

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

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

Факультет Энергетический  
Кафедра Энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция системы электроснабжения поселка Могот  
Тындинского района Амурской области

Исполнитель студент группы 242об4	_____	Р.В. Григоренко
Руководитель доцент	_____	П.П. Проценко
Нормоконтроль доцент, канд.тех.наук	_____	А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ  
И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ 2016 г.  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента \_\_\_\_\_

1. Тема бакалаврской работы: \_\_\_\_\_

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к бакалаврской работе: \_\_\_\_\_

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

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

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Энергоэкономическая характеристика района проектирования.....	9
1.1 Физико-географическое описание п. Могот.....	9
1.2 Климатическая характеристика района.....	9
1.3 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии.....	10
2 Расчет электрических нагрузок.....	11
2.1 Расчёт электрических нагрузок бытовых потребителей.....	11
2.1.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий.....	11
2.1.2 Расчёт ЭН зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения.....	13
2.2 Расчёт ЭН коммунально-бытовых потребителей.....	14
2.3 Расчёт осветительной нагрузки.....	16
2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ.....	17
3 Распределительные сети 0,4 кВ.....	19
3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ.....	19
3.2 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ.....	20
3.3 Определение потерь мощности, энергии и напряжения в сетях 0,4кВ..	22
4 Выбор числа и мощности трансформаторов 10/0,4 кВ.....	24
4.1 Выбор схемы и конструкции ТП.....	26
5 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ.....	28
5.1 Расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ ТП.....	29
5.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ.....	30
5.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ.....	31
5.4 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ.....	31
5.4.1 Определение потерь напряжения в сети 10 кВ.....	32
5.4.2 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ.....	33
6 Расчет токов короткого замыкания.....	34
6.1 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ.....	36

6.2	Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ.....	40
7	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ.....	45
8	Выбор и проверка электрических аппаратов.....	47
8.1	Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ.....	47
8.2	Выбор и проверка оборудования на 10 кВ.....	49
8.2.1	Выбор комплектных распределительных устройств.....	49
8.2.2	Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУН-59.....	50
8.2.3	Выбор и проверка разъединителей.....	52
8.2.4	Выбор трансформатора тока.....	53
8.2.5	Выбор трансформатора напряжения.....	59
8.2.6	Выбор и проверка предохранителей.....	60
8.2.6.1	Предохранители для трансформатора собственных нужд.....	61
8.2.7	Выбор жестких шин.....	61
8.2.8	Выбор опорных изоляторов.....	63
8.3	Выбор и проверка оборудования на 35 кВ.....	64
8.3.1	Выбор трансформаторов на подстанции.....	64
8.3.2	Выбор и проверка выключателя напряжением 35 кВ.....	66
8.3.3	Выбор и проверка разъединителя.....	70
8.3.4	Выбор и проверка трансформатора тока 35 кВ.....	71
8.3.5	Выбор ограничителей перенапряжения.....	72
8.3.6	Выбор высокочастотных заградителей.....	75
9	Расчет надежности системы электроснабжения.....	77
10	Молниезащита и заземление подстанции «Могот».....	83
10.1	Расчет заземления подстанции «Могот».....	83
10.2	Расчет молниезащиты ОРУ.....	88
11	Релейная защита и автоматика.....	91
11.1	Защита линий 10 кВ.....	91
11.2	Защита трансформатора.....	96
11.3	Автоматический ввод резерва.....	106
11.4	Автоматическое повторное включение.....	107

11.5 Автоматическая частотная разгрузка.....	107
12 Безопасность и экологичность.....	109
12.1 Безопасность проекта.....	109
12.2 Экологичность проекта.....	112
12.3 Чрезвычайные ситуации.....	115
Заключение.....	118
Библиографический список.....	120

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 122 с., 14 рисунков, 20 таблицы, 33 источника, 6 приложений.

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

В данной выпускной квалификационной работе проведена реконструкция системы электроснабжения поселка Могот Тындинского района. Дано описание района; произведен расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей. Был осуществлен выбор количества и типов трансформаторов на комплектных трансформаторных подстанциях, кабельных линий, определена надёжность работы подстанции «Могот». Произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки низковольтного и высоковольтного электрооборудования; определены параметры заземляющих устройств ОРУ 35 кВ, зоны защиты от прямых ударов молнии, рассмотрен расчет релейной защиты трансформаторов и отходящих линий.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
КТПН	-	комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
ЛС	-	линии связи
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТН	-	трансформатор напряжения
ЭН	-	электрические нагрузки
ЧС	-	чрезвычайные ситуации

## ВВЕДЕНИЕ

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

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

Целью написания выпускной квалификационной работы является реконструкция системы электроснабжения поселка Могот Тындинского района Амурской области, так как система электроснабжения устарела физически и морально, а именно не удовлетворяет требованиям по надёжности и способности обеспечивать потребителей необходимым количеством электроэнергии.

Для модернизации систем электроснабжение необходима замена деревянных опор на железобетонные, так как степень износа довольно велика, замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные провода СИП, которые при равнозначных капиталовложениях обладают повышенной технологичностью строительства, обеспечивают высокую надежность электроснабжения при значительно меньших эксплуатационных затратах и безопасность обслуживающего персонала и населения.

Также в бакалаврской работе представлен раздел безопасности жизнедеятельности, где рассматриваются вопросы охраны труда работников, безопасных методов производства электромонтажных работ.

# 1 ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Поселок Могот Тындинского района Амурской области питается от городской подстанции «Могот» 35/10 кВ.

## 1.1 Физико-географическое описание п. Могот

Поселок Могот расположен на севере Тындинского района Амурской области. На севере граничит с республикой Саха-Якутия.



Рисунок 1 – Географическая карта Амурской области

Районным центром является город Тында. Расстояние от поселка до районного центра - 76 км.

Численность наличного населения поселка на 1 января 2012 года составила 2813 человек

## 1.2 Климатическая характеристика района

Климат носит муссонный характер: влажное дождливое лето и холодная малоснежная зима. Зимой ветры дуют с запада, северо-запада на восток. Летом дуют теплые южные, юго-восточные ветры.

Средняя температура воздуха в январе минус 27,10, в июле - 21,10, среднегодовая - минус 1,20. Осадков 534 мм (м.-ст. Тында).

Воздушные линии электропередач и линии связи подвержены воздействиям атмосферных процессов. Механические нагрузки на провода и

опоры определяются, прежде всего, скоростью ветра, гололедно-изморозевыми отложениями и грозовой деятельностью. Правильный выбор внешних расчетных параметров, формирующихся под воздействием климата, обеспечивает надежность работы ЛЭП и ЛС.

Основные характеристики климатических условий поселка Могот:

- относится к первому району по ветровой нагрузке при гололеде (менее 150 г/м);
- к первому району по давлению ветра 400 Па (25 м/с);
- по среднегодовой продолжительности гроз от 20 до 30 часов;
- первый район по толщине стенки гололеда (менее 10,0 мм).

### **1.3 Характеристика источников электроснабжения и потребителей электроэнергии.**

Реконструируемая подстанция “Могот” 35/10 кВ предназначена для электроснабжения существующих и вновь вводимых нагрузок в поселке Могот. Подстанция питается по одной линии выполненной проводом АС – 120 (1,23 км) и АС – 270 (2,8 км).

Подстанция питает по четырем фидерам 31 трансформаторную подстанцию типа ТМ. Фидера прокладываются в земляных траншеях.

Данные ТП осуществляют электроснабжение потребителей со стороны 0,4 кВ. Электроприемники поселка согласно ПУЭ относятся ко второй и третьей категории.

## 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Важнейшей предпосылкой рационального выбора систем электроснабжения является правильное определение расчетных нагрузок, в зависимости от которых устанавливаются параметры всех элементов схемы. Расчётной называют нагрузку, по которой определяют и выбирают электрооборудование, мощность источников питания, сечение кабелей и проводов, мощность трансформаторов.

Особенностью расчёта в сельских системах является то, что данные о характеристиках электроприёмников могут быть не известны, да и учесть их практически невозможно, поэтому для определения нагрузок пользуются различными методами. Расчёт произведём с помощью метода удельных электрических нагрузок.

По характеру электропотребления и показателям электрической нагрузки все потребители села разбиваются на следующие группы: потребители селитебных зон, промышленные потребители, коммунальные потребители. Часть потребителей относится к социально - значимым объектам, таких как котельная.

### 2.1 Расчёт электрических нагрузок бытовых потребителей

#### 2.1.1 Расчёт электрических нагрузок жилых зданий

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

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

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

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

$n$  - количество квартир.

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

$$P_{p.уст} = k_c \sum_{i=1}^n P_{уст.i}, \quad (2)$$

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

$n$  – количество насосов;

$P_{уст.i}$  – установленная мощность двигателей насосов, кВт.

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

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома определяется по выражению:

$$P_{p.жил.дом} = P_{p.кв.} + k_y \cdot P_c, \quad (3)$$

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

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

Для примера рассчитаем нагрузку жилого двухэтажного дома №14, где имеется 2 подъезда, 16 квартир:

$$P_{кв} = P_{уд.кв.} \cdot n = 3,85 \cdot 16 = 61,6 \text{ кВт}; \quad (4)$$

$$Q_{кв} = P_{кв} \cdot \text{tg} \varphi = 61,6 \cdot 0,2 = 12,32 \text{ квар}; \quad (5)$$

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

Рассчитаем ток:

$$I_{кв} = \frac{S_{кв}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн}} = \frac{62,82}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 90,67 \text{ А}. \quad (7)$$

### 2.1.2 Расчёт ЭН зданий со встроенными объектами коммунально-бытового назначения

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

$$P_{р.ж.дом} = P_{кв} + P_c + k_y \cdot P_{общ}, \quad (8)$$

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

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

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

$k_y$  – коэффициент участия в максимуме нагрузки общественно – коммунальных потребителей.

Для определения расчётной реактивной мощности используется выражение:

$$Q_{р.ж.дом} = P_{р.ж.дом} \cdot tg\varphi_{ж.д}, \quad (9)$$

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

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{р.ж.д}^2 + Q_{р.ж.д}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0.4}. \quad (10)$$

Для примера рассчитаем электрическую нагрузку жилого дома, со встроенной в него аптекой. В доме имеется 5 этажей, 30 квартир. Коэффициент мощности квартир:  $tg\varphi_{кв} = 0,2$ . Встроенная аптека имеет общую площадь 80

м<sup>2</sup>. Коэффициент мощности аптеки:  $\text{tg}\varphi_{\text{апт}} = 0,43$ . Коэффициент участия в максимуме нагрузки  $k_y = 0,6$ .

Расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт:

$$P_{\text{кв}} = 2,9 \cdot 30 = 87 \text{ кВт.} \quad (10)$$

Реактивная мощность:

$$Q_{\text{кв}} = P_{\text{кв}} \cdot \text{tg}\varphi = 87 \cdot 0,2 = 17,4 \text{ квар.} \quad (11)$$

Нагрузка аптеки:

$$P_{\text{апт}} = P_{\text{уд.}} \cdot S \cdot k_{\text{уч}} = 0,14 \cdot 80 \cdot 0,6 = 6,72 \text{ кВт.} \quad (12)$$

$$Q_{\text{апт}} = P_{\text{апт}} \cdot \text{tg}\varphi = 6,72 \cdot 0,43 = 2,89 \text{ квар.} \quad (13)$$

Суммарная активная нагрузка дома:

$$P_{\text{жил.дом.}} = P_{\text{кв.}} + P_{\text{апт}} = 87 + 6,72 = 93,72 \text{ кВт.} \quad (14)$$

Суммарная реактивная нагрузка дома:

$$Q_{\text{жил.дом.}} = Q_{\text{кв.}} + Q_{\text{апт}} = 17,4 + 2,89 = 20,29 \text{ квар.} \quad (15)$$

Полная нагрузка объекта:

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

Расчетный ток для дома:

$$I_{\text{жил.дом.}} = \frac{S_{\text{жил.дом.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{95,891}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 138,407 \text{ А.} \quad (16)$$

## 2.2 Расчёт ЭН коммунально-бытовых потребителей

Наряду с жилыми зданиями в городе имеются объекты общественного значения, например учреждения культурного значения, просвещения, здравоохранения, связи, общественного питания, школы, детские сады, и

прочие объекты. На данном проектируемом районе имеются школы, детские сады, офисные здания. В целом методика расчёта является той же самой что и в предыдущем пункте, где используются удельные показатели.

Рассмотрим пример расчета на объекте школа № - 5.

Электрическая нагрузка школ определяется по выражению:

$$P_{шк} = P_{шк.уд} \cdot n, \quad (17)$$

где  $P_{шк.уд}$  – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников школы, кВт/учащийся, [1, таб.2.2.1.];

$n$  – количество учащихся.

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

Электрическая нагрузка школ определяется:

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

Полная нагрузка школы:

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

Рассчитаем ток:

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

Электрическая нагрузка гаражей определяется по выражению:

$$P_{гар.} = \sum_I^n P_{гар.уд}, \quad (18)$$

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

$n$  – количество гаражей.

Аналогично произведем расчет для всех объектов на плане. Составим экспликацию района для 7 ТП, которые питают данные объекты. Результаты расчета приведены в приложении А, таблица А 1.

### 2.3 Расчёт осветительной нагрузки

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

$$P_{освещ} = P_{уд} \cdot l, \quad (19)$$

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

$l$  – длина проезжей части, км.

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 - Исходные и расчетные значения для определения электрической нагрузки уличного освещения

Название улицы	l, км	$P_{уд}$ , кВт/км	$P_{освещ}$ , кВт
Транспортная	1,16	10	11,6
Таежная	1,23	10	12,3
Строителей	2,16	10	21,6
Центральная	2,12	10	21,2
Дачная	1,35	10	13,5
Железнодорожная	1,15	10	11,5
Апрельская	0,55	10	5,5
Итого			97,2

Выбираем воздушные провода на железобетонных опорах типа СИП 2А сечением 16 мм<sup>2</sup>. А так же выбираем натриевые лампы типа ДНаТ-250.

## 2.4 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ

Результирующая нагрузка потребителей не может быть определена простым суммированием нагрузок отдельных потребителей. Следует учитывать характер электропотребления каждого рассматриваемого потребителя и то, что максимумы нагрузки потребляются не в одно и то же время. При расчёте нагрузок должен быть учтён данный фактор во избежание необоснованного удорожания схемы. Определение максимумов осуществляется с помощью коэффициента участия в максимуме нагрузки.

Расчёт суммарной нагрузки выполняется следующим образом. Сначала устанавливается основной потребитель, формирующий максимум нагрузки, и по отношению к этому потребителю нагрузки остальных потребителей вводятся с соответствующими коэффициентами:

$$P_{\Sigma} = P_{\text{макс.}} + k_{\text{у.м1}} \cdot P_1 + k_{\text{у.м2}} \cdot P_2 + \dots + k_{\text{у.мi}} \cdot P_i, \quad (20)$$

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

$k_{\text{у.мi}}$  – коэффициент участия в максимуме отдельного потребителя;

$P_i$  – расчётная мощность отдельного потребителя.

$$Q_{\Sigma} = Q_{\text{макс.}} + k_{\text{у.м1}} \cdot Q_1 + k_{\text{у.м2}} \cdot Q_2 + \dots + k_{\text{у.мi}} \cdot Q_i, \quad (21)$$

где  $Q_{\text{макс.}}$  - наибольшая нагрузка здания из числа зданий, квар;

$Q_i$  - расчетная нагрузка других зданий, питающих по линии, квар;

$k_{\text{у.мi}}$  - коэффициент участия в максимуме, [1, таб.2.3.1.].

Полная мощность нагрузки по ТП определяется следующим образом:

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

Приведем пример расчета первой ТП:

$$P_{ТП1} = 118 + 1,6 + 61,6 + 20 + 51,6 + 14,5 = 267,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{ТП2} = 10 + 0,32 + 12,32 + 4 + 10,32 + 2,9 = 39,86 \text{ квар};$$

$$S_{ТП2} = \sqrt{P_{ТП2}^2 + Q_{ТП2}^2} = \sqrt{267,3^2 + 39,86^2} = 229,272 \text{ кВА}.$$

Результаты расчета полной мощности нагрузки по поселку представлены в приложении А.

