \quad (63)$$

$$I_{n0} = \frac{1}{2,26} \cdot 5,5 = 2,43 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{n0} \quad (64)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,4 \cdot 2,43 = 4,8 \text{ кА}$$

### 7.3 Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ для ТП-13-198

В сетях напряжением до 1 кВ, где мощность понижающего трансформатора невелика (большое сопротивление), считают питающую систему источником бесконечной мощности. При этом расчетная схема включает трансформаторы, шины, кабели представляемые активными и индуктивными сопротивлениями. В расчетах учитывают сопротивления контактов, определяемые по справочной литературе.

За основное напряжение принимается напряжение равное  $U_{осн} = 1,05 U_{ном}$  [21].

Активное сопротивление трансформатора ТП-13-198:

$$r_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_H^2}{S_H^2} \quad (65)$$

$$r_m = \frac{7,1 \cdot 0,4^2}{630^2} = 2,86 \text{ мОм}$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_m = \frac{u_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H} \quad (66)$$

$$x_m = \frac{5,5 \cdot 0,4^2}{100 \cdot 630} = 1,4 \text{ мОм}$$

Полное сопротивление трансформатора:

$$z_m = \sqrt{r_m^2 + x_m^2} \quad (67)$$

$$z_m = \sqrt{2,86^2 + 1,4^2} = 5,2 \text{ мОм}$$

Сопротивления трансформаторов тока, шин, автоматических выключателей выбирается из справочников[33].

В соответствие ПУЭ суммарное сопротивление контактов при КЗ около распределительного щита составляет 15 мОм[17].

Ток трехфазного КЗ будет равен:

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{U_{OCH}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} \quad (68)$$

$$r_{\Sigma} = 2,86 + 0,06 + 0,84 + 15 = 18,76 \text{ мОм}$$



$$x_{\Sigma} = 1,4 + 0,13 + 1,8 = 3,33 \text{ мОм}$$

$$I_{n0}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{20,1^2 + 2,19^2}} = 12,12 \text{ кА}$$

Расчет однофазного КЗ:

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot \left( \frac{z_m}{3} + \sqrt{(r_{\phi} + r_0)^2 + (x_{\phi} + x_0 + x_n)^2} \right)} \quad (69)$$

где  $\frac{z_m}{3}$  – полное сопротивление т-ра, мОм;

$r_{\phi}$  и  $r_0$  – активные сопротивления петли фаза-нуль;

$x_{\phi}$  и  $x_0$  – индуктивные сопротивления петли фаза-нуль;

$x_n$  – сопротивление взаимной индукции петли фаза-нуль.

Выше данные сопротивления берутся из справочника [30].

$$I_{n0}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 62,3} = 3,7 \text{ кА}$$

Поскольку величина однофазного тока КЗ оказалась меньше трехфазного (12,12 кА), то в остальных расчетных точках ток не вычисляют.

#### **7.4 Расчет токов короткого замыкания в сети на шинах 10 и 0.4 кВ для МТП-1 и МТП-2**

Расчет токов КЗ на шинах 10 кВ для МТП проводится аналогично формулам (62)-(64) и приводится в таблицу 19.

Таблица 19 – Расчет токов КЗ на шинах 10 кВ для МТП

№ МТП	Расстояние до МТП, км	$X_{рез}$ , о.е.	$I_{n0}$ , кА	$i_{уд}$ , кА
1	4,95	3,58	1,54	1,51
2	4,1	4,08	1,35	1,32

Расчет токов КЗ на шинах 0,4 кВ для МТП проводится аналогично формулам (65)-(69) и приводится в таблицу 20.

Таблица 20 – Расчет токов КЗ на шинах 0,4 кВ для МТП

№ МТП	Трансформатор	$r_{\Sigma}$ , мОм	$x_{\Sigma}$ , мОм	$I_{n0}^{(3)}$ , кА	$I_{n0}^{(1)}$ , кА
1	ТМ-63/10	16,19	2,07	1,2	0,37
2	ТМ-63/10	15,9	2,01	0,9	0,31

Таким образом после расчета токов короткого замыкания можно будет проводить выбор электрических аппаратов для РТП и МТП, а также провести проверку для проводов на термическую стойкость.

## 8 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Помимо проверки выбранного сечения по потере напряжения, нагреву тока, необходимо проверить сечение на воздействие токов короткого замыкания.

Для начала вычисляется постоянная времени по величине сопротивлений до места короткого замыкания[32]:

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{\omega R_{\Sigma}} \quad (70)$$

где  $X_{\Sigma}$  и  $R_{\Sigma}$  – результирующие индуктивное и активное сопротивления цепи КЗ, мОм;

$\omega$  – синхронная угловая частота напряжения сети, рад/с.

Далее вычисляется тепловой импульс:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 [t_{\text{откл}} + T_a] \quad (71)$$

где  $t_{\text{откл}} = 0,1$  сек – время К.З. по срабатыванию предохранителей.

Минимальное сечение кабеля по условиям термической стойкости определяем как:

$$S_{\text{терм}} = \sqrt{\frac{B_k}{C_T}} \quad (72)$$

Где  $C_T = 114 \frac{A^2 \cdot c}{\text{мм}^2}$  – коэффициент взятый для медных кабелей.

Для примера производится расчет для проверки кабеля, который питает дом № 14 по формулам (70)-(72). Кабель имеет сечение 95 мм<sup>2</sup>

Постоянная времени:

$$T_a = \frac{3,33}{314 \cdot 18,76} = 0,0005 \text{ с}$$

$$B_k = 12,12^2 [0,1 + 0,0005] = 14,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$S_{терм} = \sqrt{\frac{14,77 \cdot 10^3}{94}} = 11,38 \text{ мм}^2$$

$$S = 95 \text{ мм}^2 \geq S_{терм} = 11,38 \text{ мм}^2$$

Условие выполняется. Проверка для остальных сечений проводится аналогично и представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка на термическую устойчивость

Потребитель	Выбранное сечение, мм <sup>2</sup>	$S_{терм}$ , мм <sup>2</sup>
1	2	3
6	70	9,72
9	95	9,72
10	95	11,68
11	95	11,38
12	95	11,68
13	95	11,38
14	95	11,38
201-209	16	3,2
142-147	16	2,8
МТП-1	35	3,67
МТП-2	35	3,44

Условие выполняется.

## 9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ДЛЯ РТП

В данном разделе будет выбрана однолинейная схема, а также выбраны и проверены электрические аппараты. В качестве оборудования будут выбраны: Выключатели нагрузки, трансформаторы тока, сборочные шины, опорные изоляторы, трансформаторы напряжения, КРУ.

### 9.1 Выбор однолинейной схемы

Так как РТП будет питаться по двум независимым линиям, то выбирается схема 1 – питание по двум линиям, работающим параллельно.

На рисунке 1 приведена однолинейная схема.

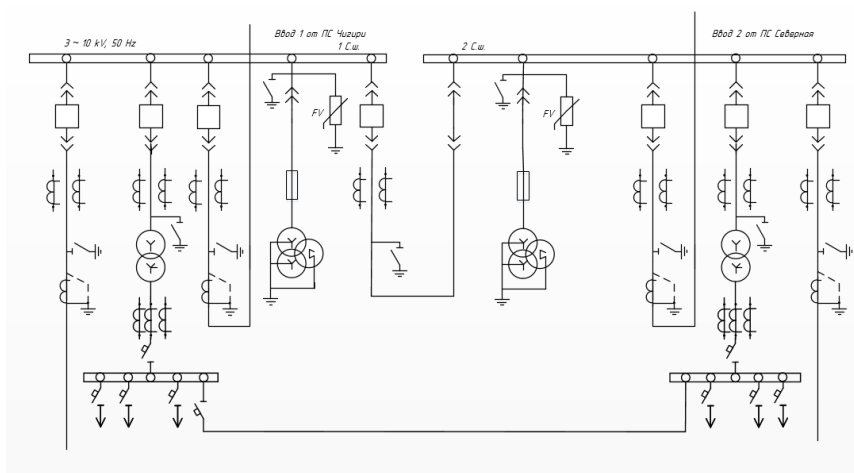


Рисунок 11 – Однолинейная схема РТП

Оборудование РП размещается в отдельно стоящем здании. Силовые трансформаторы, РУ 10 кВ и щит 0,38 кВ расположены в отдельных помещениях, РУ 10 кВ комплектуются из ячеек КРУ. На вводах, отходящих линиях и секционной линии устанавливаются выключатели и трансформаторы тока. Ввод осуществляется СИПом через проходные изоляторы.

### 9.2 Выбор выключателей

Выключатель – это коммутационное устройство, рассчитанный для включения и отключения тока. Выключатель считается главным аппаратом в

электро конструкциях, он предназначается для отключения и включения цепи в различных режимах.

Выбор выключателей производится по следующим условиям[32]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (73)$$

2) По длительному току:

$$I_{p.max} \leq I_{ном} \quad (74)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{n0} \leq I_{отк.ном} \quad (75)$$

4) По термической стойкости:

$$B_k \leq B_{k.в} \quad (76)$$

где  $B_{кв}$  – термическая устойчивость выключателя:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a] \quad (77)$$

$B_{к.в}$  – тепловой импульс тока КЗ:

$$B_{кв} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \quad (78)$$

Для примера будет выбран выключатель ввода 1 и ввода 2.

Выбирается вакуумный выключатель типа ВВУ-СЭЩ-10-20/1000-УХЛ-3 фирмы СЭЩ[27].

1) По напряжению установки:

$$10 \leq 10 \text{ кВ}$$

Условие выполняется.

