

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Модернизация понизительной подстанции 110/10 кВ «Шеркалы»

Обучающийся

В.С.Мамонтов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., И. В. Горохов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Консультант

ст. преподаватель, О.Н. Головач

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

## Аннотация

Тема проекта данного проекта является «Модернизация понизительной подстанции 110/10 кВ «Шеркалы». Целью проекта является повышение эффективности работы подстанции в связи с изменением нагрузки. В проекте выполнена модернизация подстанции. Произведен расчет нагрузок трансформаторов, выбор коммутационной и защитной аппаратуры, расчет электрических нагрузок и выбор трансформаторов собственных нужд.

В ходе изучения различных вариантов, было определено, что марка ТМН - 6300/110/10 кВ для силовых трансформаторов является оптимальным выбором. Подбранное силовое оборудование соответствует параметрам 110, 10 кВ и прошло расчет токов короткого замыкания. В рамках выпускной квалификационной работы был проведен расчет уставок релейной защиты, призванный защитить силовой трансформатор от возможных повреждений и аварийных режимов. Кроме того, замена оборудования и силовых трансформаторов на подстанции потребовала осуществления расчета зон действия молниезащиты.

Дополнительно к проекту по модернизации подстанции «Шеркалы» был разработан план мероприятий по повышению безопасности на объекте. В рамках этого была проведена проверка и обновление системы охранно-пожарной сигнализации, а также установлены новые системы мониторинга и контроля параметров электрической сети. Это позволило увеличить надежность и безопасность работы подстанции.

Дипломный проект содержит в себе 80 страниц, 10 рисунков, 22 таблицы, 21 источник.

Графическая часть работы представлена на 6 рисунках формата А1.

## **Annotation**

The theme of this project is “Modernization of step-down substation 110/10 kV Sherkali”. The aim of the project is to increase the efficiency of the substation in connection with the change in load. The substation was modernized in the project. Calculation of loads of transformers, selection of switching and protective equipment, calculation of electrical loads and selection of auxiliary transformers.

In the course of studying various options, it was determined that the TMN brand - 6300/110/10 kV for power transformers is the best choice. The selected power equipment corresponds to the parameters of 110, 10 kV and has passed the calculation of short circuit currents. As part of the final qualification work, the calculation of relay protection settings was carried out, designed to protect the power transformer from possible damage and emergency modes. In addition, the replacement of equipment and power transformers at the substation required the calculation of lightning protection coverage areas.

In addition to the Sherkaly substation modernization project, an action plan was developed to improve safety at the facility. As part of this, the fire and security alarm system was checked and updated, and new systems for monitoring and controlling the parameters of the electrical network were installed. This made it possible to increase the reliability and safety of the substation.

The diploma project contains 80 pages, 10 figures, 22 tables, 21 sources.

The graphic part of the work is presented in 6 drawings of A1 format.

## Содержание

Введение.....	6
1 Характеристика подстанции «Шеркалы».....	8
1.1 Однолинейная схема электрических соединений подстанции .....	8
1.2 Основное электрическое оборудование подстанции .....	8
1.3 Обоснование необходимости реконструкции подстанции .....	11
2 Расчёт электрических нагрузок подстанции .....	13
3 Выбор мощности и конструкции трансформаторной подстанции .....	15
3.1 Выбор мощности трансформаторов подстанции .....	15
3.2 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции .....	17
4 Расчёт токов короткого замыкания .....	18
4.1 Схема замещения сети.....	18
4.2 Расчёт параметров схемы замещения и токов короткого замыкания .....	20
5 Расчёт и выбор оборудования подстанции.....	23
5.1 Расчёт и выбор оборудования на стороне 110 кВ .....	23
5.2 Расчёт и выбор оборудования на стороне 10 кВ .....	26
5.3 Выбор токопроводов .....	27
5.3.1 Выбор гибких токопроводов .....	27
5.3.2 Выбор сборных шин.....	33
5.4 Выбор трансформаторов тока.....	38
5.5 Выбор трансформаторов напряжения .....	44
5.6 Расчёт и выбор системы собственных нужд.....	48
5.7 Расчёт и выбор электрического освещения подстанции .....	49
6 Выбор устройств заземления грозозащиты подстанции.....	55