## 3 РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ 0,4 КВ

### 3.1 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

К распределительной сети предъявляются следующие основные требования:

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

Распределительные сети до 1000 В должны выполняться трёхфазными четырёхпроводными с глухим заземлением нейтрали на напряжение 380/220 В. Как показывают многочисленные расчёты, это напряжение является наиболее экономичным для жилых зданий и сооружений. Схема должна строиться таким образом, чтобы являлась наиболее экономичной и удобной в эксплуатации. Поврежденный участок должен легко обнаруживаться и быстро заменяться, при этом должно отключаться как можно меньше потребителей. Различают следующие варианты схемы сети 0,4 кВ: петлевая, кольцевая, лучевая. Наиболее надёжной и экономичной считается петлевая схема. Кольцевая схема применяется в основном для питания потребителей третьей категории, так как в отличие от петлевой схемы питающие линии отходят от одной секции шин трансформатора. Лучевые схемы питания используют для одиночных объектов. Лучи выполнены в виде двойной кабельной линии, что повышает надёжность электроснабжения потребителей офисных зданий, и многоквартирных жилых домов. Луч, выполненный в виде одиночной кабельной линии, применяется для питания небольшой группы потребителей, частного сектора. В выпускной квалификационной работе принимается петлевая схема электроснабжения.

### 3.2 Выбор сечений линий распределительной сети 0,4 кВ

Сечения проводников 0,4 кВ, должны удовлетворять достаточной механической прочности, прохождению тока нагрузки без перегрева выше допустимых температур. Сечение должно удовлетворять допустимой потере напряжения, срабатыванию коммутационно-защитной аппаратуры при токах короткого замыкания. Также количество сечений проводов должно быть минимальным для удобства прокладки и замены в случаях повреждения.

Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимается ток после аварийного режима. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее стандартное сечение.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (23)$$

где  $S_p$  - расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_n$  - номинальное напряжение.

По расчетному току определяется сечение линий, [3, таб.2.8.124.].

Выбранное сечение провода должно быть проверено:

- на термическую стойкость провода при токах КЗ;
- на допустимое отклонение напряжения у потребителя;
- на обеспечение надежного срабатывания автоматических выключателей при однофазных и междуфазных КЗ и перегрузках.

По расчётному току нагрузки принимаем сечение, имеющее длительно допустимый ток, превышающий расчётный.

Для воздушных линий электропередач будем использовать самонесущие изолированные провода СИП 2А. Для ответвлений ВЛИ до 1 кВ к вводам в здания примем коаксиальные кабельные ввода. Кабельные линии прокладываются непосредственно в земле, в траншеях. Примем кабель марки АПВГ. Кабель с алюминиевой жилой, изоляция из сшитого

полиэтилена, оболочка из поливинилхлоридного пластика и с продольной герметизацией водобликирующими лентами. Срок службы не менее 30 лет.

Самонесущие изолированные провода (СИП) предназначены для передачи и распределения электрической энергии в воздушных силовых и осветительных сетях на напряжение до 0,4/1 кВ.

На воздушных линиях электропередачи 0,38 – 10 кВ ставим железобетонные опоры, так как степень износа деревянных опор довольно велика.

Рассмотрим выбор распределительных линий, питающихся от ТП № 1, результаты расчета приведены в приложении Б, таблица Б 1.

Приведем пример расчета сечения провода на участке ТП 1- 1:

Линию выполним двухцепной, так как котельная является значимым объектом. Ток кабеля в нормальном режиме определяется:

$$I_p = \frac{118,4}{(\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2)} = 85,448 \text{ А.}$$

Принимаем сечение 25 мм<sup>2</sup> с длительно допустимым током 115 А.

В домах, где имеется два вводных устройства, каждая питающая линия подходит к ВРУ, между ВРУ имеется провод того же сечения, что и на головных участках. Ток в линии питающей гаражи составляет 10 А, выбираем сечение 16 мм<sup>2</sup>.

Ток линии питающей 8 дом составляет 138,407 А. Линию выполним двухцепной, так как жилой дом является домом повышенной комфортности, и в нем имеются встроенные объекты, следовательно, ток составит:

$$I_1 = \frac{I_1}{2} = \frac{138,407}{2} = 69,203 \text{ А.} \quad (24)$$

Выбираем провод сечением 16 мм<sup>2</sup>, длительно допустимый ток составляет 70 А, в послеаварийном режиме одна линия сможет выдержать всю

нагрузку. В расчёте используется наименьшее количество сечений провода, это необходимо для удобства прокладки.

### **3.3 Определение потерь мощности, энергии и напряжения в сетях 0,4кВ**

Правильный выбор электрооборудования, определение рациональных режимов его работы, выбор самого экономичного способа, повышение коэффициента мощности дают возможность снизить потери мощности и энергии в сети и тем самым определить самый экономичный режим в процессе эксплуатации.

Потери мощности в линии определяются по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}, \quad (25)$$

где  $I_p$  – расчетный ток участка, А;

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

$l$  – длина участка, км.

Энергия, теряемая на участке линии, определяется по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau, \quad (26)$$

где  $\tau$  – время потерь, час.

Время потерь определим по выражению:

$$\tau = \left( 0.124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (27)$$

где  $T_i$  – число часов использования максимальной нагрузки, час, [2, с 263.].

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения.

Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 32144-2013 нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое 10 %.

Потери напряжения в линиях определяются по формуле:

$$\Delta U = \frac{I \cdot l \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi) \cdot 100\%, \quad (28)$$

где  $I$  - рабочий максимальный ток, А;

$l$  - длина линии в км;

$U_{ном}$  - номинальное напряжение;

$r_0$  и  $x_0$  - удельные активные и индуктивные сопротивления Ом/км, [3, таб.2.8.2.].

Приведем пример для расчета потерь мощности на участке линии ТП1-1:

$$\Delta P = 3 \cdot 89,945^2 \cdot 1,2 \cdot 150 \cdot 10^{-6} = 4,364 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 4,364 \cdot 2886 = 12594 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta U = \frac{89,945 \cdot 150 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{3}}{400} \cdot (1,2 \cdot 0,98 + 0,091 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 3,973\%.$$

Потери мощности не превышают 10%, а потеря напряжения на любом из участков входит в пределы, регламентированные ГОСТ 32144-2013.

Потери мощности, энергии и напряжения на остальных участках приведены в приложения Б, таблица Б 2.

#### 4 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

Выбор числа и мощности трансформаторов производится в зависимости от расчетной активной мощности. Расчетные мощности для всех трансформаторных подстанций получены в результате суммирования расчетных мощностей на линиях 0,4 кВ, подходящих к ТП. Теперь перейдем к выбору числа и мощности силовых трансформаторов на ТП.

В большинстве случаев, от рассматриваемых ТП питается нагрузка преимущественно второй и третьей категории надёжности. В соответствии с требованиями [9], где говорится следующее:

- для питания электроприёмников второй категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады;

- для электроприёмников третьей категории допустимы перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены повреждённого элемента системы электроснабжения, но не более одних суток.

Поэтому в данной работе рассмотрим следующий вариант реконструкции системы электроснабжения поселка.

В связи с требованиями, предъявляемыми ПУЭ к строящимся и реконструируемым системам электроснабжения, необходим перевод линий электропередачи с воздушных на кабельные, либо переход к проводам марки СИП. При этом повысится коэффициент загрузки трансформаторов, уменьшатся потери, связанные с недогруженностью силовых трансформаторов.

На многих ТП коэффициенты загрузки трансформаторов не соответствуют оптимальному значению, так как нагрузка с каждым годом возрастает. В этом случае произведем замену трансформаторов на более мощные. Заменяем трансформаторы для ТП 6.

Необходимо подбирать то число и мощность трансформаторов на ТП, которые будут соответствовать расчётной нагрузке данной ТП.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_T = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3^{ОПТ}}, \quad (29)$$

где  $P_p$  - расчётная нагрузка, МВт;

$Q_{неск}$  - некомпенсированная мощность, текущая от источника мощности через трансформатор, Мвар;

$n_T$  - число трансформаторов;

$K_3^{ОПТ}$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Для потребителей первой и второй категории для двух-трансформаторных подстанций коэффициент оптимальной загрузки составляет:  $K_3^{ОПТ} = 0.7$ , а для однострансформаторных подстанций  $K_3^{ОПТ} = 0.85$ .

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

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (30)$$

$$K_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (31)$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме должен быть равен 0,5 - 0,75, в послеаварийном не более 1,4.

Рассмотрим выбор силового трансформатора ТП № 1.

$$S_T = \frac{270,63}{2 \cdot 0,7} = 193,3 \text{ кВА.}$$

Выбору подлежит трансформатор ТМ-250/10/0,4:  $S_{Тном} = 0,25 \text{ МВА}$ , [4, с.377.].

Проверка правильности выбора:

$$K_3^{норм} = \frac{270,63}{2 \cdot 250} = 0,54;$$

$$K_3^{n/ав} = \frac{270,63}{250} = 1,08.$$

Трансформаторы загружены оптимально.

Сведём результаты расчёта в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчетные данные по трансформаторам на ТП

Номер ТП	Полная мощность на шинах 0.4 кВ, кВА	Расчётная мощность, кВА	Трансформаторы
1	270.63	193.307	2xТМ-250
2	939.41	671.01	2xТМ-1000
3	595.345	425.25	2xТМ-630
4	320.968	377.609	1xТМ-400
5	379.24	270.886	2xТМ-400
6	595.829	425.59	2xТМ-630
7	240.12	171.51	2xТМ-250

#### 4.1 Выбор схемы и конструкции ТП

Подстанции рекомендуется выполнять по простейшим схемам без силовых выключателей на вводах, без сборных шин на стороне высшего напряжения. Установка выключателей допускается на вводах при

необходимости аварийного переключения вводов или параллельной их работе, а также на вводе крупных узловых и транзитных подстанций.

Примем КТП наружной установки на напряжение до 10 кВ мощностью 160, 250, 400, 630 кВА. Они предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц при номинальном напряжении 0,4 кВ и глухозаземленной нейтралью.

Подстанции предназначены для электроснабжения напряжением 0,4 кВ городских и сельскохозяйственных объектов, а также строительных площадок.

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

Высоковольтный ввод в подстанцию 6 (10) кВ - кабельный или воздушный; выводы отходящих линий 0,4 кВ - кабельные или воздушно-кабельные. Наглядный вид КТПН представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Внешний вид комплектной трансформаторной подстанции

Достоинства данных подстанций:

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

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

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

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

## 5 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА СТОРОНЕ 10 КВ

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

Расчетные ЭН сетей 10 кВ определяются произведением суммы расчетных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузки.

Для определения электрических нагрузок сетей 10 кВ, необходимо определить потери мощности в трансформаторах. Основными видами потерь в силовых трансформаторах являются нагрузочные потери и потери холостого хода. Нагрузочные потери - это потери в обмотках трансформатора и они главным образом зависят от сопротивления обмоток, и соответственно часть мощности, проходящая через трансформатор, тратится на нагрев этих обмоток. Потери холостого хода - это потери в магнитной системе трансформатора, зависящие от тока холостого хода и вихревых токов, возникающих в сердечнике трансформатора.

Потери мощности в трансформаторах определяются по формулам:

$$\Delta P_m = 2 \cdot \Delta P_{xx} + \frac{I}{2} \cdot \Delta P_{кз} \cdot (S_{ТП} / S_{трном})^2; \quad (32)$$

$$\Delta Q_m = 2 \frac{U_{к\%} \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{т.ном}} + \frac{I I_{xx} \cdot S_{т.ном}}{2 \cdot 100}, \quad (33)$$

где  $S_{ТП}$  - полная мощность нагрузки ТП;

$\Delta P_{xx}$  - потери активной мощности на холостом ходу, [4, таб. п.5.20 с.376];

$I_{xx}$  - ток холостого хода трансформатора, [4, таб. п.5.20 с.376];

$U_{к\%}$  - напряжение короткого замыкания трансформатора,  
[4, таб. п.5.20 с.376];

$S_{трном}$  - номинальная мощность трансформатора.

Для примера определим потери мощности для ТП 1:

$$\Delta P_{m1} = 2 \cdot 1,05 + \frac{1}{2} \cdot 4,2 \cdot \left( \frac{270,63}{250} \right)^2 = 4,561 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{m1} = 2 \cdot \frac{4,7 \cdot 270,63^2}{100 \cdot 250} + \frac{1}{2} \cdot \frac{2,5 \cdot 250}{100} = 30,663 \text{ квар.}$$

Полная мощность трансформаторной подстанции, приведенная к высокой стороне, составит сумму нагрузки на шинах низшего напряжения и потерь в трансформаторах:

$$S_{ТП1}^{10} = \sqrt{\left( P_{p.ТП1} + \Delta P_{T(ТП1)} \right)^2 + \left( Q_{p.ТП1} + \Delta Q_{T(ТП1)} \right)^2}. \quad (34)$$

Для примера определим потери мощности на участке от фидера ПС «Могот» до ТП7:

$$S_{ТП1}^{10} = \sqrt{\left( 267,3 + 4,561 \right)^2 + \left( 39,86 + 30,663 \right)^2} = 280,859 \text{ кВт.}$$

Подробный расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ произведён в программе Mathcad 14, приложение Д, результаты расчета приведены в приложении Б, таблица Б 3.

## 5.2 Расчёт электрических нагрузок распределительных линий 10 кВ

Расчет электрических нагрузок городских сетей напряжением 10 кВ определяются таким же образом, как и нагрузки распределительных сетей напряжением 0,4 кВ. То есть суммы расчётных нагрузок трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети, умножаются на коэффициент, который учитывает совмещение максимумов их нагрузок  $K'_{уч}$ , принимаемый по [1, таб. 2.3.1].

Подробный расчёт электрических нагрузок на стороне 10 кВ произведён в программе Mathcad 14, приложение Д, результаты расчета приведены в приложении Б.

## 5.3 Выбор схемы распределительной сети 10 кВ

К питающим и распределительным сетям предъявляются следующие основные требования: сеть должна обеспечивать установленный уровень надёжности электроснабжения потребителей; во всех режимах должно обеспечиваться требуемое качество энергии; сеть должна иметь простую схему, иметь оптимальные приведённые годовые затраты, быть удобной в эксплуатации и безопасной для обслуживающего персонала.

Для питания ТП от ПС используются петлевые схемы питания.

#### **5.4 Выбор сечения распределительной сети 10 кВ**

Выбор сечения провода СИП напряжением 10 кВ осуществляется таким же образом, как и выбор сечения проводников в распределительных сетях 0,4 кВ.

Рассмотрим выбор сечения линии на примере распределительной сети питающей ТП 6.

По полной мощности производим расчет тока для выбора провода:

$$I_p = \frac{S_p}{U_n \cdot \sqrt{3}}, \quad (35)$$

где  $S_p$  – полная мощность линии;

$U_n$  – номинальное напряжение, кВ.

По расчётному току нагрузки принимаем сечение, имеющее длительно допустимый ток, превышающий расчётный.

Расчётный ток нагрузки равен:

$$I_{p76} = \frac{1589}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 2} = 45.874 \text{ A.}$$

Выбираем самонесущий изолированный провод «SAX» с длительно допустимым током  $I_{дл.дон} = 200 \text{ A}$ .

Провода «SAX» отечественного производства (фирма «Заря», Санкт-Петербург) относятся к группе защищенных воздушных проводов для напряжений 6-10 кВ. Провода «SAX» подвешивают на изоляторах. Монтаж

этих проводов выполняют также как и монтаж неизолированных проводов. Провода «SAX» изолируются атмосферостойким сшитым полиэтиленом, выдерживающим вибрации проводов и в течение определенного времени даже массу поваленного дерева. Изоляционная защита провода создает возможность значительного уменьшения расстояния между фазами и сузить трассу.

Конструкция проводов «SAX» обеспечивает также защиту от электрической дуги по всему протяжению линии, не требуя для этого специальных мероприятий по защите. Метод подвески проводов обеспечивает защиту проводов от вибрационных повреждений.

Полученные данные сводим в таблицу 3.

