

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

  
« 06 » 07 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения центральной части города  
Поронайск Сахалинской области

Исполнитель  
студент группы 642-об3

  
подпись, дата 22.06.2020

Т.Е. Боярская

Руководитель  
доцент

  
подпись, дата 22.06.2020

П.П. Проценко

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

  
подпись, дата 22.06.2020

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

  
подпись, дата 06.07.2020

Н.С. Бодруг

Благовещенск 2020

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

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

«24» 03 2020г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Боярская Татьяна Евгеньевна

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения центральной части города Поронайск Сахалинской области

(утверждена приказом от 23.03.2020г. № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Генеральный план района, однолинейная схема питающей подстанции, мощности трансформаторов

4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Определение расчетных нагрузок района, выбор схемы и параметров распределительной сети 0,4 и 10 кВ, выбор числа и мощности трансформаторных подстанций, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземления для комплектной трансформаторной подстанции, расчет уставок релейной защиты, анализ безопасности и экологичности проекта

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Генеральный план объекта, 2. Защита трансформатора. 3. Принципиальная схема электроснабжения. 4. Однолинейная схема ПС. 5. План молниезащиты РП-10. 6. Релейная защита

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Безопасность и экологичность А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 24.03.2020г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Проценко П.П., доцент. 

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020г.

(подпись студента)



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 102 страниц, 4 рисунка, 35 таблиц, 26 источников.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, СХЕМА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, НАДЕЖНОСТЬ, ИЗОЛЯЦИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция системы электроснабжения с центром питания подстанции «Поронайская» напряжением 110/35/10 кВ города Поронайск. В данной работе описан район; проведён анализ нагрузки; выбраны трансформаторы; произведён расчёт токов короткого замыкания; определены параметры заземляющих устройств; рассмотрен вариант релейной защиты.

Выпускная квалификационная работа посвящена теме реконструкции системы электроснабжения центральной части города Поронайск, Сахалинской области. Текст пояснительной записки состоит из 110 страниц печатного текста, а так же таблиц и сопровождается всё иллюстрациями (расчетными схемами, графиками, рисунками), поясняющими методику расчета и принципы работы основного электрооборудования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Расчет мощности потребителей	9
1.1 Краткая характеристика потребителей	9
1.2 Расчет удельных электрических нагрузок	10
1.3 Определение расчетных нагрузок электроприёмников	13
2 Графики электрических нагрузок микрорайона	17
3 Выбор трансформаторов в тп	22
3.1 Расчет мощности и количества трансформаторов	22
3.2 Выбор схем построения электрических сетей напряжением	26
4 Определение расчетных нагрузок 10 кВ кТП	27
5 Выбор сечений 10 кВ	31
6 Расчёт токов короткого замыкания	33
6.1 Расчёт токов КЗ в сети 110 кВ (точка К1)	34
6.2 Расчет тока КЗ в сети 110 кВ (точка К2)	36
6.3 Расчет тока КЗ в сети 35 кВ (точка К3)	36
6.4 Расчет токов КЗ в сети 35 кВ (в точке К4)	37
6.5 Расчет тока КЗ в сети 10 кВ (в точке К5)	38
6.6 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ (в точке К6)	39
7 Выбор сечения кабелей	42
7.1 Выбор сечения кабелей электрических сетей напряжением до 1 кВ	42
7.2 Проверка проводов на термическую стойкость	50
8 Выбор оборудования на пс поронайск	53
8.2 Выбор и проверка оборудования на подстанции	55
8.3 Выбор оборудования 110 кВ	56
8.3.1 Выбор разъединителя	56
8.3.2 Выбор выключателя	56
8.3.3 Выбор ОПН	57

8.4	Выбор оборудования 35 кв	57
8.4.1	Выбор выключателя	58
8.4.2	Выбор разъединителя	58
8.4.3	Выбор ОПН	59
8.4.4	Выбор трансформатора напряжения	59
8.4.5	Выбор предохранителей	61
8.4.6	Выбор трансформатора тока	61
8.4.7	Выбор опорных изоляторов	64
8.5	Выбор оборудования 10 кв	65
8.5.1	Выбор выключателей	65
8.5.2	Выбор шинного разъединителя	66
8.5.3	Выбор ОПН	66
8.5.4	Выбор трансформатора напряжения	67
8.5.5	Выбор трансформатора тока	67
8.5.6	Выбор трансформатора собственных нужд	69
8.5.7	Выбор опорных изоляторов	70
8.5.8	Выбор предохранителей	71
8.5.9	Выбор жёсткой ошиновки	72
9	Заземление и молниезащита подстанции	74
9.1	Расчёт заземления ОРУ	74
9.2	Расчет молниезащиты подстанции	81
10	Определение экономических показателей	84
11	Релейная защита и автоматика	86
12	Безопасность и экологичность	93
12.1	Безопасность	93
12.2	Экологичность	95
12.3	Чрезвычайные ситуации	99
	Заключение	100
	Библиографический список	101

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующие устройства;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РП – распределительный пункт;

РП – распределительный пункт;

СТ – силовой трансформатор;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

УРОВ – устройство резервирования отключения выключателя.

.

## ВВЕДЕНИЕ

В городах проживает большая часть населения страны, а также расположено большое количество промышленных предприятий из чего следует, что города являются крупным потребителем электрической энергии.

На территории города должна предусматриваться соответствующая система электроснабжения (в зависимости от размера города), которая охватывает не только всех потребителей энергии, но так же и промышленные предприятия.

Для электроснабжения основной массы потребителей используется распределительная сеть напряжением 6–10 кВ и сеть общего пользования напряжением 0,38 кВ.

В городах постоянно происходит рост потребления электроэнергии, что требует систематического развития электрических сетей. Происходит это не только благодаря промышленности, но так же и тому, что электроэнергия проникает во все сферы жизнедеятельности населения.

Через городские распределительные сети в настоящее время передается до 40% вырабатываемой энергии. Из чего следует, что сети становятся самостоятельной областью энергетики.

Система электроснабжения города – совокупность электрических сетей и трансформаторных подстанций, которые предназначены для электроснабжения потребителей.

В любом из микрорайонов города могут оказаться потребитель всех трёх категорий по надёжности. Этот момент требует надлежащего построения схем сетей.

В ПУЭ установлен ряд требований к конструкциям, размещению, оборудованию подстанций. Подстанции не разрешается встраивать в жилые здания, школы, больницы, спальные корпуса санаториев. Поскольку трансформаторы с масляным заполнением взрывоопасны, их не разрешается размещать под и над помещениями, в которых могут находиться более 50

человек. При установке трансформаторов сухих или с негорючим наполнителем соблюдение этого требования не обязательно.

Основной целью дипломной работы является расчёт электроснабжения центральной части города для того, чтобы постараться уменьшить потери и увеличить мощности. Электроснабжения данного города было рассчитано и построено уже достаточно давно, потому необходимость данной работы обусловлена устареванием всего электрооборудования.

# 1 РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

## 1.1 Краткая характеристика потребителей

Потребители распределительной городской сети рассматриваемого района города являются: жилые дома одноэтажной (индивидуальной) и многоэтажной (до 5 этажей) застройки, оборудованные преимущественно электрическими плитами, магазины, детские дошкольные учреждения, школы, церковь, административные здания и банки.

Перерыв в электроснабжении влечет за собой нарушения нормальной жизнедеятельности значительного количества городских жителей. Согласно требованиям ПУЭ, данная городская распределительная сеть относится к электроприемникам II категории надежности.

В качестве расчётной нагрузки принимается получасовой (30-минутный) максимум нагрузки. Получасовой максимум принят для выбора всех элементов системы электроснабжения (проводников, трансформаторов, аппаратуры). В основе расчёта нагрузок коммунально-бытовых потребителей используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира при посемейном заселении домов.

В данном проекте предусматривается электроснабжение района города. Предполагается, что район города будет состоять из 108 домов: 15 – одноэтажных, 20 - двухэтажных, 15 - четырехэтажных и 58 - пятиэтажных. Так как к городу Поронайск не подведен газ, все дома будем считать с электроплитами.

Пятиэтажные дома с электроплитами будут распределяться следующим образом:

15 домов по 110 квартир;

18 домов по 40 квартир;

17 домов по 55 квартир;

8 домов по 24 квартир;

Четырехэтажные дома с электроплитами будут распределяться

следующим образом:

15 домов по 32 квартиры;

Двухэтажные дома с электроплитами будут распределяться следующим образом:

20 домов по 12 квартир;

Одноэтажные дома с электроплитами будут распределяться следующим образом:

15 домов по 2 квартиры.

Общее количество квартир в заданном районе города предусматривается в количестве 4247. Кроме того, в районе предусматривается размещение общественных сооружений:

3 церкви;

15 продовольственных магазинов и парикмахерских:

5 из которых находится в жилых зданиях;

3 детских сада;

3 школы;

10 административных зданий;

городской парк;

1 отделение почты;

3 магазина промышленных товаров.

## **1.2 Расчет удельных электрических нагрузок**

Чтобы определить расчетную электрическую нагрузку квартир  $P_{кв}$ , мы берём формулу (1):

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

где  $n$  – число квартир,

$P_{кв.уд}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников, кВт/квартира [1].

По таблице найдём удельную расчетную нагрузку электроприемников.

Если нет типового решения, то находим ее по формуле:

$$P_{уд.110} = P_{уд.100} - \frac{P_{уд.100} - P_{уд.200}}{200 - 100} \times (110 - 100) = 1,5 - \frac{1,5 - 1,36}{200 - 100} \times$$

$$\times (110 - 100) = 1,49 ;$$

$$P_{уд.55} = P_{уд.ю40} - \frac{P_{уд.40} - P_{уд.60}}{60 - 40} \times (55 - 40) = 2,6 - \frac{2,6 - 2,1}{60 - 40} \times (55 - 40) =$$

$$= 2,225 ;$$

$$P_{уд.32} = P_{уд.ю24} - \frac{P_{уд.24} - P_{уд.40}}{40 - 24} \times (32 - 24) = 3,1 - \frac{3,1 - 2,6}{40 - 24} \times (32 - 24) =$$

$$= 2,85 ;$$

$$P_{уд.40} = 2,6$$

$$P_{уд.24} = 3,1$$

$$P_{уд.12} = 4,3$$

$$P_{уд.2} = 10 .$$

Результаты расчетов приведены в таблице 1.

Удельные расчетные нагрузки школ и детских садов так же ищутся то таблице.

Чтобы определить реальную потребляемую мощность каждого отдельного потребителя, используем данные, которые сведены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчет электрических нагрузок

Наименование	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_{уд}$ (кВт)	$S(m^2)/раб$ мест/ кв
1	2	3	4	5
Дом (2 кв.)	0,98	0,2	10	2 кв.
Дом (12 кв.)	0,98	0,2	4,3	12 кв.
Дом (24 кв.)	0,98	0,2	3,1	24 кв.
Дом (32 кв.)	0,98	0,2	2,85	32 кв.
Дом (40 кв.)	0,98	0,2	2,6	40 кв.
Дом (55 кв.)	0,98	0,2	2,225	55 кв.
Дом (110 кв.)	0,98	0,2	1,49	110 кв.
$\text{Ц}_1$	0,8	0,75	0,25	25 м <sup>2</sup>

Продолжение таблица 1

1	2	3	4	5
Ц <sub>2</sub>	0,8	0,75	0,25	25 м <sup>2</sup>
Ц <sub>3</sub>	0,8	0,75	0,25	50 м <sup>2</sup>
М <sub>1</sub>	0,82	0,7	0,23	6 м <sup>2</sup>
М <sub>2</sub>	0,82	0,7	0,23	6 м <sup>2</sup>
М <sub>3</sub>	0,8	0,75	0,25	10 м <sup>2</sup>
М <sub>4</sub>	0,82	0,7	0,23	10 м <sup>2</sup>
М <sub>5</sub>	0,8	0,75	0,25	10 м <sup>2</sup>
М <sub>6</sub>	0,8	0,75	0,25	15 м <sup>2</sup>
М <sub>7</sub>	0,8	0,75	0,25	25 м <sup>2</sup>
М <sub>8</sub>	0,8	0,75	0,25	25 м <sup>2</sup>
М <sub>9</sub>	0,8	0,75	0,25	50 м <sup>2</sup>
М <sub>10</sub>	0,82	0,7	0,23	50 м <sup>2</sup>
М <sub>11</sub>	0,82	0,7	0,23	75 м <sup>2</sup>
М <sub>12</sub>	0,82	0,7	0,23	75 м <sup>2</sup>
М <sub>13</sub>	0,82	0,7	0,23	75 м <sup>2</sup>
М <sub>14</sub>	0,8	0,75	0,25	75 м <sup>2</sup>
М <sub>15</sub>	0,8	0,75	0,25	200 м <sup>2</sup>
ПМ <sub>1</sub>	0,92	0,43	0,14	200 м <sup>2</sup>
ПМ <sub>2</sub>	0,9	0,48	0,16	50 м <sup>2</sup>
ПМ <sub>3</sub>	0,9	0,48	0,16	25 м <sup>2</sup>
П <sub>1</sub>	0,97	0,25	1,5	2 раб. м
П <sub>2</sub>	0,97	0,25	1,5	2 раб. м
Дет. сад <sub>1</sub>	0,97	0,25	0,46	300 чел
Дет. сад <sub>2</sub>	0,97	0,25	0,46	400 чел
Дет. сад <sub>3</sub>	0,97	0,25	0,46	450 чел
ДОСАФ	0,97	0,25	0,46	400 чел

1	2	3	4	5
СОШ <sub>1</sub>	0,95	0,38	0,25	450 чел
СОШ <sub>2</sub>	0,95	0,38	0,25	600 чел
СОШ <sub>2</sub>	0,95	0,38	0,25	600 чел
Почта	0,9	0,48	0,5	10 раб. м
Парк	0,82	0,7	0,5	400 м <sup>2</sup>

### 1.3 Определение расчетных нагрузок электроприёмников

Общественными сооружениями считаются следующие здания: учреждения и организации управления, дошкольные, гострахование, библиотеки, архивы, организации общепита, торговли, а так же гостиницы, лечебные сооружения, музеи и т.д.

Электроприёмники можно условно разделить на две группы:

- осветительные;
- силовые.

К осветительным можно отнести: люминесцентные лампы, которые соответствуют условиям среды выполняемой работы.

К силовым относят: механическое и электротепловое оборудования, холодильные машины, санитарно-технические установки, связи, сигнализации и др.

Также в общественных зданиях существуют приточно-вытяжные вентиляционные установки, используются системы кондиционирования воздуха, а так же системы горячего и холодного водоснабжения.

Электрические нагрузки общественных зданий находятся из нагрузок силовых электрооборудований и электрического освещения.

По проектам оборудования зданий можно определить расчётную силовую электрическую нагрузку на вводах.

По таблице удельных показателей нагрузок, приведенных с учетом внутреннего освещения, можно рассчитать усреднённые удельные нагрузки и

коэффициенты мощности. Определяется это лишь для ориентировочных расчётов.

Расчётные нагрузки мы будем определять по формулам, приведённым ниже. Если в здании есть встроенные магазины или парикмахерские, то удельная расчётная нагрузка определяется без учёта занимаемой ими площади и лишь после этого находим расчётную нагрузку данного здания. Далее мы находим расчётную нагрузку встроенных магазинов или парикмахерских и суммируем с нагрузкой здания.

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{кв.уд}} \times n \quad (2)$$

$$Q = P \times \text{tg}\phi \quad (3)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (4)$$

$$P_{\text{сош1}} = 0,25 \times 450 = 112,5(\text{кВт});$$

$$Q_{\text{сош1}} = 112,5 \times 0,38 = 42,75 (\text{квар});$$

$$S_{\text{сош1}} = \sqrt{112,5^2 + 42,75^2} = 120,35(\text{кВА}) ;$$

$$P_{\text{уд.58}} = P_{\text{уд.40}} - \frac{P_{\text{уд.40}} - P_{\text{уд.60}}}{60-40} \times (58 - 40) = 1,95 - \frac{1,95-1,7}{60-40} \times (58 - 40) = 1,725(\text{кВт});$$

$$P_{58} = 58 \times 1,725 = 103,53(\text{кВт});$$

$$Q_{58} = 103,53 \times 0,2 = 20,71(\text{квар});$$

$$P_{\text{М3}} = 25 \times 0,25 = 6,25(\text{кВт});$$

$$Q_{\text{М3}} = 6,25 \times 0,75 = 4,688(\text{квар});$$

$$P = 6,25 + 103,53 = 109,78(\text{кВт});$$

$$Q = 20,71 + 4,688 = 25,398(\text{квар});$$

$$S = \sqrt{109,78^2 + 25,398^2} = 112,68(\text{кВА}).$$

Следуя примерам выше, мы находим нагрузку остальных электроприёмников, а также заносим результаты этих расчётов в таблицу 2.

В этой главе расчётным путём мы узнали реальную потребляемую мощность каждого отдельного потребителя. Это в дальнейшем нам поможет в расчётах при выборе оборудования, а также в расчёте коротких замыканий.