7 Релейная защита и автоматика элементов подстанции.....	60
7.1 Расчет токов короткого замыкания.....	60
7.2 Выбор уставок терминалов защиты.....	65
7.3 Расчет уставок ДЗТ.....	73
Заключение .....	77
Список используемых источников.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>

## Введение

Электрическая энергия является наиболее чистой формой энергии и может быть получена из большого многообразия первичных источников (например, уголь, нефть, газ, энергия воды и атомная энергия). Электрическая энергия имеет ряд неоспоримых преимуществ по сравнению с другими видами производной энергии – возможность получения практически любых количеств, сравнительная простота ее передачи на расстояние и легкость преобразования в энергию других видов.

Электроэнергия переносится от источников к потребителям, используя энергетические системы, которые объединяют несколько электростанций. Эти системы, называемые энергосистемами, являются основным источником электроснабжения потребителей, включая предприятия промышленные, требующие значительное количество энергии.

Развиваясь и усложняясь, структуры систем электроснабжения сталкиваются с возрастающими требованиями экономичности и надежности их работы. Это происходит вслед за изменением характера и структуры потребителей электроэнергии, а также распространением управления распределением и потреблением электроэнергии на основе современной вычислительной техники. В связи с этим, подготовка высококвалифицированных инженеров становится важным фактором.

Энергетические системы отличаются отсутствием возможности накопления электроэнергии, так как все полученные ресурсы мгновенно используются.

В случае неожиданных изменений нагрузки необходима быстрая и точная компенсация дефицита за счет эффективной системы управления.

Структура и принцип работы систем электроснабжения, а также характер установленного оборудования, являются важными элементами, которые затрагивают работу этих систем.

При формировании концепций электроэнергетики применяются как правило электронно-вычислительная машины, дающие подобрать наиболее наилучший вид сочетания схемы и подбора компонентов.

Значительную роль в концепциях электроснабжения представляют электроподстанции, которые преобразуют и распределяют электрическую энергию.

При конструировании электроподстанции стремятся применять стандартные постановления с целью унификации оснащения и уменьшения цены обслуживания. Но в практике ход проектирования подстанции способен быть непростым и требовать глубочайших познаний профессионалов. Целью данного проекта является «Модернизация понизительной подстанции «Шеркалы» 110/10 кВ».

Подстанция расположена в селе в Октябрьском районе Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. Основная её задача – электроснабжение сельскохозяйственных предприятий деревни, а также быт населения.

В соответствии с поставленной целью в рамках проекта решаются следующие вопросы: обосновать необходимость модернизации подстанции 110 кВ «Шеркалы»; выбрать главную схему подстанции; определить расчетную мощность подстанции; выбрать число и мощность силовых трансформаторов; рассчитать токи коротких замыканий на сторонах 110 и 10 кВ; выбрать электрооборудование на подстанции (трансформаторы собственных нужд, коммутационную аппаратуру, измерительные приборы, ограничители перенапряжения); выбрать защиту силовых трансформаторов; произвести светотехнический и электрический расчеты системы освещения ОРУ; определить сметную стоимость реконструкции подстанции

## 1 Характеристика подстанции «Шеркалы»

### 1.1 Однолинейная схема электрических соединений подстанции

Подстанция «Шеркалы» является тупиковой подстанцией и запитывается от ВЛ-110 кВ «Октябрьская» и ВЛ-110 кВ «Белоярская». Схема запитки электроэнергии показана на листе графической части №2.

В нормальном режиме работают два трансформатора: первая секция шин питается от трансформатора ТДН–16000/110–70У1, вторая – от трансформатора ТДН–10000/110–70У1. Приведём таблицу 1.