Таблица 3 - Выбор марки и сечения распределительных линий 10 кВ

Участок линии	$S_p, \text{кВА}$	$I_{\text{дл.дон}}, \text{А}$	$I_p, \text{А}$	Сечение, $\text{мм}^2$	Марка
4-3	307.34	200	8.872	35	SAX
3-7	925.87	200	26.728	35	SAX
7-6	1589	245	45.874	50	SAX
4-5	307.34	200	17.744	35	SAX
5-1	534.74	200	30.873	35	SAX
1-2	1495	245	43.17	50	SAX
2-6	2138	245	123.42	50	SAX
6-п	3715	310	214.48	70	SAX

#### 5.4.1 Определение потерь напряжения в сети 10 кВ

Выбранное сечение проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного потребителя не должно превышать  $\pm 5\%$ .

Потеря напряжения определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (36)$$

где  $r_0, x_0$  - удельное активное и индуктивное сопротивление, [3, таб. 2.9.3];  
 $l$  - длина питающей или распределительной линии, км.

Для примера определим потерю напряжения для участка 4-3:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 8.872 \cdot 520}{10000} \cdot (0,986 \cdot 0,98 + 0,095 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 0.079 \%$$

Результаты потери напряжения для других участков проводов приведены в приложении Б, таблица Б 4.

Согласно ГОСТ 32144-2013, значения отклонений напряжения не превышают нормально допустимых значений.

#### 5.4.2 Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ

Определение потерь мощности и энергии в сетях 10 кВ определяется аналогично, как и в сетях 0,4 кВ п. 3.3.

Произведем расчет для линии 3-7:

$$\Delta P = 3 \cdot 26.728^2 \cdot 0,820 \cdot 0,52 \cdot 10^{-3} = 1.733 \text{ кВт};$$

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч};$$

$$\Delta W = 1,733 \cdot 2886 = 5001 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Подробный расчёт потерь в распределительных линиях 10 кВ произведён в программе Mathcad 14, приложение Д, результаты расчета приведены в приложении Б таблица Б 4.

## 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.

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.

Для определения сопротивления системы необходим ток короткого замыкания на шинах ТП или мощность короткого замыкания. Если мощность короткого замыкания неизвестна, сопротивление системы определяется как:

$$X_{сист} = \frac{U_{осн}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}}. \quad (37)$$

Начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока в месте КЗ составляет:

$$I_{\text{П0КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{осн}}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (38)$$

где  $U_{\text{осн}}$  - основное напряжение, кВ;

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

Полное сопротивление до точки короткого замыкания определяется:

$$z = \sqrt{(\Sigma X)^2 + (\Sigma r)^2}, \quad (39)$$

где  $\Sigma X$  - реактивное сопротивление до точки КЗ, Ом;

$\Sigma r$  - активное сопротивление до точки КЗ, Ом.

Реактивное сопротивление до точки короткого замыкания:

$$\Sigma X = \Sigma X_{\text{КЛ}} + X_{\text{сист}}, \quad (40)$$

где  $\Sigma X_{\text{КЛ}}$  - реактивное сопротивление кабеля до точки КЗ, Ом;

$X_{\text{сист}}$  - реактивное сопротивление системы, Ом.

Активное сопротивление до точки короткого замыкания:

$$\Sigma R = \Sigma R_{\text{КЛ}}, \quad (41)$$

где  $\Sigma R_{\text{КЛ}}$  - активное сопротивление кабеля до точки КЗ, Ом.

Начальное действующее значение периодической составляющей двухфазного тока в месте КЗ составляет:

$$I_{\text{П0КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{П0КЗ}}^{(3)}, \quad (42)$$

Ударный ток в месте КЗ определяется по формуле:

$$i_{\text{удар}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{удар}} \cdot I_{\text{П0КЗ}}^{(3)}, \quad (43)$$

где  $K_{\text{удар}}$  - ударный коэффициент.

Ударный коэффициент определяется по следующей формуле:

$$K_{удар} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (44)$$

где  $T_a$  - постоянная времени затухания.

Постоянная времени затухания определяется по формуле:

$$T_a = \frac{\Sigma X}{\omega \cdot \Sigma r}, \quad (45)$$

где  $\omega$  - угловая частота напряжения сети равная 314.

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{покз}^{(1)} = \frac{1,05 \cdot U_{фазн}}{Z_{II} + \frac{Z_{mp}}{3}}, \quad (46)$$

где  $U_{фазн}$  - фазное напряжение;

$Z_{II}$  - полное сопротивление петли фазного и нулевого провода.

$$Z_{II} = \sqrt{(R_{фазн} + R_N)^2 + (X_{фазн} + X_N)^2}, \quad (47)$$

где  $R_{фазн}$  - активное сопротивление фазного провода;

$R_N$  - активное сопротивление нулевого провода;

$X_{фазн}$  - реактивное сопротивление фазного провода;

$X_N$  - реактивное сопротивление нулевого провода.

### 6.1 Расчёт токов КЗ в сети 10 кВ

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

Составляем схему замещения, где питание осуществляется от подстанции до ТП б, рисунок 3.

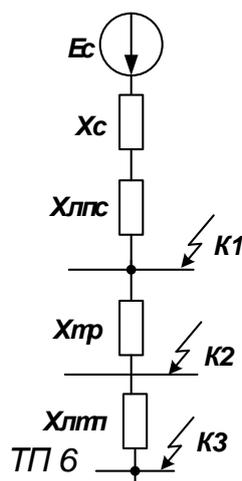


Рисунок 3 – Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 10 кВ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

За основное напряжение принимается напряжение равное:

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

Базисная мощность принимается:  $S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВА}$ .

Сопротивление системы определяется:

$$X_{\text{сист}} = \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{КЗ}}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{\text{КЗ}}}, \quad (48)$$

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

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

$$X_{\text{сист}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 9,5} = 0,164 \text{ о.е.}$$

Параметры питающих линий:

$$L_{\text{ЛПС1}} = 4,03 \text{ км}; X_{0\text{ЛПС1}} = 0,432 \text{ Ом/км}.$$

Параметры линии от ПС до ТП 6:

$$L_{\text{ПС-ТП6}} = 0,97 \text{ км}; X_{0\text{ПС-ТП6}} = 0,011 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{\text{ЛПС}} = x_0 \cdot l_i \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_1^2} = 0,432 \cdot 4,03 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,127 \text{ о.е.}, \quad (49)$$

$$X_{\text{ПС-ТП6}} = x_0 \cdot l_i \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_2^2} = 0,3 \cdot 0,97 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,264 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_{\text{ТР}} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{S_{\text{НТР}}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19 \text{ о.е.} \quad (50)$$

Преобразуем схему замещения, рисунок 4:

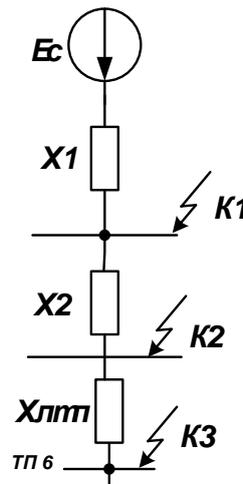


Рисунок 4 – Преобразование схемы замещения на шинах 10 кВ

Сложим последовательно следующие элементы:

$$X_{\text{К31}} = X_{\text{ЛПС}} + X_{\text{сис}} = 0,127 + 0,164 = 0,291 \text{ о.е.} \quad (51)$$

Определим сопротивление, для нахождения токов К3 для трех точек:

$$X_{\text{К32}} = X_{\text{К31}} + X_{\text{ТР}} = 1,19 + 0,291 = 1,481 \text{ о.е.}; \quad (52)$$

$$X_{K33} = X_{K31} + X_{TP} + X_{ПС-ТП6} = 0,291 + 1,19 + 0,264 = 1,746 \text{ о.е.} \quad (53)$$

Базисный ток для первой и второй ступени:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}; \quad (54)$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА}. \quad (55)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{Покз.К1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{K31}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{0,29} \cdot 1,56 = 5,354 \text{ кА}. \quad (56)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{\text{Покз.К2}}^{(3)} = \frac{E}{X_{K32}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1}{1,481} \cdot 5,449 = 3,71 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\text{Покз.К3}}^{(3)} = \frac{E}{X_{K33}} \cdot I_{\delta 2} = \frac{1}{1,746} \cdot 5,449 = 3,15 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания, рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{K3i}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{Пoi}}^{(3)}; \quad (57)$$

$$I_{K3K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,354 = 4,637 \text{ кА};$$

$$I_{K3K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,71 = 3,213 \text{ кА};$$

$$I_{K3K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,15 = 2,728 \text{ кА.}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{y\partial i} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{П0КЗ.i}}^{(3)} \cdot K_{y\partial i}; \quad (58)$$

$$I_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 5,354 \cdot 1,609 = 12,181 \text{ кА};$$

$$I_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot 3,71 \cdot 1,609 = 8,441 \text{ кА};$$

$$I_{y\partial K3} = \sqrt{2} \cdot 3,15 \cdot 1,609 = 7,165 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания в остальных точках КЗ производится аналогично.

Результаты расчета представлены в приложении В.

## 6.2 Расчёт токов КЗ в сети 0,4 кВ

Токи КЗ в сети 0,4 кВ определяются в следующих точках: на шинах 0,4 кВ расчетной ТП, и в конце каждой отходящей линии.

Рассмотрим пример токов КЗ подстанции ТП 1, мощностью 250 мВА, которая имеет 4 отходящие линии. Схема замещения с точками короткого замыкания представлена на рисунке 5.

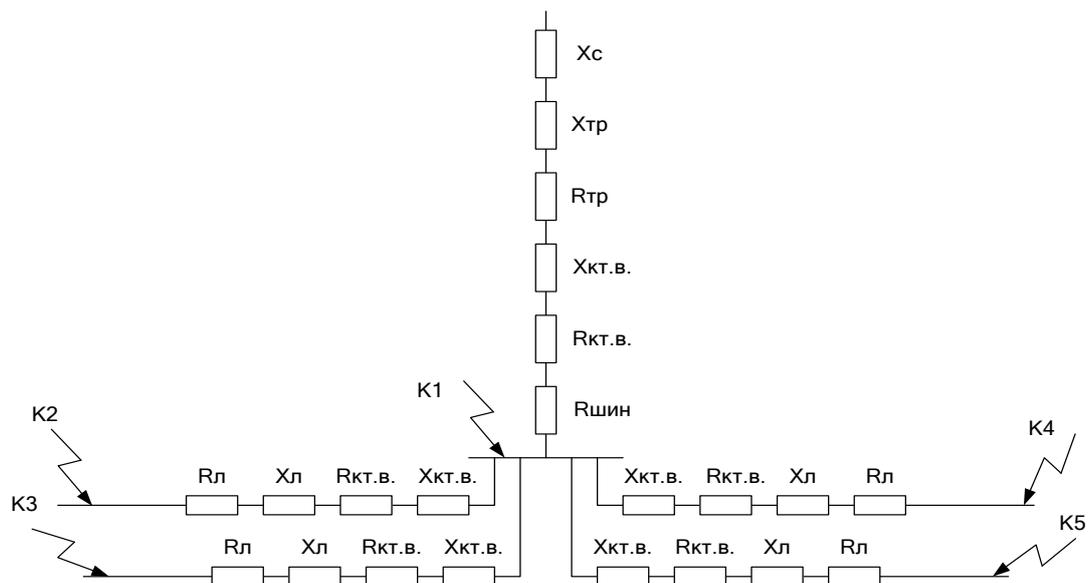


Рисунок 5 – Схема замещения для расчёта тока КЗ для 0,4 кВ

Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление трансформаторов определим по формулам:

$$x_T = \sqrt{(U_K)^2 \cdot \left( \frac{100 \cdot \Delta P_K}{S_{T.ном}} \right)^2} \frac{U_{HH.ном}^2}{S_{T.ном}} \cdot 10^4; \quad (59)$$

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{HH.ном}^2}{S_{T.ном}^2} \cdot 10^6 \quad (60)$$

Сопротивление трансформаторов для ТП 1 равно:

$$r_T = \frac{3.7 \cdot 0.4^2}{250^2} \cdot 10^6 = 9.472 \text{ мОм};$$

$$x_T = \sqrt{(4.5)^2 \cdot \left( \frac{100 \cdot 3.7}{250} \right)^2} \frac{0.4^2}{250} \cdot 10^4 = 27.198 \text{ мОм}.$$

Сопротивление системы найдём по формуле:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ} \cdot U_{срвн}} \cdot 10^3; \quad (61)$$

$$X_C = \frac{380^2}{\sqrt{3} \cdot 6.487 \cdot 10500} = 1.224 \text{ мОм}.$$

Сопротивление проводов определяется по следующей формуле:

$$x_i(r_i) = x_{yd}(r_{yd}) \cdot l_i. \quad (62)$$

Сопротивления проводов СИП для отходящих линий:

$$r_{yd35} = 0,868 \text{ мОм}; x_{yd35} = 0,104 \text{ мОм}, [5, \text{ таб. 9}];$$

$$r_{6лТП1-2} = 0,868 \cdot 800 = 694,4 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{влТТТ1-2}} = 0,104 \cdot 800 = 83,25 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{влТТТ1-1}} = 0,868 \cdot 200 = 173,6 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{влТТТ1-1}} = 0,104 \cdot 200 = 20,8 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{влТТТ1-3}} = 0,868 \cdot 250 = 217 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{влТТТ1-3}} = 0,104 \cdot 250 = 26 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{влТТТ1-4}} = 0,868 \cdot 300 = 260,4 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{влТТТ1-4}} = 0,104 \cdot 300 = 31,2 \text{ мОм};$$

Также необходимо учесть сопротивление контактов, болтовых соединений, и катушек выключателей:

$$r_{\text{кв100}} = 2,15 \text{ мОм}; x_{\text{кв100}} = 1,2 \text{ мОм}; r_{\text{кон.к100}} = 0,75 \text{ мОм}, [5, \text{ таб. 21}];$$

$$r_{\text{кон.к.400}} = 0,65 \text{ мОм}; x_{\text{кон.к400}} = 0,17 \text{ мОм}; r_{\text{кон.к400}} = 0,40 \text{ мОм}, [5, \text{ таб. 19}].$$

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1.

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{\text{к1}} = r_{\text{тр}} + r_{\text{шин.}} + r_{\text{кв400}} + r_{\text{конт}} = 9,472 + 0,40 + 0,65 + 0,004 = 10,526 \text{ мОм};$$

$$x_{\text{к1}} = x_{\text{с}} + x_{\text{тр}} + x_{\text{кв400}} = 1,224 + 27,198 + 0,17 = 28,592 \text{ мОм}.$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{ПОМАХК1}} = \frac{U_{\text{СРНИ}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{28,592^2 + 10,526^2}} = 7,58 \text{ кА}; \quad (63)$$

$$I_{\text{П0MINK1}} = \frac{U_{\text{CPHH}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{I\Sigma} + R_{\text{дуги}})^2 + X_{I\Sigma}^2}}; \quad (64)$$

$$I_{\text{П0MINK1}} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{28,592^2 + (10,526 + 15)^2}} = 6,025 \text{ кА.}$$

Ударный ток в точке К1:

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{н0MAX1}} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 7,58 \cdot 1,316 = 14,12 \text{ кА.}$$

Аналогично рассчитываются остальные точки, результаты расчёта приведены в приложении В, таблица В 2.

В качестве несимметричного короткого рассчитаем однофазное короткое замыкание. Принцип расчёта остаётся тот же, однако при несимметричных коротких замыканиях появляется обратная и нулевая последовательность. В приближённых расчётах сопротивление обратной последовательности можно принять равным сопротивлению прямой последовательности.

Сопротивления трансформаторов будут равны сопротивлениям прямой последовательности.

Сопротивления контактов, болтовых соединений, катушек выключателей будут равны сопротивлениям прямой последовательности.

Сопротивления для первой отходящей линии.