Таблица 2 – Расчет электрических нагрузок

Наименование	P, кВт	Q, квар	S, кВА
1	2	3	4
Дом (2 кв.)	20	4	20,4
Дом (12 кв.)	51,6	10,32	52,623
Дом (24 кв.)	74,4	14,88	75,873
Дом (32 кв.)	91,2	18,24	93,006
Дом (40 кв.)	104	20,8	106,06
Дом (55 кв.)	122,375	24,475	124,8
Дом (110 кв.)	163,9	32,78	167,146
Ц <sub>1</sub>	6,25	4,688	7,813
Ц <sub>2</sub>	6,25	4,688	7,813
Ц <sub>3</sub>	12,5	9,375	15,624
М <sub>1</sub>	1,38	0,966	1,685
М <sub>2</sub>	1,38	0,966	1,685
М <sub>3</sub>	2,5	1,875	3,125
М <sub>4</sub>	2,3	1,61	2,808
М <sub>5</sub>	2,5	1,875	3,125
М <sub>6</sub>	3,75	2,813	4,687
М <sub>7</sub>	6,25	4,688	7,813
М <sub>8</sub>	6,25	4,688	7,813
М <sub>9</sub>	12,5	9,375	15,624
М <sub>10</sub>	11,5	8,05	14,038
М <sub>11</sub>	17,25	10,075	19,977

## Продолжение таблицы 2

M <sub>12</sub>	17,25	10,075	19,977
M <sub>13</sub>	17,25	10,075	19,977
M <sub>14</sub>	18,75	14,063	23,462
M <sub>15</sub>	50	37,5	62,5
ПМ <sub>1</sub>	28	12,04	30,479
ПМ <sub>2</sub>	8	3,84	8,874
ПМ <sub>3</sub>	4	1,92	4,437
П <sub>1</sub>	3	0,75	3,092
П <sub>2</sub>	3	0,75	3,092
Дет. сад <sub>1</sub>	138	34,5	142,247
Дет. сад <sub>2</sub>	184	46	189,663
Дет. сад <sub>3</sub>	207	51,75	213,37
ДОСАФ	184	46	189,663
СОШ <sub>1</sub>	112,5	42,75	120,349
СОШ <sub>2</sub>	150	57	160,465
СОШ <sub>3</sub>	150	57	160,465
Почта	5	2,4	5,546
Парк	200	140	244,13

## 2 ГРАФИКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК МИКРОРАЙОНА

Чтобы иметь представление о характере изменения во времени электрических нагрузок у нас есть графики нагрузок. По продолжительности эти графики можно разделить на две категории:

- суточные;
- годовые.

Чтобы определить потребление активной энергии потребителей микрорайона, а также правильно выбрать питающие линии, правильно рассчитать и выбрать силовые трансформаторы, нам надо знать графики нагрузок микрорайона. Именно по данным графикам планируется текущий и капитальный ремонт элементов системы электроснабжения. Так же по данным графикам определяются необходимое количество и суммарную мощность рабочих агрегатов станции.

Ориентировочные суточные графики зимних и летних электрических нагрузок приведены в таблице 3. Для потребителей микрорайона летний максимум составляет для жилых домов с электроплитами 80 %, а для остальных объектов – 70 %.

Для построения годового графика по продолжительности можно использовать суточные графики. Для этого условно можно принять продолжительности зимнего периода 200 дней, а летнего – 165. [1]

По данным графика определяют число часов использования максимальной нагрузки, ч,

$$T_M = \frac{200 \sum P_{zi} + 16 \sum P_{ли}}{P_{\text{МАКС.З}}}, \quad (5)$$

где  $P_{zi}$  – нагрузка  $i$  –го часа в декабре, кВт;

$P_{ли}$  - нагрузка  $i$  –го часа в июне, кВт;

$P_{\text{МАКС.З}}$  – максимальная нагрузка в зимний период, кВт.

Время максимальных потерь, ч:

$$\tau_M = (0,124 + T_M \times 10^{-4})^2 \times 8760 \quad (6)$$

Таблица 3 – Суточная нагрузка потребителей микрорайона

Потребит. Часы сут	Магазины %		Школа %		Д.сад %		Жил. дом. %	
	зим	лет	зим	лет	зим	лет	зим	Лет
0-1	60	60	10	10	20	20	15	15
1-2	60	60	10	10	20	20	15	15
2-3	60	60	10	10	20	20	15	15
3-4	60	60	10	10	20	20	15	15
4-5	60	60	10	10	20	20	15	15
5-6	60	60	10	10	20	20	15	15
6-7	60	60	20	20	35	35	60	60
7-8	60	60	20	20	35	35	60	60
8-9	90	90	60	60	65	65	50	50
9-10	90	90	100	60	65	65	50	50
10-11	100	100	100	60	100	100	50	50
11-12	100	100	70	100	100	100	50	50
12-13	90	90	40	100	85	85	50	50
13-14	80	80	40	70	85	85	50	50
14-15	90	90	40	40	85	85	40	40
15-16	90	90	40	40	85	85	40	40
16-17	90	90	60	40	80	80	50	50
17-18	90	90	90	40	80	80	50	50
18-19	90	90	90	60	60	60	100	50
19-20	90	90	90	90	60	60	100	50
20-21	80	80	50	90	30	30	100	100
21-22	80	80	50	90	30	30	90	100
22-23	60	60	10	50	30	30	30	100
23-24	60	60	10	50	30	30	30	90

По данным этой таблицы мы производим расчёт и находим число часов использования максимальной нагрузки.

Для начала находим полную нагрузку отдельных типов потребителей.

$$P_{\text{зимн.жд}} = 176 \times 8 + 102 \times 15 + 103 \times 2 + 128 \times 4 + 49 \times 29 + 78 \times 12 + 30 \times 5 + 168 + 175 + 76 + 66 \times 3 + 83 = 6734(\text{кВт})$$

$$P_{\text{летн.жд}} = 6734 \times 0,7 = 4713,8(\text{кВт})$$

$$P_{\text{зимн.д.с}} = 138(\text{кВт})$$

$$P_{\text{летн.д.с}} = 138 \times 0,7 = 96,7(\text{кВт})$$

$$P_{\text{зимн.сош}} = 225(\text{кВт})$$

$$P_{\text{летн.сош}} = 225 \times 0,7 = 157,5(\text{кВт})$$

$$P_{\text{зимн.маг}} = 2,5 + 1,38 + 12,5 + 30 + 30 + 32 + 5 + 12,5 + 3,75 + 1,38 = 101,01(\text{кВт})$$

$$P_{\text{летн.маг}} = 101,01 \times 0,7 = 70,71(\text{кВт}).$$

Далее, чтобы найти потребляемую мощность потребителя за какой-то конкретный час, находим ее по формуле:

$$P_{x/\text{зимн}} = P_{\text{зимн}} \times \%_{\text{з.х}} \quad (7)$$

$$P_{0-1.\text{зим(жд)}} = 6734 \times 0,15 = 1010,1(\text{кВт}).$$

Таким образом, находим остальные почасовые нагрузки потребителей в зимний период. Результаты расчетов сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Расчет почасовых нагрузок потребителей в зимний период

Часы сут	% <sub>з</sub>	$P_{\text{жд}}$	% <sub>з</sub>	$P_{\text{дс}}$	% <sub>з</sub>	$P_{\text{сош}}$	% <sub>з</sub>	$P_{\text{маг}}$	$\sum_{\text{зима}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0-1	15	1010	20	26	10	21	60	60	1100
1-2	15	1010	20	26	10	21	60	60	1100
2-3	15	1010	20	26	10	21	60	60	1100
3-4	15	1010	20	26	10	21	60	60	1100
4-5	15	1010	20	26	10	21	60	60	1100

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5-6	15	1010	20	26	10	21	60	60	1100
6-7	60	4125	35	46	20	45	60	60	4240
7-8	60	4125	35	46	20	45	60	60	4240
8-9	50	3432	65	85	60	135	90	90	3848,3
9-10	50	3432	65	85	100	225	90	90	3756,3
10-11	50	3432	100	138	100	225	100	100	3880
11-12	50	3432	100	138	70	155	100	100	3830
12-13	50	3432	85	115	40	90	90	90	3740
13-14	50	3432	85	115	40	90	80	80	3730
14-15	40	2750	85	115	40	90	90	90	3050
15-16	40	2750	85	115	40	90	90	90	3050
16-17	50	3440	80	110	60	135	90	90	3770
17-18	50	3440	80	110	90	200	90	90	3770
18-19	100	6750	60	80	90	200	90	90	7160
19-20	100	6750	60	80	90	200	90	90	7160
20-21	100	6750	30	38	50	110	80	80	7160
21-22	90	6100	30	38	50	110	80	80	6435
22-23	30	2000	30	39	10	21	60	60	2000
23-24	30	2000	30	39	10	21	60	60	2000
	77632		1688		2313		1760		

Исходя из таблицы, максимальная зимняя суммарная нагрузка в зимний период равна:  $P_{\Sigma} = 7160$  кВт.

Чтобы найти потребляемую мощность потребителя за определённый час используем формулу:

$$P_{x/\text{летн}} = P_{\text{летн}} \times \%_{\text{л.х}} \quad (8)$$

$$P_{0-1.\text{летн(жд)}} = 4713,8 \times 0,15 = 707(\text{кВт})$$

Так же находим остальные почасовые нагрузки потребителей в летний

период и заносим в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет почасовых нагрузок потребителей в летний период

Часы сут	% <sub>л</sub>	$P_{жд} (кВт)$	% <sub>л</sub>	$P_{дс} (кВт)$	% <sub>л</sub>	$P_{сои} (кВт)$	% <sub>л</sub>	$P_{маг} (кВт)$
0-1	15	707	20	15	10	13,75	60	42,42
1-2	15	707	20	15	10	13,75	60	42,42
2-3	15	707	20	15	10	13,75	60	42,42
3-4	15	707	20	15	10	13,75	60	42,42
4-5	15	707	20	15	10	13,75	60	42,42
5-6	15	707	20	15	10	13,75	60	42,42
6-7	60	2504	35	28	20	26	60	42,42
7-8	60	2504	35	28	20	26	60	42,42
8-9	50	2350	65	57	60	94,5	90	63,63
9-10	50	2350	65	57	60	94,5	90	63,63
10-11	50	2350	100	90	60	94,5	100	70,71
11-12	50	2350	100	90	100	157,5	100	70,71
12-13	50	2350	85	75	100	157,5	90	63,63
13-14	50	2350	85	75	70	110,25	80	56,56
14-15	40	1803	85	75	40	63	90	63,63
15-16	40	1803	85	75	40	63	90	63,63
16-17	50	2350	80	70	40	63	90	63,63
17-18	50	2350	80	70	40	63	90	63,63
18-19	50	2350	60	50	60	90	90	63,63
19-20	50	2350	60	50	90	135	90	63,63
20-21	100	4700	30	25	90	135	80	56,56
21-22	100	4700	30	25	90	135	80	56,56
22-23	100	4700	30	25	50	62	60	42,42
23-24	90	3800	30	25	50	61	60	42,42
		2340		1795,5		1868,7		1308,08

### 3 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ В ТП

#### 3.1 Расчет мощности и количества трансформаторов

При смешанном питании потребителей в жилых домах и общественных зданиях активная расчётная нагрузка линии на шинах 0,4 кВ определяется по формуле:

$$P_{P.ТП.} = P_{зд.м} + \sum K_{yi} \times P_{зд.i} \quad (9)$$

где  $P_{зд.м}$  – наибольшая нагрузка здания, которые питаемы по линии, кВт;

$K_{yi}$  – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников); [1]

$P_{зд.i}$  - расчетные нагрузки других зданий, которые так же питаемы по данной линии, кВт;

Чтобы найти расчётную реактивную нагрузку линии при смешанном питании потребителей мы пользуемся следующей формулой:

$$Q_{P.ТП.} = Q_{зд.м} + \sum K_{yi} \times Q_{зд.i} \quad (10)$$

где  $Q_{зд.м}$  – наибольшая реактивная нагрузка зданий, питаемых от шин ТП, квар;

$Q_{P.i}$  – расчетная реактивная нагрузка всех остальных зданий, питаемых от шин ТП, квар.

Полная нагрузка подстанции, кВ·А, определяется по формуле:

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

Далее мы находим коэффициент мощности ТП. Данный коэффициент находится по формуле:

$$\text{Cos}\phi = \frac{P_{р.ТП}}{S_{р.ТП}} \quad (12)$$

Чтобы найти коэффициент загрузки трансформаторов мы используем формулу:

$$K_3 = \frac{S_{р.ТП}}{\Sigma S_{н.ТР}} \quad (13)$$

где  $\Sigma S_{н.ТР}$  - суммарная номинальная мощность трансформаторов, установленных на ТП, кВ·А

По данным формулам мы находим все необходимые нам данные для дальнейших расчётов.

$$P_{р.ТП} = 6,25 + 6,25 + 122,375 + 122,375 + 122,375 + 51,6 + 20 + 20 + 51,6 = 471,225 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{р.ТП} = 4,688 + 4,688 + 24,475 + 24,475 + 24,475 + 10,32 + 10,32 + 4 + 4 = 111,441 \text{ (кВар)}$$

$$S_{р.ТП} = \sqrt{471,225^2 + 111,441^2} = 484,22 \text{ (кВА)} ;$$

$$\text{Cos}\phi = \frac{471,225}{484,22} = 0,97$$

$$K_3 = \frac{484,22}{2 \times 630} = 0,38$$

$$K_{3.АВ} = \frac{484,22}{630} = 0,77$$

Так как полная нагрузка на подстанцию равна 484,22 кВА мы выбираем трансформатор ТМ630/10. С остальными ТП поступаем аналогично, а все полученные данные заносим в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор трансформаторов

	$P_{P.TII}(кВт)$	$Q_{P.TII}(кВАр)$	$S_{TII}(кВА)$	$cos \varphi$	$K_3$	$K_{3.AB}$	ТР
ТП1	471,225	111,441	484,22	0,97	0,38	0,77	2*630
ТП2	673,175	134,635	686,5	0,98	0,34	0,69	2*1000
ТП3	887,83	181,714	906,235	0,98	0,45	0,91	2*1000
ТП4	894,8	195,235	915,851	0,98	0,46	0,92	2*1000
ТП5	380,4	78,74	388,464	0,98	0,49	0,97	2*400
ТП6	639,5	154,9	657,993	0,97	0,33	0,66	2*1000
ТП7	386,1	97,47	398,213	0,97	0,50	0,99	2*400
ТП8	195,55	165,29	256,048	0,76	0,32	0,64	2*400
ТП9	128,58	40,885	135,209	0,95	0,42	0,84	2*160
ТП10	207	51,75	213,27	0,97	0,43	0,87	2*250
ТП11	223,65	51,355	229,47	0,97	0,46	0,92	2*250
ТП12	970,7	76,785	973,73	0,99	0,49	0,97	2*1000
ТП13	311,9	63,53	318,30	0,98	0,40	0,79	2*400
ТП14	600,7	122,38	604,05	0,99	0,48	0,96	2*630
ТП15	119,6	30,4	123,403	0,97	0,39	0,77	2*160
ТП16	159	61,32	170,415	0,93	0,34	0,68	2*250
ТП17	390,25	190,988	434,478	0,90	0,38	0,76	2*630
ТП18	226,4	45,28	230,884	0,98	0,46	0,92	2*250
ТП19	326,55	103,67	379,966	0,86	0,48	0,95	2*400

После того как нами был выбран трансформатор мы проверяем данный трансформатор по фактическому коэффициенту загрузки, который должен быть не более единицы [7]:

$$k_{\text{факт}} = \frac{S_m}{\text{ТР}} \quad (14)$$

$$k_{\text{факт}} = \frac{484,22}{630} = 0,77$$

Полученный коэффициент загрузки удовлетворяет ранее указанным условиям, следовательно, номинальная мощность трансформатора выбрана верно, далее проводим расчет для остальных КТПГ, результаты расчета сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Фактический коэффициент загрузки

Наименование КТПГ	$k_{\text{факт}}$
17	0,77
13	0,69
18	0,91
2	0,92
51	0,97
25	0,66
46	0,99
54	0,64
44	0,84
98	0,85
5	0,92
77	0,97
64	0,80
3	0,96
104	0,49
52	0,68
1	0,69
53	0,92
82	0,95

В этой главе, на основании наших расчетных нагрузок потребителей мы определили количество и мощность трансформаторов в трансформаторных подстанциях на 10 кВ.

Из-за высоких нагрузок выбираются двухтрансформаторные подстанции. Это объясняется тем, что в квартирах присутствуют электроплиты, электротитаны, а так же происходит электрический обогрев квартир. И именно благодаря этому нам необходимо резервировать свои сети, так как почти все наши потребители входят во вторую категорию по надёжности.

### **3.2 Выбор схем построения электрических сетей напряжением**

Для питания городских потребителей (коммунального, бытового, а так же промышленного характера) используется распределительная и питающая сеть 10 кВ.

В данной выпускной квалификационной работе не целесообразно возведение РП так как понизительная подстанция находится менее чем в 500 м от района. Возведение РП перечило бы принципам построения городских сетей, которые должны обеспечивать требуемый уровень надёжности электроснабжения. Для электроснабжения электроприёмников первой категории основным принципом построения распределительной сети 10 кВ является двухлучевая схема с двухсторонним питанием. Так же должно выполняться условие подключения взаимнорезервирующих линий 10 кВ разными независимыми источниками питания.

Именно благодаря этим данным мы можем сделать вывод о том, сколько будет трансформаторов и какая будет их мощность в трансформаторных подстанциях на 10 кВ.

#### 4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК 10 КВ КТПГ

В данной главе мы найдём мощность на шинах низкого напряжения подстанции «Поронайская». Но перед этим мы должны определить расчётную мощность на шинах высокого напряжения всех комплектных трансформаторных подстанций.