2) По длительному току:

Рабочий ток, проходящий через выключатель:

$$I_{p.max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (79)$$

$$I_{p.max} = \frac{1787}{\sqrt{3} \cdot 10} = 103,18 \text{ А}$$

$$103,18 \leq 1000 \text{ А}$$

Условие выполняется.

3) По отключающей способности:

$$I_{н0} \leq I_{отк.ном} \quad (80)$$

$$3,44 \leq 20 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

4) По термической стойкости:

$$B_k = 3,44^2 \cdot [0,57 + 0,06] = 5,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{кв} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$5,86 \leq 1200 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

Условие выполняется.

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл} \quad (81)$$

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

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,33 \text{ кА}$$

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

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \quad (82)$$



$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot 5,4 = 7,6 \text{ кА}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор и проверка выключателей ввода 1 и ввода 2

Расчетные данные	Каталожные данные ВВУ-СЭЩ-10-20/1000-УХЛЗ	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 103,18 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{n0} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 5,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.в} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.в}$
$i_{a.\tau} = 7,6 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 11,33 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \leq i_{a.\tau}$

Остальной расчет для остальных выключателей аналогичен.

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателей отходящих линий 1 и 2 приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Выбор и проверка выключателей отходящих линий 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные ВВУ-СЭЩ-10-20/1000-УХЛЗ	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 52,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{n0} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 5,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.в} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.в}$
$i_{a.\tau} = 7,6 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 11,33 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \leq i_{a.\tau}$

Условие выбора выполняется.

Сопоставление каталожных и расчетных данных секционного выключателя приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор и проверка секционного выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные ВВУ-СЭЩ-10-20/1000-УХЛЗ	Условия выбора
1	2	3
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$

1	2	3
$I_{p.max} = 52,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{n0} = 3,44 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 5,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.в} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.в}$
$i_{a.\tau} = 7,6 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 11,33 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \leq i_{a.\tau}$

Условие выбора выполняется.

### 9.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока необходимо подбирать с двумя второстепенными обмотками, один из которых специализирована для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Подбор трансформаторов тока выполняется согласно номинальному напряжению (в соответствии с классом изоляции), току первичной цепи, току вторичных обмоток присутствие выбранном классе точности, но обследуется согласно электродинамической и термической стойкости при коротких замыканиях.

Таким образом, трансформаторам тока подсоединяются цепи электрических счетчиков, в таком случае должен быть 0,5.

Трансформаторы тока избираются со вторичным током 5 А и двумя сердечниками.

Трансформаторы тока избираются по напряжению и току.

Номинальный ток обязан быть как можно ближе к рабочему току конструкции, так как недогрузка первичной обмотки приводит к повышению погрешностей:

- согласно системы классу точности;
- согласно электродинамической стойкости.
- согласно термической стойкости:
- согласно вторичной нагрузке:

$$Z_2 = Z_{2.ном} \quad (83)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Индуктивное сопротивление токовых цепочек не слишком велико, по этой причине  $Z_2 \approx r_2$ . Второстепенная нагрузка  $r_2$  заключается из сопротивления приборов  $r_{приб}$ , соединительных проводов  $r_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $r_к$ :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_к \quad (84)$$

В качестве примера, проводится расчет выбора ТТ для ввода 1 и 2.

Выбирается ТОЛ-СЭЦ-10, который предназначен для установки в КРУ, с первичным током 400 А[27].

Структура вторичной нагрузки трансформатора тока приведена в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Э-335	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЕ-303	0,1	0,1	0,1
ИТОГО		1,1	0,1	0,6

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2н} = \frac{S_{2н}}{I_{2н}} \quad (85)$$

где  $S_{2H}$  – номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, ВА[29].

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

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

Определяется номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

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

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2} \quad (86)$$

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

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,6}{5^2} = 0,064 \text{ Ом}$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}} \quad (87)$$

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

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

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

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

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

Вторичная нагрузка  $Z_2$ :

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

Осуществляется проверка на термическую стойкость к токам КЗ

$$B_k = 3,44^2 \cdot [0,57 + 0,06] = 5,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных ТТ для ввода 1 и 2 приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТТ ввода 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные ТОЛ-СЭЩ-10	Условие
10 кВ	10 кВ	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{p.\text{max}} = 103,18 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$	$I_{p.\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$
$Z_{\text{нр}} = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{н}} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{\text{нр}} \leq Z_{2\text{н}}$
$B_k = 5,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.p} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.p}$

Условия выбора выполняются.

Аналогично проводится расчет для остальных ТТ.

Сопоставление каталожных и расчетных данных ТТ для отходящих линий 1 и 2 приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТТ для отходящих линий 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 103,18 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$Z_{нр} = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2н} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{нр} \leq Z_{2н}$
$B_k = 5,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.p} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.p}$

Сопоставление каталожных и расчетных данных ТТ для секционной линии приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТТ для секционной линии

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 103,18 \text{ А}$	$I_{ном} = 200 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$Z_{нр} = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2н} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{нр} \leq Z_{2н}$
$B_k = 5,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.p} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.p}$

#### 9.4 Выбор и проверка сборных шин

На РП 10 кВ сборные шины выполняются жесткими шинами из алюминиевого сплава.

Избираются сечения шин согласно нагреву (по допустимому току), принимая, как нормальный режим, так и послеаварийный.

Сечения шины избираются согласно длительному допустимому току, для этого рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах РП[32].

$$I_{p.max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (88)$$

$$I_{p.max} = \frac{1787}{\sqrt{3} \cdot 10} = 103,18 \text{ А}$$

К установке принимаются шины АДЗ1Т сечением 60 мм<sup>2</sup>, с длительным допустимым током 215 А Фирмы Профсектор [19].

Проверка шины на термическую стойкость:

Тепловой импульс тока КЗ находится по формуле:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot [t_{откл} + T_a] \quad (89)$$

$$B_k = 3,44^2 \cdot [0,055 + 0,024] = 0,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} \quad (90)$$

где  $C_m = 82 \text{ А} \cdot \text{с}^2 / \text{мм}^2$  – для алюминия.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,75}}{82} = 0,01 \text{ мм}^2$$

$$q_{\min} \leq q$$

$$0,01 \leq 60 \text{ мм}^2$$

Условие выполняется.

Проверка сборных шин на механическую прочность.

Частота собственных колебаний алюминиевых полосовых шин:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q_{\text{шин}}}} \quad (91)$$

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

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

$$J = \frac{bh^3}{12} \quad (92)$$

$q_{\text{шин}}$  – поперечное сечение шины,  $\text{см}^2$ :

$$q_{\text{шин}} = b \cdot h \quad (93)$$

$$q_{\text{шин}} = 0,2 \cdot 3 = 0,6 \text{ см}^2$$

$$J = \frac{0,2 \cdot 3^3}{12} = 0,45 \text{ см}^2$$

$$f_c = \frac{173,2}{1,2} \cdot \sqrt{\frac{0,45}{0,6}} = 102 \text{ Гц}$$

Частота собственных колебаний шин меньше 200 Гц.

Максимальное электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i^2 y_d}{a} \cdot 10^{-7} \quad (94)$$



где  $a = 0,8$  м – расстояние между фазами.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{6040^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 7,9 \text{ Н/м}$$

Изгибающий момент, создаваемый равномерно распределенной силой  $f$  равен:

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10} \quad (95)$$

$$M = \frac{7,9 \cdot 1,2^2}{10} = 1,14 \text{ Н/м}$$

Напряжение, в материале шин появляющееся при действии изгибающего момента определяется по формуле:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} \quad (96)$$

где  $W$  – момент сопротивления при горизонтальном расположении шин. Для однополосных шин равен  $1,8 \text{ см}^3$ .

$$\sigma_{расч} = \frac{1,14}{1,8} = 0,63 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$$

$$0,63 \leq 89 \text{ МПа}$$

Условие выполняется.

Сравнение расчетных и каталожных данных выбранных шин сведено в таблицу 30.

Таблица 30 – Сравнение расчётных и каталожных данных шин АДЗ1Т сечением 60 мм<sup>2</sup>

Расчётные данные	Каталожные данные	Условие выбора
1	2	3
$I_{p.max} = 103,18 \text{ А}$	$I_{\text{дл.дон}} = 215 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{\text{дл.дон}}$
$q_{\min} = 0,01 \text{ мм}^2$	$q = 60 \text{ мм}^2$	$q_{\min} \leq q$
$\sigma_{расч} = 0,63 \text{ МПа}$	$\sigma_{дон} = 89 \text{ МПа}$	$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}$

### 9.5 Выбор и проверка опорных изоляторов

Опорные изоляторы используются для крепления шин и токопроводов открытых и закрытых распределительных устройств и аппаратов.

Условия для выбора опорных изоляторов[32]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (97)$$

2) По допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{дон} \quad (98)$$

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

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot 10^{-7} \quad (99)$$

где  $a = 0,8 \text{ м}$  – расстояние между фазами;

$l$  – длина пролета между изоляторами, м.

$F_{\text{доп}}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора определяется по формуле:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}} \quad (100)$$

где  $F_{\text{разр}}$  – разрушающая нагрузка на изгиб, Н (каталожные данные).  
сила, действующая на изолятор:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{6040^2}{0,8} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 47,4 \text{ Н}$$

Выбираются изоляторы ИОИО-10-3,75 с разрушающей нагрузкой на изгиб  $F_{\text{разр}} = 3750 \text{ Н}$  [29].

Допустимая нагрузка изолятора:

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

$$47,4 \leq 2250 \text{ Н}$$

Условие выбора выполняется.