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1:

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{\text{к01}} = 3 \cdot r_{\text{тр}} + 3 \cdot r_{\text{шин.}} + 3 \cdot r_{\text{кв400}} + 3 \cdot r_{\text{конт}}; \quad (65)$$

$$r_{\text{к01}} = 3 \cdot 9,472 + 3 \cdot 0,65 + 3 \cdot 0,004 + 3 \cdot 0,40 = 31,578 \text{ мОм;}$$

$$x_{\text{к01}} = 2 \cdot x_{\text{с}} + 3 \cdot x_{\text{кв400}} + 3 \cdot x_{\text{тр}}; \quad (66)$$

$$x_{к0I} = 3 \cdot 27,198 + 3 \cdot 0,17 + 2 \cdot 1,224 = 84,551 \text{ мОм.}$$

Найдём максимальный и минимальный ток периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\text{ПОК1MAX}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{CPHH}}}{\sqrt{(R_{0\Sigma})^2 + (X_{0\Sigma})^2}}; \quad (67)$$

$$I_{\text{ПОК1MAX}} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(31,578)^2 + (84,551)^2}} = 7,676 \text{ кА};$$

$$I_{\text{ПОК1MIN}} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(31,578 + 20)^2 + (84,551)^2}} = 7,177 \text{ кА};$$

$$I_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПОК1MAX}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,312 \cdot 7,676 = 14,243 \text{ кА.}$$

Аналогично рассчитываются остальные точки, подробный расчёт токов КЗ для каждой точки на 10 и 0.4 кВ произведён в программе Mathcad 14, приложение Е, результаты сведены в приложение В, таблица В 1 и В 2.

## 7 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Для того, чтобы кабель был устойчив к термическому действию токов короткого замыкания, расчетная температура кабеля при протекании тока КЗ не должна превышать допустимую температуру для материала изоляции кабеля, которая определяется по справочной литературе.

Проверка кабелей на термическое действие тока КЗ производится по тепловому импульсу:

$$B_{кз} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (68)$$

где  $I_{н.о}$  - действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{откл}$  - время отключения тока КЗ;

$T_a$  - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{откл} = t_e + t_{рз}, \quad (69)$$

где  $t_e$  - время отключения выключателя от момента возникновения КЗ до начала расхождения контактов;

$t_{рз}$  - время действия релейной защиты.

Минимально допустимое термически стойкое сечение кабеля определяется по следующей формуле:

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C}, \quad (70)$$

где  $C$  - коэффициент, значение которого зависит от материала проводника и напряжения, осуществляет пересчет допустимой температуры нагрева к тепловому импульсу (для алюминиевых жил 10 кВ  $C = 100$ ), [6, с.157].

Правильно выбранное сечение кабеля должно удовлетворять условию:

$$F_{тер} \leq F_{выбр}, \quad (71)$$

Проверку кабелей на термическое действие тока короткого замыкания покажем на примере линии ПС-ТП6.

Параметры воздушной линии:

$$I_{н.о} = 5,354 \text{ кА}; T_a = 0,00434 \text{ с.}$$

Время отключения выключателя:

$$t_{откл} = t_{г} + t_{рз} = 0,13 + 0,02 = 0,15 \text{ с.} \quad (72)$$

Определим тепловой импульс:

$$B_{кз} = 5,354^2 \cdot (0,15 + 0,00434) = 4,42 \cdot 10^6.$$

Минимально допустимое сечение:

$$F_{тер.нс-мн16} = \frac{\sqrt{4,42 \cdot 10^6}}{100} = 21,023 \text{ мм}^2.$$

Сечением выбранного провода:  $F_{выбр} = 35 \text{ мм}^2$ .

Сравниваем выбранное и допустимое сечения:

$$21,023 \leq 35.$$

Условие выполняется.

Следовательно, сечение провода было выбрано правильно. Проверка сечений остальных проводов марки СИП производится аналогично.

Результаты проверки сводим в приложение В, таблица В 3.

Исходя из таблицы В 3 можно сделать вывод, что по длительно допустимым токам сечение всех линий было выбрано правильно.

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 8.1 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ

В данной работе устанавливаем автоматические выключатели на низкой стороне трансформатора каждой ТП и для каждой отходящей линии.

Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ осуществляется по следующим параметрам:

- по напряжению:

$$U_{номAB} \geq U_{сети}$$

- по роду тока и его величине (по расчетному току):

$$I_{ном.расц} \geq I_{расч}, \quad (73)$$

где  $I_{ном.расц}$  - номинальный ток расцепителя автоматического выключателя

$$I_{расч} = \frac{S_{\Sigma ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (74)$$

где  $S_{\Sigma ТП}$  - максимальная мощность на шинах 0,4 ТП.

- по конструктивному исполнению;

- по коммутационной способности.

Проверка автоматического выключателя определяется по следующим условиям:

- на отключающую способность КЗ:

$$I_{отс.} \geq \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(3)}, \quad (75)$$

где  $I_{отс.}$  - ток отсечки.

$$I_{отс.} = k_0 \cdot I_{номрасц}, \quad (76)$$

где  $k_0$  - кратность для автоматов, равная: 2,4,6,8,10.

- по чувствительности к токам КЗ:

$$I_{кз}^{(1)} \geq 1.25 \cdot I_{ср.расц}, \quad (77)$$

где  $I_{ср.расц}$  - ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

Выбор автоматического выключателя покажем на примере ТП-1.

Определим расчетный ток:

$$I_{расч.ТП-1} = \frac{270,63}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 390,62 \text{ A.}$$

Выбираем автоматический выключатель токоограничивающий с полупроводниковым расцепителем марки ВА51-37 с номинальным током расцепителя 400 А, [7, с. 111 таб.6.35.].

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



Рисунок 6 – Наглядный вид автоматического выключателя переменного тока типа ВА.

Проверим соблюдение условия:

- на отключающую способность КЗ:

$$I_{omc} = 2 \cdot 400 = 800 \text{ A};$$

$$800 \geq \sqrt{2} \cdot 6,862 = 9,704 \text{ A}.$$

- по чувствительности к токам КЗ:

$$1,54 \geq 1,25.$$

Условие выполняется, следовательно, автомат был выбран правильно.

Результаты выбора выключателей на остальных ТП и на отходящих линиях приведены в приложении В таблица В 3.

## **8.2 Выбор и проверка оборудования на 10 кВ**

### **8.2.1 Выбор комплектных распределительных устройств**

Комплектное распределительное устройство - это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

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

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

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

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

КРУН К-59 имеют следующие преимущества:

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



Рисунок 7 – Внешний вид КРУН-59

### 8.2.2 Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУН-59

Выключатели 10 кВ выбираем совместно с КРУН-59.

Суммарная нагрузка всех ТП составляет:

$$S_{\phi 7} = 5003 \text{ кВА};$$

Ток в послеаварийном режиме определяется по следующей формуле:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (78)$$

Определим ток:

$$I_{\Sigma} = \frac{5003}{\sqrt{3} \cdot 10} = 288,848 \text{ А}.$$

На вводе выбираем выключатели вакуумные серии ВВЭ-М-10-20, с электромагнитным приводом, 10 - номинальное напряжение, 20 - номинальный ток отключения, [8, с. 180.].

Проверяем выключатель на термическую стойкость при коротком замыкании:

$$B_{к.} = I_{н.о}^2 \cdot (t_{отк} + Ta) = 3,71^2 \cdot (1,5 + 0,13 + 0,02) = 22,71 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.} \quad (79)$$

где  $t_{отк}$  - время отключения короткого замыкания.

Время отключения КЗ для выключателя равно:

$$t_{отк} = t_e + t_{пз}, \text{ с.} \quad (80)$$

Возможность отключения выключателем аperiodической составляющей тока короткого замыкания, необходимо определить номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$  по формуле:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot i_{ном.отк} \cdot \beta_{ном}, \quad (81)$$

где  $\beta_{ном}$  - для выбранных выключателей номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе составляет 50%, т. е. 0,5, [8, с. 180.].

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 0,5 = 14,142 \text{ кА.}$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$  находим по формуле:

$$i_{ат.} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot e^{-\frac{0,025}{0,012}} = 3,58 \text{ кА.}$$

Проверим выключатель на термическую стойкость, для этого необходимо определить тепловой импульс тока короткого замыкания:

$$B_{к.в} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 400 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (82)$$

где  $I_{терм}$  - ток термической стойкости, [8, с. 180.];

$t_{терм}$  - время протекания КЗ, [8, с. 180.].

Все условия выбора выключателя соблюдаются.

Данные расчета и каталожные данные для выбора выключателя сводим в таблицу 4.

Таблица 4 – Каталожные и расчетные данные выбранного выключателя

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	10 кВ	10 кВ
$I_{НОМ} \geq I_{ПАВ}$	630 А	288,848 А
$I_{пр,с} \geq I_{ПО}$	20 кА	3,71 кА
$i_{пр с} \geq i_{УД}$	50 кА	21,092 кА
$I_{ОТКЛ НОМ} \geq I_{ПГ}$	20 кА	8,441кА
$i_{а НОМ} \geq i_{аГ}$	14,142 кА	3,58 кА
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}$	1200 кА <sup>2</sup> ·с	22,71 кА <sup>2</sup> ·с

### 8.2.3 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ. Они играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов–исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Выбираем на стороне 10 кВ разъединитель марки РВЗ-10/400УХЛ2 по напряжению установки ( $U_{уст} = 10$  кВ), по току продолжительного режима ( $I_{max} = 288.848$  А). Выпускается для внутренней установки, с заземляющими ножами.

Таблица 5 – Каталожные и расчетные данные выбранного разъединителя

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10$ кВ	$U_P = 10$ кВ	$U_P \leq U_H$
$I_H = 400$ А	$I_P = 288,848$ А	$I_P \leq I_H$
$I_{дин} = 41$ кА	$i_{уд} = 8,441$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 1024$ кА <sup>2</sup> с	$V_K = 22,71$ кА <sup>2</sup> с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$
Заземляющие ножи		
$I^2_T \cdot t_T = 256$ кА <sup>2</sup> с	$V_K = 22,71$ кА <sup>2</sup> с	$V_K \leq I^2_T \cdot t_T$

#### 8.2.4 Выбор трансформатора тока

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

Трансформаторы тока необходимо выбирать по следующим параметрам:

- по классу напряжения;
- по максимальному рабочему току.

При этом номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, иначе недогрузка первичной обмотки может привести к увеличению погрешностей измерения.

Сопротивление нагрузки трансформатора тока определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2.ном}, \quad (83)$$

где  $Z_2$  - номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом, [8, с. 166.].

Вторичная нагрузка включает в себя:

- сопротивления приборов;
- сопротивления соединительных проводов;
- переходного сопротивления контактов.

Так как индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей невелико, то  $Z_2 \approx r_2$ .

Сопротивление вторичной нагрузки определяется по формуле:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_k. \quad (84)$$

Сопротивление приборов определяется по следующей формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (85)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора, А, [8, с. 166.].

Принимаем сопротивление контактов равное 0,1 Ом (так как число приборов больше 3), если меньше число приборов, то  $r_k = 0.05$  Ом, [6, с. 374.].

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо соблюдение следующего условия:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}. \quad (86)$$

Сопротивление соединительных проводов находится по формуле:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (87)$$

Зная сопротивление соединительных проводов можно определить их сечение:

$$S = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (88)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление материала провода (для алюминия

$$\rho = 0,0283 \text{ Ом/мм}^2), [6, \text{ с. 376.}];$$

$l_{\text{расч}}$  - расчетная длина провода, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока, [6, с. 375.].

Для того, чтобы выбрать трансформаторы тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

В данной работе устанавливаем следующие приборы:

СА3020 - щитовой цифровой амперметр, предназначенный для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность  $S_{\text{ном.V}} = 4 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр, предназначенный для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность  $S_{\text{ном.V}} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}$ .

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр), предназначенный для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность последовательной цепью:  $S_{ном.W(A)} = 5 B \cdot A$  и  $S_{ном.W(V)} = 5 B \cdot A$  параллельной.

СС3020 - щитовой цифровой частотометр, предназначен для измерения значения частоты переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Область применения - электростанции и подстанции. Потребляемая мощность  $S_{ном.A} = 4 B \cdot A$ .

ПСЧ-4ТМ.05 - предназначены для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ).

Для алюминиевых жил сечение не должно быть меньше 4 мм<sup>2</sup>.

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице 6.

Таблица 6 - Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции

Наименование	Цепь	Тип	Нагрузка, ВА, фазы
--------------	------	-----	--------------------

прибора		Прибора	А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	СА3020	4	–	4
Варметр		СР3020	5	–	5
Ваттметр		СВ3020	5	–	5
Счетчик АЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	–	0,1
Счетчик РЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	–	0,1
Итого:				14,2	–
Амперметр	Секционный выключатель 10 кВ	СА3020	4	–	4
Итого:			4	–	4
Амперметр	На отходящих линиях	СА3020	4	–	4
Счетчик АЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	–	0,1
Счетчик РЭ		ПСЧ-4ТМ.05	0,1	–	0,1
Итого:				4,2	–

Находим сопротивление приборов для трансформатора на вводе 10 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{14,2}{5^2} = 0,568 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление соединительных проводов по формуле:

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,568 - 0,1 = 0,132 \text{ Ом.}$$

Определяем сечение проводов:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,132} = 0,858 \text{ мм}^2.$$

Находим сопротивление проводов по формуле:

Выбираем провод сечением 2 мм<sup>2</sup> [6, с. 375.].

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{2} = 0,057.$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,568 + 0,057 + 0,1 = 0,725 \text{ Ом.}$$

Исходя из расчета, произведенного выше можно сделать вывод, что трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2 (трансформатор тока, опорный, с

литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 1- класс точности), устанавливаемый на вводе, проходит по всем параметрам. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 7.

Таблица 7 - Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{расч}} = 98,1 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{Нрасч}} = 0,725 \text{ Ом}$	$Z_{\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

Далее выбираем трансформатор тока на секционном выключателе.

Выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2, [8, с. 164.].

Производим аналогичный расчет.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 8.

Таблица 8 - Проверка ТТ на секционном выключателе

Расчетные денные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{расч}} = 98,1 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{Нрасч}} = 0,267 \text{ Ом}$	$Z_{\text{НОМ}} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 9.

Таблица 9 - Проверка ТТ на отходящих присоединениях

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{расч}} = 281,52 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 300 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{Нрасч}} = 0,275 \text{ Ом}$	$Z_{\text{НОМ}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

### 8.2.5 Выбор трансформатора напряжения

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

Класс точности для питания счетчиков принимается равным 0,5.

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке:  $S_{2\Sigma} \leq S_{ном}$ ,

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

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

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{прив} \cdot \cos\varphi_{прив}\right)^2 + \left(\sum S_{прив} \cdot \sin\varphi_{прив}\right)^2} = \sqrt{P_{прив}^2 + Q_{прив}^2}. \quad (89)$$

Приближенно, без учета схемы включения приборов,  $S_{2расч}$  можно определить по выражению (90). При этом должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{дон}. \quad (90)$$

где  $S_{дон}$  - мощность всех трех фаз, принимается для трехфазного трансформатора, приведенная в паспортных данных при работе в соответствующем классе точности, [8, с. 163.].

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 10.

Таблица 10 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 кВ

Прибор	Тип	Количество приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	СВ 3020	2	4	1	8
Ваттметр	СР 3020	1	5	2	10
Варметр	СР 3020	1	5	2	10
Частотометр	СС 3020	2	5	2	20
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	14	0,1	2	2,8
Счетчик РЭ					
Итого					50,8

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-У2 (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений), [8, с. 163.].

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТН

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $S_2 = 50,8 \text{ ВА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $S_{2ном} \geq S_2$

### 8.2.6 Выбор и проверка предохранителей

Предохранитель – это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи разрушением специально предусмотренных для этого токоведущих частей под действием тока, превышающего определенное значение.

Предохранитель включается последовательно в защищаемую цепь, для создания видимого разрыва используется неавтоматический выключатель.

Выбор предохранителей производится по напряжению, и по току. Для трансформатора напряжения выбираем предохранитель марки ПКН 001-10У3 с кварцевым наполнителем, для трансформатора напряжения, О – однополюсный, без цоколя и указателя срабатывания, 01 – конструктивное

исполнение контактов, 10 – номинальное напряжения, для районов с умеренным климатом в закрытых помещениях с естественной вентиляцией.

### 8.2.6.1 Предохранители для трансформатора собственных нужд.

Ток максимального режима:

$$I_{\text{раб.мак}} = \frac{S_{\text{тсн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2,3 \text{ А.} \quad (91)$$

Примем предохранитель типа ПКТ101-10-3,2-31,5УЗ, с кварцевым наполнителем, для защиты трансформаторов, 1- наличие ударного устройства, 01- конструктивное исполнение контактов, 10 – номинальное напряжения, 3,2 – номинальный ток предохранителя, 31,5 – номинальный ток отключения, для районов с умеренным климатом в закрытых помещениях с естественной вентиляцией, [10, с. 254, табл.5.4.].