Таблица 1 – Характеристики отходящих линий 10 кВ

Отходящие линии	Длина, км	Марка и сечение кабеля	Секция шин	Потребители
Посёлок 1	2,290	ААБл-3×185	I	Бытовой сектор
Посёлок 2	1,490	ААБл-3×120	I	Бытовой сектор
Земснаряд	5,437	ААБ-3×240	I	Производственный сектор
Посёлок 4	3,240	ААБ-3×120	I	Бытовой сектор

Основным потребителем электроэнергии на этой подстанции является бытовой сектор. Характеристики отходящих линий 10 кВ приведены в таблице 1.

### 1.2 Основное электрическое оборудование подстанции

Силовые трансформаторы

На территории подстанции находятся два силовых трансформатора.

Характеристики трансформаторов показаны в таблице 2:



Таблица 2 – Характеристики трансформаторов

Характеристика	Описание трансформаторов	
	ТДН – 16 000/110	ТДН – 10 000/110
Завод-изготовитель	Тольяттинский трансформатор	
Год выпуска	1988	1989
Год установки	1989	1989
Номинальная мощность, кВА	16 000	10 000
Номинальное напряжение, кВ	115/11	115/11
Тип РПН	РНТА-35/200 с моторным приводом ПДП-5Л	РС-9 с моторным приводом МЗ-4
Изоляция нейтрали	ослаблена	Ослаблена
Рх, кВт	19	12,9
Рк, кВт	85	54,2
Uк, %	10,4	10,2
Iх, %	0,64	

Трансформаторы собственных нужд

К секции 10 кВ подключены два трансформатора собственных нужд ТСЗ-250/10.

Трансформаторы напряжения

Трансформатор напряжения имеет марку НАМИ-10 секции шин низкого напряжения (2 шт.). В ячейке трансформатор напряжения подключен через предохранители ПКТ-10 к шинам 10 кВ.

Трансформаторы тока

«Для оптимальной работы реле и других замерных устройств при подключении к высоковольтным распределительным устройствам необходимо использовать трансформаторы тока. Эти устройства позволяют уменьшить начальный ток до уровней, которые безопаснее для замеров и защиты основных цепей от повреждений» [9].

«Трансформаторы тока предназначены для снижения первичного тока до значений, лучше подходящих для реле и других измерительных приборов, для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения» [14].

На ошиновках выключателей силовых трансформаторов со стороны высокого напряжения подстанции установлены трансформаторы тока серии ТВ-110. Коэффициент трансформации трансформаторов тока  $n_{\text{тт}}=600/5$ , номинальный первичный ток – 200 А.

На стороне низкого напряжения установлены трансформаторы тока серии ТЛМ-10 УХЛ2.

#### Разъединители

Всего на подстанции 19 разъединителей. Разъединители имеют марку РНДЗ-1(2)-110/1000 с приводом ПР-90 ЛП. Номинальный ток 1000 А, 1989 г. изготовления.

#### Выключатели

На стороне 110 кВ установлено стоит 5 выключателей марки МКП 110 20/630. На секции 10 кВ установлены выключатели 10 кВ (8 шт.) ВК –10 – 20/630 У2.

#### Отделители и короткозамыкатели

Отделители, применяемые на подстанции имеют тип ОД-110 с приводом ПРО, номинальным током 1250 А, изготовлены в 1988 г.. Тип короткозамыкателей – КЗ-110 с приводом ПРК.

#### Разрядники и ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН)

Защита от перенапряжений на подстанции выполнена разрядниками РВС-110 У1, РВС-35 У1 на стороне 110 кВ, РВО-10 на стороне 10 кВ.

#### Распределительные устройства

«РУ 110 кВ выполнено, открыто (ОРУ), в виде схемы «с двумя рабочими и обходной системами шин» [3]. «РУ 10 кВ выполнено комплектно (КРУН), в виде схемы «одна секционированная система шин» [1].

#### Релейная защита

На подстанции установлены механические реле защиты.

Отразим это в таблице 3.