Чтобы рассчитать потери мощности трансформаторов нам необходимо иметь технические характеристики данных трансформаторов. Эти данные применимы для всех КТПГ данного района. Необходимые нам данные приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Характеристики трансформаторов 10/0,4 кВ

Номинальная мощность трансформатора	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)	Напряжение короткого замыкания (%)	Ток холостого хода (%)
160	0,46	2,65	4,5	2,4
250	1,05	3,7	4,5	2,4
400	0,92	5,5	4,5	2,2
630	1,42	7,6	5,5	2
1000	2,45	11	5,5	1,4

Потери активной мощности мы можем найти по двум следующим формулам [5]:

$$\Delta P_T = \left( \frac{S_{P.ТП}}{U_{ВН}} \right)^2 \cdot R + \Delta P_x \quad (15)$$

или

$$\Delta P_T = \Delta P_K \cdot k_{факт}^2 + \Delta P_x \quad (16)$$

Потери реактивной мощности так же можно найти по двум формулам, предоставленным ниже [5]:

$$\Delta Q_T = \left( \frac{S_{P,ТП}}{U_{ВН}} \right)^2 \cdot X + \Delta Q_x \quad (17)$$

Или

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{P0,4ТП}^2}{100 \cdot S_{тном}} + \frac{I_x \cdot S_{тном}}{100} \quad (18)$$

где  $\Delta P_x$  - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора;

$\Delta Q_x$  - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора;

$R$  - активное сопротивление трансформатора;

$X$  - реактивное сопротивление трансформатора.

Далее нам потребуется определить полную мощность потерь по формуле:

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} \quad (19)$$

И в конце, нам надо будет определить расчётную мощность нагрузки на шинах высокого напряжения ТП №17:

$$S_{P10ТП} = \Delta S_T + S_{P0,4ТП} \quad (20)$$

$$P_{P10ТП} = \Delta P_T + P_{P0,4ТП} \quad (21)$$

$$Q_{P10ТП} = \Delta Q_T + Q_{P0,4ТП} \quad (22)$$

Для примера рассмотрим расчёт потерь мощности в трансформаторе ТП №17:

$$\Delta P_T = 7,6 \cdot 0,77^2 + 1,42 = 5,92 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_T = \frac{5,5 \cdot 484,22^2}{100 \cdot 630} + \frac{2 \cdot 630}{100} = 33,07 \text{ (квар)}$$

$$\Delta S_T = \sqrt{5,92^2 + 33,07^2} = 33,59 \text{ (кВА)}$$

$$S_{P10ТП} = 33,59 + 484,22 = 409,63 \text{ (кВА)}$$

$$P_{P10ТП} = 5,92 + 471,225 = 477,145 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P10ТП} = 33,07 + 111,441 = 144,511 \text{ (квар)}.$$

Результаты расчёта потерь мощности в остальных трансформаторах приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ КТПГ

Наименование КТПГ	Потери в трансформаторах,			Расчетная нагрузка узла (кВА)		
	$\Delta P_m$ (кВт)	$\Delta Q_m$ (квар)	$\Delta S_m$ (кВА)	$P_{P10ТП}$ (кВт)	$Q_{P10ТП}$ (квар)	$S_{P10ТП}$ (кВА)
1	2	3	4	5	6	7
17	5,92	33,07	33,59	477,14	144,511	409,63
13	7,69	39,88	40,61	680,87	274,52	727,11
18	11,55	59,15	59,65	899,38	240,86	965,88
2	11,76	60,05	61,19	906,56	255,29	977,04
51	6,09	25,30	26,02	386,49	105,04	414,48
25	7,24	37,74	38,43	646,74	192,64	696,42
46	6,30	26,22	26,67	392,40	123,69	424,88
54	3,17	15,77	16,09	198,72	181,06	272,13
44	2,33	8,96	9,26	130,91	49,85	144,46
98	3,72	14,16	14,64	210,72	65,87	227,91

Продолжение таблицы 9

5	4,18	17,53	18,02	227,83	68,87	247,49
77	12,80	66,07	67,30	983,50	142,855	1038,03
64	4,44	20,98	21,45	316,34	84,51	339,75
3	8,42	44,45	45,24	609,12	136,83	649,29
104	1,09	8,09	8,16	120,69	38,49	131,56
52	2,76	11,20	11,54	161,76	73,52	181,96
1	5,04	29,04	29,47	395,29	220,03	436,95
53	4,18	15,52	16,07	230,58	60,8	245,97
82	5,88	8,44	10,28	332,43	112,11	390,25

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе сечения ВЛ, и проверке силовых трансформаторов 35 кВ.

## 5 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 кВ

После того как мы рассчитали и получили данные, мы можем проводить выбор типа проводника и его сечения для питания КТПГ. Для замены голого провода марки АС принимаем самонесущий изолированный проводник типа СИП-3.

Чтобы найти и выбрать сечение проводника, то используем длительно допустимый ток:

$$I_{расч} \leq I_{олит} \quad (23)$$

где  $I_{расч}$  – расчетный ток в сечении (А).

Чтобы найти расчётный ток в рассматриваемом сечении используем формулу:

$$I_{расч} = \frac{\kappa \cdot \Sigma S_{P10ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_{ц}} \quad (24)$$

где  $S_{P10ТП}$  – расчетная мощность КТПГ на стороне ВН;

$n_{ц}$  – количество цепей ВЛ;

$\kappa$  – коэффициент совмещения максимумов нагрузки КТПГ [11].

Расчёт производится на примере одного участка:

$$I_P = \frac{0,9 \cdot (478,9 + 52,35)}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 26,29 \text{ (А)}.$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3 (принимаем для данного случая минимальное сечение 50 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 190 А), данный проводник принимаем для всего фидера.

Таблица 10 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок сети	$I_P$ (А)	$n_{\text{ц}}$	Марка и сечение проводника	$I_{\text{длит}}$ (А)
РУ-10 кВ ПС «Поронайская» - КТПГ №17	26,29	1	СИП-3 3×50	190

## 6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п.

Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

На текущий момент на ПС “Поронайская” установлены трансформаторы ТДТН – 25000/110 которые полностью покрывают потребляемую мощность участка сетик и районных потребителей.

Таблица 11 – Характеристики трансформатора ТДТН – 25000/110:

S <sub>ном</sub> , МВ·А	Пределы регулирувания	U <sub>ном</sub> , кВ			u <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	P <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
20	±6×1,5%	121	38,5	6,6; 11	12,5	18	6	135	95	5,5

При расчёте коротких замыканий учитывают следующие допущения: принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ, не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов, не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю, считают, что трехфазная система является

симметричной, влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно.

### 6.1 Расчёт токов КЗ в сети 110 кВ (точка К1)

Необходимо найти токи короткого замыкания в точках: на шинах подстанции, на шинах высокого напряжения рассчитываемой подстанции и на шинах каждой подстанции, для примера рассмотрим ТП 23 и РП 11.

Составляем схему замещения, где питание осуществляется от подстанции до ТП 23, рисунок.

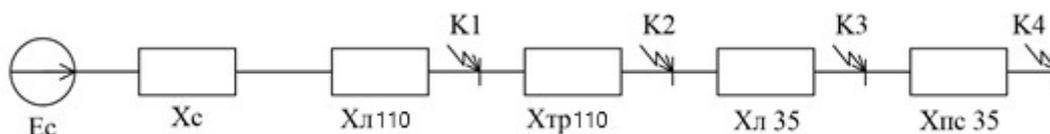


Рисунок 1 - Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 35 кВ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

За основное напряжение принимается напряжение равное:

$$U_1 = 115 \text{ кВ}; U_2 = 37 \text{ кВ}; U_3 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Базисная мощность принимается:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА}.$$

Сопротивление системы определяется:

$$X_{\text{сист}} = \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{\text{КЗ}}} \quad (25)$$

где  $S_{\text{КЗ}}$  - мощность короткого замыкания;

$I_{\text{КЗ}}$  - ток короткого замыкания.

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}} \quad (26)$$

$$I_{\text{баз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5$$

Принимаем систему бесконечной мощности, а ее сопротивление равным нулю, т.к. ток КЗ нам неизвестен.

Параметры питающих линий:

$$L_{л110} = 206 \text{ км}; X_{уд110} = 0,42 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л110} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{баз}}{U^2} \quad (27)$$

$$X_{л110} = 0,42 \cdot 206 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,717 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление для стороны 110 кВ:

$$X_{сум} = X_{сис} + X_{л110} \quad (28)$$

$$X_{сум} = 0 + 0,717 = 0,717 \text{ Ом.}$$

Переодическая составляющая тока кз:

$$I_{покз} = \frac{I_б \cdot E_c}{X} \quad (29)$$

где  $I_б$  - базисный ток, кА;

$X$  - полное сопротивление до точки короткого замыкания, Ом.

$$I_{покз} = \frac{0,5 \cdot 1,1}{0,717} = 0,767 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 110 кВ для ПС, ударный коэффициент принимается равным 1,61.

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{покз} \cdot K_{уд} \quad (30)$$

где  $K_{уд}$  - ударный коэффициент

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0,767 \cdot 1,61 = 1,746 \text{ кА.}$$

### 6.2 Расчет тока КЗ в сети 110 кВ (точка К2)

К общему сопротивлению добавляется сопротивление трансформатора:

$$X_{тр} = \frac{u_{k\%}}{100} \frac{S_{б}}{S_{номТ}} \quad (31)$$

$$X_{тр35} = \frac{22}{100} \frac{100}{25} = 0,88 \text{ Ом.}$$

В итоге, общее сопротивление равно:

$$\Sigma X = X_c + X_{л110} + X_{тр35} \quad (32)$$

$$\Sigma X = 0 + 0,717 + 0,88 = 1,597 \text{ Ом}$$

Базисный ток:

$$I_{баз} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 231} = 0,5 \text{ кА.}$$

Переодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{покз} = \frac{0,5 \cdot 1,1}{1,597} = 0,346 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 110 кВ для ПС, ударный коэффициент принимается равным 1,61.

Ударный ток КЗ определяется:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0,346 \cdot 1,61 = 0,787 \text{ кА.}$$

### 6.3 Расчет тока КЗ в сети 35 кВ (точка К3)

К общему сопротивлению добавляется сопротивление трансформатора:

$$X_{тр} = \frac{u_{k\%}}{100} \frac{S_{б}}{S_{номТ}} \quad (33)$$

$$X_{тр35} = \frac{18}{100} \frac{100}{25} = 0,277 \text{ Ом.}$$

В итоге, общее сопротивление равно:

$$\sum X = X_c + X_{л110} + X_{тр35} + X_{л35} \quad (34)$$

$$\sum X = 0 + 0,717 + 0,88 + 0,277 = 1,874 \text{ Ом.}$$

Базисный ток:

$$I_{\text{баз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА.}$$

Переодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{ПОКЗ}} = \frac{1,56 \cdot 1,1}{1,874} = 0,926 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 35 кВ для ПС, ударный коэффициент принимается равным 1,608.

Ударный ток КЗ:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 0,916 = 2,08 \text{ кА}$$

#### **6.4 Расчет токов КЗ в сети 35 кВ (в точке К4)**

Параметры линии от ПС до ТП 17:

$$L_{\text{ПС-ТП17}} = 2,9 \text{ км;}$$

$$X_{\text{ПС35}} = 0,432 \cdot 2,9 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,092 .$$

В итоге общее сопротивление равно:

$$\sum X = X_c + X_{л220} + X_{тр220} + X_{л35} + X_{нс35} \quad (35)$$

$$\sum X = 0 + 0,717 + 0,88 + 0,277 + 0,092 = 1,966 \text{ Ом.}$$

Базисный ток:

$$I_{\text{баз}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}$$

Переодическая составляющая тока КЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{ПОКЗ}} = \frac{1,56 \cdot 1,1}{1,966} = 0,873 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 35 кВ для ТП, ударный коэффициент принимается равным 1,608.

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0,873 \cdot 1,608 = 1,985 \text{ кА.}$$

### 6.5 Расчет тока КЗ в сети 10 кВ (в точке К5)

Составляем схему замещения, где питание осуществляется от подстанции до РП 11, рисунок 2.

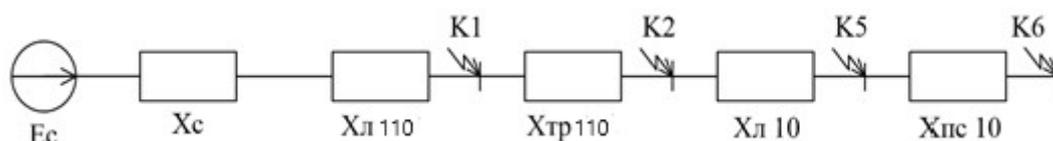


Рисунок 2 - Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 10 кВ

Параметры линии от ПС до РП 11:

$$L_{ПС-РП11} = 1,2 \text{ км}$$

$$X_{л10} = 0,4 \cdot 1,2 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,435 .$$

В итоге общее сопротивление равно:

$$\Sigma X = X_c + X_{л110} + X_{тр110} + X_{л10} \quad (36)$$

$$\Sigma X = 0 + 0,717 + 0,88 + 0,435 = 2,032 \text{ Ом.}$$

Базисный ток определяется по формуле:

$$I_{баз} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49 \text{ кА.}$$

Переодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{покз} = \frac{5,49 \cdot 1,1}{2,032} = 2,972 \text{ кА}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 10 кВ для ТП, ударный коэффициент принимается равным 1,369.

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,972 \cdot 1,369 = 5,754 \text{ кА}$$

### 6.6 Расчет токов КЗ в сети 10 кВ (в точке К6)

$$X_{тр10} = \frac{4,5}{100} \frac{100}{0,4} = 11,25;$$

$$\sum X = X_c + X_{л110} + X_{тр110} + X_{л10} + X_{тр10} \quad (37)$$

$$\sum X = 0 + 0,717 + 0,88 + 0,435 + 11,25 = 13,282 \text{ Ом}$$

Базисный ток:

$$I_{баз} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,49 \text{ кА.}$$

Переодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{покз} = \frac{5,49 \cdot 1,1}{13,282} = 0,455 \text{ кА.}$$

Для расчета ударного тока КЗ на стороне 10 кВ для ПС, ударный коэффициент принимается равным 1,369.

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0,455 \cdot 1,369 = 0,88 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания для остальных ТП представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Расчет токов короткого замыкания на всём протяжении схемы

Точка КЗ	$\sum X$	$I_{покз}$	$i_{уд}$
1	2	3	4
1	0,717	0,926	2,08
2	1,597	0,346	0,787
3	1,874	0,926	2,08
4	13,282	0,455	0,88
5	2,032	2,972	5,754
6	1,966	0,873	1,985

Продолжение таблицы 12

7	13,663	0,443	0,989
8	22,393	7,090	11,029
9	13,587	0,445	0,692
10	19,087	8,318	12,940
11	13,396	0,452	0,702
12	18,896	8,402	13,071
13	14,004	0,432	0,672
14	19,504	8,140	12,663
15	13,503	0,448	0,697
16	24,753	6,414	9,978
17	13,658	0,443	0,689
18	19,158	8,289	12,893
19	13,320	0,454	0,706
20	24,570	6,462	10,053
21	13,358	0,453	0,704
22	24,608	6,452	10,037
23	13,853	0,437	0,672
24	41,97	3,782	5,884
25	13,511	0,448	0,696
26	24,76	6,412	9,975
27	13,549	0,446	0,695
28	31,549	5,033	7,828
29	13,483	0,449	0,698
30	18,983	8,364	13,011
31	13,415	0,451	0,701
32	24,665	6,437	10,014
33	13,549	0,446	0,694

Продолжение таблицы 12

34	33,279	7,127	11,086
35	13,434	0,450	0,700
36	41,559	3,820	5,943
37	13,621	0,444	0,691
38	31,621	5,021	7,811
39	13,495	0,448	0,697
40	31,495	5,041	7,842
41	13,549	0,446	0,697
42	31,549	5,033	7,829
43	13,431	0,450	0,700
44	24,681	6,433	10,008

## 7 ВЫБОР СЕЧЕНИЯ КАБЕЛЕЙ

### 7.1 Выбор сечения кабелей электрических сетей напряжением до 1 кВ

Чтобы проверить сечение кабелей напряжением до 1 кВ надо сверяться с главой 2.3 ПУЭ по условию нагрева длительным расчётным током в послеаварийном и нормальном режимах, а так же проверить по потере напряжения.

В послеаварийном режиме сечение кабеля должно удовлетворять соотношению:

$$1,3 \times I_{\text{ДОП}} \times K \geq I_{\text{П.АВ}} \quad (38)$$

где  $I_{\text{ДОП}}$  – допустимый продолжительный ток, А;

$K$  – поправочный коэффициент, учитывающий число кабелей в одной траншее [3];

$I_{\text{П.АВ.}}$  – расчетная токовая нагрузка линий в послеаварийном режиме.

Это нужно так на время ликвидации послеаварийного режима допускается перегрузка кабелей с бумажной изоляцией до 130 %. А в нормальном режиме нагрузка не должна превышать 80 %.

Но также должно учитываться количество оставшихся кабелей в работе при послеаварийном режиме.

В сетях напряжением 0,38 кВ допустимыми потерями напряжения можно считать не более 5-6 %. Потери рассчитываются от ТП до вводов в здание. Большие значения потерь обычно относят к линиям, которые питают малоэтажные здания, а меньшие значения относятся к линиям, которые наоборот питаю многоэтажные здания, а так же места большого скопления людей, так как: школы, детские сады, госучреждения, крупные общественные учреждения.

Чтобы найти расчётную электрическую нагрузку линии с напряжением до 1 кВ, мы используем формулу [14]:

$$I_{P.L.} = \frac{P_{P.L.}}{\sqrt{3} \times U_H \times \cos\phi \times n} \quad (39)$$

где  $n$  – количество кабелей, проложенных в траншее к объекту;

$U_H$  – номинальное напряжение сети, равное 380 В.