## 9.6 Выбор проходных изоляторов

Проходной изолятор выбирается аналогично по формулам (99)-(100) и по номинальному току:

$$I_{\text{рас}} \leq I_{\text{ном}} \quad (101)$$

Выбирается ИП-10/630-7,5.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6040^2}{0,8} \cdot 6 \cdot 10^{-7} = 47,4 \text{ Н}$$

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}$$

$$47,4 \leq 4500 \text{ Н}$$

$$103 \leq 630 \text{ А}$$

Условия выбора выполняются.

### 9.7 Выбор КРУ

Выбор КРУ осуществляется аналогично формулам (73)-(78) у выключателя, но без отключающей способности.

Для установки КРУ на вводе 1 и 2 выбирается КРУ СЭЩ-10-630-20 фирмы СЭЩ[27].

Сопоставление каталожных и расчетных данных КРУ на вводе 1 и 2 приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор и проверка КРУ

Расчетные данные	Каталожные данные КРУ СЭЩ-10-630-20	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{р.мах} = 103 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{р.мах} \leq I_{ном}$
$B_k = 5,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в}$
$i_{а.т} = 7,6 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 11,33 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \leq i_{а.т}$

Условия выполняются. Для остальных отходящих линий выбирается тоже КРУ СЭЩ-10-630-20, так как их номинальный ток будет меньше, чем на вводе.

Шкаф КРУ СЭЩ-10-630-20 представляет собой корпусно-модульную конструкцию, состоящую из нескольких модулей, собираемых с помощью стыковочных элементов. Объем шкафа разделён металлическими

перегородками на 4 отсека: кабельный отсек, отсек коммутационного аппарата, отсек сборных шин; релейный отсек (релейный шкаф).

Фасад шкафа образован тремя дверями. Верхняя дверь – релейного шкафа, средняя – дверь отсека коммутационного аппарата, нижняя – дверь отсека кабельных присоединений.

Фасадные двери и крышки высоковольтных отсеков обеспечивают локализацию аварии в случае дугового короткого замыкания в шкафу. Отсек сборных шин с разделением перегородками в пределах одного шкафа. Доступ в этот отсек осуществляется через отсек коммутационного аппарата. Выдвижной элемент расположен в передней части шкафа и отделён от кабельного отсека и отсека сборных шин панелью с проходными изоляторами.

От кабельного отсека выключатель отделён съёмной металлической перегородкой.

Ошиновка шкафа КРУ СЭЩ-10-630-20 выполнена медными шинами, материал сборных шин – медь. ТИ-227-2022 13 Вентиляция шкафа осуществляется через жалюзи, выполненные в крыше.

### **9.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения**

Трансформаторы напряжения (ТН) формируются в распределительных приборах с целью питания обмоток напряжения приборов учета и контролирования, агрегатов релейной защиты и подстанционной автоматики. Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

С целью замера напряжений также контролирования изоляции фаз сравнительно территории в сетях с небольшими токами замыкания на территорию (6 и 10 кВ) определяют трёх обмоточные пяти стержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ-6 с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Условия для выбора трансформаторов напряжения[32]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (102)$$

2) По вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \quad (103)$$

где  $S_{2\Sigma}$  – работа всех измерных устройств и реле, дополненных к трансформатору напряжения.

В сетях с небольшими токами замыкания на территорию (6 и 10 кВ) определяют трёх обмоточные пяти стержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ.

Структура вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведена в таблице 32.

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число приборов	Полная потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2	3
Ваттметр	Э-335	1,5	2	8
Счетчик активной и реактивной мощности	СЕ-303	0,8	2	8
ИТОГО	-	-	6	35

Вторичная нагрузка трансформатора по составит:

$$S_{2\Sigma} = 35 \text{ ВА}$$

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–6.

Сопоставление каталожных также вычисленных данных приведено в таблице 33.

Таблица 33 – Сравнение каталожных и расчетных данных для проверки подбора трансформаторов напряжения

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2\Sigma} = 35 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$

Условия выполняются.





## 10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ДЛЯ МТП

В данном разделе будет проведена выборка и проверка электрических аппаратов, таких как разъединители, предохранители, рубильники, трансформаторы тока и автоматические выключатели для мачтовых ТП.

Однолинейная схема и конструктивное исполнение МТП приводилось в ЧАСТИ 1.

### 10.1 Выбор разъединителей 10 кВ

Разъединители служат для создания видимого разрыва, отделяющего выведенное из работы оборудование от токопроводящих частей, находящихся под напряжением. Это необходимо, например, при выводе оборудования в ремонт в целях безопасного производства работ.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей по формулам (73)-(78), но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

В качестве примера для МТП-1 для ввода 1 и 2 выбирается разъединитель РЛК-10/400УХЛ-1 фирмы ЭТМ[34]. Выбор и проверка приведена в таблице 35.

Таблица 35 – Выбор и проверка разъединителей для МТП-1 для ввода 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные РЛК-10/400-УХЛ1	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{р.мах} = 4,94 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{р.мах} \leq I_{ном}$
$I_{н0} = 1,54 \text{ кА}$	$I_{дин} = 10 \text{ кА}$	$I_{н0} \leq I_{отк.ном}$
Главные ножи		
$B_k = 4,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в} = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в}$
Заземляющие ножи		
$B_k = 4,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в} = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в}$

Условия выполняются,

Аналогично проводится выбор разъединителей для МТП-2 для ввода 1 и 2, который приведен в таблице 36.

Таблица 36 – Выбор и проверка разъединителей для МТП-2 для ввода 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные РЛК-10/400-УХЛ1	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 7,71 \text{ А}$	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{н0} = 1,35 \text{ кА}$	$I_{дин} = 10 \text{ кА}$	$I_{н0} \leq I_{отк.ном}$
Главные ножи		
$B_k = 4,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.в} = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.в}$
Заземляющие ножи		
$B_k = 4,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.в} = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.в}$

## 10.2 Выбор предохранителей 10 кВ

Предохранители применяются для защиты трансформаторов напряжения и силовых трансформаторов, а также кабельных и воздушных линий электропередач от токов короткого замыкания и перегрузок.

Условия выбора предохранителей[32]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (106)$$

2) По номинальному току:

$$I_{ном.тр} \leq I_{ном.пред} \quad (108)$$

где  $I_{ном.тр}$  – номинальный ток трансформатора:

$$I_{ном.тр} = \frac{2 \cdot S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (109)$$

$I_{ном.пред}$  – номинальный ток предохранителя;

3) По отключающей способности:

$$I_{п0} \leq I_{отк.ном} \quad (110)$$

4) По току плавкой вставки:

$$I_{пл.вст} \geq 2 \cdot I_{ном.тр} \quad (111)$$

5) По токам плавкой вставки и предохранителя:

$$I_{пл.вст} \leq I_{ном.пред} \quad (112)$$

Для примера выбирается предохранитель для МТП-1 для ввода 1 и 2.

Рассчитывается номинальный ток трансформатора:

$$I_{ном.тр} = \frac{2 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 7,27 \text{ А}$$

Выбирается предохранитель ПКТ-101-10-20-12,5 фирмы ПрофСектор с током плавкой вставки 16 А [19].

1) По напряжению установки:

$$10 \leq 10 \text{ кВ}$$

Условие выполняется.

2) По номинальному току:

$$7,27 \leq 20 \text{ А}$$

Условие выполняется.

3) По отключающей способности:

$$1,54 \leq 12,5 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

4) По току плавкой вставки[29]:

$$16 \geq 14,54 \text{ А}$$

Условие выполняется.

5) По токам плавкой вставки и предохранителя:

$$20 \leq 16 \text{ А}$$

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора предохранителя для МТП-1 для ввода 1 и 2 приведено в таблице 37.

Таблица 37 – Сравнение расчетных и каталожных данных для МТП-1 для ввода 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные ПКТ-101-10-20-12,5	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном.тр} = 7,27 \text{ А}$	$I_{ном} = 20 \text{ А}$	$I_{ном.тр} \leq I_{ном}$
$I_{н0} = 1,54 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} \leq I_{отк.ном}$
$2 \cdot I_{ном.тр} = 14,54 \text{ А}$	$I_{пл.вст} = 16 \text{ А}$	$2 \cdot I_{ном.тр} \leq I_{пл.вст}$
$I_{пл.вст} = 16 \text{ А}$	$I_{ном} = 20 \text{ А}$	$B_k \leq B_{к.в}$

Условия выполняются.

Аналогично выбираются остальные предохранители для МТП-1 для отходящих линий 1 и 2.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора предохранителя для МТП-1 для отходящих линий 1 и 2 приведено в таблице 38.

Таблица 38 – Сравнение расчетных и каталожных данных для МТП-1 для отходящих линий 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные ПКТ-101-10-20-12,5	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном.тр} = 7,27 \text{ А}$	$I_{ном} = 20 \text{ А}$	$I_{ном.тр} \leq I_{ном}$
$I_{н0} = 1,54 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} \leq I_{отк.ном}$
$2 \cdot I_{ном.тр} = 14,54 \text{ А}$	$I_{пл.вст} = 16 \text{ А}$	$2 \cdot I_{ном.тр} \leq I_{пл.вст}$
$I_{пл.вст} = 16 \text{ А}$	$I_{ном} = 20 \text{ А}$	$B_k \leq B_{к.в}$

Условия выполняется.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора предохранителя для МТП-2 для ввода 1 и 2 приведено в таблице 39.

Таблица 39 – Сравнение расчетных и каталожных данных для МТП-2 для ввода 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные ПКТ-101-10-20-12,5	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном.тр} = 7,27 \text{ А}$	$I_{ном} = 20 \text{ А}$	$I_{ном.тр} \leq I_{ном}$
$I_{н0} = 1,54 \text{ кА}$	$I_{отк.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} \leq I_{отк.ном}$
$2 \cdot I_{ном.тр} = 14,54 \text{ А}$	$I_{пл.вст} = 16 \text{ А}$	$2 \cdot I_{ном.тр} \leq I_{пл.вст}$
$I_{пл.вст} = 16 \text{ А}$	$I_{ном} = 20 \text{ А}$	$B_k \leq B_{к.в}$

Условия выполняется.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора предохранителя для МТП-1 для отходящих линий 1 и 2 приведено в таблице 40.