Таблица 12 – Сопоставление каталожных и расчетных данных предохранителей

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 3,2 \text{ А}$ $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 3,71 \text{ А}$ $I_{\text{по}} = 8,029 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} \geq U_{\text{ном}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}}$

### 8.2.7 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6–10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно - и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен:

$$I_{\text{maxНН}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot 10} = \frac{5770}{\sqrt{3} \cdot 10} = 333 \text{ А,} \quad (92)$$

Выбираем алюминиевую шину прямоугольного сечения  $30 \times 4 \text{ мм}$ ,  $S = 120 \text{ мм}^2$ ,  $I_{\text{доп}} = 365 \text{ А}$ , [6, с. 624, табл. п3.4].

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} = \frac{\sqrt{80,54 \cdot 10^6}}{91} = 98 \text{ мм}^2,$$

где  $q_{min}$  – минимальное сечение провода;

$C$  – для алюминиевых шин и кабелей  $C = 91$ , [6, с. 192, таб. 3.14].

Минимальное сечение меньше принятого сечения.

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной  $L = 1.5 \text{ м}$ .

Собственная частота колебаний шины при выбранной  $L$ :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \sqrt{\frac{J}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{14,4}{1,6}} = 230,94 \quad (93)$$

где  $J$  – момент инерции шины, который равен  $J = \frac{0,3 \cdot 4^3}{12} = 1,6 \text{ см}^4$ ,

[6, с. 223, табл. 4.1].

$q$  – поперечное сечение выбранной шины,  $\text{см}^2$ , [6, с. 624, табл. п.3.4].

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{693I^2}{1,5} = 5,547 \text{ Н/м}, \quad (94)$$

где  $i_{y0}$  – ударный ток на шине, А;

$a$  – расстояние между фазами, м.

Напряжение в материале шины, возникающее из-за изгибающего усилия:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_\phi} = \frac{5,547 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 0,8} = 0,798 \text{ МПа}, \quad (95)$$

где  $L$  – длина пролета между опорными изоляторами, м;

$W_\phi$  – момент сопротивления шины, который равен  $W_\phi = \frac{0,3 \cdot 4^2}{6} = 0,8$ .

Для выбранной шины  $\sigma_{дон} = 90$  МПа, [6, с. 224, табл. 4.2], следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

### 8.2.8 Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (96)$$

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{дон}. \quad (97)$$

где -  $F_{разр}$  - разрушающая нагрузка на изгиб, [6, с. 227, табл. 4.3];

Выбираем опорные изоляторы ИОР–10–3,75 УХЛ, [10, с. 282, табл. 5.7] с допустимой силой на изгиб, Н:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250.$$

Высота изолятора  $H_{из} = 120$  мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = f \cdot L \cdot k_h = 5,547 \cdot 1,5 \cdot 1,317 = 10,958, \quad (98)$$

где  $k_h$  – поправочный коэффициент на высоту шины, при расположении шин плашмя, равный:

$$k_h = \frac{H_{из} + 8 + \frac{100}{2}}{H_{из}} = \frac{120 + 8 + \frac{60}{2}}{120} = 1,317. \quad (99)$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условию  $F_{дон} \geq F_{расч}$  и может быть принят к установке.

### 8.3 Выбор и проверка оборудования на 35 кВ

#### 8.3.1 Выбор трансформаторов на подстанции

На подстанции установлены два трансформатора типа ТМН, первый и второй трансформаторы имеют номинальную мощность 6,3 МВА.

Определим мощности компенсирующих устройств:

$$Q_{KVi} = Q_{max} - P_{max} \cdot tg\phi_{\vartheta}. \quad (100)$$

где  $P_{max}$  – максимальная активная мощность, МВт;

$tg \phi_{\vartheta} = 0,25$  - экономически целесообразный коэффициент, [приказ 49].

Требуемая мощность КУ подстанции «Могот», Мвар:

$$Q_{KV} = 1,77 - 5,77 \cdot 0,25 = 0,327. \quad (101)$$

Требуемая мощность компенсирующих устройств, приходящаяся на одну секцию шин подстанции:

$$Q_{KV.ш.} = \frac{Q_{KV.}}{2} = \frac{0,327}{2} = 0,163 \text{ Мвар} \quad (102)$$

На рассматриваемой подстанции установка компенсирующих устройств не требуется, так как требуемая мощность компенсирующих устройств мала.

Нескомпенсированная реактивная мощность будет равна:

$$Q_{неск.} = Q_{max}. \quad (103)$$

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{P_{cp}^2 + Q_{неск}^2}}{n_T \cdot K_3^{OPT}}, \quad (104)$$

где  $P_{cp}$  - средняя нагрузка в зимний период, МВт (значение из расчета сети);

$Q_{неск}$  - некомпенсированная мощность, текущая от источника мощности через трансформатор, мвар;

$n_T$  - число трансформаторов;

$K_3^{OPT}$  - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Расчётная мощность силового трансформатора:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{4,878^2 + 4,871^2}}{2 \cdot 0.7} = 4,92 \text{ МВА};$$

Выбираем трансформатор ТМН-6300/35:  $S_{Тном} = 6,3 \text{ МВА}$ , [4, с. 374].

Проверяем правильность выбора.

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{4,878^2 + 4,871^2}}{2 \cdot 6.3} = 0,55.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{4,878^2 + 4,871^2}}{(2-1) \cdot 6.3} = 1,09.$$

Установленные на ПС «Могот» трансформаторы загружены оптимально. Следовательно, их замена не целесообразна.

### 8.3.2 Выбор и проверка выключателя напряжением 35 кВ

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков ампер

до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:

напряжение установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

длительный ток:  $I_{норм} \leq I_{ном}$ ,  $I_{max} \leq I_{ном}$ ;

отключающая способность:  $I_{по} \leq I_{откл ном}$ .

Проверка данного выключателя осуществляется по следующим критериям:

- на электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$I_{пр,с} \geq I_{по}; \quad (105)$$

$$i_{пр,с} \geq i_{уд} = k_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{по}, \quad (106)$$

где  $I_{пр,с}$  - предельный сквозной ток (действующее значение периодической составляющей), кА, который выключатель способен надежно включить;

$I_{по}$  - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, кА;

$i_{пр,с}$  - номинальный ток электродинамической стойкости выключателя (амплитудное значение предельного полного тока, допустимого для рассматриваемого аппарата), кА;

$i_{уд}$  - ударный ток КЗ, кА;

$k_{уд}$  - ударный коэффициент.

- на симметричный ток отключения по условию:

$$I_{откл ном} \geq I_{нт}, \quad (107)$$

где  $I_{откл\ ном}$  - номинальный ток отключения выключателя, кА;

$I_{n\tau}$  - периодическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения контактов выключателя, кА.

- возможность на отключения аperiodической составляющей тока КЗ определяется из соотношения:

$$i_{a\ ном} \geq i_{a\tau} \quad (108)$$

$$i_{a\ ном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл} \cdot \beta_n / 100,$$

где  $i_{a\ ном}$  - номинальное значение аperiodической составляющей тока отключения, кА;

$\beta_n$  - нормированное процентное содержание аperiodической составляющей в токе отключения;

$i_{a\tau}$  - аperiodическая составляющая тока КЗ в момент начала расхождения дугогасительных контактов выключателя, кА

- проверка выключателя на термическую стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k. \quad (109)$$

где  $I_{тер}$  - номинальный ток термической стойкости выключателя (равный, как правило,  $I_{откл\ ном}$ ), кА;

$t_{тер}$  - время термической стойкости, с.

Тепловой импульс определяется:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (110)$$

где  $B_k$  - тепловой импульс, кА<sup>2</sup>·с;

$t_{откл}$  - время отключения;

$T_a$  - постоянная затухания аperiodической составляющей тока к.з., с;

Время отключения находим по выражению:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (111)$$

где  $t_{рз}$  – время действия релейной защиты, с;

$t_{ов}$  – полное время отключения выключателя с приводом, с.

По действующим картам уставок  $t_{рз}$  равны:

- сторона 35 кВ -2,5 с;

- сторона 10 кВ -1,5 с.

Покажем на примере выбор и проверку выключателя:

Максимальный рабочий ток определяется по формуле:

$$I_{max} = \frac{S_{BH}}{\sqrt{3} \cdot 35} = \frac{5947}{\sqrt{3} \cdot 35} = 98,1 \text{ А.} \quad (112)$$

По условиям надежности, удобства и экономичности в эксплуатации устанавливаем на ПС вакуумные выключатели на напряжения 35 кВ, марки ВВУ35-20/1000, [10, с. 228, табл. 5.1].

Данные выключатели предназначены для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 (60) Гц для открытых и закрытых распределительных устройств. Основные преимущества: легкость в обслуживании, надежность в работе, компактность.

Выключатель вакуумный состоит из трех полюсов, каждый из которых собран на отдельной крышке. Полюса соединены между собой в один общий комплект междуполюсными муфтами. Выключатель управляется электромагнитным приводом ПЭМУ-500. Гашение электрической дуги обеспечивается вакуумной камерой.

Наглядный вид выключателя представлен на рисунке 8.



Рисунок 8- Выключатель вакуумный

Проверим выбранный выключатель на электродинамическую стойкость:

$$I_{пр.с.} = 35 \text{ кА} > I_{н0} = 5.354 \text{ кА},$$

$$i_{пр.с.} = 51 \text{ кА} > i_{уд} = 12.181 \text{ кА}.$$

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности:

$$I_{откл. ном} = 12,5 \text{ кА} > I_{н0} = I_{н\tau} = 5,354 \text{ кА}.$$

Расчетное время отключения:

$$\tau = 0,01 + t_{с в откл} = 0,01 + 0,05 = 0,06.$$

Апериодический ток в момент  $\tau$ :

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_0 \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 5,354 \cdot e^{-0,06/0,03} = 2,55 \text{ кА}.$$

Номинальный аperiодический ток выключателя:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл. ном} \cdot \beta / 100 = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot 25 / 100 = 7,07 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_K = I_{но}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = B_K = 5,354^2 \cdot (2,5 + 0,13 + 0,03) = 76,25 \text{ кА}^2 \cdot с;$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot с.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
$U_{НОМ} \geq U_{СЕТИ}$	35 кВ	35 кВ
$I_{НОМ} \geq I_{\max}$	630 А	98 А
$I_{пр,с} \geq I_{по}$	35 кА	5.354 кА
$i_{пр с} \geq i_{уд}$	51 кА	12.181 кА
$I_{откл ном} \geq I_{пт}$	20 кА	5.354 кА
$i_{а ном} \geq i_{ат}$	7.07 кА	2.55 кА
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$	1200 кА <sup>2</sup> ·с	76.25 кА <sup>2</sup> ·с

### 8.3.3 Выбор и проверка разъединителя

Выбираем на стороне 35 кВ разъединитель марки РГП2-35/1000УХЛ1 по напряжению установки ( $U_{уст} = 35$  кВ), по току продолжительного режима ( $I_{\max} = 98.1$  А), [12, с. 8]. Выпускается в трехполюсном исполнении, с полимерной изоляцией, заземлители с двух сторон, соответствующей четвертой степени загрязнения, по ГОСТ 9920.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнение каталожных и расчетных данных разъединителей

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{Н} = 35$ кВ	$U_{Р} = 35$ кВ	$U_{Р} \leq U_{Н}$
$I_{Н} = 1000$ А	$I_{Р} = 98.1$ А	$I_{Р} \leq I_{Н}$
$I_{дин} = 40$ кА	$i_{уд} = 12.181$ кА	$I_{уд} \leq I_{дин}$
Главные ножи		
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$B_{К} = 76.25$ кА <sup>2</sup> с	$B_{К} \leq I^2_{Т} \cdot t_{Т}$
Заземляющие ножи		
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 1600$ кА <sup>2</sup> с	$B_{К} = 76.25$ кА <sup>2</sup> с	$B_{К} \leq I^2_{Т} \cdot t_{Т}$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 8.3.4 Выбор и проверка трансформатора тока 35 кВ

Трансформатор тока для 35 кВ выбирается аналогично ТТ для 10 кВ.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока для высокой стороны, приведена в таблице 15.

Таблица 15 - Нагрузка приборов ТТ на высокой стороне подстанции

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 35 кВ	СА3020	4	4	4

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ 35 БП.

Находим сопротивление приборов для трансформатора на вводе 35 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4}{5^2} = 0,16 \text{ Ом.}$$

Определяем сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,16 - 0,05 = 0,99 \text{ Ом.}$$

Определяем сечение проводов:

$$S = \frac{0,0283 \cdot 60}{0,99} = 1,72 \text{ мм}^2.$$

Выбираем провод сечением 4 мм<sup>2</sup>.

Находим сопротивление проводов по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,4245.$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,16 + 0,4245 + 0,05 = 0,63 \text{ Ом.}$$

Исходя из расчета, произведенного выше, можно сделать вывод, что трансформатор тока марки ТОЛ 35 БП, устанавливаемый на вводе, проходит по всем параметрам. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу 16.

Таблица 16 - Проверка трансформатора тока ТОЛ 35 БП на вводе 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{расч}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$I_{\text{расч}} = 98,1 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{НОМ}}$
$Z_{\text{Нрасч}} = 0,63 \text{ Ом}$	$Z_{\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_{\text{Нрасч}} \leq Z_{\text{НОМ}}$

### 8.3.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Нелинейные ограничители перенапряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами ограничители перенапряжения не содержат искровых промежутков и состоят только из колонки металлооксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую покрышку.

ОПН имеют ряд преимуществ по сравнению с ранее использующимися, для защиты от перенапряжений разрядниками:

- Благодаря высокой нелинейности варисторов достигается быстрая реакция на импульсные переходные процессы с быстро нарастающим фронтом (грозовые перенапряжения).

- Низкий и постоянный уровень защитного напряжения обеспечивает надежную защиту элемента настройки и самого заградителя в целом.

- Из-за отсутствия искровых промежутков отсутствует дуга, вызывающая обгорание электродов и, соответственно, выход из строя разрядника.

В целом, использование ОПН в качестве защитного устройства взамен ранее применявшегося для этих целей разрядника позволяет существенно повысить надежность высокочастотного заградителя.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;

- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{нр}$ , которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (113)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 с. В соответствии с этим коэффициент  $K_B$ , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [13, рис.2.1].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (114)$$

$$U_{расч} = \frac{42}{1,1} = 38,18 \text{ кВ.}$$

По длительному допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1, [12, с.32].

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{ocm}}{Z} \right) \cdot U_{ocm} \cdot 2T \cdot n, \quad (115)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжения;

$U_{ocm}$  – остающееся напряжение на ограничителе,  $U_{ocm} = 96 \text{ кВ}$ ;

$Z$  – волновое сопротивление линии,  $Z = 500 \text{ Ом}$ , [14, с. 201];

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Значение  $U$  можно рассчитать по формуле:

$$U = \frac{U_0}{1 + k \cdot l \cdot U_0}, \quad (116)$$

где  $U_0$  – напряжение волны перенапряжений в месте ее возникновения;

$k$  – коэффициент полярности,  $k = 0,2 \cdot 10^{-3}$ , [14, с. 155];

$l$  – длина защищенного подхода, [14, с. 167].

$$U = \frac{127}{1 + 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 127} = 120,86 \text{ кВ}.$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (117)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны, [14, с. 158];

$c$  – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 7,326 \text{ мкс}.$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(120,86 - 96)}{500} \cdot 96 \cdot 2 \cdot 7,326 \cdot 2 = 139,87 \text{ кДж}.$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (118)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{139,87}{35} = 3,99 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1 с удельной энергоемкостью 7 кДж/кВ.

### 8.3.6 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители серии ВЗ предназначены для обеспечения передачи сигналов противоаварийной автоматики (ПА), релейной защиты (РЗ), телефонной связи, телемеханики, промодулированных высокой частотой (24-1000 кГц) по фазовому проводу или грозотросу высоковольтной (10,35-750 кВ) линии электропередачи. Высокочастотный заградитель необходим для исключения шунтирования высокочастотного сигнала обмоткой фазового трансформатора. Заградитель представляет собой высокочастотный фильтр, который включается в рассечку провода высоковольтной линии электропередачи для предотвращения потерь высокочастотного сигнала.