Мы выбираем такое значение для номинального напряжения сети согласно ПУЭ для потребителей второй категории.

Далее мы находим ток послеаварийного режима согласно следующей формуле:

$$I_{П.А.В.} = 2 \times I_{P.L.} \quad (40)$$

Сечение кабеля должно удовлетворять допустимому длительному току, определенному по формуле:

$$I_{ДОП} \geq \frac{I_{П.А.В.}}{1,3 \times K} \quad (41)$$

Как только всё посчитано, мы находим выбранное сечение кабеля, и оно обязательно должно проверяться по потере напряжения. Для этого мы используем формулу потерь напряжения на  $i$ -том участке кабельной линии, потери определяются в % [14]:

$$\Delta U_{НОМ} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{расч} \cdot L \cdot (r \cdot \cos\phi + x \cdot \sin\phi) \cdot 100}{U_{НОМ}} \quad (42)$$

где  $L$  – длина  $i$ -го участка линии, км;

$n$  – число кабелей;

$S$  – сечение кабеля, мм<sup>2</sup>.

На стороне 0,4 кВ кабели находятся под защитой плавкими предохранителями и не проверяются на термическую стойкость. Это легко объясняется тем, что время срабатывания предохранителя очень мало, а выделившееся тепло не в состоянии нагреть кабель до такой опасной температуры.

Чтобы определить потери мощности в линии, используем следующую формулу, кВт:

$$\Delta P_{\text{л}} = 3 \times I_{\text{р.л.}}^2 \times R_0 \times L \times n \quad (43)$$

где  $R_0$  – активное сопротивление 1 км кабеля при 20 °С, Ом,

Для примера используем Дом 1.

$$I_{\text{расч}} = \frac{163,9}{\sqrt{3} \times 0,4 \times 0,98 \times 2} = 120,7(\text{А})$$

$$I_{\text{п.ав}} = 120,7 \times 2 = 241,4(\text{А});$$

$$I_{\text{доп}} = \frac{241,4}{1,3 \times 0,92} = 201,84(\text{А});$$

$$\Delta U_{\text{ном}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 120,7 \cdot 0,1 \cdot (0,38 \cdot 0,98 + 0,93 \cdot 0,2) \cdot 100}{400} = 0,29 (\%);$$

$$\Delta P = 3 \times 120,7^2 \times 0,326 \times 2 \times 0,01 = 0,28(\text{кВт}).$$

Все остальные расчёты (в которые попадают все дома, магазины, школы, а также другие сооружения) мы рассчитываем аналогично и заносим всё это в приложение 3.

В данном разделе был произведён расчёт кабелей 0,4 кВ. Этот расчёт был произведён по ранее рассчитанными нами нагрузками потребителей в выбранном районе.

Выбранные нами кабели рассчитаны на прокладку в земле, а также на расположение в агрессивной среде вблизи моря (так как выбранный город проектирования находится как раз на берегу моря).

По расчётам данного раздела было решено провести прокладку кабелей, которые полностью удовлетворяют всем нашим требованиям и выбрали провода

марки АВВБ. Данные приведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет воздушных линий 0,4 кВ

№Ж.д.	$P$ (кВт)	$I_{р.л.}$ (А)	$I_{п.ав}$ (А)	$I_{доп}$ (А)	$\Delta U$ (%)	$\Delta P$ (кВт)
1	2	3	4	5	6	7
1	163,9	120,7	241,4	201,84	0,29	0,28
2	163,9	120,7	241,4	201,84	0,44	0,43
3	163,9	120,7	241,4	201,84	0,58	0,57
4	163,9	120,7	241,4	201,84	0,73	0,71
5	163,9	120,7	241,4	201,84	0,88	0,85
6	163,9	120,7	241,4	201,84	1,02	0,99
7	163,9	120,7	241,4	201,84	1,17	1,14
8	163,9	120,7	241,4	201,84	1,31	1,28
9	163,9	120,7	241,4	201,84	1,46	1,42
10	163,9	120,7	241,4	201,84	1,61	1,57
11	163,9	120,7	241,4	201,84	1,75	1,71
12	163,9	120,7	241,4	201,84	1,90	1,85
13	163,9	120,7	241,4	201,84	2,04	1,99
14	163,9	120,7	241,4	201,84	2,19	2,14
15	163,9	120,7	241,4	201,84	2,63	2,56
16	104	76,6	153,2	128,09	0,19	0,11
17	104	76,6	153,2	128,09	0,37	0,23
18	104	76,6	153,2	128,09	0,46	0,29
19	104	76,6	153,2	128,09	0,56	0,34
20	104	76,6	153,2	128,09	0,65	0,40
21	104	76,6	153,2	128,09	0,74	0,46
22	104	76,6	153,2	128,09	0,83	0,52
23	104	76,6	153,2	128,09	0,92	0,57
24	104	76,6	153,2	128,09	1,02	0,63

Продолжение таблицы 13

25	104	76,6	153,2	128,09	1,11	0,69
26	104	76,6	153,2	128,09	1,20	0,75
27	104	76,6	153,2	128,09	1,29	0,8
28	104	76,6	153,2	128,09	1,39	0,86
29	104	76,6	153,2	128,09	1,48	0,92
30	104	76,6	153,2	128,09	1,67	1,03
31	104	76,6	153,2	128,09	1,76	1,09
32	104	76,6	153,2	128,09	1,85	1,15
33	104	76,6	153,2	128,09	1,85	1,15
34	122,38	90,1	180,2	150,67	0,22	0,16
35	122,38	90,1	180,2	150,67	0,33	0,24
36	122,38	90,1	180,2	150,67	0,44	0,32
37	122,38	90,1	180,2	150,67	0,54	0,39
38	122,38	90,1	180,2	150,67	0,63	0,48
39	122,38	90,1	180,2	150,67	0,76	0,56
40	122,38	90,1	180,2	150,67	0,98	0,71
41	122,38	90,1	180,2	150,67	1,09	0,79
42	122,38	90,1	180,2	150,67	1,31	0,95
43	122,38	90,1	180,2	150,67	1,42	1,03
44	122,38	90,1	180,2	150,67	1,53	1,11
45	122,38	90,1	180,2	150,67	1,74	1,19
46	122,38	90,1	180,2	150,67	1,85	1,27
47	122,38	90,1	180,2	150,67	1,96	1,35
48	122,38	90,1	180,2	150,67	2,07	1,43
49	122,38	90,1	180,2	150,67	2,18	1,5
50	122,38	90,1	180,2	150,67	2,18	1,5
51	74,4	54,8	109,6	91,64	0,13	0,05
52	74,4	54,8	109,6	91,64	0,27	0,12

Продолжение таблицы 13

53	74,4	54,8	109,6	91,64	0,39	0,18
54	74,4	54,8	109,6	91,64	0,53	0,24
55	74,4	54,8	109,6	91,64	0,66	0,29
56	74,4	54,8	109,6	91,64	0,79	0,35
57	74,4	54,8	109,6	91,64	0,93	0,41
58	74,4	54,8	109,6	91,64	1,06	0,47
59	91,2	67,2	134,4	112,37	0,16	0,09
60	91,2	67,2	134,4	112,37	0,24	0,13
61	91,2	67,2	134,4	112,37	0,33	0,18
62	91,2	67,2	134,4	112,37	0,41	0,22
63	91,2	67,2	134,4	112,37	0,49	0,27
64	91,2	67,2	134,4	112,37	0,64	0,35
65	91,2	67,2	134,4	112,37	0,81	0,44
66	91,2	67,2	134,4	112,37	0,97	0,53
67	91,2	67,2	134,4	112,37	1,13	0,62
68	91,2	67,2	134,4	112,37	1,21	0,66
69	91,2	67,2	134,4	112,37	1,29	0,71
70	91,2	67,2	134,4	112,37	1,38	0,75
71	91,2	67,2	134,4	112,37	1,46	0,79
72	91,2	67,2	134,4	112,37	0,54	0,84
73	91,2	67,2	134,4	112,37	1,62	0,88
74	51,6	40	80	66,89	0,10	0,03
75	51,6	40	80	66,89	0,15	0,05
76	51,6	40	80	66,89	0,19	0,06
77	51,6	40	80	66,89	0,24	0,08
78	51,6	40	80	66,89	0,29	0,09
79	51,6	40	80	66,89	0,34	0,11
80	51,6	40	80	66,89	0,39	0,13

Продолжение таблицы 13

81	51,6	40	80	66,89	0,44	0,14
82	51,6	40	80	66,89	0,48	0,16
83	51,6	40	80	66,89	0,53	0,17
84	51,6	40	80	66,89	0,58	0,19
85	51,6	40	80	66,89	0,63	0,20
86	51,6	40	80	66,89	0,68	0,22
87	51,6	40	80	66,89	0,73	0,24
88	51,6	40	80	66,89	0,77	0,25
89	51,6	40	80	66,89	0,82	0,27
90	51,6	40	80	66,89	0,87	0,28
91	51,6	40	80	66,89	0,92	0,29
92	51,6	40	80	66,89	0,97	0,31
93	51,6	40	80	66,89	0,97	0,31
94	20	14,7	29,4	24,58	0,04	0,004
95	20	14,7	29,4	24,58	0,07	0,009
96	20	14,7	29,4	24,58	0,11	0,013
97	20	14,7	29,4	24,58	0,12	0,015
98	20	14,7	29,4	24,58	0,14	0,017
99	20	14,7	29,4	24,58	0,16	0,019
100	20	14,7	29,4	24,58	0,18	0,021
101	20	14,7	29,4	24,58	0,20	0,023
102	20	14,7	29,4	24,58	0,21	0,025
103	20	14,7	29,4	24,58	0,23	0,026
104	20	14,7	29,4	24,58	0,25	0,029
105	20	14,7	29,4	24,58	0,27	0,032
106	20	14,7	29,4	24,58	0,28	0,034
107	20	14,7	29,4	24,58	0,30	0,036
108	20	14,7	29,4	24,58	0,62	0,038

Продолжение таблицы 13

Ц <sub>1</sub>	6,25	5,64	11,27	9,43	0,07	0,003
Ц <sub>2</sub>	6,25	5,64	11,27	9,43	0,14	0,006
Ц <sub>3</sub>	12,5	11,28	22,55	18,86	0,27	0,025
М <sub>1</sub>	1,38	1,21	2,43	2,03	0,015	0,0001
М <sub>2</sub>	1,38	1,21	2,43	2,03	0,03	0,0003
М <sub>3</sub>	2,5	2,26	4,51	3,78	0,03	0,0005
М <sub>4</sub>	2,3	2,02	4,05	3,39	0,05	0,0008
М <sub>5</sub>	2,5	2,26	4,51	3,78	0,06	0,001
М <sub>6</sub>	3,75	3,34	6,77	5,66	0,08	0,002
М <sub>7</sub>	6,25	5,64	11,28	9,43	0,07	0,003
М <sub>8</sub>	6,25	5,64	11,28	9,43	0,14	0,006
М <sub>9</sub>	12,5	11,28	22,55	18,86	0,14	0,012
М <sub>10</sub>	11,5	10,12	20,24	16,95	0,12	0,01
М <sub>11</sub>	17,5	15,4	30,8	25,76	0,11	0,014
М <sub>12</sub>	17,5	15,4	30,8	25,76	0,17	0,023
М <sub>13</sub>	17,5	15,4	30,8	25,76	0,37	0,046
М <sub>14</sub>	18,5	16,69	33,38	27,91	0,4	0,055
М <sub>15</sub>	50	45,1	90,21	75,43	1,09	0,4
ПМ <sub>1</sub>	28	21,96	43,93	36,73	0,53	0,09
ПМ <sub>2</sub>	8	6,42	12,83	10,73	0,16	0,008
ПМ <sub>3</sub>	4	3,21	6,42	5,36	0,08	0,002
П <sub>1</sub>	3	2,32	4,46	3,73	0,054	0,001
П <sub>2</sub>	3	2,32	4,46	3,73	0,054	0,001
Дет. сад <sub>1</sub>	138	102,67	205,35	171,69	2,48	2,06
Дет. сад <sub>2</sub>	184	136,89	273,76	228,93	3,31	3,66
Дет. сад <sub>3</sub>	207	154,01	308,02	257,54	3,72	4,64
СОШ <sub>1</sub>	112,5	85,46	170,93	142,92	2,06	1,43

СОШ <sub>2</sub>	150	120,28	240,56	201,14	2,91	2,83
СОШ <sub>2</sub>	150	120,28	240,56	201,14	3,19	3,4
Почта	5	4	8,02	6,7	0,097	0,0031
Парк	200	176,02	352,04	294,35	4,26	6,06
Досаф	184	139,78	279,56	233,75	3,38	3,82

## 7.2 Проверка проводов на термическую стойкость

Выбранные в нормальном режиме и проверенные по допустимой перегрузке в послеаварийном режиме провода проверяются по условию

$$S_{\text{МИН}} \leq S_{\text{Э}} \quad (44)$$

где  $S_{\text{МИН}}$  – минимальное сечение по термической стойкости, мм<sup>2</sup>;

$S_{\text{Э}}$  – экономическое сечение, мм<sup>2</sup>.

При этом провода небольшой длины проверяются по току при коротком замыкании в начале кабеля; одиночные провода со ступенчатым сечением по длине проверяют по току К.З. в начале каждого участка. Два параллельных провода и более проверяют по токам К.З. непосредственно за пучком провода, т.е. с учетом разветвления тока К.З.

$$S_{\text{МИН}} = \sqrt{\frac{B_K}{C}} \quad (45)$$

где  $B_K$  – импульс квадратичного тока К.З. (тепловой импульс тока К.З.),

А<sup>2</sup> с;

$C$  – функция [15].

Тепловой импульс тока (интеграл Джоуля) определяется:

$$B_K = I_{\text{П.О.}}^2 \times (t_{\text{Р.З}} + t_B + T_A) \quad (46)$$

где  $I_{п.о}$  – начальное значение периодической составляющей тока К.З., А;

$t_{р.з}$  - время действия релейной защиты, с. Принимается  $t_{р.з} = 2$  с. – для питающих сетей;  $t_{р.з} = 0,5$  с. – для распределительных сетей;

$t_B$  – полное время отключения выключателя, с. В зависимости от типа выключателя  $t_B = 0,04-0,2$  с.;

$T_A$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с. Для распределительных сетей напряжением 6-10 кВ  $T_A = 0,01$  с.

На термическую стойкость проверяются только кабели на напряжение выше 1000 В.

ТП17.

$$B_K = 7,4^2 \times (0,5 + 0,1 + 0,01) = 33,4(\text{кА}^2 \times \text{с}), \quad (47)$$

$$S_{\min} = \sqrt{\frac{33,4}{94}} = 18,8(\text{мм}^2).$$

Результаты остальных расчетов приводим в таблице 14.

Таблица 14 – Определение сечения проводов

Участок сети	$B_K (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$	$I_{п.о} (\text{кА})$	$S_{\min} (\text{мм}^2)$	$S (\text{мм}^2)$
1	2	3	4	5
ЦП-ТП17	31,17	7,09	18,21	35
ТП17-ТП13	31,17	7,09	18,21	35
ТП13-ТП18	42,92	8,32	21,37	35
ТП18-ТП54	43,75	8,40	21,57	35
ТП54-ТП44	25,79	6,45	16,56	35
ТП7-ТП51	41,08	8,14	20,91	35

ТП51-ТП25	25,47	6,41	16,46	35
ТП25-ТП46	25,47	6,41	16,46	35
ТП45-ТП98	25,87	6,46	16,59	35
ТП98-ТП5	25,47	6,41	16,46	35
ТП5-ТП77	15,69	5,03	12,92	35
ТП77-ТП64	43,33	8,36	21,47	35
ТП64-ТП44	25,71	6,44	16,51	35
ТП64-ТП5	25,71	6,44	16,54	35
ТП3-ТП104	31,52	7,13	18,31	35
ТП104-ТП52	9,05	3,82	9,81	35
ТП52-ТП82	15,62	5,02	12,89	35
ТП82-ТП1	25,63	6,43	16,51	35
ТП1-ТП45	15,75	5,04	12,94	35

Исходя из расчетов, по данным таблицы 10 можно определить, что сечение всех выбранных кабелей на напряжение 10 кВ выше минимальных сечений кабелей по термической стойкости. В данном разделе мы произвели расчет кабелей 0,4 - 10 кВ по рассчитанным нами ранее нагрузкам потребителей в районе. Применяемые нами кабели специально рассчитаны на прокладку в земле и на расположение в агрессивной среде около моря. Рационально произвести прокладку кабелей удовлетворяющих всем этим требованиям и выбрали АВВБ. Также в этой главе произвели проверку кабелей на термическую стойкость.

## 8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НА ПС ПОРОНАЙСК

### 8.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

В ГОСТ 11677-85 можно найти данные трансформатора и понять, исчерпали они свои эксплуатационные ресурсы или нет. Согласно данному ГОСТу, трансформаторы на ПС «Поронайская» ещё не исчерпали себя. Принимаем, что на расчётный период подключение новых потребителей не запланировано и далее выполняем проверку на коэффициенты загрузки уже имеющиеся трансформаторы.

Трансформатор – один из самых важных элементов электрической сети. Число трансформаторов на подстанциях обычно выбирается в зависимости от мощности потребителей, а так же в виду наличия резервных источников питания в сетях. То есть выбор количества трансформатора является экономико-технической задачей.

Так как от проектируемой подстанции получают питание потребители I и II категории надежности, то согласно ПУЭ на ней должно быть установлено два силовых трансформатора.

Выбор силовых трансформаторов производится с учетом аварийных и допустимых систематических перегрузок.