Таблица 40 – Сравнение расчетных и каталожных данных для МТП-1 для отходящих линий 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные ПКТ-101-10-20-12,5	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{ном.тр} = 7,27$ А	$I_{ном} = 20$ А	$I_{ном.тр} \leq I_{ном}$
$I_{п0} = 1,54$ кА	$I_{отк.ном} = 12,5$ кА	$I_{п0} \leq I_{отк.ном}$
$2 \cdot I_{ном.тр} = 14,54$ А	$I_{пл.вст} = 16$ А	$2 \cdot I_{ном.тр} \leq I_{пл.вст}$
$I_{пл.вст} = 16$ А	$I_{ном} = 20$ А	$B_k \leq B_{к.в}$

### 10.3 Выбор рубильников 10кВ

Условия выбора рубильника[32]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (113)$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном} \quad (114)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{п0} \leq I_{отк.ном} \quad (115)$$

4) По термической стойкости:

$$B_k \leq B_{к.в} \quad (116)$$

Для примера выбирается рубильник для МТП-1 для ввода 1 и 2.  
Выбирается рубильник ВНА-10-630-20 [34].

1) По напряжению установки:

$$10 \leq 10 \text{ кВ}$$

Условие выполняется.

2) По длительному току:

Рабочий ток, проходящий через рубильник:

$$I_{p.\max} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (117)$$

$$I_{p.\max} = \frac{28,2}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4,94 \text{ А}$$

$$4,94 \leq 630 \text{ А}$$

Условие выполняется.

3) По отключающей способности:

$$I_{n0} \leq I_{\text{отк.ном}} \quad (118)$$

$$1,54 \leq 20 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

4) По термической стойкости:

$$B_k = 1,54^2 \cdot [0,57 + 0,06] = 4,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{кв} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$4,8 \leq 400 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

Условие выполняется.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора рубильника для МТП-1 для ввода 1 и 2 приведено в таблице 41.

Таблица 41 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора рубильника для МТП-1 для ввода 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные ВНА-10-630-20-У1	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 4,94 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{n0} = 1,54 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 4,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в}$

Условия выполняются.

Аналогично проводится расчет для остальных рубильников.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора рубильника для МТП-1 для отходящих линий 1 и 2 приведено в таблице 42.

Таблица 42 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора рубильника для МТП-1 для отходящих линий 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные ВНА-10-630-20-У1	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 4,94 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{n0} = 1,54 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 4,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.в} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{к.в}$



Условия выполняются.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора для секционного рубильника для МТП-1 приведено в таблице 43.

Таблица 43 – Сравнение расчетных и каталожных данных для секционного рубильника для МТП-1

Расчетные данные	Каталожные данные ВНА-10-630-20-У1	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 4,94$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{n0} = 1,54$ кА	$I_{откл.ном} = 20$ кА	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 4,8$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{k.в} = 400$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq B_{k.в}$

Условия выполняются.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора рубильника для МТП-2 для ввода 1 и 2 приведено в таблице 44.

Таблица 44 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора рубильника для МТП-2 для ввода 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные ВНА-10-630-20-У1	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 4,94$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{n0} = 1,54$ кА	$I_{откл.ном} = 20$ кА	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 4,8$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{k.в} = 400$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq B_{k.в}$

Условия выполняются.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора рубильника для МТП-2 для отходящих линий 1 и 2 приведено в таблице 45.

Таблица 45 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора рубильника для МТП-2 для отходящих линий 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные ВНА-10-630-20-У1	Условия выбора
1	2	3
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$

1	2	3
$I_{p.max} = 4,94 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{НОМ}$
$I_{n0} = 1,54 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 4,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.в} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.в}$

Условия выполняются.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора для секционного рубильника для МТП-2 приведено в таблице 46.

Таблица 46 – Сравнение расчетных и каталожных данных для секционного рубильника для МТП-2

Расчетные данные	Каталожные данные ВНА-10-630-20-У1	Условия выбора
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{НОМ}$
$I_{p.max} = 4,94 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{НОМ}$
$I_{n0} = 1,54 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 4,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.в} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.в}$

Условия выполняются.

#### 10.4 Выбор трансформаторов тока

Выбор ТТ для МТП-1 и МТП-2 проводится аналогично формулам (73)-(77).

Для примера выбирается ТТ для МТП-1 для ввода 1 и 2.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора ТТ для МТП-1 для ввода 1 и 2 приведено в таблице 47.

Таблица 47 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора ТТ для МТП-1 для ввода 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{НОМ}$
$I_{p.max} = 4,94 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 200 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{НОМ}$
$Z_{нр} = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2н} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{нр} \leq Z_{2н}$
$B_k = 5,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.p} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.p}$

Условия выполняются.

Аналогично выбираются остальные ТТ.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора ТТ для МТП-1 для отходящих линий 1 и 2 приведено в таблице 48.

Таблица 48 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора ТТ для МТП-1 для отходящих линий 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 4,94$ А	$I_{ном} = 200$ А	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$Z_{нр} = 0,14$ Ом	$Z_{2н} = 0,6$ Ом	$Z_{нр} \leq Z_{2н}$
$B_k = 5,86$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{k.p} = 1200$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq B_{k.p}$

Условия выполняются.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора ТТ для МТП-2 для ввода 1 и 2 приведено в таблице 49.

Таблица 49 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора ТТ для МТП-2 для ввода 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 4,94$ А	$I_{ном} = 200$ А	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$Z_{нр} = 0,14$ Ом	$Z_{2н} = 0,6$ Ом	$Z_{нр} \leq Z_{2н}$
$B_k = 5,86$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{k.p} = 1200$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq B_{k.p}$

Условия выполняются.

Аналогично выбираются остальные ТТ.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора ТТ для МТП-2 для отходящих линий 1 и 2 приведено в таблице 50.

Таблица 50 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора ТТ для МТП-2 для отходящих линий 1 и 2

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие
1	2	3
10 кВ	10 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$

1	2	3
$I_{p.max} = 4,94 \text{ A}$	$I_{ном} = 200 \text{ A}$	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$Z_{нр} = 0,14 \text{ Ом}$	$Z_{2н} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_{нр} \leq Z_{2н}$
$B_k = 5,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.p} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.p}$

Условия выполняются.

### 10.5 Выбор и проверка автоматических выключателей

Автоматический выключатель (автомат) – это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для проведения тока цепи в нормальных режимах и для автоматического отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях напряжения и других аварийных режимах.

Условия выбора автоматического выключателя[29]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (119)$$

2) По номинальному току:

$$I_{p.max} \leq I_{ном} \quad (120)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{н0} \leq I_{отк.ном} \quad (121)$$

4) По термической стойкости:

$$B_k \leq B_{kв} \quad (122)$$

В качестве примера для МТП-1 для приходящих линий к РУ-0,4 кВ выбирается автоматический выключатель ВА-СЭЦ-10-60-20 [27].

1) По напряжению установки:

$$380 \leq 380 \text{ В}$$

Условие выполняется.

2) По длительному току:

$$45,84 \leq 60 \text{ А}$$

Условие выполняется.

3) По отключающей способности:

$$I_{n0} \leq I_{отк.ном} \quad (123)$$

$$1,2 \leq 20 \text{ кА}$$

Условие выполняется.

4) По термической стойкости:

$$B_k = 1,2^2 \cdot [0,57 + 0,06] = 8,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{кв} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$8,62 \leq 400 \text{ кА} \cdot \text{с}$$

Условие выполняется.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора автоматических выключателей для МТП-1 для приходящих линий к РУ-0,4 кВ приведено в таблице 51.

Таблица 51 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора автоматических выключателей для МТП-1 для приходящих линий к РУ-0,4 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ВА-СЭЩ-10-60-20	Условия выбора
380 В	380 В	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{р.мах} = 45,84$ А	$I_{ном} = 60$ А	$I_{р.мах} \leq I_{ном}$
$I_{н0} = 1,2$ кА	$I_{откл.ном} = 20$ кА	$I_{н0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 8,62$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{к.в} = 400$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq B_{к.в}$

Условия выполняются.

Аналогично выбираются остальные автоматические выключатели.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора автоматических выключателей для МТП-1 отходящих линий 1 и 2 от РУ-0,4 кВ приведено в таблице 52.

Таблица 52 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора автоматических выключателей для МТП-1 для отходящих линий 1 и 2 от РУ-0,4 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ВА-СЭЩ-10-30-12,5	Условия выбора
380 В	380 В	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{р.мах} = 10,84$ А	$I_{ном} = 30$ А	$I_{р.мах} \leq I_{ном}$
$I_{н0} = 1,2$ кА	$I_{откл.ном} = 12,5$ кА	$I_{н0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 8,62$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{к.в} = 150$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq B_{к.в}$

Условия выполняются.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора автоматических выключателей для МТП-1 для секционного автомата приведено в таблице 53.

Таблица 53 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора автоматических выключателей для МТП-1 для секционного автомата

Расчетные данные	Каталожные данные ВА-СЭЩ-10-60-20	Условия выбора
380 В	380 В	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 45,84$ А	$I_{ном} = 60$ А	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{n0} = 1,2$ кА	$I_{откл.ном} = 20$ кА	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 8,62$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{k.в} = 400$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq B_{k.в}$

Условия выполняются.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора автоматических выключателей для МТП-2 для приходящих линий к РУ-0,4 кВ приведено в таблице 54.