Высокочастотные заградители подключаются к проводам линий электропередачи и должны выдерживать ограниченные во времени воздействия перенапряжений, возникающих в электрических сетях при грозе, коротких замыканиях, коммутационных переключениях.

На каждой линии установлены высокочастотные заградители и конденсаторы связи; релейная защита и аварийная связь осуществляются по проводам линий электропередачи. С помощью автокрана устанавливают высокочастотный заградитель на опорные изоляторы и закрепляют. Устанавливают и закрепляют разрядник РВС-20 и регистратор срабатывания. Выполняют монтаж однополюсного разъединителя и привода. В соответствующую фазу врезан высокочастотный заградитель ВЗ, назначение которого - закрыть путь токам высокой частоты в сторону подстанции. В то

же время заградитель представляет весьма малое сопротивление для тока промышленной частоты. Если на трассе электропередачи имеется промежуточная подстанция, то на ней устраивается обход для высокочастотного канала, состоящий из двух заградителей, двух конденсаторов и двух фильтров присоединения, связанных между собой высокочастотным кабелем. Следует помнить, что обесточенные шлейфы высокочастотных заградителей могут быть под наведенным напряжением.

Высокочастотные заградители устанавливаем на стороне 35 кВ типа ВЗ-630-0.5У1 ( $i_{терм} = 16 \text{ кА}$   $i_{дин} = 41 \text{ кА}$ ) с конденсаторами связи СМП-35/ $\sqrt{3}$  - 6.4, с фильтром присоединения серии ФПМ, [12, с.95].

## 9 РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Надежность систем электроснабжения и энергетических систем в целом обеспечивается резервированием элементов этих систем и связано со

значительными капиталовложениями. Обоснование оптимального резервирования и выбор способа их реализации предусматривается на стадии планирования и проектирования ЭЭС.

Рабочее состояние объекта включает в себя следующие режимы:

- нормальный – когда обеспечиваются значения заданных параметров режимов работы и резервирования в установленных пределах;

- ремонтный – когда часть элементов объекта находится в состоянии предупредительного или аварийного ремонтов.

-аварийный – от момента возникновения отказа до его локализации.

В данной выпускной квалификационной работе оценивается надежность схемы электроснабжения потребителей подстанции 35/10 кВ ПС “Могот” в нормальном режиме работы.

Расчет надежности системы электроснабжения будем проводить с помощью аналитического метода. Сущность метода состоит в определении количественных вероятностных значений показателей надежности, таких, как полное погашение схемы, разрыв транзита, оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Рассмотрим надежность подстанции “Могот” 35/10 кВ до реконструкции.

В нормальном режиме один трансформатор отключен, питание шин осуществляется по одной линии через секционный выключатель, если линия будет отключена, то произойдет полное погашение подстанции, и придется отключать большую часть потребителей.

Исходные данные для расчета:

Схема замещения подстанции представлена на рисунке 9:

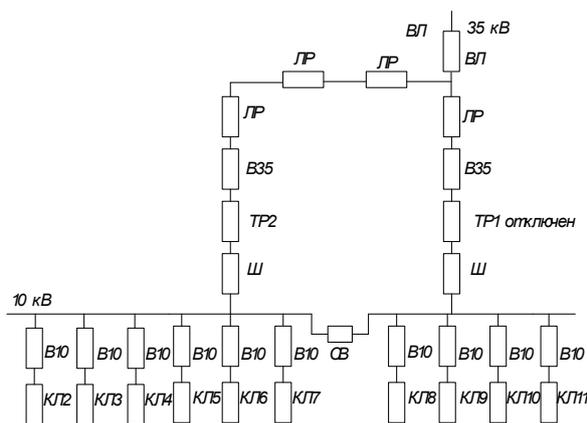


Рисунок 9 – Схема замещения до реконструкции

Для каждого элемента по справочным данным [15, с.227, табл п1.4-1.10], определяем показатели надежности.

Средняя частота устойчивых отказов ВЛ 35 кВ определена как модель:

$$\lambda_{ВЛ} = \lambda_{ВЛуст} + \lambda_{ВЛнеуст}, \quad (119)$$

где  $\lambda_{ВЛуст}$  - вероятность отказа при устойчивом КЗ;

$\lambda_{ВЛнеуст}$  - вероятность отказа при неустойчивом КЗ.

$$\lambda_{ВЛуст} = l \cdot \lambda_{ВЛ} = 4,03 \cdot 0,007 = 0,028; \quad (120)$$

$$\lambda_{ВЛнеуст} = \alpha \cdot \lambda_{ВЛуст} = 2 \cdot 0,028 = 0,056,$$

где  $l$  - длина линии, км,

$\alpha$  - коэффициент средней частоты неустойчивых отказов.

$$\lambda_{ВЛ} = 0,028 + 0,056 = 0,085.$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателя 35 кВ определена как модель:

$$\lambda_{Вмодель} = \lambda_{В} + 2 \cdot \lambda_{р} + a_{он} \cdot N_{он} + a_{кз} \cdot (\lambda_{газ.защ} + \lambda_{ДЗТ}) \cdot \lambda_{Тр}, \quad (121)$$

где  $\lambda_B$  - вероятность отказа выключателя;

$\lambda_p$  - вероятность отказа разъединителя, [10, с.490, табл 8.10];

$a_{on}$  - вероятность отказа на коммутационную операцию, [16, с.430];

$N_{on}$  - ожидаемое число плановых и аварийных коммутаций, [16, с.430];

$a_{кз}$  - вероятность отказа при отключении короткого замыкания;

$\lambda_{газ.защ}$  - средняя частота ложных отказов газовой защиты тр-ра ;

$\lambda_{Тр}$  - средняя частота ложных отказов трансформатора;

$\lambda_{ДЗТ}$  - средняя частота ложных отказов дистанционной защиты.

$$\lambda_{B35.модель} = 0,02 + 0,01 + 0,006 \cdot 8 + 0,006 \cdot (0,68 + 0,45) \cdot 0,012 = 0,078;$$

$$q_{B35.модель} = \frac{0,02 \cdot 25}{8760} + \frac{0,01 \cdot 6}{8760} + \frac{0,006 \cdot 8}{8760} + \frac{0,006 \cdot (0,68 + 0,45) \cdot 0,012 \cdot 70}{8760};$$

$$q_{B35.модель} = 7,006 \cdot 10^{-5}.$$

Средняя частота устойчивых отказов выключателя 10 кВ определена как модель:

$$\lambda_{B10.модель} = \lambda_B + 2 \cdot \lambda_p = 0,01 + 2 \cdot 0,01 = 0,03.$$

$$q_{B10.модель} = \frac{\lambda_B \cdot t_{BB}}{8760} + \frac{2 \cdot \lambda_p \cdot t_{BP}}{8760} = \frac{0,01 \cdot 15}{8760} + \frac{2 \cdot 0,01 \cdot 6}{8760} = 3,082 \cdot 10^{-5}$$

Все показатели надежности сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Показатели надежности

Показатели надежности	Средняя частота устойчивых отказов, $\lambda$	Среднее время восстановления, $t_B$ , ч	Средняя частота плановых отключений, $\lambda_{пл}$	Среднее время планового восстановления, $t_{пл,ч}$
1	2	3	4	5
ВЛ 35 кВ	0,085	10	1,2	15
Раз-ль 35кВ	0,01	6	0,166	6
Выкл. 35 кВ	0,078	25	0,14	9
Тр-р 35 кВ	0,012	70	0,75	26

Продолжение таблицы 17				
1	2	3	4	5
Шины 10 кВ	0,42	7	0,166	5
Выкл. 10 кВ	0,03	15	0,03	15
КЛ1	0,0064	5	0,17	2
КЛ2	0,006	5	0,17	2
КЛ3	0,0056	5	0,17	2
КЛ4	0,0071	5	0,17	2
КЛ5	0,0064	5	0,17	2
КЛ6	0,006	5	0,17	2
КЛ7	0,006	5	0,17	2
КЛ8	0,0045	5	0,17	2
КЛ9	0,0049	5	0,17	2
КЛ10	0,0052	5	0,17	2

Расчет проведем в нормальном режиме.

Параметры цепочек при преднамеренном отключении:

$$\lambda_c = \sum_1^n \lambda_i + \lambda_{пр.наиб},$$

где  $\lambda_{пр.наиб}$  - наибольшая средняя частота плановых отключений цепочки.

$$\lambda = \lambda_{ВЛ} + 3\lambda_P + \lambda_{В35.мод} + \lambda_T + 11 \cdot \lambda_{В10.мод} + \lambda_{Ш1} + \lambda_{КЛ1} + \lambda_{КЛ2} + \lambda_{КЛ3} + \lambda_{КЛ4} + \lambda_{КЛ5} + \lambda_{КЛ6} + \lambda_{КЛ7} + \lambda_{КЛ8} + \lambda_{КЛ9} + \lambda_{КЛ10} + 1,2 \cdot \lambda_{пр.наиб} \quad (122)$$

$$\lambda_i = 0,085 + 3 \cdot 0,01 + 0,078 + 0,012 + 0,42 + 11 \cdot 0,03 + 0,0064 + 0,006 + 0,0056 + 0,0071 + 0,0064 + 0,006 + 1/\text{год} + 0,006 + 0,0045 + 0,004875 + 0,00525 + 1,2 \cdot 1,2 = 2,453$$

Вероятность отказа цепочки:

$$q_u = \sum_1^n \lambda_i \cdot t_{Bi},$$

т.к.  $t_B$  задано в часах, то его нужно выразить в годах ( $\lambda$  имеет размерность

$$1/\text{год}), \text{ т.е. } t_B^* = \frac{t_B}{8760}.$$

$$q = \left( \begin{array}{l} \lambda_{BJ} \cdot t_{BJ} + 3\lambda_P \cdot t_P + \lambda_{Ш} \cdot t_{Ш} + \lambda_T \cdot t_T + \\ + \lambda_{KЛ1} \cdot t_{KЛ1} + \lambda_{KЛ2} \cdot t_{KЛ2} + \lambda_{KЛ3} \cdot t_{KЛ3} + \lambda_{KЛ4} \cdot t_{KЛ4} + \\ + \lambda_{KЛ5} \cdot t_{KЛ5} + \lambda_{KЛ6} \cdot t_{KЛ6} + \lambda_{KЛ7} \cdot t_{KЛ7} + \lambda_{KЛ8} \cdot t_{KЛ8} + \\ + \lambda_{KЛ9} \cdot t_{KЛ9} + \lambda_{KЛ10} \cdot t_{KЛ10} \end{array} \right) \cdot \frac{1}{8760} + \quad (123)$$

$$+ q_{B35.мод} + 11 \cdot q_{B6.мод}$$

$$q = \left( \begin{array}{l} 0,085 \cdot 10 + 3 \cdot 0,01 \cdot 6 + 0,42 \cdot 7 + 0,012 \cdot 70 + 0,0064 \cdot 16 + \\ + 0,006 \cdot 16 + 0,0056 \cdot 16 + 0,0071 \cdot 16 + 0,0064 \cdot 16 + 0,006 \cdot 16 + \\ + 0,006 \cdot 16 + 0,0045 \cdot 16 + 0,004875 \cdot 16 + 0,00525 \cdot 16 \end{array} \right) \cdot \frac{1}{8760} +$$

$$+ 7,006 \cdot 10^{-5} + 11 \cdot 3,082 \cdot 10^{-5}$$

$$q = 1,112 \cdot 10^{-3} \text{ 1/год.}$$

Среднее время восстановления каждой цепочки:

$$\lambda_{восст} = \lambda - \lambda_{пр.наиб} = 2,453 - 1,2 = 1,253 \text{ 1/год}; \quad (124)$$

$$\bar{t}_B = \frac{q}{\lambda_{восст}} \cdot 8760 = \frac{1,112 \cdot 10^{-3}}{1,253} \cdot 8760 = 7,78 \text{ час.} \quad (125)$$

Определим параметр потока отказов системы, состоящей из одного элемента:

$$\lambda_c = \lambda; \quad (126)$$

$$\lambda_c = 2,453.$$

Средняя вероятность состояния отказа системы:

$$q_c = K_{п.с.} = q = 1,112 \cdot 10^{-3}. \quad (127)$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$\bar{T}_C = \frac{1}{\lambda_c} = \frac{1}{2,453} = 0,408 \text{ лет.} \quad (128)$$

Расчетное время безотказной работы при  $\alpha = 0,1$ :

$$\bar{T}_p = -\ln(1 - \alpha) \cdot \bar{T} = -\ln(1 - 0,1) \cdot 0,408 = 0,043 \text{ лет.} \quad (129)$$

Среднее время восстановления системы:

$$t_{BC} = \frac{q_C}{\lambda_C} = \frac{1,112 \cdot 10^{-3}}{2,453} \cdot 8760 = 3,972 \text{ ч.} \quad (130)$$

Общая величина ущерба:

$$Y = W_{нед} \cdot Y_0, \quad (131)$$

где  $Y_0$  - средняя величина удельного основного ущерба, [15, с.235];

$W_{нед}$  - количества недоотпущенной электроэнергии.

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{нед} = K_{ПС} \cdot P_{треб} \cdot T_{Г}. \quad (132)$$

$$W_{нед1} = 1,112 \cdot 10^{-3} \cdot 5770 \cdot 8760 = 56206,26 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Общая величина ущерба до реконструкции подстанции:

$$Y = 56206,26 \cdot 1,5 = 8,4 \cdot 10^4 \text{ руб.}$$

Подробный расчёт надежности произведён в программе Mathcad 14, приложение Ж.

## 10 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ «МОГОТ»

### 10.1 Расчет заземления подстанции «Могот»

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

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

Различают следующие виды заземлений:

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

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

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

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

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

Расчет заземления ОРУ в виде сетки.

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

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

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5); \quad (133)$$

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

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

Производится проверка выбранного проводника по условиям:

1 Проверка сечения прутка по условиям механической прочности:

$$F_{mn} = \pi \cdot r^2, \quad (134)$$

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

2 Проверка сечения прутка по условиям термической стойкости:

$$F_{TC} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{OTK}}{400 \cdot \beta}} \text{ мм}^2, \quad (135)$$

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

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

3 Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \text{ мм}^2, \quad (136)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (137)$$

где  $T = 240 \text{ мес.}$  – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

$a_k, b_k, c_k, \alpha_k$  – коэффициенты аппроксимации, зависящие от типа грунта.

Для средней коррозионной активности принимается:  $a_k = 0,0026$ ,  $b_k = 0,00915$ ,  $c_k = 0,0104$  и  $\alpha_k = 0,0224$ , [17, с 123].

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,782 \text{ мм}^2,$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,782 \cdot (10 + 0,782) = 26,485 \text{ мм}^2.$$

По приведенным выше условиям сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{МП} \geq F_{min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.}; \quad (138)$$

$$F_{МП} = 78,5 \geq F_{min} = 54,786 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки  $l_{n-n} = 6 \text{ м}$ , тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_T = (26 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{14 + 2 \cdot 1,5}{6} + (14 + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} = 164,333 \text{ м}. \quad (139)$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$\frac{26 + 2 \cdot 1,5}{6} = 4,8.$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$\frac{14 + 2 \cdot 1,5}{6} = 2,8.$$

Принимается общее число горизонтальных полос:

$$n_T = 5 + 3 = 8.$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади ОРУ квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S} = \sqrt{493} = 22,204 \text{ м}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{164}{2 \cdot \sqrt{493}} - 1 = 2.701. \quad (140)$$

Принимается число ячеек  $m = 3$ .

Длина стороны одной ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{493}}{3} = 7,401 \text{ м}. \quad (141)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной квадратичной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{493} \cdot (3 + 1) = 177,629 \text{ м}. \quad (142)$$

Определяется количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимается кратным длине стороны ячейки  $a = 6$  м – расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{493}}{6 \cdot 2} = 7,401. \quad (143)$$

Принимается количество вертикальных электродов  $n_B = 8$ .

Определяется стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_S = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (144)$$

где  $A_{min}$  – коэффициент подобия, который зависит от отношения:

$$A_{min} = f \left( \frac{l_B}{\sqrt{S}} \right) = \frac{5}{\sqrt{493}} = 0,225. \quad (145)$$

К дальнейшему расчету  $A_{min}$  принимается равным 0,33 [2, с.303].