Для расчётной мощности трансформатора исходим из средней нагрузки:

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{ср}}^2}}{n \cdot K_3} \quad (48)$$

где  $n$  – количество трансформаторов;

$K_3$  – коэффициент загрузки.

$$S_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{21,036^2 + 10,206^2}}{2 \cdot 0,7} = 17,765 \text{ МВА.}$$

По справочной таблице выбираем трёхобмоточный трансформатор ТДТН-25000/110 .

Условные обозначения выбранного трансформатора:

Т – трехфазный трансформатор; Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла; Т – трёхобмоточный;

Н - регулирование напряжения под нагрузкой на стороне ВН; номинальной мощностью 40000 кВА, напряжением ВН 110 кВ.

Параметры трансформатора ТДТН- 25000/220 представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Характеристики трансформатора ТДТН- 25000/110

S <sub>ном</sub> , МВ·А	Пределы регулирования	U <sub>ном</sub> , кВ			u <sub>к</sub> , %			ΔP <sub>к</sub> , кВт	P <sub>х</sub> , кВт	I <sub>х</sub> , %
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
25	±12×1%	121	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	50	1,2

После того, как трансформатор выбран нам нужно произвести проверку с учетом аварийных и допустимых систематических перегрузок. Для проведения расчёта нам необходимо знать коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режиме.

В ПУЭ указано, что в аварийном режиме трансформатор можно перегружать на 40 % не более чем по 6 часов в сутки в течение 5 дней. При этом важно учитывать коэффициент заполнения суточного графика нагрузки трансформатора.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме находим по формуле:

$$K_{\text{загр}} = \frac{S_{\text{расч}}}{n \cdot S_{\text{тр}}}, \quad (49)$$

где S<sub>тр</sub> – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$K_{\text{загр}} = \frac{19,419}{2 \cdot 25} = 0,388.$$

Коэффициент аварийной загрузки трансформатора в аварийном режиме находим по формуле:

$$K_{\text{загравар}} = \frac{S_{\text{расч}}}{S_{\text{тр}}} \quad (50)$$

$$K_{\text{загравар}} = \frac{19,419}{25} = 0,777$$

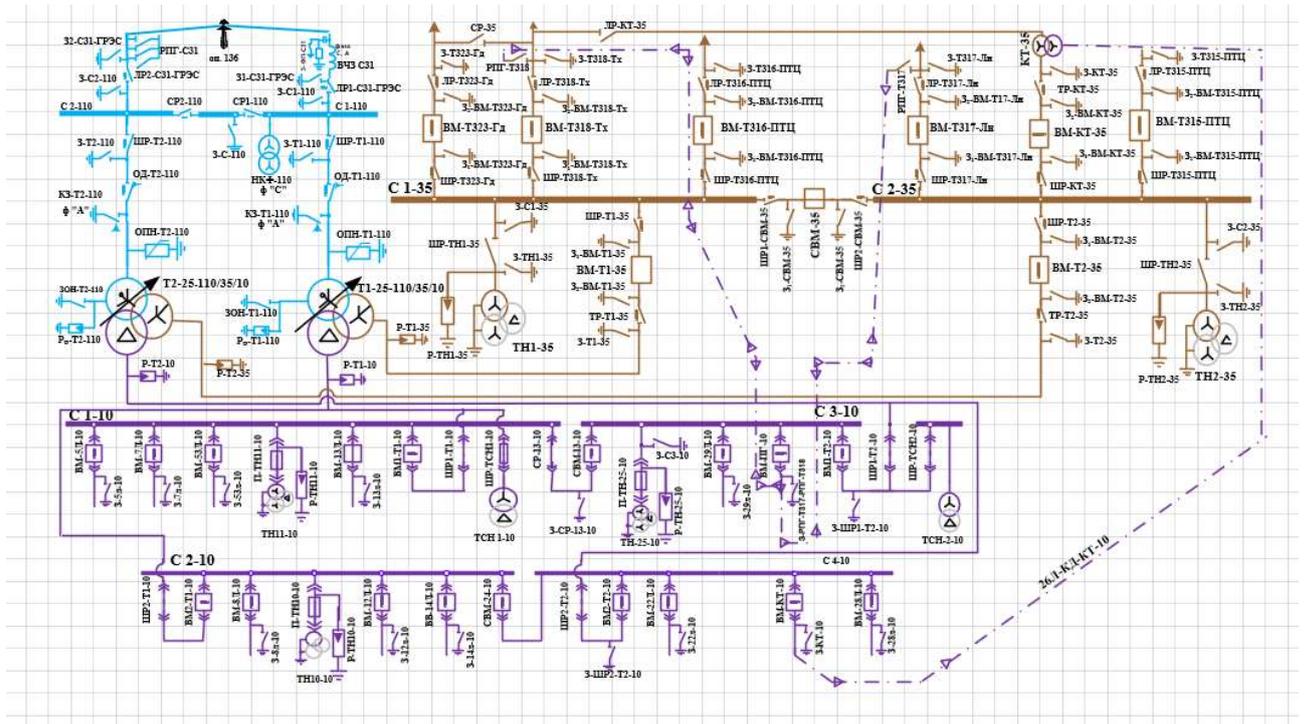


Рисунок 3 – Схема ПС “Поронайская”

## 8.2 Выбор и проверка оборудования на подстанции

Обслуживание и ремонт оборудования, которое отслужило уже 25 лет экономически не выгодно. По истечению срока следует замена и реконструкция.

На данный момент на подстанции установлено оборудование, которое, подходит для эксплуатации, но можно рассчитать и найти более экономически выгодный вариант.

Данное состояние подстанции вполне позволяет обеспечить должный уровень надёжности электроснабжения потребителей электроэнергии, но в виду реконструкции мы можем найти вариант, который обеспечит большее количество пользователей при меньшем затратах ресурсов.

### 8.3 Выбор оборудования 110 кВ

Для напряжения 110 кВ нам надо выбрать: разъединители, высоковольтные выключатели, ОПН.

Для расчётов нам понадобится наибольший рабочий ток на напряжении 110 кВ, находим его по формуле:

$$I_p = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (51)$$

$$I_p = \frac{19419}{\sqrt{3} \cdot 110} = 101,92 \text{ А.}$$

#### 8.3.1 Выбор разъединителя

Разъединитель выбираем типа РДЗ-2-110/1000 УХЛ1 с двумя заземляющими ножами для коммутации с соседними подстанциями с проводом типа ПВ-20У2.

Разъединители выбираем по напряжению и току. После того, как разъединители выбраны, проверяем их на термическую и электродинамическую стойкость. В таблицу 16 сводим полученные и каталожные данные.

Таблица 16 – Характеристики РДЗ-2-110/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 101,92 \text{ А}$	$1000 \text{ А} > 101,92 \text{ А}$
$i_d = 63 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,08 \text{ кА}$	$63 \text{ кА} > 2,08 \text{ А}$
$I_{нм}^2 \cdot t_{нм} = 25^2 \cdot 4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\infty}^2 \cdot t_{пр} = 2,08^2 \cdot 3$	$2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 12,98 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$

#### 8.3.2 Выбор выключателя

Выключатель выбираем типа ВГТ-110П\*-40/2500У1 газовый. Данный выключатель имеет пружинный провод, номинальное напряжение 110 кВ и номинальный ток 2500 А, а номинальный ток отключения короткого замыкания равен 40 кА.

Выключатель выбираем по напряжению и току. После того, как разъединители выбраны, проверяем их на термическую и электродинамическую стойкость. В таблицу 17 сводим полученные и каталожные данные.

Таблица 17 – Характеристики ВГН-П-110-4000-50-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$
$I_H = 2500 \text{ А}$	$I_p = 101,92 \text{ А}$	$2500 \text{ А} > 101,92 \text{ А}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,08 \text{ кА}$	$40 \text{ кА} > 2,08 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3$	$I_{по}^2 \cdot t_{пр} = 2,08^2 \cdot 1,5$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 6,49 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$

### 8.3.3 Выбор ОПН

ОПН – нелинейный ограничитель перенапряжений. ОПН устанавливается для ограничения атмосферных и коммутационных перенапряжений. ОПН устанавливается на вводах силовых трансформаторов, которые подключаются к ЛЭП. При этом установка коммутационных аппаратов между ОПН и вводом высокого напряжения силового трансформатора не допускается.

Выбирается ОПН в соответствии с номинальным напряжением защищаемого оборудования. Устанавливаем ОПН-220УХЛ1. Данные сводятся в таблицу 18.

Таблица 18 – Характеристики ОПН-220УХЛ1:

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$110 \text{ кВ} = 110 \text{ кВ}$

### 8.4 Выбор оборудования 35 кВ

Для напряжения 35 кВ нам надо выбрать: разъединители, высоковольтные выключатели, ОПН, измерительные трансформаторы напряжения и тока, изоляторы линейные, подвесные, проходные, опорные или опорно-стержневые.

Для расчётов нам понадобится наибольший рабочий ток на напряжении 35 кВ. Данный ток находим из средней расчётной мощности:

$$I_p = \frac{12085}{\sqrt{3} \cdot 35} = 199,35 \text{ А.}$$

#### 8.4.1 Выбор выключателя

В данный момент на подстанции установлен масляный выключатель: «У-35-1000/2000». Масляные выключатели очень пожароопасные, потому данный трансформатор подлежит замене.

Согласно категории размещения, принимается воздушный выключатель типа ВВУ-35А-40/2000У1. Выбирается выключатель по напряжению и току, проверяется на термическую и электродинамическую устойчивость и на ток отключения. Данные расчета сводятся в таблицу 19.

Таблица 19 – Характеристики ВВУ-35А-40/2000У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
$I_H = 2000 \text{ А}$	$I_p = 199,35 \text{ А}$	$2000 \text{ А} > 199,35 \text{ А}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,08 \text{ кА}$	$40 \text{ кА} > 2,08 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3$	$I_{по}^2 \cdot t_{пр} = 2,08^2 \cdot 1,5$	$4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 6,49 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

#### 8.4.2 Выбор разъединителя

Принимается разъединитель типа РНДЗ.2-35/1000 У1 с двумя заземляющими ножами для коммутации с соседними подстанциями и разъединитель типа РНДЗ.1-35/1000 У1 с одним заземляющим ножом для коммутации с шинами 35 кВ. Тип привода: ПВ-20У2. Выбирается разъединитель по напряжению и току, проверяется на термическую и электродинамическую стойкость. Данные расчета сводятся в таблицу 20.

Таблица 20 – Характеристики РНДЗ.1-35/1000 и РНДЗ.2-35/1000

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 199,35 \text{ А}$	$1000 \text{ А} > 199,35 \text{ А}$
$i_d = 63 \text{ кА}$	$I_{по} = 2,08 \text{ кА}$	$63 \text{ кА} > 2,08 \text{ кА}$
$I_{нгу}^2 \cdot t_{нгу} = 25^2 \cdot 4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\infty}^2 \cdot t_{пр} = 2,08^2 \cdot 3$	$2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 12,98 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$

#### 8.4.3 Выбор ОПН

Для ограничения атмосферных и коммутационных перенапряжений устанавливается ОПН, которые необходимо устанавливать на вводах силовых трансформаторов, подключаемых к воздушным ЛЭП. При этом установка коммутационных аппаратов между ОПН и вводом высокого напряжения силового трансформатора не допускается. Выбирается ОПН в соответствии с номинальным напряжением защищаемого оборудования. Устанавливаем ОПН-35УХЛ1. Данные сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 – Характеристики ОПН-35УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$

#### 8.4.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются вместо уже установленных масляных трансформаторов НАМИ-35кВ и ЗНОМ-35кВ. Масляное исполнение трансформаторов является пожароопасным методом изоляции. Отработанное трансформаторное масло оказывает негативное воздействие на окружающую среду. Наличие альтернативы в виде «сухого» исполнения трансформатора является наиболее предпочтительной.

Трансформаторы напряжения выбираются по: номинальному напряжению, конструктивному исполнению, классу точности, вторичной

нагрузке.

Первым шагом для выбора ТН, необходимо учесть вторичную нагрузку, которая формируется за счет потребляемой мощности счетчиков и приборов учета. К основным вторичным обмоткам трансформатора напряжения подключаются: ватт/варметры, вольтметры, счетчик активной и реактивной энергии.

Параметры приборов учета сведены в таблицу 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка ТН-35 кВ

Прибор	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность обмотки, В·А
Вольтметр	ЩП96П-35кВ	1	6
Ватт/Варметр	ЦП8506/40-35кВ	1	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 206	1	0,5
Итого:		4	11,5

Трансформаторы, предназначенные для присоединения расчетных счетчиков, должны отвечать классу точности 0,5.

Суммарная нагрузка приборов, подключенных к вторичной обмотке ТН не должна превышать номинальную мощность, установленную данным классом точности, в противном случае, это приводит к увеличению погрешностей.

Для однофазных трансформаторов, соединённых по схеме открытого треугольника, следует взять удвоенную мощность одного трансформатора.

Исходя из этого, выбран однофазный трансформатор ЗНОЛ-35 с литой изоляцией. Номинальная мощность в данном классе точности: 60 В·А

Таблица 23 – Трансформатор напряжения ЗНОЛ-35

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$

S <sub>ном</sub> = 60 В·А (в классе точности 0,5)	S <sub>расч</sub> = 11,5 В·А	60 В·А > 11,5 В·А
--	------------------------------	-------------------

#### 8.4.5 Выбор предохранителей

Предохранитель – защитное устройство, которое размыкает цепь при превышении номинального тока в цепи, благодаря разрушению специальной плавкой вставки. Включается последовательно с защищаемым элементом. Выбирается предохранитель по номинальному напряжению и току.

Для трансформатора напряжения выбран предохранитель ПKN 001-35УЗ с кварцевым наполнением, номинальным напряжением 35 кВ. Данный тип предохранителей используется для защиты трансформаторов напряжения.

#### 8.4.6 Выбор трансформатора тока

Трансформаторы тока выбираются: по конструкции и классу точности, по номинальному напряжению установки, по нагрузке вторичной обмотки, по току с условием того, что ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, потому как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Затем трансформаторы проверяются на ток термической и динамической стойкости.

Для расчета предварительно выбран трансформатор тока ТОЛ-35, его номинальное сопротивление можно найти исходя из его каталожных данных по формуле:

$$R_{2ном} = \frac{S_{2н}}{I_{2н}^2} \quad (52)$$

где  $S_{2н}$  - полная мощность трансформатора тока (принимается равным 10 В·А);

$I_{2н}$  - ток вторичной обмотки (принимается равным 5 А).

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

Расчет вторичной нагрузки трансформатора сводится к поиску суммарного сопротивления приборов, сопротивления контактов и соединительных проводов, по формуле:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{конт}} + R_{\text{пров}} \quad (53)$$

где  $R_2$  - расчетная вторичная нагрузка, Ом;

$R_{\text{приб}}$  - суммарное сопротивление приборов, Ом;

$R_{\text{конт}}$  - сопротивление контактов (принимается равным 0,05 Ом);

$R_{\text{пров}}$  - сопротивление соединительных проводов, Ом.

Таблица 24 – Приборы, включенные во вторичную обмотку

Приборы	Тип прибора	Нагрузка вторичной обмотки, ВА
Амперметр	Ц33-М1	1
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 206	0,5
Итого		1,5

Находим суммарную мощность приборов:

$$S_{\text{приб}} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (54)$$

где  $I_2$  - вторичный номинальный ток прибора, А.

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}.$$

Учитывая сопротивление предварительно выбранного трансформатора тока, можно найти допустимое сопротивление соединительных проводов, соединяющих трансформатор тока и прибор по формуле:

$$R_{\text{доп.пров}} = R_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} - R_{\text{конт}} \quad (55)$$

$$R_{\text{доп.пров}} = 0,4 - 0,06 - 0,05 = 0,29 \text{ Ом.}$$

Исходя из допустимого сопротивления провода, находим минимально допустимое сечение:

$$q_{\text{min}} = \frac{c \cdot l_{\text{расч}}}{R_{\text{доп.пров}}} \quad (56)$$

где  $c$  - удельное сопротивление материала провода (для алюминия 0,0283 Ом);

$l_{\text{расч}}$  - расчетная длина соединительных проводов, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, в нашем случае применяется схема полной звезды (длину соединительных проводов для цепей РУ-35 кВ можно приблизительно принять 60-75 м)

$$q_{\text{min}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,29} = 5,86 \text{ мм}^2$$

К установке принимается контрольный кабель АКРВГ, сечением 6 мм<sup>2</sup>.

Сопротивление соединительных проводов:

$$R_{\text{пров}} = \frac{c \cdot l_{\text{расч}}}{q} \quad (57)$$

при выбранном сечении оно составит:

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{6} = 0,28 \text{ Ом.}$$

Суммарное сопротивление составит:

$$R_2 = 0,06 + 0,05 + 0,28 = 0,39 \text{ Ом}$$

Сравнение расчетных данных с каталожными приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Условия выбора трансформатора тока ТОЛ-35 III-IV-1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$35 \text{ кВ} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 199,35 \text{ А}$	$200 \text{ А} > 199,35 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} = 25,5 \text{ кА}$	$i_{\text{по}} = 2,08 \text{ кА}$	$25,5 \text{ кА} > 2,08 \text{ кА}$
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 2,08^2 \cdot 3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 12,98 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

#### 8.4.7 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы шинной конструкции выбирают по напряжению и допустимой механической нагрузке. Жёсткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

- номинальному напряжению:  $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ;

- допустимой нагрузке  $F_{\text{расч}} \leq F_{\text{доп}}$ , где  $F_{\text{расч}}$  – сила, действующая на изолятор;

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

– разрушающая нагрузка на изгиб.