Таблица 54 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора автоматических выключателей для МТП-2 для приходящих линий к РУ-0,4 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ВА-СЭЩ-10-60-20	Условия выбора
380 В	380 В	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 45,84$ А	$I_{ном} = 60$ А	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{n0} = 1,2$ кА	$I_{откл.ном} = 20$ кА	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 8,62$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_{k.в} = 400$ кА <sup>2</sup> ·с	$B_k \leq B_{k.в}$

Условия выполняются.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора автоматических выключателей для МТП-2 отходящих линий 1 и 2 от РУ-0,4 кВ приведено в таблице 55.

Таблица 55 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора автоматических выключателей для МТП-2 для отходящих линий 1 и 2 от РУ-0,4 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ВА-СЭЩ-10-30-12,5	Условия выбора
380 В	380 В	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 10,84 \text{ А}$	$I_{ном} = 30 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{n0} = 1,2 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 8,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.в} = 150 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.в}$

Условия выполняются.

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора автоматических выключателей для МТП-2 для секционного автомата приведено в таблице 56.

Таблица 56 – Сравнение расчетных и каталожных данных для выбора автоматических выключателей для МТП-2 для секционного автомата

Расчетные данные	Каталожные данные ВА-СЭЩ-10-60-20	Условия выбора
380 В	380 В	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$I_{p.max} = 45,84 \text{ А}$	$I_{ном} = 60 \text{ А}$	$I_{p.max} \leq I_{ном}$
$I_{n0} = 1,2 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{n0} \leq I_{откл.ном}$
$B_k = 8,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{k.в} = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq B_{k.в}$

Условия выполняются.



## 11 ЗАЗЕМЛЕНИЕ МАЧТОВОЙ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Заземление – это комплекс мероприятий проводимых с целью защиты людей и электроустановок, заключающийся в соединении различных частей электрооборудования с землей.

Заземление бывает:

- рабочее – необходимо для обеспечения нормальной работы электроустановок;
- защитное – служит для предотвращения поражения людей электрическим током. Защитное заземление за счет стекания потенциала в землю снижает напряжение прикосновения до безопасных значений. Такие защитные меры производят в электроустановках до и выше 1000 В. Каким будет заземление зависит от нескольких факторах

При проектировании системы заземления учитывают множество факторов такие как: вид электроустановки, режим работы нейтрали, номинальное напряжение электроустановки, размеры защищаемого объекта, сопротивление грунта где установлено оборудование и величина токов замыкания на землю и др.

Согласно правилам устройства электроустановок, «вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 м и на расстоянии не более 1 82 м от края фундамента здания подстанции или от края фундамента открытого установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству [8]».

Осуществляется это соединением горизонтальных и вертикальных заземлителей между собой вбитых на определенной глубине в земле, а далее это все соединяется проводником с корпусом электрооборудования.

На рисунке 12 приведен план заземляющего устройства МТП.

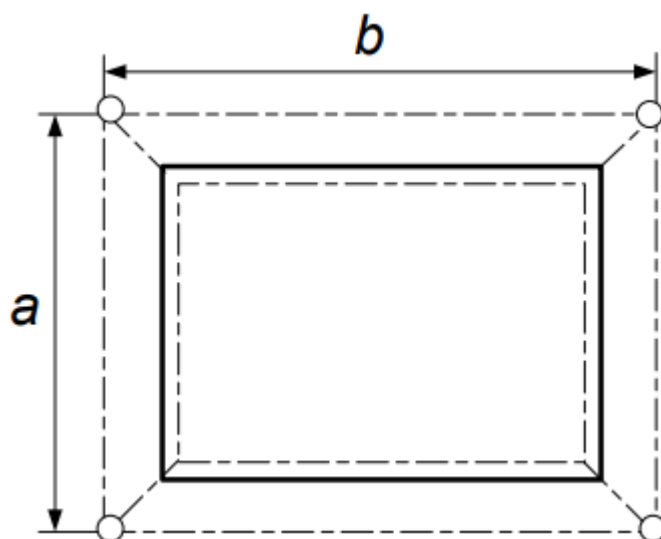


Рисунок 12 – план заземляющего устройства МТП

Чем оно меньше, тем меньше напряжение прикосновения на корпусе электроустановки.

Заземляющее устройство в МТП будет защищать сеть выше 1 кВ с изолированной нейтралью и до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, то сопротивление заземлителя, в соответствии с ПУЭ, должно быть не больше 4 Ом (в том случае если удельное сопротивление земли не больше 100 Ом\*м) [32].

Контур расположен в земле на глубине 0,7 м.

Для вертикальных заземлителей будет использоваться угловая сталь с размерами 50\*50 и длиной 3 м.

Для горизонтального заземлителя примем полосовую сталь 4\*40.

Сопротивление одиночного вертикального заземлителя находится по формуле:

$$R_{\text{верт}} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left( \lg \frac{2L}{d} + 0,5 \cdot \lg \frac{4t + L}{4t - L} \right) \quad (124)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта, Ом\*м[8];

$L$  – длина заземлителя, м;

$t$  – расстояние от поверхности земли до середины стержня, м;

$d$  – поперечник принимаемого заземлителя, м.

При использовании угловой стали в качестве заземлителя вместо круглой диаметр определяется по формуле:

$$d = 0,95 \cdot b \quad (125)$$

где  $b$  – ширина стенки уголка, м.

$$d = 0,95 \cdot 0,05 = 0,475 \text{ м}$$

Расстояние от поверхности земли до середины стержня:

$$t = \frac{L}{2} + t_{гор} \quad (126)$$

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

$$R_{верт} = 0,036 \cdot \frac{80}{3} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{0,475} + 0,5 \cdot \lg \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 1,21 \text{ Ом}$$

Сопротивление одиночного горизонтального заземлителя:

$$R_{гор} = 0,036 \cdot \frac{\rho}{L} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot L_{гор}^2}{b \cdot t} \right) \quad (127)$$

где  $b$  – ширина полосы, м;

$t$  – глубина заложения, м;

$L_{гор}$  – длина горизонтального заземлителя, м.

Длина горизонтального заземлителя прямо пропорциональна периметру заземляющего устройства:

$$L_{гор} = 2 \cdot ((a + 2) + (b + 2)) \quad (128)$$

где  $a$  и  $b$  – длина и ширина устанавливаемой МТП, м. Согласно проекту завода-изготовителя:  $a = 3,6$  м,  $b = 1,8$  м [11].

$$L_{гор} = 2 \cdot ((3,6 + 2) + (1,8 + 2)) = 16,8 \text{ м}$$

$$R_{гор} = 0,036 \cdot \frac{80}{16,8} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 16,8^2}{0,05 \cdot 0,07} \right) = 0,89 \text{ Ом}$$

Ориентировочное число вертикальных электродов:

$$n = \frac{R_{верт}}{R_3 \cdot k_г} \quad (129)$$

где  $R_3$  – требуемое сопротивление заземлителя, Ом;

$k_г$  – коэффициент экранирования.

$$n = \frac{1,21}{4 \cdot 0,65} = 1$$

Сопротивление всей горизонтальной полосы определяется по формуле:

$$R_{гор.пол} = \frac{R_{гор}}{k_{гор}} \quad (130)$$

$$R_{гор.пол} = \frac{0,89}{0,45} = 2 \text{ Ом}$$

Сопротивления отвесных заземлителей согласно учету противодействия горизонтальных заземлителей:

$$R'_{верт} = \frac{(R_{гор.пол} \cdot R_3)}{(R_{гор.пол} - R_3)} \quad (131)$$

$$R'_{верт} = \frac{(2 \cdot 4)}{(2 - 4)} = 4 \text{ Ом}$$

Число вертикальных стержней с учетом соединительной полосы:

$$n' = \frac{R_{верт}}{R'_{верт} \cdot k_в} \quad (132)$$

$$n' = \frac{1,21}{4 \cdot 0,65} = 1$$

Действительное сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R_{верт.д} = \frac{R_{верт}}{n' \cdot k_в} \quad (133)$$

$$R_{\text{верт.}\partial} = \frac{1,21}{4 \cdot 0,65} = 1$$

Сопротивление всего заземляющего контура:

$$R_{\text{з.}\partial} = \frac{R_{\text{верт.}\partial} \cdot R_{\text{гор.пол}}}{R_{\text{верт.}\partial} + R_{\text{гор.пол}}} \quad (134)$$

$$R_{\text{з.}\partial} = \frac{4 \cdot 2}{4 + 2} = 1,33 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{з.}\partial} \leq R_3 \quad (135)$$

По ПУЭ[19]:

$$R_3 = 4 \text{ Ом}$$

$$1,33 \leq 4 \text{ Ом}$$

Условие выполняется.

## 12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ВВОДА И ОТХОДЯЩИХ ПРИСОЕДИНЕНИЙ РП

Для защиты ввода и отходящих линий 10 кВ от междуфазных КЗ и двойного замыкания на землю предусматриваются МТЗ, выполняемые по двухфазной двухрелейной схеме (неполная звезда). На линиях 10 кВ также предусматриваем указатели протекания токов короткого замыкания. Защита линий 10 кВ от замыканий на землю, выполняется с действием на сигнал.

### 12.1 Расчет токовой отсечки ввода

Токовые отсечки применяется в качестве основных защит в сочетании с максимальными токовыми защитами на тех линиях напряжением 6-10 кВ, где принятая по условиям селективности выдержка времени максимально-токовой защиты обуславливает затормаживание двигателей или снижает эффективность автоматики повторного включения[32].