Таблица 3 – Релейная защита на подстанции

Защищаемый объект	Вид защиты										
	Ток. отсечка	МТЗ-110	МТЗ-10	Диф. защита	Газовая	Перегр.	Дист.	АПВ (1 кр.)	ЗДЗ	Защита от замыканий на землю	АЧР (ЧАПВ)
Тр-р ТДН – 16 000/110	-	+	+	+	+	+	-	+	-	-	-
Тр-р ТДН – 10 000/110	-	+	+	+	+	+	-	+	-	-	-
СШ 10 кВ	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	-
Посёлок 1	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
Посёлок 2	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
Земснаряд	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+
Посёлок 4	+	-	+	-	-	-	-	-	+	+	+

В таблице 3 указаны виды защит на всех защищаемых объектах.

### 1.3 Обоснование необходимости реконструкции подстанции

В настоящее время практически всё основное энергетическое оборудования подстанции «Шеркалы» прослужило более 30 лет и представляет собой технически и морально устаревшее оборудование, требующее замены. На многое оборудование отсутствуют комплектующие, нет резервного фонда [22].

Обследования подстанции показали, что необходимо провести ряд мероприятий по реконструкции, а именно:

– реконструкцию существующей схемы ОРУ – 110 кВ с выбором нового оборудования, а схему ЗРУ – 10 кВ разделить на две секции для надёжности, произвести замену существующих масляных выключателей на вакуумные;

– внедрение системы непрерывного (стационарного) контроля основных параметров трансформаторов;

– замену напряжения и измерительных трансформаторов тока;

– замену трансформаторов собственных нужд;

– замену действующей аппаратуры релейной защиты и автоматики на оборудование нового поколения, выполненную на базе микропроцессорной техники;

- приведение объекта в соответствие с современными требованиями экологии, промсанитарии, охраны окружающей среды.

Выводы: для увеличения надёжности работы оборудования и повышения качества электроэнергии, необходима модернизация подстанции. Произведем замену масляных выключателей 110 и 10 кВ, выключатели были введены в эксплуатацию в 1989 году в настоящее время отсутствует большая часть инструкций по ремонту, так же не производятся детали на замену старым пришедшим в негодность в связи с износом оборудования. В настоящее время идет тенденция замены маслonaполненного оборудования на элегазовое и вакуумное, т.к. перед заливкой масла в оборудование должны быть произведены химические исследования на пригодность масла в эксплуатацию, что приводит к увеличению времени ремонта оборудования.

## 2 Расчёт электрических нагрузок подстанции

На подстанции «Шеркалы» установлены два трансформатора. В ходе работы были собраны данные о загрузке данных трансформаторов и отходящих линий, которые представлены в таблице 4:

Таблица 4 – Загрузка трансформаторов и отходящих линий

Ответвления	Дата							
	16.12.2022 г.		20.12.2022 г.		17.06.2022г.		21.06.2022 г.	
	Час							
	3.00	9.00	18.00	4.00	3.00	9.00	18.00	4.00
Секция 10 кВ								
Посёлок 1	Р, кВт/Q, квар							
	357,2	598,2	1041,0	362,0	272,2	464,4	844,0	284,0
	104,2	171,4	303,6	105,6	79,3	135,3	246,2	82,8
Посёлок 2	Р, кВт/Q, квар							
	248,2	650,4	905,6	290,4	198,0	559,2	409,2	143,2
	72,3	189,7	264,1	84,7	57,7	163,1	119,3	41,7
Земснаряд	Р, кВт/Q, кВар							
	850,6	968,0	1061,6	1073,2	648,0	845,6	793,2	533,2
	248,1	282,3	309,6	313,2	247	246,8	231	155,5
Посёлок 4	Р, кВт/Q, квар							
	669,4	870,0	912,8	517,8	372,6	820,8	728,4	346,0
	195,2	253,7	266,2	151,1	108,7	239,4	212,45	100,1
Т-1, ТДН-16000	Р, кВт/Q, квар							
	1315,7	1910,7	3621,5	1388,7	922,9	1665,2	1717,7	808,7
	383,7	557,3	1056,3	405	269,2	482,7	500,1	235,7
Т-2, ТДН-10000	Р, кВт/Q, квар							
	809,7	1175,8	2427,3	854,6	567,9	1024,7	1057,1	497,7
	236,2	342,9	708	549,3	165,6	298,8	308,3	145,2