Допустимую нагрузку находим по формуле:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot K_h \cdot 10^{-7} \quad (58)$$

где  $K_h$  – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена на ребро (принимается равным 1);

$i_y$  - ударный ток в данном классе напряжения, А;

$a$  - расстояние между фазами, м;

$l$  - расстояние между изоляторами, м.

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{2080^{2 \cdot 0,8}}{0,6} \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 9,99 \text{ Н.}$$

Выбираем опорные стержневые изоляторы ИОС-35-500-01УХЛ1. Характеристики данного типа изолятора: номинальное напряжение – 35 кВ; Минимальная, разрушая сила на изгиб – 5 кН.

На механическую стойкость изолятор проверяем по условию:

$$F_{\text{расч}} \leq 0,6 \cdot F_{\text{разр}}$$

$$9,99 \leq 3000 .$$

## 8.5 Выбор оборудования 10 кВ

На напряжение 10 кВ выбираются: выключатели, разъединители, предохранители, ОПН, изоляторы, трансформаторы напряжения, тока и собственных нужд.

Для дальнейших расчетов определяется расчетный ток на напряжении 6 кВ:

$$I_p = \frac{16249}{\sqrt{3} \cdot 10} = 938,14 \text{ А.}$$

### 8.5.1 Выбор выключателей

Замена масляного выключателя на электромагнитный происходит из соображений пожарной безопасности.

Также, данный выключатель подлежит замене по сроку эксплуатации. Исходя из ГОСТ 687-78 срок службы масляного выключателя составляет 25 лет. Принимается электромагнитный выключатель ВЭМ-10Э-1000/20УЗ. Данные расчета сводятся в таблицу 26.

Таблица 26 – Характеристики ВЭМ-10Э-1000/20У3

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 938,14 \text{ А}$	$1000 \text{ А} > 938,14 \text{ А}$
$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,754 \text{ кА}$	$20 \text{ кА} > 5,754 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3$	$I_{по}^2 \cdot t_{пр} = 2,201^2 \cdot 3$	$1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 99,33 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 8.5.2 Выбор шинного разъединителя

Выбираем на стороне 10 кВ разъединитель марки РВЗ-1-10/1000 УХЛ2 по напряжению установки ( $U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ ), по току продолжительного режима ( $I_{max} = 697,8 \text{ А}$ ). Выпускается для внутренней установки, с заземляющими ножами. Данные расчета сводятся в таблицу 27.

Таблица 27 – Характеристики РЛНД.1-10/400У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 938,14 \text{ А}$	$1000 \text{ А} > 938,14 \text{ А}$
$i_d = 25 \text{ кА}$	$I_{по} = 5,754 \text{ кА}$	$25 \text{ кА} > 5,754 \text{ кА}$
$I_{нтг}^2 \cdot t_{нтг} = 25^2 \cdot 4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\infty}^2 \cdot t_{пр} = 2,201^2 \cdot 1,5$	$2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 49,66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

### 8.5.3 Выбор ОПН

Выбирается ОПН в соответствии с номинальным напряжением защищаемого оборудования. Устанавливаем ОПН-6/7,2-10-(II)УХЛ1. Данные сводятся в таблицу 28.

Таблица 28 – Условия выбора ОПН-10/7,2-10-(II)УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$

#### 8.5.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются вместо уже установленных масляных трансформаторов НАМИ-6 кВ по тем же причинам, что и трансформаторы на стороне 35 кВ.

Параметры приборов учета сведены в таблицу 24.

Трансформаторы, предназначенные для присоединения расчетных счетчиков, должны отвечать классу точности 0,5.

Выбран однофазный трансформатор ЗНОЛ-06.4-10 с литой изоляцией, номинальная мощность которого, в данном классе точности, составляет 50 В·А.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка ТН-10 кВ

Прибор	Тип	Количество приборов	Потребляемая мощность обмотки, В·А
Вольтметр	ЩП120П-10КВ	1	6
Ватт/Варметр	ЦП8506/35 10000В	1	5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 206	1	0,5
Итого:		4	11,5

Таблица 30 – Характеристики трансформатора напряжения ЗНОЛ-06.4-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
$S_{ном} = 50 \text{ В} \cdot \text{А}$ (в классе точности 0,5)	$S_{расч} = 11,5 \text{ В} \cdot \text{А}$	$50 \text{ В} \cdot \text{А} > 11,5 \text{ В} \cdot \text{А}$

#### 8.5.5 Выбор трансформатора тока

Для расчета предварительно выбран трансформатор тока ТОЛК-10, его номинальное сопротивление можно найти исходя из его каталожных данных:

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

Расчет вторичной нагрузки трансформатора сводится к поиску суммарного сопротивления приборов, сопротивления контактов и соединительных проводов, по формуле:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{конт}} + R_{\text{пров}} \quad (59)$$

Находим суммарную мощность приборов:

$$S_{\text{приб}} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{1,5}{5^2} = 0,06 \text{ Ом}.$$

Таблица 31 – Приборы, включенные во вторичную обмотку:

Приборы	Тип прибора	Нагрузка вторичной обмотки, ВА
Амперметр	Ц33-М1	1
Счётчик активной и реактивной энергии	Меркурий 206	0,5
Итого		1,5

Учитывая сопротивление предварительно выбранного трансформатора тока, можно найти допустимое сопротивление соединительных проводов, соединяющих трансформатор тока и прибор:

$$R_{\text{доп.пров}} = 0,4 - 0,06 - 0,05 = 0,29 \text{ Ом}.$$

Исходя из допустимого сопротивления провода, находим минимально допустимое сечение:

$$q_{\text{min}} = \frac{0,028 \cdot 60}{0,29} = 5,79 \text{ мм}^2.$$

К установке принимается контрольный кабель АКРВГ, сечением 6 мм<sup>2</sup>

Сопротивление соединительных проводов при выбранном сечении, составит:

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,028 \cdot 60}{6} = 0,28 \text{ Ом.}$$

В итоге суммарное сопротивление составит:

$$R_2 = 0,06 + 0,05 + 0,28 = 0,39 \text{ Ом.}$$

Сравнение расчетных данных с каталожными приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Условия выбора трансформатора тока ТОЛК-10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$	$I_p = 938,14 \text{ А}$	$1000 \text{ А} > 938,14 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} = 89 \text{ кА}$	$i_{\text{по}} = 5,754 \text{ кА}$	$89 \text{ кА} > 5,754 \text{ кА}$
$I_T^2 \cdot t_{\text{тер}} =$ $35,2^2 \cdot 3 = 3717,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k =$ $5,754^2 \cdot 1,5 = 22,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$3717,12 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} > 22,07$ $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

#### 8.5.6 Выбор трансформатора собственных нужд

Трансформатор собственных нужд обеспечивает питание потребителей, необходимых для обслуживания и нормального функционирования подстанции. К таким потребителям могут относиться: обогреватели релейных шкафов и ячеек приводов силовых выключателей, системы пожаротушения, средства оперативной связи и телемеханики, рабочее и аварийное освещение и т.д.

На данный момент на подстанции установлены два трансформатора собственных нужд ТМ-25/10-65У1 и ТМ-25/6/0,4. В связи с использованием трансформаторного масла в качестве изоляции, данный тип трансформаторов собственных нужд является оборудованием повышенной пожароопасности. При наличии альтернативы в виде «сухого» исполнения, выбор масляного охлаждения является нецелесообразным. Данные трансформаторы подлежат замене.

Мощность трансформатора собственных нужд определим по перетокам мощности на собственные нужды. Исходя из таблицы оперативных данных, потребление мощности на трансформаторах собственных нужд в зимний

максимум нагрузки составило:  $P_{с.н.мах} = 0,0223$  МВт. Коэффициент мощности примем:  $\cos \varphi = 0,9$ . Тогда расчетная нагрузка будет равна:

$$S_{с.н.расч} = \frac{\sqrt{P_{с.н.мах}^2 + (P_{с.н.мах} \cdot tg\varphi)^2}}{n \cdot K_3} \quad (60)$$

$$S_{с.н.расч} = \frac{\sqrt{0,0223^2 + (0,0223 \cdot 0,48)^2}}{2 \cdot 0,7} = 0,0177 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

К установке принят трансформатор ТСН-25/10. Характеристики трансформатора собственных нужд представлены в таблице 33.

Проводим проверку с учетом аварийных и допустимых систематических перегрузок. Для этого, определяем коэффициент загрузки в нормальном и послеаварийном режиме.

Таблица 33 – Параметры ТСН-25/6

Тип	S <sub>ном</sub> , кВ·А	U <sub>ном</sub> , кВ		u <sub>к</sub> , %	Потери, Вт	
		ВН	НН		XX	КЗ
ТСН-25/10	25	6; 10	0,4	4,0	260	460

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме:

$$K_{загр} = \frac{18}{2 \cdot 25} = 0,36.$$

Коэффициент аварийной загрузки трансформатора в аварийном режиме:

$$K_{загравар} = \frac{16,6}{25} = 0,72.$$

### 8.5.7 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы шинной конструкции выбирают по напряжению и допустимой механической нагрузке.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{5754^2 \cdot 0,7}{0,5} \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 80,28 \text{ Н}.$$

Выбираем опорные стержневые изоляторы С4-80-ГУХЛ1. Характеристики данного типа изолятора: номинальное напряжение – 10 кВ. Минимальная разрушающая сила на изгиб – 4 кН.

На механическую стойкость изолятор проверяем по условию:

$$F_{расч} \leq 0,6 \cdot F_{разр} \quad (61)$$

$$80,28 \leq 2400$$

### 8.5.8 Выбор предохранителей

Для трансформатора напряжения выбран предохранитель ПKN 001-10УЗ с кварцевым наполнением, номинальным напряжением 10 кВ. Данный тип предохранителей при использовании для защиты трансформаторов напряжения, могут применяться также для цепей с номинальным напряжением 6 кВ.

Предохранитель для трансформатора собственных нужд выбирается исходя из тока максимального режима, который рассчитывается по номинальной мощности трансформатора:

$$I_{макс.тсн} = \frac{S_{тсн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (62)$$

$$I_{макс.тсн} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,44 \text{ А.}$$

К установке принимается предохранитель с кварцевым наполнением ПКТ101-10-2-40УЗ. Предохранитель проверяем по кривым времятоковых характеристик. Проверяем предельно допустимый ток, для времени равному 10 секунд.

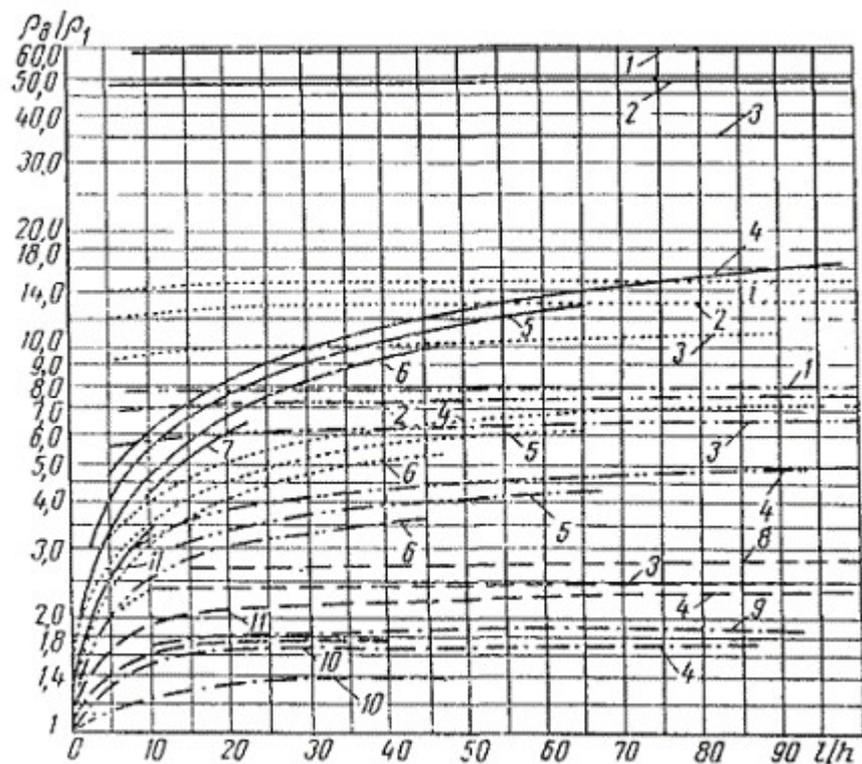


Рисунок 4 – Времятоковая характеристика ПКТ101-6

Как видно из рисунка 4, предельно допустимый ток составляет приблизительно 7,5 А. Предохранитель выбран верно.

Параметры данного предохранителя сведены в таблицу 34.

Таблица 34 – Характеристики ПКТ101-10-2-40УЗ

Каталожные данные	Расчетные данные	Сравнение
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 2 \text{ А}$	$I_p = 1,44 \text{ А}$	$2 \text{ А} > 1,44 \text{ А}$
$I_{\text{доп}} = 7,5 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} = 1,44 \text{ А}$	$7,5 \text{ А} > 1,44 \text{ А}$
$i_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$i_{\text{по}} = 5,754 \text{ кА}$	$12,5 \text{ кА} > 5,754 \text{ кА}$

#### 8.5.9 Выбор жёсткой ошиновки

Согласно ПУЭ п 4.2.25. ошиновку РУ и ПС, следует выполнять из алюминиевых и сталеалюминевых проводов, полос, труб и шин из профилей алюминия и алюминиевых сплавов электротехнического назначения. При токах

до 3000 А применяются одно – и двухполюсные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Исходя из расчетного тока, выбираем алюминиевую, однополосную шину АДЗ1Т 30х4 прямоугольного сечения. Параметры данного оборудования представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Характеристики АДЗ1Т 30х4

Тип	Сечение, мм <sup>2</sup>	Максимальная сила тока, А
АДЗ1Т 30х4	120	365

Необходимо выполнить проверку шины на термическую стойкость, исходя из параметров тока короткого замыкания на стороне 10 кВ.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (63)$$

где  $q_{\min}$  - минимальное сечение провода, мм<sup>2</sup>;

$B_k$  - тепловой импульс, А·с;

$C$  - функция, для алюминиевых шин и кабелей 91 А·с/мм<sup>2</sup> [15].

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{20,26 \cdot 10^5}}{91} = 15,64 \text{ мм}^2.$$

Очевидно, что проводник сечением  $q$  будет термически стойким, если выполняется условие  $q > q_{\min}$ .

## 9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

Безаварийная работа электроустановок обеспечивается выполнением комплекса организационных и технических мероприятий. Важное место среди них занимает защита объектов от прямого и косвенного воздействия грозовых разрядов. В настоящее время проблема молниезащиты и защиты от перенапряжений приобретает все большую актуальность в связи с тем, что в электрических сетях возрастает количество потребителей, чувствительных к импульсам перенапряжений и электромагнитным помехам.

Международной Электротехнической Комиссией (МЭК) разработаны стандарты, в которых изложены принципы защиты зданий и сооружений любого назначения от перенапряжений, позволяющие грамотно проектировать строительные конструкции и системы молниезащиты объекта, рационально размещать оборудование и прокладывать коммуникации.

В России на сегодняшний день взамен РД 34.21.122-87 [18] "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" утверждена и внесена в реестр действующих в электроэнергетике документов "Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций" СО-153-34.21.122-2003 [19] (утверждена приказом Минэнерго России от 30.06.2004 г. №280).

### 9.1 Расчёт заземления ОРУ

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.

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.

В соответствии с ПУЭ, «вокруг площади, занимаемой подстанцией, на глубине не менее 0,5 метров и на расстоянии не более 1 метра от края фундамента здания подстанции или от края фундамента открытого установленного оборудования должен быть проложен замкнутый горизонтальный заземлитель (контур), присоединенный к заземляющему устройству».

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

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить предварительную площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S = (A+2 \cdot 1,5) \cdot (B+2 \cdot 1,5) \quad (64)$$

$$S = (60+2 \cdot 1,5) \cdot (45+2 \cdot 1,5) = 2970,45 \text{ м}^2$$

где  $A$  – ширина территории ОРУ, м;

$B$  – длина территории ОРУ, м.

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

$$F_{m.c.} = \sqrt{\frac{I_K^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}} \quad (65)$$

где  $I_K$  - ток короткого замыкания шин 35 кВ, кА;

$t$  - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

$\beta$  - коэффициент, для стали равный 21;

$$I_K = 3 \cdot I_K^{(3)} \quad (66)$$

$$I_K = 3 \cdot 2,019 = 6,057 \text{ кА}$$

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{6057^2 \cdot 0,255}{400 \cdot 21}} = 33,37 \text{ мм}^2$$

$$S_{\text{пр.в}} \geq F_{\text{т.с}}$$

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$q_{\text{кор.}} = \pi \cdot S_{\text{ср.}} \cdot (D_z + S_{\text{ср.}}) \quad (67)$$

$$S_{\text{ср.}} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (68)$$

где  $T$  – время использования заземлителя в месяцах, за 20 лет,  $T = 240$  месяцев;

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – коэффициенты, зависящие от грунта,  $a_k = 0,005$ ,  $\alpha_k = 0,243$ ,  $b_k = 0,0031$ ,  $c_k = 0,041$ .

$$S_{\text{ср.}} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 0,1 \text{ мм};$$

$$q_{\text{кор.}} = 3,14 \cdot 0,1 \cdot (14 + 0,1) = 4,42 \text{ мм}.$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$q_{\text{т.с.}} + q_{\text{кор.}} < q_{\text{м.п.}}, \quad (69)$$

$$33,37 + 4,42 = 37,79 < 154.$$

Сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается с учетом

использования системы трос-опора по формуле:

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{r_3} - \frac{1}{r_C}, \text{ Ом.} \quad (70)$$

где  $r_C=1,3$  Ом сопротивление системы трос - опора.

$$\frac{1}{R_H} = \frac{1}{0,5} - \frac{1}{1,3} = 1,23 \text{ Ом.}$$

$$R_H = \frac{1}{1,23} = 0,813 \text{ Ом.}$$

Сопротивление растекания тока одного вертикального заземлителя (стержня):

$$R_0 = \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2\pi \cdot L_B} \left( \ln \left( \frac{2 \cdot L_B}{d} \right) + 0,5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot T + L_B}{4 \cdot T - L_B} \right) \right), \quad (71)$$

где  $\rho_{\text{ЭКВ.}}$  - эквивалентное сопротивление грунта, Ом·м;

$L_B$  - длина электрода, м;

$d$  - внешний диаметр электрода, м ;

$T$  - глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, в нашем случае  $L/2+0,8$  м.