Рассчитывается первичный ток срабатывание отсечки:

$$I_{с.о.} = \kappa_H \cdot I_{n0}^{(3)} \quad (136)$$

где  $\kappa_H$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

$I_{n0}^{(3)}$  – ток трехфазного короткого замыкания.

$$I_{с.о.} = 1,2 \cdot 4,1 = 4,92 \text{ кА}$$

Рассчитывается вторичный ток срабатывание реле:

$$I_{c.p.} = \frac{\kappa_{cx} \cdot I_{c.o.}}{k_{mm}} \quad (137)$$

где  $\kappa_{cx}$  – коэффициент схемы, принимаемый равным 1.

$$I_{c.p.} = \frac{1 \cdot 4920}{400/5} = 53,63 \text{ А}$$

Рассчитывается коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{n0}^{(2)}}{I_{c.o.}} \quad (138)$$

где  $I_{n0}^{(2)}$  – ток двухфазного короткого замыкания, который рассчитывается по формуле:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \quad (139)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,1}{4,92} = 0,9$$

Отсечка не чувствительна при токе КЗ в конце линии.

Время срабатывания отсечки:

$$t_{c.o.} = 0 \text{ с}$$



## 12.2 Расчет МТЗ ввода

Максимальные токовые защиты (МТЗ) со ступенчатой выдержкой времени применяются на одиночных линиях в радиальных сетях в качестве основных защит для сетей напряжением 2-10 кВ и резервных – для сетей напряжением 110-330 кВ, а также для защиты генераторов, трансформаторов; защиты устанавливаются также на шиносоединительных и секционных выключателях[32].

Рассчитывается рабочий ток линии:

$$I_{раб} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (140)$$

$$I_{раб} = \frac{2105}{\sqrt{3} \cdot 10} = 121 \text{ А}$$

Рассчитывается ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{\kappa_H \cdot \kappa_3}{\kappa_B} \cdot I_{раб} \quad (141)$$

где  $\kappa_H$  – коэффициент надежности, принимаемый 1,2;

$\kappa_B$  – коэффициент возврата реле, принимаемый равным 0,85;

$\kappa_3$  – коэффициент запуска двигателей, принимаем равным 1,2.

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 121 = 304 \text{ А}$$

Рассчитывается ток срабатывание реле:

$$I_{c.p.} = \frac{\kappa_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{mm}} \quad (142)$$

$$I_{c.p.} = \frac{1 \cdot 304}{400/5} = 3,55 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{n0}^{(2)}}{I_{c.з.}} \quad (143)$$

где  $I_{n0}^{(2)}$  – ток двухфазного короткого замыкания, который рассчитывается по формуле:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \quad (144)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2100}{301} = 4,2$$

$$4,2 \geq 2$$

Коэффициент чувствительности соответствует требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты:

$$t_{c.з.л4} = t + \Delta t \quad (145)$$

$$t_{c.з.л4} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

### 12.3 Расчет токовой отсечки отходящих присоединений

Рассчитывается первичный ток срабатывание отсечки:

$$I_{c.o.} = \kappa_H \cdot I_{n0}^{(3)} \quad (146)$$

где  $\kappa_H$  – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

$I_{n0}^{(3)}$  – ток трехфазного короткого замыкания.

$$I_{c.o.} = 1,2 \cdot 3,05 = 3,66 \text{ кА}$$

Рассчитывается вторичный ток срабатывание реле:

$$I_{c.p.} = \frac{\kappa_{cx} \cdot I_{c.o.}}{k_{mm}} \quad (147)$$

где  $\kappa_{cx}$  – коэффициент схемы, принимаемый равным 1.

$$I_{c.p.} = \frac{1 \cdot 3660}{400/5} = 45,75 \text{ А}$$

Рассчитывается коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{n0}^{(2)}}{I_{c.o.}} \quad (148)$$

где  $I_{n0}^{(2)}$  – ток двухфазного короткого замыкания, который рассчитывается по формуле:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \quad (149)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,05}{3,66} = 0,72$$

Отсечка не чувствительна при токе КЗ в конце линии.

Время срабатывания отсечки:

$$t_{c.o.} = 0 \text{ с}$$

Отсечка токовая считается высокоактивной охраной, также способна включаться от толчков тока намагничивания, образующихся при введении силовых трансформаторов защищаемой цепи. Поэтому должно соблюдаться условие:

$$I_{c.o.} \geq I_{\text{бр.нам}} \quad (150)$$

где  $I_{\text{бр.нам}}$ :

$$I_{\text{бр.нам}} = \frac{k_{\text{нам}} \cdot \Sigma S_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (151)$$

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

$$I_{бр.нам} = \frac{4 \cdot 2050}{\sqrt{3} \cdot 10} = 473,43 \text{ А}$$

$$3660 \geq 473,43 \text{ А}$$

Условие выполняется.

#### 12.4 Расчет МТЗ отходящих присоединений

Рассчитывается рабочий ток линии:

$$I_{раб} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \tag{152}$$

$$I_{раб} = \frac{1744}{\sqrt{3} \cdot 10} = 101 \text{ А}$$

Рассчитывается ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = \frac{\kappa_H \cdot \kappa_3}{\kappa_B} \cdot I_{раб} \tag{153}$$

где  $\kappa_H$  – коэффициент надежности, принимаемый 1,2;

$\kappa_B$  – коэффициент возврата реле, принимаемый равным 0,85;

$\kappa_3$  – коэффициент запуска двигателей, принимаем равным 1,2.

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,85} \cdot 101 = 172 \text{ А}$$

Рассчитывается ток срабатывание реле:

$$I_{c.p.} = \frac{\kappa_{cx} \cdot I_{c.з.}}{k_{mm}} \quad (154)$$

$$I_{c.p.} = \frac{1 \cdot 172}{400/5} = 2,15 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{n0}^{(2)}}{I_{c.з.}} \quad (155)$$

где  $I_{n0}^{(2)}$  – ток двухфазного короткого замыкания, который рассчитывается по формуле:

$$I_{n0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \quad (156)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3050}{2 \cdot 172} = 15$$

$$15 \geq 2$$

Коэффициент чувствительности соответствует требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты:

$$t_{c.з.л4} = t + \Delta t \quad (157)$$

$$t_{с.з.л4} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

### 12.3 Сигнализация

Сигнализация положения коммутационных аппаратов предназначена для информирования оперативного персонала о состоянии схемы электрических соединений в нормальных и аварийных условиях и может осуществляться различными способами.

Сигнализация положения выключателей выполняется, как правило, с помощью сигнальных ламп. Сигнализация лампы располагают непосредственно у ключа управления. Для привлечения внимания оперативного персонала при автоматическом включении или отключении выключателей выполняется мигающее свечение сигнальных ламп (если происходит включение выключателя, мигает красная лампа, а при автоматическом отключении - зеленая).

Сигнализация аварийного отключения выключателя. Применяется для извещения персонала об отключении выключателя релейной защиты и выполняется сочетанием светового и звукового сигнала. Назначение светового сигнала - привлечь внимание персонала к происшедшему отключению, светового – светового указать отключивший аппарат.

Индивидуальная аварийная сигнализация построена на принципе несоответствия положения ключа управления (реле фиксации) положению выключателя. Для подачи светового аварийного сигнала используются цепи световой сигнализации положения выключателя. До аварии выключатель включен и схема сигнализации положения фиксирует это ровным горением красной лампы. При аварийном отключении выключателя меняется положение его вспомогательных контактов в схеме с образованием цепей несоответствия миганием зеленой лампы.

Одновременно с индивидуальным световым сигналом действует общий аварийный звуковой сигнал. Выполненный с помощью реле титульной

сигнализации РИС-Э2М. Основными элементами которого является поляризованное сигнальное реле, трансформатор и два защитных переключателя.

Реле РИС-Э2М обеспечивают возможность подачи повторного сигнала, если до ключа управления первого выключателя также аварийно отключается второй и т.д. Новая цепь несоответствия подключается параллельной первой, сопротивление общей цепи меняется, что приводит к возрастанию тока в обмотке трансформатора. Импульс приходного процесса трансформируется во вторичную цепь, обуславливая новый запуск поляризованного сигнального реле.

Предупреждающая сигнализация.

Этот вид сигнализации извещает персонал о ненормальном режиме контролируемых объектов и частей электроустановки, или о ненормальном состоянии вторичных цепей защиты и автоматики.

Принцип действия - аналогичный принципу действия аварийной сигнализации (со световым и звуковым сигналом) звуковой предупреждающей сигналом от аварийного сигнала, как правило, выполняется отличным по току (обычно применяется звонок). При малом количестве контролируемых параметров допускается иметь только световую сигнализацию.

Кроме рассмотренных видов сигнализаций на электростанциях и подстанциях применяется также сигнализация, контролирующая действие устройств релейной защиты и автоматики, и командная сигнализация, предназначенная для передачи наиболее важных команд обслуживающему персоналу аварийных щитов управления в процессе эксплуатации.

Совокупность всех этих видов сигнализаций составляет общую схему управления и сигнализации выключателя.



## 13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе будет рассмотрена техника безопасности для персонала, обслуживающего ТП-10/0,4 кВ, экологичность и действия в случае чрезвычайных ситуаций.

### 13.1 Безопасность

Ремонт распределительного устройства как выше 1000 В, так и ниже необходимо проводить строго руководствуясь тех. картами, руководством по эксплуатации на то или иное оборудование, а также проектом производства работ.

При ремонте РУ необходимо твердо знать меры безопасности при выполнении работ, а так же инструкции по эксплуатации электрооборудования. Для безопасного проведения работ должны выполняться следующие организационные мероприятия:

- выдача наряда, распоряжения на производство работ;
- выдача разрешения на допуск;
- допуск; - надзор при выполнении работ;
- перевод на другое рабочее место, оформление перерывов в работе, окончания работы.