Стационарные сопротивления первого и второго слоев грунта соответственно равны:

$$R_{s1} = 20 \cdot \left( \frac{0,33}{\sqrt{493}} + \frac{1}{178 + 8 \cdot 5} \right) = 0,389 \text{ Ом};$$

$$R_{s2} = 4 \cdot \left( \frac{0,33}{\sqrt{493}} + \frac{1}{177,629 + 8 \cdot 5} \right) = 0,078 \text{ Ом}.$$

Импульсный коэффициент вычисляется по следующему выражению:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}}, \quad (146)$$

где  $I_M$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{493}}{(20 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 0,996,$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{493}}{(4 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,014.$$

Импульсные сопротивления первого и второго слоев грунта определяются по формуле:

$$R_u = R_s \cdot \alpha_u. \quad (147)$$

Таким образом:

$$R_{u1} = 0,389 \cdot 0,996 = 0,385 \text{ Ом};$$

$$R_{u2} = 0,078 \cdot 1,014 = 0,079 \text{ Ом}.$$

Расчет является верным, если выполняется условие:  $R_{\text{общ}} \leq 0,5 \text{ Ом}$ :

$$R_{\text{i дд}} = R_{e1} + R_{e2} = 0,385 + 0,079 = 0,464 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом}. \quad (148)$$

Напряжение на заземляющем устройстве не должно превышать  $5000 \text{ В}$ :

$$U_3 = R_u \cdot I_3 = 0,464 \cdot 5100 = 2366,4 \text{ В}. \quad (149)$$

где  $I_3$  – расчетный ток замыкания на землю, А.

## 10.2 Расчет молниезащиты ОРУ

Для защиты от прямых ударов молнии используют молниеотводы.

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

Назначение молниеотвода – принять подавляющее большинство ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю.

Защитное действие молниеотводов характеризуется его зоной защиты, т. е. пространством вблизи молниеотвода вероятность попадания, которое не превышает допустимое значение в зависимости от типа зоны.

В России нормируется два типа зон:

зона защиты типа А – с вероятностью не менее  $0,005$  и  $U \leq 500$  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. Если используется несколько молниеотводов, то зона защиты определяется как зона защиты попарно взятых соседних молниеотводов.

Зона защиты образуется четырьмя равновеликими стержневыми молниеотводами. Принимаю для молниеотводов  $1, 2$ , высоту  $h = 14$  м.

Определение очертаний торцевых частей зоны защиты выполняется по расчетным формулам, используемым для построения зоны защиты одиночных молниеотводов.

Зона защиты четырех одинаковых по высоте стержневых молниеотводов характеризуется следующими параметрами:

$h$  – высота молниеотвода, м;

$h_{\text{ЭФ}}$  – высота защиты конуса, м;

$h_{\text{СТ}}$  – наименьшая высота 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;

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

$r_{icx}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами для защищаемого объекта.

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot h; \quad (150)$$

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ м.}$$

Определяется радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (151)$$

$$r_o = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,122 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_{IX} = 9 \text{ м} - \text{на уровне линейного портала;}$$

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне земли, равна радиусу зоны защиты на уровне земли, так как при выполнении расчета, будет рассматриваться расстояние между двумя молниеотводами, которое удовлетворяет условию  $h < L_{M-M} \leq 2 \cdot h$ .

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_x = r_o \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{ЭФ}}}\right); \quad (152)$$

$$r_{ix} = 18,122 \cdot \left(1 - \frac{9}{14,45}\right) = 6,835 \text{ м.}$$

Высота на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами, м:

$$h_{CG} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 0,0003 \cdot h) \cdot (L - h); \quad (153)$$

$$h_{1-2CG} = 14,45 - (0,17 + 0,0003 \cdot 17) \cdot (20 - 17) = 13,925 .$$

Половина ширины зоны защиты в середине пролета на уровне защищаемого объекта, м:

$$r_{CXi} = r_{CO} \cdot \frac{h_{CG} - h_{iX}}{h_{CG}} . \quad (154)$$

На уровне линейного портала:

$$r_{CX1}^{1-2} = 18,122 \cdot \frac{13,925 - 9}{13,925} = 6,409 \text{ м}.$$

Расчет молниезащиты и заземление подстанции проведен с помощью программного продукта MathCad и представлен в приложении К.

## 11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 11.1 Защита линий 10 кВ

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.

Защита должна быть выполнена одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

К основным видам повреждений линий, которые требуют их немедленного отключения, можно отнести междуфазные и однофазные на землю короткие замыкания.

Защита от многофазных замыканий, как правило, должна 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.

Произведем расчет защиты линии от ПС-ТП6.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{c.з} = \frac{k_H \cdot k_{c/з}}{k_B} \cdot I_{раб}, \quad (155)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05, [18, с 45];

$k_{c/з}$  – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принимаем равным 1, [18, с 48];

$k_B$  – коэффициент возврата, равный 0,95, [18, с 49];

$I_{раб}$  – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 288,842 = 319,246 \text{ А.}$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{c.р} = I_{c.з} \cdot \left( \frac{k_{cx}}{k_{Т.Т}} \right) = 319,246 \cdot \frac{1}{200/5} = 7,98 \text{ А}, \quad (156)$$

где  $k_{cx}$  – коэффициент схемы ( $k_{cx} = 1$ , для схемы неполной звезды);

$k_{Т.Т}$  – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем присоединении равен 200/5.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{\psi} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 1,5, \quad (157)$$

где  $I_{кз}^{(2)}$  – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{\psi} = \frac{1992}{319,246} = 6,24;$$

$$6,24 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (158)$$

где  $t_1$  – выдержка времени рассчитываемой защиты;

$t_2$  – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

$\Delta t$  – ступень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{KT2} + t_{KT1} + t_{зан}, \quad (159)$$

где  $t_Q$  – время отключения выключателя,  $t_Q = 0,04$  с, [8, с 180];

$t_{KT2}$ ,  $t_{KT1}$  – погрешности в срабатывании реле времени защиты поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{зан}$  – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени, принимается равным  $0,1-0,15$  с, [18, с 56];

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Принимаем максимальную токовую защиту «Сириус» с диапазоном уставок  $0,5 \div 9$  с.

Выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты слишком велика, поэтому дополнительно к МТЗ применяют токовую отсечку.

Составляем расчетную схему, рисунок 10.

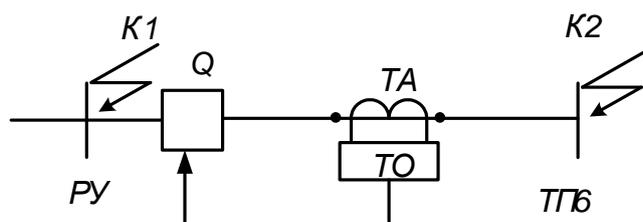


Рисунок 10 – Расчетная схема

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_H \cdot I_{кmax}^{(3)}, \quad (160)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [18, с 61];

$I_{кmax}^{(3)}$  – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому  $I_{с.з.}^{TO}$  должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (161)$$

где  $k_{нам}$  – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов,  $k_{нам} = 3 \dots 5$  [18, с 81];

$\Sigma I_{т.ном}$  – сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Определим сумму номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи:

$$\Sigma I_{т.ном} = \Sigma \frac{S_{mpi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (162)$$

$$\Sigma I_{т.ном} = \frac{208,04 + 324,51 + 379,24 + 320,968 + 197,74 + 595,829 + 583,995 + 595,345 + 387,49}{\sqrt{3} \cdot 10} = 207,45 \text{ A.}$$

где  $S_{mpi}$  – нагрузки трансформаторов, питаемых защищаемой линией.

По формуле (195) проверим условие:

$$1,1 \cdot 2300 \geq 5 \cdot 207,45;$$

$$2530 \geq 1037.$$

Условие выполняется.

Зона действия отсечки определяется графическими построениями, как точка пересечения кривой изменения тока короткого замыкания в максимальном режиме работы сети в зависимости от длины линии. Отсечка считается эффективной, если ее зона действия охватывает не менее 20-25 % длины линии.

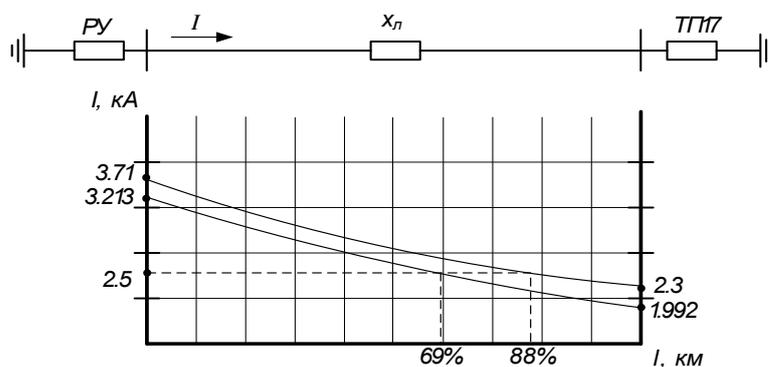


Рисунок 11 – График спада тока трехфазного КЗ по линии

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5; \quad (163)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{3213}{2530} = 1,68.$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

Защита от однофазных замыканий на землю.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;
- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям

безопасности; защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;

- устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

Определим полный ток замыкания на землю на линии:

$$I_{\text{знз}} = \frac{U_{\text{лин}} \cdot L_{\Sigma}}{350} = \frac{10 \cdot 5.23}{350} = 0,149 \text{ А.} \quad (164)$$

Расчет уставок релейной защиты для остальных линий производится аналогично и сводится в таблицу 18.

Таблица 18 – Результаты расчета уставок релейной защиты

Линия	МТЗ		ТО		Защита от замыканий на землю
	$I_{\text{с.з}}, \text{ А}$	$k_{\text{ч}}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ А}$	$k_{\text{ч}}$	$I_{\text{знз}}, \text{ А}$
Ф-8	130,26	12,28	2022,9	2,1	0,227
Ф-17	24,242	17,86	3183,4	1,72	0,017
Ф-18	23,302	11,96	3373,7	1,85	0,006
Ф-19	19,289	15,47	3320,9	1,79	0,009
Ф-20	29,513	17,13	3293,4	1,81	0,01
Ф-3	37,909	13,084	2602,6	1,9	0,07

## 11.2 Защита трансформатора

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

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

МТЗ – это селективная защита от системных повреждений, выполняющая функции дальнего резервирования, несмотря на то, что ее уставки могут не отличаться от уставок защиты от перегрузки. Функция не снабжена памятью (теплового состояния) и всегда начинает набор выдержки времени с нуля.

Расчет уставок МТЗ.

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

Выбор уставок МТЗ на высокой стороне:

$$I_{рmaxвн} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}};$$

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

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{сам}}{K_в} \cdot I_{рmax}, \tag{165}$$

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

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

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

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

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

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,5,$$

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{3213}{349} = 9,2.$$

Условие по чувствительности выполняется.

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

$$I_{\text{сз}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot 100}{K_{\text{mm}} \cdot 5}, \quad (166)$$

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

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем  $t_{\text{пр.мах}} = 1 \text{ с}$ .

$$t_{\text{сз.Т(р)}} = t_{\text{пр.мах}} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с},$$

Защита от перегрузки.

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

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

$$I_{сз} = \frac{K_{омс}}{K_{\epsilon}} \cdot I_{p.max},$$

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

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 93 = 122.06 \text{ A}.$$

Переводим уставку для микропроцессорного терминала Сириус 2Т:

$$I_{ср} = \frac{122.06}{1000} \cdot 100\% = 12.2\%.$$

Газовая защита трансформатора.

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

Дифференциальная токовая защита.

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

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

Таблица 19 - Расчет дифференциальной токовой защиты

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

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

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

Значение принимаем за  $U_{опт}$ . Дальнейший расчет сведем в таблицу 20.

Таблица 20 - Расчет дифференциальной токовой защиты

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

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

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

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

Уставка должна выбираться из двух условий:

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

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

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

намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

- Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Выбираем уставку по условию:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{кз.вн.макс}}; \quad (167)$$

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

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

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

Для рассмотренного выше трансформатора мощностью 6,3 МВА максимальный ток внешнего расчетного КЗ равен 20 кА. Относительное значение этого тока равно  $I_{\text{кз.вн.макс}} = 20000 / 80,4 = 12,8$ . Уставка отсечки

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} > 1,2 \cdot 0,7 \cdot 12,8 = 10,7. \quad (168)$$

Принимаем уставку 11.

Дифференциальная защита.

Тормозная характеристика защиты приведена на рис.15. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к номинальному току стороны ВН. Тормозной ток формируется как полусумма модулей токов двух сторон защищаемого трансформатора.

Выбору подлежат:

$I_{\text{д1}} / I_{\text{ном}}$  - базовая уставка ступени;

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

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

$I_{\text{д2}} / I_{\text{д21}}$  - уставка блокировки от второй гармоники.

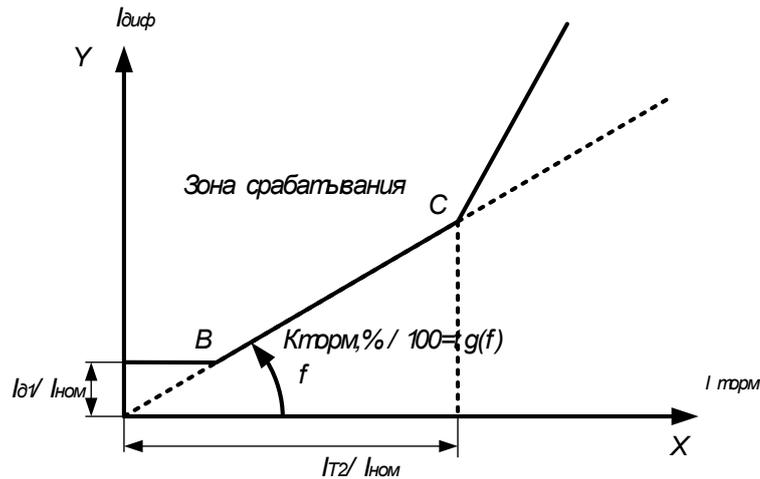


Рисунок 12 – Тормозная характеристика дифференциальной защиты

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

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

$$I_{нб.расч.} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} \quad (169)$$

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

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

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

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

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

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

$$I_{диф} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}; \quad (170)$$

При принятом способе формирования тормозного тока он равен:

$$I_{ТОРМ} = (I_{скв} + I_{скв} + I_{диф}) / 2. \quad (171)$$

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

Введем, по аналогии понятие коэффициента снижения тормозного тока:

$$I_{сн.т} = I_{ТОРМ} / I_{скв} = 1 - 0,5 \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}). \quad (172)$$

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

$$I_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{диф} / I_{ТОРМ}; \quad (173)$$

$$100 \cdot I_{диф} / I_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т} \quad (174)$$

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

$$I_{т1} / I_{ном} = (I_{\partial 1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм}. \quad (175)$$

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

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

С учетом проведенных выше расчетов (табл.23) принимаем:  $I_{\partial 1} / I_{ном} = 0,3$ , принимаем  $\Delta f_{добав} = 0,04$ .

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

$$K_{ТОРМ} \geq 100 \cdot I_{ДИФ} / I_{торм} = 100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) / K_{сн.т} = 100 \cdot 0,481 / 0,815 = 59 \quad ; \quad (176)$$

$$I_{m1} / I_{ном} = (I_{\partial 1} / I_{ном}) \cdot 100 / K_{торм} = 0,3 \cdot 100 / 59 = 0,51; \quad (177)$$

$$I_{m2} / I_{ном} = 2; \quad (178)$$

$$I_{m2} / I_{ном} > I_{m1} / I_{ном}; \quad (179)$$

$$I_{\partial 2} / I_{\partial 1} = 0,15. \quad (180)$$

Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3).

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

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

Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН. Уставки задаются:

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

Уставка сигнала перегрузки принимается равной:

$$I_{с.з} = K_{отс} \cdot I_{ном} / K_v \quad (181)$$

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

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

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

Для трансформатора мощностью 6.3 МВА номинальные вторичные токи на среднем ответвлении на сторонах ВН и НН равны 2,7 и 3,5 А.