Эквивалентное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}} \text{ Ом·м} \quad (72)$$

где  $\rho_{\text{уд}}$  - удельное сопротивление грунта, для этой местности 60 Ом·м;

$K_C = 1,3$  - значение сезонного климатического коэффициента сопротивления грунта для вертикальных электродов при глубине заложения вершины 0,5..0,8

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = 1,3 \cdot 60 = 78 \text{ Ом·м}$$

$$R_0 = \frac{78}{2\pi \cdot 3} \cdot \left( \ln \left( \frac{2 \cdot 3}{0.014} \right) + 0.5 \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot 3 \cdot 3 + 3}{4 \cdot 3 \cdot 3 - 3} \right) \right) = 26,05 \text{ Ом.}$$

Определим примерное число вертикальных электродов при предварительном коэффициенте использования, принятом равным  $\eta_B = 0,6$ :

$$n_0 = \frac{R_0}{\eta_B \cdot R_n} \quad (73)$$

$$n_0 = \frac{26,05}{0,6 \cdot 0,813} = 54 \text{ шт.}$$

Определим сопротивление растеканию горизонтальных заземлителей. Коэффициент использования соединительной полосы в контуре при числе электродов порядка 30 и отношении между расстояниями между вертикальными электродами и их длиной, равном 1 равен  $\eta_\Gamma = 0,24$ .

Сопротивление растеканию тока полосы по периметру контура равно:

$$R_\Gamma = \frac{1}{\eta_\Gamma} \cdot \frac{\rho_{\text{ЭКВ.}}}{2 \cdot \pi \cdot P} \cdot \ln \frac{2 \cdot P^2}{b \cdot t} \quad \text{Ом.} \quad (74)$$

где  $b=0,04$  - ширина заземлителя, м;

$P$  - периметр контура, м;

$\eta_\Gamma = 0,24$  - коэффициент спроса горизонтальных заземлителей.

$t$  – заглубление горизонтального заземлителя (глубина траншеи)

$t = 0,8$  м.

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = K_C \cdot \rho_{\text{уд}} \quad \text{Ом} \cdot \text{м.} \quad (75)$$

где  $K_C = 1,5$ , коэффициент сезонности горизонтального заземлителя;

$\rho_{\text{уд}}$  - удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$$\rho_{\text{ЭКВ.}} = 1,5 \cdot 60 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

$$R_\Gamma = \frac{1}{0,24} \cdot \frac{90}{2 \cdot 3,14 \cdot 210} \cdot \ln \frac{2 \cdot 210^2}{0,04 \cdot 0,8} = 4,22 \text{ Ом.}$$

Определим сопротивление вертикального заземлителя с учетом сопротивления растеканию тока горизонтальных заземлителей:

$$R_B = \frac{R_\Gamma \cdot R_H}{R_\Gamma - R_H} \text{ Ом.} \quad (76)$$

$$R_B = \frac{4,22 \cdot 0,813}{4,22 - 0,813} = 0,99 \text{ Ом.}$$

Уточненное число вертикальных электродов определяется при коэффициенте использования  $\eta_B=0,47$ , принятого при числе электродов порядка 30 и отношении расстояний между вертикальными электродами и их длине равном 1:

$$n_B = \frac{R_0}{R_B \cdot \eta_B} \quad (77)$$

$$n_B = \frac{26,05}{0,99 \cdot 0,6} = 44 \text{ шт.}$$

Принимаем 45 штук.

Определим количество горизонтальных полос сетки заземлителя, шт:

$$n_i = \frac{L_i + 2 \cdot 1,5}{a} \quad (78)$$

где  $a$  – расстояние между полосами сетки, м.

Продольных:

$$n_a = \frac{50 + 2 \cdot 1,5}{6} = 8,83 \text{ шт.}$$

Принимаем 9 штук.

Поперечных:

$$n_b = \frac{40 + 2 \cdot 1,5}{6} = 7,17 \text{ шт.}$$

Принимаем 8 штук.

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_{\Gamma} = n_b \cdot (n_a - 1) \cdot a + n_a \cdot (n_b - 1) \cdot a \quad (79)$$

$$L_{\Gamma} = 8 \cdot (9 - 1) \cdot 6 + 9 \cdot (8 - 1) \cdot 6 = 762 \text{ м.}$$

Площадь, занятая заземлителем:

$$S_3 = (n_a - 1) \cdot a \cdot (n_b - 1) \cdot a \quad (80)$$

$$S_3 = (9 - 1) \cdot 6 \cdot (8 - 1) \cdot 6 = 2016 \text{ м}^2.$$

Средняя длина полос:

$$L_{\text{CP}} = \frac{60+3+45+3}{2} = 55,5 \text{ м.}$$

Среднее количество полос:

$$n_{\text{CP}} = \frac{L_{\Gamma}}{L_{\text{CP}}} + 1 \quad (80)$$

$$n_{\text{CP}} = \frac{762}{55,5} + 1 = 13,73 \text{ шт.}$$

Принимаем 14 штук.

Окончательно к установке принимаем 8 полос по 40 метров и 9 полос по 50 метров с 44 вертикальными заземлителями. Все соединения элементов заземляющих устройств, в том числе и пересечения, выполняются сваркой внахлест.

Для расчета общего стационарного сопротивления заземления с учетом вертикальных и горизонтальных заземлителей пользуются формулой:

$$R_{\text{OPY}} = \frac{R_B \cdot R_{\Gamma}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\Gamma} + n_{\text{CP}} \cdot R_B)} \quad (81)$$

где  $\eta$  - коэффициент использования сложного заземлителя,  $\eta = 0,5$ .

$$R_{ОРУ} = \frac{0,99 \cdot 4,22}{0,5 \cdot (44 \cdot 4,22 + 18 \cdot 0,99)} = 0,051 \text{ Ом.}$$

Определим импульсное сопротивление заземлителя

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{ОРУ}, \text{ Ом,} \quad (82)$$

где  $\alpha_u$  - импульсный коэффициент, который определяется по формуле:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S_3}}{(\rho_{экр} + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (83)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{(60+45)^2}}{(90+320) \cdot (60+45)}} = 1,35.$$

$$R_u = 1,35 \cdot 0,051 = 0,068 \text{ Ом.}$$

$$0,068 \text{ Ом} < 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-35 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям.

## 9.2 Расчет молниезащиты подстанции

Молниеотводы используются для защиты от прямых ударов молнии.

Молниеотвод – это возвышающаяся над защищаемым объектом через которое ток молнии, минуя защищаемый объект, отводится в землю.

Зона защиты молниеотводов характеризуется пространством вблизи молниеотвода. Зона защиты – это пространство вблизи молниеотвода, в котором есть вероятность попадания. Это пространство не превышает допустимое значение в зависимости от типа зоны.

В России нормируется два типа зон:

- зона защиты типа А – с вероятностью не менее 0,005 и  $U \leq 500$  кВ;
- зона защиты типа Б – с вероятностью не менее 0,05 и  $U > 750$  кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и

металлические кровли.

Зону защиты можно образовать четырьмя равновеликими стержневыми молниеотводами.

Для расчёта зоны защиты молниеотводов будут присутствовать следующие характеристики:

$h$  – высота молниеотвода, м, которую мы принимаем  $h = 20$  м;

$h_x$  – высота самой высшей точки подстанции, м;

$h_0$  – высота вершины конуса стержневого молниеотвода, м;

$h_{CT}$  – наименьшая высота внутренней зоны защиты в середине между равновеликими молниеотводами, м;

$h_i$  – высота зоны защиты для защищаемого объекта, м;

$r_0$  – радиус основания зоны защиты на уровне земли, м;

$r_x$  – радиус защиты одного молниеотвода, м;

$r_{ix}$  – радиус основания зоны защиты на уровне высоты защищаемого объекта, м;

$r_{icx}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли

середине между равновеликими молниеотводами для защищаемого объекта.

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{эф} = 0,8 \cdot h; \quad (84)$$

$$h_{эф} = 0,8 \cdot 20 = 16 \text{ м.}$$

Определяется радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (85)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$h_{1X} = 9$  м на уровне линейного портала;

$h_{2X} = 6$  м на уровне шинного портала;

Чтобы найти радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, используем формулу, м:

$$r_x = r_o \left( \frac{h_0 - h_x}{h_0} \right) \quad (86)$$

$$r_{1X} = 21,2 \cdot \left( \frac{16-9}{16} \right) = 9,275 \text{ м};$$

$$r_{2X} = 21,2 \cdot \left( \frac{16-6}{16} \right) = 13,25 \text{ м}.$$

Далее находим высоту на уровне земли. Чтобы её найти используем формулу, м:

$$h_{CF} = h_0 - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (87)$$

$$h_{1-2CF} = 16 - (0,17 + 0,0003 \cdot 20) \cdot (25 - 20) = 15,12 \text{ м}.$$

По формуле (88) находим половину ширины зоны защиты в середине пролёта на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_i = r_{CO} \cdot \frac{h_{CF} - h_{iX}}{h_{CF}}. \quad (88)$$

Половина ширины зоны защиты в середине пролёта на уровне линейного портала:

$$r_1 = 15,12 \cdot \frac{16-9}{16} = 6,61 \text{ м}.$$

И на уровне шинного портала:

$$r_2 = 15,12 \cdot \frac{16-6}{16} = 9,45 \text{ м}.$$

## 10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В данном разделе мы будем проводить расчёт по методике укрупнённых стоимостных показателей. Расчёт проводится для ПС «Поронайской» для понимания того, сколько будет вложено капитала в модернизацию. Расчёт будет проводиться с коэффициентом перевода стоимости оборудования на четвёртый квартал 2020 года.

По формуле (89) определяем стоимость ячеек РУВН, НН ПС «Поронайская»:

$$k_{py} = (n_{35} \cdot k_{35} + n_{10} \cdot k_{10}) \cdot k_u \cdot k_p \quad (89)$$

где  $n_{35}$  – количество ячеек вакуумных выключателей 35 кВ;

$n_{10}$  – количество ячеек вакуумных выключателей 10 кВ;

$k_{35}$  – стоимость ячейки вакуумного выключателя 35 кВ;

$k_{10}$  – стоимость ячейки вакуумного выключателя 10 кВ;

$k_u$  – коэффициент перевода цен 2000 года на четвертый квартал 2020

год;

$k_p$  – районный коэффициент.

$$k_{py} = (9 \cdot 0,2 + 0,09 \cdot 9) \cdot 4,3 \cdot 1,6 = 17,65 \text{ млн.руб}$$

Определяем постоянную часть затрат при модернизации подстанции Поронайская (силовые трансформаторы в расчет не принимаются):

$$k_{пост} = k'_{пост} \cdot k_u \cdot k_p \quad (90)$$

где  $k'_{пост}$  - постоянная часть затрат на модернизацию ПС Поронайская:

$$k_{пост} = 2,1 \cdot 4,3 \cdot 1,6 = 144,48 .$$

Далее надо определить суммарное капиталовложение в модернизацию ПС Поронайская:

$$k_{nc} = k_{py} + k_{пост} \quad (91)$$

$$k_{ПС} = 17,65 + 144,48 = 162,13 \text{ млн.руб.}$$

Чтобы найти издержки на эксплуатацию и ремонт нового электрооборудования, используем формулу (92):

$$u_{AM} = k_{ПС} \cdot \alpha_{ам}, \quad (92)$$

где  $k_{ПС}$  - капитальные вложения в оборудование ПС Поронайская;

$\alpha_{ам}$  – нормы отчислений на амортизацию в год для подстанционного оборудования в год.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (93)$$

где  $T_{сл}$  - срок службы оборудования подстанционного оборудования:

$$и_{AM} = 162,13 \cdot \frac{1}{25} = 6,49 \text{ млн.руб}$$

Далее находим эксплуатационные издержки для оборудования по формуле:

$$u_{ЭК.ПС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot k_{ПС} \quad (94)$$

где  $\alpha_{ЭК.ПС}$  – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт оборудования.

$$и_{ЭК.ПС} = \frac{6}{100} \cdot 162,13 = 3,67 \text{ млн.руб.}$$

Расчеты показали, что стоимость реализации проекта по модернизации ПС Поронайская составляет 162,13 миллиона рублей, издержки на амортизацию основного оборудования составят 6,49 миллиона рублей /год, а на его эксплуатацию 3,67 миллиона рублей /год.

## 11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Релейная защита и автоматика – предназначены для быстрого нахождения повреждений в сетях и мгновенного их отключения с целью сохранить нормальный режим работ.

Исходя из ПУЭ, для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

В данной работе необходимо выбрать как устройства релейной защиты необходимо установить на линиях 10 кВ, на трансформаторах, а также необходимость установки в сети устройств автоматики.

Выбор средств РЗА в данной работе был осуществлен согласно рекомендациям, изложенным в «Правилах устройства электроустановок».

### **Дифференциальная токовая защита трансформатора**

Продольная дифференциальная защита основана на принципе сравнения значений и фаз токов в начале и конце линии. Для этого вторичные обмотки трансформаторов тока с обеих с обеих линии соединяются между собой проводами.

Продольная дифференциальная токовая защита, действующая без выдержки времени на отключение повреждённого трансформатора от неповреждённой части электрической системы и других электроустановок с помощью выключателей. Такая защита выполняется на одиночных трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более, а также на параллельно работающим трансформаторах мощностью 4,0 МВ·А.

Трансформаторы тока для продольной дифференциальной токовой защиты

устанавливаются с обеих сторон защищаемого трансформатора. Для двухобмоточных трансформаторов, имеющих схему соединения обмоток Y/Δ, вторичные обмотки трансформаторов тока на стороне высшего напряжения, как правило, соединяются в треугольник, а на стороне низшего напряжения в неполную звезду, при этом в дифференциальной цепи устанавливаются два реле.

Продольная дифференциальная токовая защита проводится с применением цифровых реле Сириус-ТЗ, обладающих улучшенной отстройкой от бросков намагничивающего тока, переходных и установившихся токов небаланса.

Чувствительность дифференциальной защиты проверяется при КЗ на выводах с учётом влияния на ток, протекающий в реле регулирования напряжения (РПН) при работе устройства автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Наименьшее значение коэффициента чувствительности – 2. Защита действует на отключение повреждённого трансформатора. Расчет выполняется в порядке, показанном ниже.

Номинальный ток на рассматриваемой стороне трансформатора:

$$I_{T.НОМ} = \frac{S_{T.НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (95)$$

где  $S_{T.НОМ}$  - номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{НОМ}$  - номинальное напряжение соответствующей обмотки, кВ.

$$I_{T.НОМ.ВН.} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,96 \text{ А};$$

$$I_{T.НОМ.НН.} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,35 \text{ А}.$$

Вторичные токи, текущие в плечах дифференциальной защиты

$$I_{\text{ВТОР.}i} = \frac{k_{\text{СХ}} \cdot I_{\text{Т.НОМ}}}{n_{\text{Ti}}}, \quad (96)$$

где  $k_{\text{СХ}}$  - коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ (присоединении обмоток в звезду  $k_{\text{СХ}} = 1$ ; при соединении обмоток в треугольник  $k_{\text{СХ}} = \sqrt{3}$ ;

$n_{\text{Ti}}$  - коэффициент трансформации ТТ (300/5 = 60 ВН, 1500/5=300 НН).

$$I_{\text{ВТОР.ВН.}} = \frac{1 \cdot 164,96}{60} = 2,75 \text{ А};$$

$$I_{\text{ВТОР.НН.}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 577,35}{300} = 16,6 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты выбирается исходя из двух условий: отстройки от броска тока намагничивания и отстройки от максимального тока небаланса.

Отстройка от броска апериодического тока намагничивания

$$I_{\text{С.З.}} = k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Т.НОМ}}, \quad (97)$$

где  $I_{\text{Т.НОМ}}$  - номинальный ток силового трансформатора со стороны питания, А;

$k_{\text{Н}}$  - коэффициент надежности;  $k_{\text{Н}} = 1,1 \dots 1,5$ .

$$I_{\text{С.З.}} = 1,5 \cdot 164,96 = 547,44 \text{ А};$$

Отстройка от максимального тока небаланса

$$I_{\text{С.З.}} = k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ.МАКС}}, \quad (98)$$

где  $k_{\text{Н}}$  - коэффициент надежности;  $k_{\text{Н}} = 1,3$ ;

$I_{\text{НБ.МАКС}}$  - максимальный ток небаланса, А.

$$I_{\text{НБ.МАКС}} = I_{\text{НБ}}^I + I_{\text{НБ}}^{II} + I_{\text{НБ}}^{III} + I_{\text{НБ}}^{IV}, \quad (99)$$

где  $I_{\text{НБ}}^I$  - первая составляющая тока небаланса, обусловленная неидентичностью характеристик намагничивания трансформаторов тока, А;

$I_{\text{НБ}}^{II}$  - вторая составляющая тока небаланса, связанная с наличием у силовых трансформаторов устройств РПН, А;

$I_{\text{НБ}}^{III}$  - третья составляющая тока небаланса, появляющаяся при неравенстве вторичных токов в плечах защиты, А;

$I_{\text{НБ}}^{IV}$  - первая составляющая тока небаланса, обусловленная несоответствием расчетных чисел витков обмоток быстро насыщающегося трансформатора установленным, А.