Для подготовки рабочего места при работе, требующей снятия напряжения, должны быть выполнены в указанном порядке следующие технические мероприятия:

- проведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие ошибочному или самопроизвольному включению коммутационной аппаратуры;
- вывешены запрещающие плакаты на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационной аппаратурой;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- установлено заземление;
- ограждены при необходимости рабочие места или оставшиеся под напряжением токоведущие части и вывешены на ограждениях плакаты и знаки безопасности.

Работы необходимо выполнять по наряду-допуску или распоряжению, не допуская расширения рабочих мест и объема задания. В сомнительных случаях следует получить разъяснение мастера, выдающего задание.

При получении задания на незнакомую работу необходимо пройти дополнительный целевой инструктаж о безопасных приемах ее выполнения. Не следует выполнять распоряжения, если их выполнение может вызвать опасность для себя или окружающих.

Приступать к работе можно только после допуска и инструктажа на рабочем месте. В случае изменения состава бригады производитель работ обязан проинструктировать работников, введенных в состав бригады.

Производитель работ должен вести надзор за соблюдением требований безопасности и находиться на том участке, где выполняется наиболее опасная работа.

В процессе работы производителю работ необходимо следить за наличием, исправностью и правильным применением необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений, а также за сохранностью на рабочем месте ограждений, знаков и плакатов безопасности, запирающих устройств.

В случае необходимости ухода с рабочего места производителя работ бригада должна быть удалена с рабочего места и закрыта дверь РУ на замок.

Члены бригады могут уйти с рабочего места только с разрешения производителя работ.

Приступать к работе членам бригады после временной отлучки и после любого перерыва в работе можно только с разрешения производителя работ.

Перевод на другое рабочее место в электроустановках выше 1000 В подстанции должен осуществлять допускающий или производитель работ, если ему это поручено с записью в наряде.

При выполнении работы располагаться около не огражденных токоведущих частей 6-10 кВ, находящихся под напряжением, нужно так, чтобы они не находились сзади или с двух боковых сторон. К изоляторам оборудования, находящегося под напряжением, можно прикасаться, только применяя электрозщитные средства, соответствующие значению рабочего напряжения. При использовании электрозщитных средств допускается приближение к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние, определяемое длиной изолирующей части этих средств.

При работе на участках отключенных токоведущих частей и на изолированных от земли металлических предметах в зоне влияния электрического поля для снятия наведенного потенциала их необходимо заземлять.

Прикасаться к отключенным, но не заземленным токоведущим частям можно только с применением средств защиты.

Ремонтные приспособления и оснастка, которые могут оказаться изолированными от земли, так же должны быть заземлены.

Для защиты от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги и электромагнитного поля необходимо применять электрозщитные средства.

Электрозщитными средствами необходимо пользоваться в электроустановках напряжением не выше того, на которое они рассчитаны. Пользоваться можно только теми средствами защиты, у которых не истек срок очередного испытания. Перед применением эти средства должны быть осмотрены для определения их пригодности.

Изолирующие средства защиты и приспособления в процессе работы должны быть защищены от увлажнения. В открытых электроустановках ими можно пользоваться только в сухую погоду. В случае отсыревания их

необходимо изъять из употребления. Средства защиты из резины в процессе работы должны быть защищены от воздействия масел, бензина и других разрушающих резину веществ, а так же от прямого воздействия солнечных лучей.

При работе в диэлектрических перчатках края их нельзя подворачивать, рукава одежды должны частично находиться внутри перчаток. При работе вне помещения в холодное время под резиновые перчатки следует надевать тонкие шерстяные или хлопчатобумажные перчатки.

Переносные заземления, подлежащие установке на токоведущие части, необходимо осмотреть, при разрушении контактных соединений, повреждении проводников, их расплавлении или обрыве жил переносные заземления следует изъять из употребления. В установках выше 1000 В устанавливать и снимать переносные заземления, а так же закреплять зажимы переносных заземлений необходимо в диэлектрических перчатках, применяя штангу.

При работе под напряжением до 1000 В необходимо применять инструмент с изолирующими рукоятками.

При необходимости проведения работ на высоте 1 м и выше от уровня земли (рабочей площадки) необходимо применять предохранительный пояс. При этом необходимо получать инструктаж и четко знать, как и где подниматься, к чему и как крепить стропы пояса.

При работах, когда не представляется возможным закрепиться стропом предохранительного пояса за конструкцию, опору и т.п., следует пользоваться страховочным канатом, предварительно заведенным за конструкцию, делать опоры и т.п. Выполнять эту работу должны двое, второй человек должен по мере необходимости медленно опускать или натягивать страховочный канат.

Следует применять предохранительный монтерский пояс со стропом из технической капроновой ленты или аналогичного материала. Пояс, подвергшийся динамическому рывку, необходимо изъять из употребления.

При проведении сварочных работ необходимо применять предохранительный пояс со стропом из металлической цепи.

Необходимо уметь пользоваться в случае необходимости противогазом и респиратором. Респиратор предназначен для индивидуального пользования и передавать его другому работнику можно только после дезинфекции.

При работе необходимо пользоваться исправными инструментами, приспособлениями и применять их по назначению. При обнаружении непригодности необходимо изъять из употребления и поставить в известность об этом начальника подстанции.

Разрешается использовать ручной инструмент с заостренными кольцами (напильники, шаберы и др.) если на его рукоятках имеются металлические бандажные кольца.

Инструмент на рабочем месте необходимо располагать так, чтобы он не скатывался и не падал.

При переноске и перевозке острые части инструмента должны быть защищены. Непосредственно перед применением инструмент необходимо осмотреть и не использовать неисправный.

Затачиваемый предмет должен подводиться к кругу плавно, без ударов; нажимать на круг следует без усилий. Не допускается тормозить вращающийся круг нажимом на него каким-либо предметом, а также использовать рычаг для увеличения усилия нажима обрабатываемых деталей на шлифовальный круг. Полировать и шлифовать мелкие детали следует с применением специальных приспособлений и оправок.

Кабель электроинструмента необходимо защищать от случайного повреждения и от соприкосновения его с горячими, влажными и масляными поверхностями. Необходимо избегать натягивание кабеля, его

перекручивания и перегибания, а так же не ставить на него груз, не допускать пересечения со шлангами и кабелем газозварки.

При внезапной остановке электроинструмента (исчезновение напряжения в сети, заклинивание движущих частей и т.п.) необходимо отключать его выключателем. При переносе электроинструмента с одного рабочего места на другое, а так же при перерыве в работе и окончания ее, инструмент необходимо отсоединить от штепсельной вилкой.

При использовании переносного ручного электросветильника необходимо следить, что бы провод светильника не касался влажных, горячих и масляных поверхностей.

Если во время работы обнаружится неисправность электролампы, провода или трансформатора, необходимо заменить их исправным, предварительно отключив от электросети.

Установленные при подготовке рабочих мест заземления, плакаты и ограждения необходимо сохранять на местах их установки. Временное снятие и повторную установку заземлений следует выполнять в соответствии с указанием в наряде.

Необходимо постоянно следить за надежностью присоединения и исправностью заземления устройства и заземлений.

На рабочем месте не должно быть посторонних предметов. Используемые материалы, приспособления, оборудование не должны загромождать пути эвакуации.

Находящиеся на рабочем месте средства пожаротушения должны быть доступны и готовы к применению [17].

### **13.2 Экологичность**

Акустическое действие шума на территории непосредственно прилегающих к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, библиотек, школ и других учебных заведений нормируется, [23].

$$L_{a_{\max}} = 55 \text{ дБА с } 7^{00} - 23^{00};$$

$$L_{a_{\max}} = 45 \text{ дБА с } 23^{00} - 7^{00};$$

Трансформаторы разной мощности с естественным масляным охлаждением имеют скорректированные уровни звуковой мощности, в соответствии с [20].

Для трансформаторов мощностью 250 кВА –  $L_{\text{ра}} = 65$  дБА;

Для трансформаторов мощностью 400 кВА –  $L_{\text{ра}} = 68$  дБА;

Для трансформаторов мощностью 630 кВА –  $L_{\text{ра}} = 70$  дБА;

Для примера производится расчет шума для трансформаторной подстанции № ТП-13-195, ее мощность 630 кВА, расстояние до ближайшего гражданского объекта составляет 40 м.

Для того, чтобы произвести оценку шума трансформатора в эксплуатации на его рабочем месте, необходимо рассчитать минимальные расстояния по шуму для ТП по следующей формуле:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10 \frac{L_{PA} - L_A}{10}}{2 \cdot \pi}} \quad (158)$$

где  $L_{PA}$  – уровень шума трансформатора;

$L_A$  – нормативный уровень шума.

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10 \frac{70 - 45}{10}}{2 \cdot \pi}} = 7,09 \text{ м}$$

$$R_{\min} \leq R_{\text{факт}} \quad (159)$$

$$7,09 \leq 40 \text{ м}$$

Условие выполняется.

Для ТП других мощностей:

$$R_{\text{min.400}} = \sqrt{\frac{10 \cdot \frac{68-45}{10}}{2 \cdot \pi}} = 5,64 \text{ м}$$

$$R_{\text{min.250}} = \sqrt{\frac{10 \cdot \frac{65-45}{10}}{2 \cdot \pi}} = 3,99 \text{ м}$$

На расстояниях от источника шума выше полученных в расчетах уровень звука соответствует санитарно – гигиеническим нормам, так как не превышает допустимого уровня звукового давления.

Как видно уровень звукового давления от источников шума не выходит за рамки санитарно – гигиенических норм. Следовательно, все расстояния от ТП до ближайших жилых домов были выбраны, верно.

Отвод земель под ТП.