### Определение расчетной нагрузки на шинах подстанции

Мощность отходящей линии за наиболее загруженный зимний период 2022 года является у линии 3: земснаряда. В настоящее время имеются технологии, позволяющие продолжать работу земснаряду даже в зимний период [19]. Рассчитаем эту мощность по формуле:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}, \quad (1)$$

где  $P_i$ ,  $Q_i$  – активная и реактивная составляющие нагрузки отходящей линии;

$$S_{\text{линия3}} = \sqrt{1061,6^2 + 309,6^2} = 1105,824 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Аналогичный расчет произведем для всех остальных отходящих линий и результаты сведем в таблицу 5.

По данным таблицы 5 определим мощность на шинах:

$$S_{\text{ШИН } 10 \text{ кВ}} = \sum S_i. \quad (2)$$

Таблица 5 – Мощности отходящих линий и секций шин

Ответвления	S, кВ·А
Секция 10 кВ	
Посёлок 1	1084,38
Посёлок 2	943,32
Земснаряд	1105,82
Посёлок 4	950,82
СШ 10 кВ	4672,15

Выводы: в данном разделе были рассмотрены данные о загрузке трансформаторов.

### 3 Выбор мощности и конструкции трансформаторной подстанции

#### 3.1 Выбор мощности трансформаторов подстанции

При выборе трансформатора нужно учитывать две задачи.

Первое – это выбирают количество трансформаторов. Для этого определяются требования надежности электроснабжения потребителей.

После нужно определить мощность каждого трансформатора. При этом для однитрансформаторной подстанции мощность трансформатора  $S_T$  должна быть не меньше мощности потребителей  $S_P$ , питающихся от него:

$$S_T \geq S_P, \quad (3)$$

а коэффициент загрузки  $K_3$  должен равняться 0,9, он находится по формуле:

$$K_3 = \frac{S_P}{S_T}. \quad (4)$$

На двухтрансформаторной подстанции мощность должна взять на себя нагрузку потребителей в случае аварии одного трансформатора. Так что мощность выбирается с учётом его перегрузочной способности по условию:

$$S_T \geq \frac{S_P}{1,4}. \quad (5)$$

В результате расчетов коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме составляет 0,65–0,75.

При выборе трансформаторов следует не забывать, что на подстанциях, которые связывают распределительные и питающие сети должны устанавливаться трансформаторы с РПН.

Поскольку от проектируемой подстанции запитаны приёмники второй категории надёжности, то необходима установка двух трансформаторов.

Рассчитаем мощность подстанции за наиболее загруженный зимний период 2022 (декабрь) года:

$$S_p = S_{сш}; \quad (6)$$

По формуле (6) получили  $S_p = 4672,15 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ .

По формуле (5) определяем расчётную мощность трансформатора и получаем  $S_T = 3337,26 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ .

Выбираем по трансформатор ТМН – 6300/110/10.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

$$k_3^{норм} = \frac{S_p}{2 \cdot S_{ном}}, \quad (7)$$

По формуле (7) получили  $k_3^{норм} = 0,37$ .

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме трансформатора (при аварии одного из трансформаторов)

$$k_3^{n/ав} = \frac{S_p}{S_{ном}}, \quad (8)$$

По формуле (8) получили  $k_3^{n/ав} = 0,74$ .

Оптимальный коэффициент загрузки двухтрансформаторной подстанции в нормальном режиме составляет 0,7, а коэффициент аварийной перегрузки  $\leq 1,4$ . По полученным результатам расчетов видно, что трансформаторы работают недозагруженными.