Первая составляющая тока небаланса

$$I_{\text{НБ}}^I = k_a \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{РАСЧ}}^{(3)}, \quad (100)$$

где  $k_a$  - коэффициент, учитывающий наличие в токе КЗ апериодической составляющей;

$k_{\text{одн}}$  - коэффициент, учитывающий неоднотипность трансформаторов тока в схеме защиты;

$\varepsilon$  - погрешность трансформаторов тока; принимается равной 0,1;

$I_{\text{РАСЧ}}^{(3)}$  - периодическая слагающая тока внешнего металлического трехфазного КЗ на стороне, противоположной источнику питания, А.

$$I_{\text{НБ}}^I = 1.1 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 3069 = 846,78 \text{ А};$$

Вторая составляющая тока небаланса

$$I_{НБ}^{II} = \left( \frac{\Delta N_{\alpha} \%}{100} * k_{ток.\alpha} \right) * I_{РАСЧ}^{(3)}, \quad (101)$$

где  $\Delta N_{\alpha} \%$  - пределы регулирования напряжения трансформатора;

$k_{ток.\alpha}$  - коэффициент токораспределения.

$$I_{НБ.}^{II} = \left( \frac{10}{100} \cdot 1 \right) \cdot 7968 = 796,8 \text{ A};$$

Третья составляющая при использовании дифференциальной защиты с применением токовых реле не учитывается. Четвертую составляющую в первом цикле расчетов не учитывают.

$$I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot (846,78 + 796,8) = 2136,65 \text{ A};$$

Ток срабатывания  $I_{сз}$  отстраивается от броска тока намагничивания

$$I_{сз} = 1,3 \cdot I_{НОМ}; \quad (102)$$

$$I_{с.з.}^I = 1,3 \cdot 164,96 = 214,45 \text{ A};$$

Берется большее из двух значений тока срабатывания защиты, т.е.

$$I_{с.з.} = 2136,65 \text{ A}.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.} = \frac{\sqrt{3} \cdot 2136,65}{60} = 61,68 \text{ A};$$

Ток в катушке реле в предположении, что он проходит по трансформаторам тока только на одной из сторон.

$$I_{Р.ПОЛН} = \frac{I_{кз.ВН}}{n_{Т.ВН}}, \quad (103)$$

где  $I_{кз.ВН}$  - ток протекающий при указанном повреждении по стороне

высшего напряжения трансформатора и приведенный к соответствующей ступени напряжения, А;

$n_{T.VH}$  - коэффициент трансформации трансформатора тока, установленного на высшем напряжении.

$$I_{P.ПОЛН} = \frac{7698}{60} = 124,16 \text{ А};$$

Предварительная проверка на чувствительность:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{P.ПОЛН}}{I_{C.P.}}, \quad (104)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{124,16}{61,68} = 2.01 \geq 1.5.$$

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Данная выпускная квалификационная работа посвящена реконструкции системы энергоснабжения центральной части города Поронайск, питание приходится на ПС «Поронайская».

Раздел «Безопасность и Экологичность» отвечают на вопросы, которые касаются безопасности во время проведения реконструкции ПС «Поронайская».

Также были рассмотрены вопросы безопасности во время работы обслуживающего персонала и был расчет негативных факторов влияния шумов.

### 12.1 Безопасность

В данном разделе одной из самых важных тем является охрана труда персонала. Ведь охрана труда – это слаженная система, которая отвечает за сохранение жизни и здоровья работников во время трудового процесса. Охрана труда включает в себя: правовые, социальные, экономические, санитарные и прочие процессы.

Все требования к производственным процессам по охране труда можно найти в ГОСТ 12.1.009-76. Данный гост устанавливает применяемые в науке, технике и производстве термины и определения основных понятий в области электробезопасности.

Электробезопасностью называется система организационных и технических мероприятий, которые обеспечивают защиту людей от вредного и опасного воздействия электрическими токами, дугами, а так же электромагнитными полями.

Травму, которая была получена в результате воздействия электрического тока или дуги, принято называть электротравмой.

Электрический ток, который происходит при прохождении через организм человека и вызывает фибрилляцию сердца, называют фибрилляционным током.

Напряжение между двумя точками цепи тока, которых одновременно касается человек – это напряжение прикосновения.

Напряжение возникающие между двумя точками цепи тока, которые

находятся одна от другой на расстоянии примерно метра (шага), называется напряжением шага.

Защитное заземление – электрическое соединение с землёй металлических токоведущих частей, которые вероятнее всего окажутся или могут оказаться под напряжением.

В ГОСТе 12.1.019-79 написан стандарт, который распространяется на электроустановки производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа, испытаний и эксплуатации. Этот ГОСТ так же отвечает за вредное воздействие на людей электрического тока и дуг, а также электромагнитного поля. Так же в ГОСТе прописана номенклатура видов защиты, работающих от воздействия электрического тока и дуг, а также электромагнитного поля.

По ГОСТу электробезопасность должна обеспечиваться: конструкцией электроустановок, техническими способами и средствами защиты, а также организационными и техническими мероприятиями.

Степень опасного и вредного воздействия на человека электрического тока и дуг, а также электромагнитного поля зависит от перечисленных ниже факторов: род и величина напряжения и тока; частота электрического тока; путь тока через тело человека; продолжительности воздействия электрического тока или электромагнитного поля на организм человека; условий внешней среды.

Чтобы обеспечить электробезопасность устанавливаются технические способы и средства защиты:

- а) способ электроснабжения (от стационарной сети, от автономного источника питания электроэнергией);
- б) режим нейтрали (средней точки) источника питания электроэнергией;
- в) вид исполнения;
- г) условия внешней среды;
- д) вид работы и др.

Чтобы обеспечить защиту от случайного прикосновения к токоведущим частям следует применять определённые способы и средства: ограждения

(временные или стационарные); безопасное расположение токоведущих частей; изоляция токоведущих частей; изоляция рабочего места; малое напряжения; защитное отключение; предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности.

Чтобы обеспечить защиту от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют защитные способы. Защитные способы можно расписать следующим образом: защитное заземление и зануление, выравнивание потенциала, система защитных проводов, защитное отключение, изоляция нетоковедущих частей, электрические сети и др.

Контроль по выполнению требований электробезопасности устанавливаются стандартами и должны проводиться на следующих этапах: проектирование, изготовление и эксплуатация.

## **12.2 Экологичность**

Экологическая безопасность – совокупность природных, социальных и прочих условий, которые обеспечивают безопасную жизнь и деятельность. Так же это допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов.

Систему мер, которые обеспечивают допустимое негативное воздействие природных и антропогенных факторов экологической среды на окружающую среду и самого человека называют экологической безопасностью.

Экологической безопасностью называется состояние защищённости жизненно важных экологических составляющих человека. Экологическая безопасность включает в себя права человека на чистую, здоровую природную среду, которая возникает когда нагрузка на природную сферу не превышает её способности к самовосстановлению.

Экологическая безопасность – состояние защищенности жизненно важных экологических интересов человека, прежде всего его прав на чистую, здоровую, благоприятную для жизни окружающую природную среду, возникающее при

достижении сбалансированного сосуществования окружающей природной среды и хозяйственной деятельности человека, когда уровень нагрузки на природную среду не превышает ее способности к самовосстановлению.

#### Расчет уровня шума трансформаторов

В ГОСТ 11677 указано, что корректированный уровень звуковой мощности трансформатора, в зависимости от типовой мощности, класса напряжения, вида системы должны быть не более, чем указаны в специальных таблицах.

Для трансформаторов со значениями типовой мощности, отличающимися от мощностей в ГОСТ корректированный уровень звуковой мощности, определяют по ближайшим значениям большей мощности в таблицах.

В последнее время больше внимания стали уделять тому, чтобы снизить неблагоприятное воздействие от работы объектов энергетики на окружающую среду и непосредственно на самого человека. Шум, создаваемый энергетическим оборудованием, как раз и является таким воздействием. При решении комплекса проблем для предотвращения экологического кризиса вопрос о снижении шумового воздействия так же не стоит упускать из вида и он должен быть рассмотрен.

Шум различно может влиять на здоровье человека. Из безобидного это может быть простое раздражение, а самым серьезным влиянием можно считать патологические заболевания внутренних органов. Слух человека страдает обычно в первую очередь, а повреждение слуха ведёт за собой вред нервной и сосудистой системе. Повышенный шум так же может являться причиной бессонницы, быстрой утомляемости, агрессии, а так же нанести серьезный вред психике человека. Так же под влиянием шума у человека может повышаться кровяное давление, нарушаться функция щитовидной железы, страдать надпочечники. Все эти факторы ведут к чрезмерной активности мозга и центральной нервной системы.

Одними из самых шумных производственных трансформаторов считаются силовые. Шум трансформатора появляется из-за вибрации активной части и

вентиляторов системы охлаждения. Трансформатор может стать более шумным, если в его отдельных элементах возникли резонансные явления.

Активная часть трансформатора вибрирует и это обусловлено магнитными и электромагнитными силами в системе, а так же динамическими силами в обмотках. Вибрация возникает из-за магнитострикции. Магнитострикция – явление, при котором происходит деформация кристаллической решётки магнитного материала при намагничивании этого материала.

В процессе возрастания индукции сначала происходит смещение границ кристаллов материала, а затем их вращение, что ведет к изменению линейных размеров стали. Магнитострикционное удлинение листа стали может достигать нескольких десятков микрон на один метр длины. При перемагничивании магнитной системы трансформаторов индукция в ней достигает максимума дважды за один период частоты переменного тока, что соответствует двукратному изменению длины листов стали магнитной системы. Это ведет к периодическим колебаниям магнитной системы на удвоенной частоте переменного электрического тока (вибрация с частотой 100 Гц при частоте сети 50 Гц).

В стыковых соединения магнитные силы проявление магнитных сил наиболее выражено.

Обмотка – является одним из источников шума трансформаторов. Проводники обмотки которой вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. В данном случае, торцевые части обмоток, прессующие кольца, детали крепления генерируют звук.

Далее проведём расчёт негативных факторов влияния шумов на организм человека.

Для проведения расчетов, необходимо:

- 1) определить допустимый уровень шума;
- 2) определить шумовые характеристики;
- 3) суммарный уровень шума.

Изначально определяем допустимый уровень шума. Он зависит от типа территории, которые прилегают к ПС. Выбранная территория относится к «Жилые комнаты квартир, жилые помещения домов отдыха, пансионатов, домов-интернатов для престарелых и инвалидов, спальные помещения в детских дошкольных учреждениях и школах-интернатах».

Для трансформатора ТМ-2500 скорректированный уровень звуковой мощности: 76 дБА.

$$L_A = L_{WA} - 10 \lg \left( \frac{2\pi R^2}{S_0} \right) \quad (105)$$

где  $R$  - расстояние от источников ТР1 и ТР2 до расчетной точки.

$L_{WA}$  - скорректированный уровень звуковой мощности

$S_0$  равняется  $1 \text{ м}^2$

Для первого трансформатора:

$$L_{A1} = 76 - 10 \lg \left( \frac{2\pi \cdot 55^2}{1} \right) = 33,21 \text{ дБА.}$$

Для второго трансформатора:

$$L_{A2} = 76 - 10 \lg \left( \frac{2\pi \cdot 56,3^2}{1} \right) = 33,01 \text{ дБА.}$$

Суммарный уровень шума в расчетной точке можно определить по формуле:

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot L_{Ai}} \quad (106)$$

$$L_{A\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 66,22} = 36,42 \text{ дБА.}$$

Проверяем условие  $L_{A\Sigma} \leq \Delta Y_{LA}$ :

$$36,42 \leq 45 \text{ дБА.}$$

Получилось, что  $L_{A\Sigma} \leq \Delta Y_{LA}$ , следовательно, предусматривать мероприятия по снижению шума не требуется.

### 12.3 Чрезвычайные ситуации

В результате аварии или опасного природного явления на определённой территории может возникнуть чрезвычайная ситуация. Катастрофы, стихийные бедствия могут повлечь за собой серьёзный ущерб здоровью человека, а порой даже и жертвы. Так же, если нанесён серьёзный вред окружающей среде, это тоже принято записывать в чрезвычайные ситуации.

В ГОСТ 12.1.004-91 о системе стандартов безопасности труда, в котором как раз и говорится о пожарной безопасности, написано о том, что применяемая пожарная техника должна обеспечивать эффективное тушение пожара (загорания), быть безопасной для природы и людей.

Процесс горения, вышедший из-под контроля, который создаёт угрозу жизни людей, а также способный уничтожить материальные ценности и нанести вред окружающей среде, принято называть пожаром.

Если пожар был обнаружен, то его необходимо как можно быстрее потушить.

Пожар может возникнуть на силовых трансформаторах и выключателях. Причина возникновения пожара может состоять в том, что появились какие-то внутренние повреждения, которые могли возникнуть в результате КЗ, износа, сгорания изоляции. Так же, причиной пожара на силовых трансформаторах может состоять в ухудшении качества трансформаторного масла.

Если на трансформаторе возник пожар, то первым делом его отсоединяют от сети и заземляют. Так же производится теплоизоляция от остального оборудования. Если пожар развился, то необходимо при помощи водяных струй защитить соседние металлоконструкции и оборудование, которые так же отключены от сети и заземлены. Для снижения интенсивности теплового излучения от очага горения используется теплоизоляционная преграда. В закрытых помещениях роль теплоизоляционной преграды может играть водяная завеса.

Нельзя тушить горящее трансформаторное масло водяными струями. Это может только увеличить площадь пожара.

Здания ПС должны иметь степень огнестойкости не ниже II.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы «Реконструкция системы электроснабжения центральной части города Поронайск», был предложен вариант реконструкции сети.

Во время выполнения выпускной квалификационной работы, я закрепила свои теоретические и практические знания по данным дисциплинам, которые были ранее пройдены в университете и которые непосредственно помогли в выполнении ВКР.

Я произвела расчёт токов короткого замыкания на ПС «Поронайская». Также расчёт был произведён на всех прилегающих фидерах. По результатам данных расчётов я выбрала и проверила оборудования подстанции.

И также был произведён расчёт на отходящих фидерах, который послужил базой для расчёта релейной защиты линии.

Для обеспечения безопасности на ПС «Поронайской» спроектирована система заземления и молниезащиты. Данная должна быть надёжной защитой и защищать подстанцию от прямых ударов молнии.

Была проведена замена устаревшего оборудования, а провода 10 кВ я проверила на термическую стойкость.

В результате действий, которые были описаны в ВКР, можно обеспечить качественное и надёжное электроснабжение как существующих, так и новых потребителей. Так же, это повысит пропускную способность сетей, что в свою очередь снизит потери напряжения и мощности.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 РД 34.20.185-94 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей»
- 2 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 327с.
- 3 Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001.- 928 с.
- 4 ГОСТ 29322-2014 «Напряжения стандартные»
- 5 ГОСТ 28249-93 «Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ»
- 6 Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / под ред. Ю.Н. Макурина. - Екатеринбург.: ГОУ-ВПО УГТУ-УПИ, 2005. – 52 с.
- 7 ГОСТ 14209–85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1)»
- 8 ГОСТ 11677-85 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)»
- 9 ГОСТ 687-78 «Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2)»
- 10 ГОСТ 1983-89 «(СТ СЭВ 2734-80, МЭК 44-4-80, МЭК 186-87) Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
- 11 Балаков, Ю.Н. Проектирование схем электроустановок. Учебное пособие для ВУЗов, 2-е издание / Ю.Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 288 с.
- 12 ГОСТ Р 52726-2007 «Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним. Общие технические условия»
- 13 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т.В. Чирикова. – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 448 с.

- 14 Шаповалов, И.Ф. Справочник по расчету электрических сетей / 3-е изд., перераб. и доп. / И.Ф. Шаповалов. – Киев.: Будивельник, 1986. – 111 с.
- 15 Хромченко Г.Е. Проектирование кабельных сетей и проводок / под общ. ред. Г.Е. Хромченко. - М.: Энергия, 1980. – 379 с.
- 16 РД 153-34.3-35.125-99 «Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»
- 17 Карякин, Р.Н. Заземляющие устройства промышленных установок / Р.Н. Карякин, В.И. Солнцев. - М.: Энергоатомиздат, 1989 – 191 с.
- 18 РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»
- 19 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 112 с.
- 20 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности / А.Б. Булгаков. - Благовещенск: АмГУ, 2013.
- 21 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Модуль «Теоретические основы безопасности жизнедеятельности» / А.Б. Булгаков. - Благовещенск: АмГУ, 2014.
- 22 ГОСТ 12.1.009-76 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Термины и определения»
- 23 ГОСТ 12.1.019-79 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты (с Изменением N 1).»
- 24 ГОСТ 11677-85. «Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4)»
- 25 ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1)»
- 26 СТО СМК 4.2.3.21-2018. Оформление выпускных квалификационных и курсовых работ (проектов) / сост.: Л.А. Проказина, Н.А. Чалкина, С.Г. Самохвалова. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2018. – 75 с.