Для осуществления задач реконструкции электрических сетей, рассматриваемых в данном дипломном проекте необходим отвод земельных территорий, на которых и будут смонтированы рассчитанные и выбранные конструкции [9].

Для трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ отводится следующая площадь земельных участков, согласно [12]:

Для комплектных подстанций с одним трансформатором мощностью 100 – 250 кВА – 50 м<sup>2</sup>;

Для комплектных подстанций с двумя трансформаторами мощностью 250 – 400, 630 и 1000 кВА – 100 м<sup>2</sup>;

Для мачтовых трансформаторных подстанций с трансформаторами 250 кВА – 50 м<sup>2</sup>.

Защита от загрязнения трансформаторным маслом.



На современном этапе развития защита окружающей среды от загрязнения помимо задачи повышения общественной производительности труда включает так же задачу улучшения условий жизни человека и сохранение его здоровья.

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, которые заливаются трансформаторным маслом.

При подготовке фундамента под установку трансформаторов нужно предусмотреть варианты приспособлений или сооружений, препятствующие распространению масла при разрушении бака трансформатора.

Для того чтобы предотвратить растекание масла и распространения пожара при повреждениях трансформаторов выполняются маслоприемники, маслоотводы и маслоборники, в соответствии с [20] с соблюдением следующих требований:

- габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на расстояние не менее, чем на 0,6 м (при массе трансформаторного масла до 2 т);

- маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа (дно ниже уровня окружающей планировки земли), так и незаглубленного типа (дно на уровне окружающей планировки земли);

- устройство маслоприемников и маслоотводов исключает переток масла (воды) из одного маслоприемника в другой, растекание масла по кабельным и другим подземным сооружениям, распространение пожара, засорение маслоотвода и забивку его снегом, льдом и т. д.

Так как масса трансформаторного масла выбранных к установке трансформаторов составляет меньше 20 т, то маслоприемник выполняется без отвода масла, заглубленный, т.е. устройство бортовых ограждений не требуется, при этом обеспечивается объём маслоприемника, рассчитанный на

единовременный приём 100% масла, залитого в трансформатор, и 80% воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора с интенсивностью 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течении получаса.

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

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

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

В существующей системе электроснабжения микрорайона все эти мероприятия предусмотрены и выполнены, и конечно же будут предусмотрены в реконструируемых трансформаторных подстанциях. На реконструируемых ТП установленные трансформаторы будут оборудованы незаглубленными маслоприемниками.

### **13.3 Чрезвычайные ситуации**

Одной из наиболее опасной чрезвычайной ситуацией в процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования является возникновение пожара на трансформаторных подстанциях, вводах и в электропроводке

зданий и сооружений, что в свою очередь может привести к пожару кабельных линий, взрыву трансформаторов тока, разрушению масляных выключателей, разрушению опорных колонок распределителя и т.д.

Пожары на оборудовании, находящимся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить распыленными струями воды, подаваемой из ручных пожарных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается.

При тушении пожара воздушно-механической пеной с объемным заполнением помещения (тоннеля) необходимо осуществить заземление пеногенераторов и насосов пожарных автомобилей. Водитель пожарного автомобиля должен работать в диэлектрических перчатках и ботах.

При тушении пожара огнетушителями, необходимо соблюдать безопасные расстояния, указанные в таблице 1. Допускается использование других видов огнетушителей, имеющих сертификаты и соответствующих техническим условиям заводов-изготовителей. Тушение пенными огнетушителями не допускается. Данные приводятся в таблице 57.

Таблица 57 – Безопасные расстояния при тушении пожара

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Вид огнетушителей
До 0,4	не менее 1 метра	хладоновые
До 1	не менее 4 метра	порошковые
До 10	не менее 10 метра	углекислотные

При тушении электроустановок распыленными струями воды личный состав подразделений Государственной противопожарной службы МВД России, ведомственной пожарной охраны и персонал энергопредприятий обязан выполнять следующие требования:

- работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах, а при задымлении – в средствах индивидуальной защиты органов дыхания;
- находится на безопасном расстоянии до электроустановок;
- заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля.

Личному состав подразделений Государственной противопожарной службы МВД России, ведомственной пожарной охраны и персоналу запрещается:

- самостоятельно производить какие-либо отключения и прочие операции с электрооборудованием;
- осуществлять тушение пожара в сильно задымленных помещениях с видимостью менее 5 метров;
- использовать в качестве огнетушащего вещества морскую воду, а также воду с добавлением пенообразователей, смачивателей и солей.

Необходимое количество электрозащитных средств на объекте для подразделений пожарной охраны, привлекаемых к тушению пожаров, определяется при разработке планов пожаротушения (оперативных карточек).

Личный состав подразделений Государственной противопожарной службы должен не реже одного раза в год проходить инструктаж и участвовать в противопожарных тренировках на специальных полигонах (тренажерах) для изучения и отработки действий по ликвидации пожаров на электроустановках, находящихся под напряжением.

Боевые позиции пожарных, с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок, определяются и уточняются в ходе проведения пожарно-тактических занятий, а затем заносятся в план пожаротушения (оперативные карточки) [20].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе произведена реконструкция системы электроснабжения Юго-Восточной части села Чигири, с целью повышения надежности и гибкости системы электроснабжения.

Решена задача компании АО «ДРСК», разработан механизм блокировки двери и рубильника для корпуса РШ с целью повышения безопасности на технологическом присоединении.

Рассчитаны электрические нагрузки новых потребителей с их последующим присоединением к системе электроснабжения села.

Произведены расчеты токов короткого замыкания в сетях 10 кВ и 0,4 кВ для выбора и проверки основного электрооборудования.

Проведена оценка безопасности и экологичности проекта.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 12.2.024-87. Министерство электротехнической промышленности. Шум, трансформаторы силовые масляные. – Взамен [ГОСТ 12.2.024-76](#); Введ. 1962-01-07. – Система стандартов безопасности труда – 75 с.
2. ГОСТ 2185-66. Государственный стандарт Союза ССР. Передачи зубчатые цилиндрические; Введ. 1968-01-01. – Издательство стандартов – 4 с
3. ГОСТ 9563-60. Государственный стандарт Союза ССР. колеса зубчатые модули; Введ. 1968-01-01. – Государственный комитет СССР по стандартам – 5 с
4. Дорохин, Е. Г. Основы эксплуатации релейной защиты и автоматики. Книга 2. Оперативное обслуживание устройств РЗА и вторичных цепей / Е.Г. Дорохин. - М.: Советская Кубань, 2012. - 432 с.
5. Дунаев П.Ф. Конструирование узлов и деталей машин: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / П. Ф. Дунаев, О. П. Леликов. – 9-е изд. перераб. и доп. – М.: Издательский центр “Академия”, 2006. – 496 с.
6. Европейский городок приамурья // AMURPRAVDA.RU: экономика. 2011 URL: <https://ampravda.ru/2011/12/22/032951.html> (дата обращения: 01.04.23).
7. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.185-94 от 31.05 94, с изм. от 29. 06.99 №213.
8. Климат Благовещенск // CLIMATEDATA.ORG: Благовещенск 2019 URL: <https://ru.climate-data.org> (дата обращения: 01.04.23).
9. Конюхова, Е.А. Электроснабжение объектов: Учебное пособие для среднего профессионального образования / Е.А. Конюхова. - М.: ИЦ Академия, 2013. - 320 с.
10. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.

11. Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.
12. Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ, 14278тм-т1 1994 год.
13. Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш.предприятий и городов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.
14. Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" // Собр. законодательства Российской Федерации. – 2012.
15. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 N 861 (ред. от 28.04.2023) "Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг" // Собр. законодательства Российской Федерации. – 2012
16. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года N 903н.
17. Правила устройства электроустановок. 7-е и 6-е издания. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2014. – 1168 с.
18. Проектирование систем энергообеспечения: учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2010.
19. ПрофСектор. Электрооборудование. URL: <https://profsector.com/> (дата обращения: 01.05.23).
20. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.:ЗАО «Энергетические технологии», 2000.-116 с.
21. РД 153.-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: / Под ред. . – Изд-во НЦ ЭНАС.

22. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем: учебно-методическое пособие к курсовому проектированию / Сост.: А.Н. Козлов, В.А. Козлов. – 2-е изд., испр. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2017. – 65 с.
23. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" от 28 января 2021.
24. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2013. - 328 с.
25. Собственные нужды подстанций. Источники бесперебойного питания / – Новости электротехники, № 6 (72), 2011.
26. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. . – М.: Изд-во ЭНАС, 2008.
27. СЭЩ. Электрооборудование. URL: <https://www.electroshield.ru/> (дата обращения: 01.05.23).
28. Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий. – Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. – М.: Тяжпромэлектропроект», 2003.
29. Щербаков, Е.Ф. Электроснабжение. Курсовое проектирование: Учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.
30. ЭКС. Электрооборудование. URL: <https://e-kc.ru/> (дата обращения: 01.05.23).
31. Электробезопасность при эксплуатации электроустановок промышленных предприятий: учебник / , – М.: ИЦ Академия, Москва, 2007.
32. Электроснабжение городов. Методические указания к курсовому проектированию / сост.: Мясоедов Ю.В. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 100 с. URL: [https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7475.pdf](https://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7475.pdf) (дата обращения: 01.04.23).



33. Электротехнический справочник: В 4 т. Электротехнические изделия и устройства / Под общей ред. и др. — 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2008.

34. ЭТМ. Электрооборудование. URL: <https://www.etm.ru/> (дата обращения: 01.05.23).

35. Nexans. Кабели и провода на напряжение до 1 кВ. 2012 URL: <https://prokabel.pro/public/Kabeli%20i%20provoda%20do%201%20kV.pdf> (дата обращения: 05.04.23).