Расчетные значения уставки перегрузки равны:

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

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

### 11.3 Автоматический ввод резерва

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

Требования, предъявляемые к АВР:

1. Включение резервного источника должно осуществляться только после отключения рабочего при наличии напряжения на резервном ИП;
2. АВР должно срабатывать при исчезновении питания от рабочего ИП по любым причинам;
3. АВР должно иметь минимальное время действия;

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

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

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

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

#### **11.4 Автоматическое повторное включение**

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

Требования, предъявляемые к АПВ:

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

2. АПВ должно обеспечивать установленную кратность действия.

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

4. АПВ обязательно должно быть снабжено устройством автоматического возврата.

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

#### **11.5 Автоматическая частотная разгрузка**

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

возможно быстрой ликвидации аварии.

На сегодняшний день существуют три категории частотной разгрузки:

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

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

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

Каждая категория внутри себя имеет и отдельные очереди. Например, в АЧР 1 две последовательные очереди отличаются друг от друга уставками срабатывания очереди АЧР рабочей и резервной линий.

## 12 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В работе рассматривается реконструкция системы электроснабжения поселка Могот Тындинского района Амурской области, который питается от подстанции «Могот». В проекте предполагается замена старого оборудования на более новое для повышения надежности электроснабжения жилого района, установка вакуумных выключателей марки ВВУ35-20/1000, 2-х трансформаторов типа ТМН 6300/35 и комплектных трансформаторных подстанций типа КТПН.

### 12.1 Безопасность проекта

В ходе реконструкции все линии электропередач будут заменены на СИП. Поэтому необходимо рассмотреть технику безопасности при монтаже самонесущих изолированных проводов, а также технику безопасности при работе на опорах.

#### *Техника безопасности при работе на опорах*

Подниматься на опору ВЛ 10/0,4 кВ и работать на ней разрешается только в тех случаях, когда имеется уверенность в достаточной устойчивости и прочности опоры.

Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры.

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, трещины в бетоне и т. п.), определяются на месте производителем или руководителем работ.

Работы по усилению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, т. е. с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор запрещается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Подниматься на опору разрешается членам бригады, имеющим группу по электробезопасности:

III—при всех видах работ до верха опоры;

II — при работах, выполняемых с отключением ВЛ, до верха опоры, а при работах на нетоковедущих частях не отключенной ВЛ—не выше уровня, при котором от головы работающего до уровня нижних проводов этой ВЛ остается расстояние 2 м. Исключение составляют работы по окраске опор;

I—при всех видах работ не выше 3 м от земли (до ног работающего).

Отдельные виды работ на высоте должны выполнять работники, имеющие группы по электробезопасности, установленные настоящими Правилами для выполнения этих работ.

При подъеме на железобетонную опору строп предохранительного пояса следует заводить за стойку или прикреплять к лазу.

Запрещается на угловых опорах со штыревыми изоляторами подниматься и работать со стороны внутреннего угла.

При работе на опоре следует пользоваться предохранительным поясом и опираться на оба когтя (лаза) в случае их применения.

При работе на стойке опоры располагаться следует таким образом, чтобы не терять из виду ближайшие провода, находящиеся под напряжением.

При работах на изолирующих подвесках разрешается перемещаться по поддерживающим одноцепным и многоцепным (с двумя и более гирляндами изоляторов) и по натяжным многоцепным подвескам.

Работа на одноцепной натяжной изолирующей подвеске допускается при использовании специальных приспособлений или лежа на ней и

зацепившись ногами за траверсу для фиксации положения тела.

При работе на поддерживающей изолирующей подвеске строп предохранительного пояса должен быть закреплен за траверсу. Если длина стропа недостаточна, необходимо пользоваться закрепленными за пояс двумя страховочными канатами. Один канат привязывают к траверсе, а второй, предварительно заведенный за траверсу, подстраховывающий член бригады опускает по мере необходимости.

Запрещается при подъеме (или опускании) на траверсы проводов, тросов, а также при их натяжении находиться на этих траверсах или стойках под ними.

Выбирать схему подъема груза и размещать подъемные блоки следует с таким расчетом, чтобы не возникали усилия, которые могут вызвать повреждение опоры.

Окраску опоры с подъемом до ее верха могут выполнять члены бригады с группой II. При окраске опоры должны быть приняты меры для предотвращения попадания краски на изоляторы и провода (например, применены поддоны).

#### *Техника безопасности при монтаже СИП*

Работы по монтажу и наладке следует производить в соответствии с рабочей документацией, придерживаясь соответствующих правил безопасности. К работам допускается специально обученный персонал.

Электромонтажные работы следует выполнять, в две стадии:

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

Просека по трассе ВЛ должна быть очищена от вырубленных деревьев и кустарников. Сжигание сучьев и других порубочных остатков следует производить в разрешенный для этого период времени.

Запрещается производство работ или нахождение рабочих под монтируемым оборудованием.

Металлические корпуса, части оборудования или лесов должны быть заземлены.

Весь персонал должен пользоваться защитными касками, запрещается поправлять витки провода на барабане во время его раскатки.

При подвеске, визировании и закреплении проводов в населенных пунктах, на участке необходимо разместить соответствующие плакаты и выставить наблюдающих.

Запрещаются монтажные работы при приближении и во время грозы, а так же натяжение проводов при скорости ветра более 10-12 м/с.

## **12.2 Экологичность проекта**

Под экологичностью проекта будем понимать воздействие электрической сети поселка на окружающую среду в целом, и на жителей в частности. Так как действующая и проектируемая электрические сети имеют классы напряжения 10 и 0,4 кВ, можно сказать, что воздействие электромагнитных полей (ЭМП) будет минимальным, что связано как с небольшой интенсивностью ЭМП от электроустановок таких классов напряжения, так и с предусмотренной конструкцией защитой от воздействия ЭМП. Поэтому следует рассмотреть защиту от загрязнения трансформаторным маслом и отвод земель во дворах жилых домов под строительство ТП.

### *Мероприятия по охране окружающей среды*

При эксплуатации ПС «Могот» согласно ПУЭ 7-е изд. для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

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

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

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

#### *Расчет маслоприемника без отвода масла*

Определим высоту бортового ограждения маслоприемника трансформатора ТМН–6300/35. Зная массу масла в трансформаторе  $m = 10,2$  т и его плотность:  $\rho = 850$  кг/м<sup>3</sup> /10/, можно определить объём  $V$ , который будет занимать это количество масла:

$$V_{TM} = \frac{m}{\rho} = \frac{10200}{850} = 12 \text{ м}^3 \quad (182)$$

Зная объём, который занимает масло, а также длину  $A = 5,4$  м, ширину  $B = 2,98$  м и высоту до крышки  $H = 5$  м трансформатора, можно определить площадь, отводимую под маслоприемник и высоту маслоприемника. Величина  $\Delta$  – показывает, на сколько габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования, в данном случае трансформатора (рисунок 13). При массе трансформаторного масла от 10 до 20 т величина  $\Delta \geq 1,5$  м (п. 4.2.69 [5]).

Площадь маслоприёмника определяется по формуле:

$$S_{MII} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta), \quad (183)$$

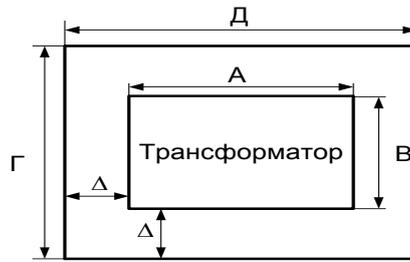


Рисунок 13 – Габариты маслоприёмника

$$S_{МП} = (5,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (2,98 + 2 \cdot 1,5) = 47,84 \text{ м}^2.$$

Объем маслоприемника без отвода масла следует рассчитывать на прием 100 % объема масла, залитого в трансформатор и 80 % воды от средств пожаротушения из расчета орошения площадей маслоприемника и боковых поверхностей трансформатора в течение 30 минут.

Площадь боковых поверхностей трансформатора

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H, \quad (184)$$

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (5,4 + 2,98) \cdot 5 = 83,8 \text{ м}^2.$$

Объем воды, необходимый для тушения пожара трансформатора,

$$V_{ВОДЫ} = K_{П} \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (185)$$

где  $K_{П} = 0,2 \cdot 10^{-3} \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$  – интенсивность пожаротушения, нормируемого ПУЭ.

$t = 1800$  – нормативное время пожаротушения, сек;

$S_{МП}$  – площадь маслоприемника,  $\text{м}^2$ ;

$S_{БПТ}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора,  $\text{м}^2$ .

$$V_{ВОДЫ} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (47,84 + 83,8) = 50,66 \text{ м}^3.$$

Глубина маслоприемника для приема 100 % масла и 80 % воды

$$h_{ТМ+ВОДА} = \frac{V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{ВОДЫ}}{S_{МП}}, \quad (186)$$

$$h_{ТМ+ВОДА} = \frac{12 + 0,8 \times 50,66}{47,84} = 1,097 \text{ м}.$$

Выполняем маслоприёмник заглубленной конструкции. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм. Отсюда высота маслоприемника равна:

$$h_{МП} = h_{ТМ+ВОДА} + h_{Г} + h_{ВОЗД.П}, \quad (187)$$

где  $h_{Г}$  – толщина гравийной подушки, м;

$h_{ВОЗД.П}$  – воздушная прослойка, м.

$$h_{МП} = 1.097 + 0,05 + 0,25 = 1.397 \text{ м.}$$

Наглядное конструктивное исполнение маслоприемника без маслоотвода показано на рисунке 14.

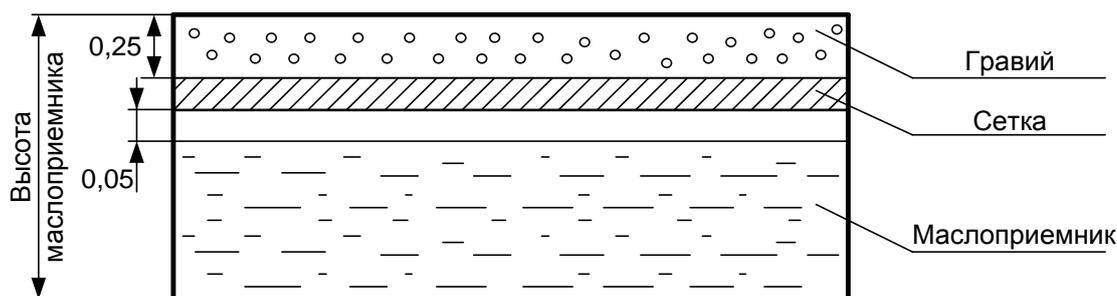


Рисунок 14 – Конструкция маслоприемника

### 12.3 Чрезвычайные ситуации

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

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

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

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению

пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием на выпускную квалификационную работу была выполнена реконструкция системы электроснабжения поселка Могот Тындинского района, получающего питание от ПС «Могот» 35/10.

В данном проекте был выполнен расчёт нагрузок коммунально - бытовых, потребителей, осветительных нагрузок, для приема, преобразования и распределения электроэнергии предусмотрены комплектные закрытые трансформаторные подстанции напряжением 10/0,4кВ в металлических контейнерах типа КТПН-59 полной заводской готовности, проводится расчёт элементов системы электроснабжения. А именно, выбирается и проверяется коммутационно-защитная аппаратура, сечения и марки проводов линий электропередач. Т.е. связь с энергосистемой будет осуществляться по ВЛ 35 кВ, а распределительные сети внутри поселка выполняются напряжением 10 кВ и 0,4 кВ. Сети внутри города 0,4 и 10 кВ выполняем самонесущими изолированными проводами. Основное преимущество таких сетей - высокая надежность и большой срок службы.

Использовано новое, более совершенное электрооборудование на подстанции «Могот», которое по своим характеристикам значительно превосходит ранее созданные аппараты, значительно повышает надежность и качество электроустановок, обеспечивает удобство эксплуатации, длительный межремонтный период – 15-20 лет и т.д. Для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений установлены нелинейные ограничители перенапряжения типа ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1. Для питания электрических измерительных приборов, цепей защиты и сигнализации установлены антирезонансные трансформаторы напряжения НАМИ.-10-У2. Устойчивы к феррорезонансу и воздействию перемещающейся дуги в случае замыкания одной из фаз сети на землю.

Оперативное обслуживание ПС осуществляется с дежурством на ПС. Ремонт ПС осуществляется выездными специализированными ремонтными бригадами. Для передачи сигналов телемеханики на диспетчерский пункт организуется канал диспетчерской связи.

Нагрузка собственных нужд ПС составляет 40 кВА. Для питания собственных нужд и оперативных цепей предусматривается установка двух трансформаторов, мощность каждого составляет 40 кВА. В соответствии с принятой схемой на подстанции предусмотрен оперативный ток.

Для предотвращения ошибочных действий при оперативных переключениях на ПС предусматривается электромагнитная блокировка.

Установка заземляющих реакторов на напряжении 10 кВ не требуется.

Заземляющее устройство ПС рассчитано по сопротивлению растеканию тока и обеспечивает в любое время года сопротивление не превышающее 0.5 Ом. Контур выполняется стальной сеткой из круглой стали Д 10.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Инструкция по проектированию городских электрических сетей. РД-34-20.185-94(с изменениями 1999г.).
- 2 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.
- 3 Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Т.2. Москва ,2003.- 398с.
- 4 Блок В.М. Посибие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей ВУЗов: учеб. пособие / В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; под ред. В.М. Блок. – 2-е изд. – М.: «высшая школа», 1990. – 383 с.
- 5 РД 153- 34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.
- 6 Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
- 7 Киреев Э. А., Орлов В.В, Старкова Л. Е. « Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик »,2003.
- 8 Мясоедов. Ю.В., Савина Н. В., Ротачева А.Г., «Электрическая часть станций и подстанций». Благовещенск 2007.- 192 с.
- 9 Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001.-928 с.
- 10 Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций/ Б.Н. Неклепаев И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
- 11 Идельчик В.И. Эллектрические системы и сети / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.

12 Козловский Н.Н., «Номенклатурный каталог», завод электротехнического оборудования, 2006 – 205 с.

13. Иманов Г.М., Халилов Ф.Х., Таджибаев А. И. «Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока», издательство Санкт-Петербург, 2003 г. – 31с.

14 Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – С.-Пб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

15 Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы.: учеб. пособие / В.Г. Китушин. – Н.: Издательство НГТУ, 2003. – 256с.

16 Трубицин В.И. Надежность электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1997.

17 Карякин Р.Н., Солнцев В.И. , «Заземляющие устройства промышленных электроустановок ». Москва, Энергоатомиздат 1989, - 263с.

18 Устройство микропроцессорной защиты присоединений напряжением 6-35 кВ «Сириус - Л», изд-во Москва 2005, 210 с.

19 Микропроцессорное устройство основной защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус – 2 Т», Москва 25.07.05. ЗАО «Радиус Автоматика».

20 Логинова С.Е, Логинов А.В, Шаманов. Д.Г, «Пособие по проектированию воздушной линии электроснабжения напряжением 0,380-20 кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами », изд-во Санкт- Петербург 2007., 368с.

22 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2009. – 392 с.

23 Нормативы численности промышленно-производственного персонала предприятий магистральных электрических сетей / Открытое

акционерное общество «Федеральная сетевая компания единой энергетической системы». М.: 2003 г.

24 7 Постановление Департамента по тарифам Амурской области № 6/1 от 25.02.2009 г. «О единых (котловых) тарифах на услуги по передаче электрической энергии на территории Амурской области на 2010 год».

25 ГОСТ 12.0.003-74\* ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».

26 СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах в помещениях жилых общественных зданий и на территории жилой застройки, 289 с.

27 13. ГОСТ 12.1.019-79\* ССБТ «Электробезопасность» 254 с.

28 . СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» 198 с.

29 Справочная книга для проектирования электрического освещения. под ред. Г.М. Кнорринга. – П.: «Энергия», 1976. — 384 с.

30 Руководящий документ «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок». ПОТР М – 016-2001, РД-153-34.0-03.150–00. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», -2001.

31 Правила определения размеров земельных участков для размещения ВЛ электропередачи и опор линии связи обслуживающих электрические сети П. Р.Ф. от 11.08.03г. № 486.

32 Нормы отвода земель для электросетей с напряжением 0,38-750 кВ №14278.

33 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.