Из анализа полученных расчетов вытекает целесообразность замены трансформаторов Т-1 и Т-2 на ТМН – 6300/110/10.



### **3.2 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции**

Создание схемы подстанции – это серьезный процесс, который призван обеспечить высокую достоверность передачи электроэнергии категориям потребителей. Все варианты схемы должны быть готовы к работе в нормальном режиме, а также пресечь последствия возможных чрезвычайных ситуаций. Важным дополнением к работе подстанции является следующая характеристика – надежный транзит мощности электронапряжения через высоковольтную подстанцию на внутренних и магистральных линиях.

Для ОРУ выше 35 кВ в зависимости от количества для соединения проводов в электроустановках используются различные схемы, такие как блоки трансформаторных линий, мосты и односекционные сборные шины. Выбор конкретной схемы зависит от таких факторов, как номинальное напряжение, количество фидеров, мощность, схема сети, к которой подключается распределительное устройство, а также перспективы будущего развития.

Выбираем РУ ВН.

Схема «с двумя рабочими и обходной системами шин» на данной подстанции неэффективна. Её устанавливают при количестве присоединений от 5 (пяти) до 10 (десяти). Также слишком большое количество разъединителей, токоведущих материалов, большое количество операций при оперативных переключениях, большие капитальные затраты, сложная конструкция РУ, не подходящие под данные присоединения.

Схему РУ выбираем «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформатора» [1]. Область применения: напряжение 110 кВ; применяется для РУ ВН.

Выбираем РУ НН.

Схему РУ выбираем одиночную секционированную систему шин [1]. Область применения: для РУ ВН, СН и НН; напряжение 6 – 35 кВ.

Выводы: в данном разделе определена мощность трансформаторов на подстанции.

## 4 Расчёт токов короткого замыкания

### 4.1 Схема замещения сети

Построим схему замещения сети:

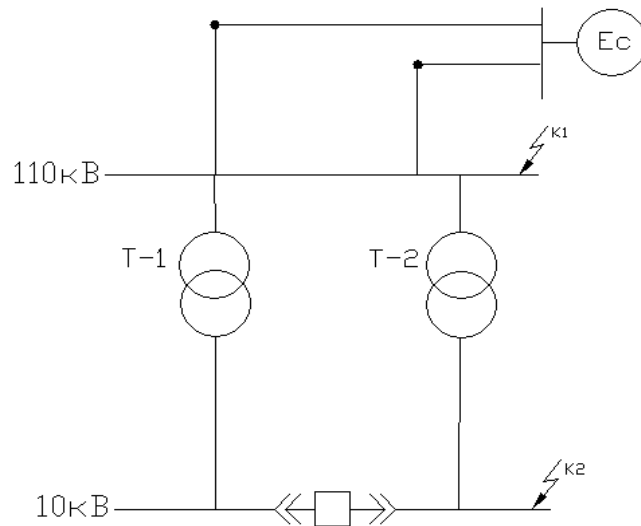


Рисунок 1 – Расчетная схема сети

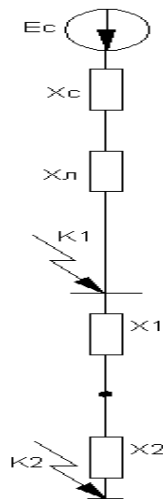


Рисунок 2 – Схема замещения сети

Выясним характеристики, соответствующие для схемы замещения трансформатора ТМН – 6300/110/10:

Номинальная мощность  $S = 6300$  кВА;

Номинальное напряжение высокой стороны  $U_{ВН}=115$  кВ;

Номинальное напряжение низкой стороны  $U_{НН}=10,5$  кВ;

Напряжение короткого замыкания  $U_k = 10,5$  %.

Для определения величин токов короткого замыкания нужно принять базисные значения мощности и напряжения на высокой и низкой стороне:  $S_б=100$  МВА;  $U_{б1}=115$  кВ;  $U_{б2}=10,5$  кВ [5].

Сопrotивление линий определяется по формуле:

$$X_{Л} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{б1}}, \quad (9)$$

где  $X_0$  – удельное сопротивление на 1 км линии, принимаем равным 0,4 Ом/км [11];

$l_1$  – протяженность линий от подстанции «Октябрьская», равное 1,106 км;

$l_2$  – протяженность линий от подстанции «Белоярская», равное 1,196 км;

По формуле (9) получили  $X_{Л1} = 0,45$  Ом;  $X_{Л2} = 0,48$  Ом.

Сопrotивления обмоток трансформаторов с учетом РПН вычисляются по следующим формулам:

$$X_{тр.мин.ВН} = \frac{u_{к.мин} \cdot \left[ (U_{ср.ВН} \cdot (1 - \Delta U_{*РПН})) \right]^2}{100 \cdot S_{ном.тр.}}; \quad (10)$$

$$X_{тр.макс.ВН} = \frac{u_{к.макс} \cdot \left[ (U_{ср.ВН} \cdot (1 + \Delta U_{*РПН})) \right]^2}{100 \cdot S_{ном.тр.}},$$

где  $\Delta U_{*РПН}$  – степень регулирования напряжения, кВ;

$u_{к.макс}$ ,  $u_{к.мин}$  – значения напряжения короткого замыкания на крайних ответвлениях регулируемой обмотки ВН трансформатора, %;  
 $U_{ср.ВН}$  – значения среднего напряжения питающей энергосистемы, равное 115 кВ.

«Для сетей класса напряжения 110 кВ максимальное напряжение не превышает 126 кВ» [5], поэтому принять  $U_{\max}^{BH(3)} = 126 \text{ кВ}$ .

Определяем сопротивления обмоток трансформаторов по формуле (10):

$$X_{тр.мин.ВН} = \frac{9,8 \cdot [(115 \cdot (1 - 0,16))]^2}{100 \cdot 6,3} = 145,16 \text{ Ом};$$

$$X_{тр.макс.ВН} = \frac{11,5 \cdot 126^2}{100 \cdot 6,3} = 289,8 \text{ Ом}.$$

Далее приступим к определению параметров схемы замещения [3].

## 4.2 Расчёт параметров схемы замещения и токов короткого замыкания

Ток КЗ в рассматриваемой точке определяют из выражения

$$I_{КЗ\max}^{BH(3)} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л1} + X_{Л2} + X_{тр.мин.ВН})}, \quad (11)$$

$$I_{КЗ\min}^{BH(3)} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{Л1} + X_{Л2} + X_{тр.макс.ВН})}, \quad (12)$$

$$I_{КЗ\max}^{HH(3)} = I_{КЗ\max}^{BH(3)} \cdot \frac{U_{\min}^{BH(3)}}{U_{\text{ном тр}}}, \quad (13)$$

$$I_{K3\min}^{HH(3)} = I_{K3\min}^{BH(3)} \cdot \frac{U_{\max}^{BH(3)}}{U_{\text{ном тр}}^{BH(3)}}, \quad (14)$$

где  $E$  – приведенное ЭДС системы или генератора.

«Для правильного выбора и проверки электрооборудования по условию электродинамической стойкости, важно знать наибольшее возможное мгновенное значение тока КЗ, которое называется ударным током» [9]. Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_{y\partial}, \quad (15)$$

где  $I_{no}$  – значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент;

$K_{y\partial}$  – ударный коэффициент, принимается равным для РУ 110 кВ – 1,61; для 10(6) кВ – 1,37.

Сопротивления системы до шин (реактансы) подстанции «Шеркалы» для максимального и минимального режима были взяты во время сбора материалов для работы в службе релейной защиты и автоматики электрических сетей и составляют:

в максимальном режиме:  $X_{\text{сmax}} = 11,926$  Ом;

в минимальном режиме:  $X_{\text{сmin}} = 18,978$  Ом.

В соответствии с принятыми методами выбора электрических аппаратов, шин и кабелей при напряжении выше 1000 В, определяются начальные значения тока короткого замыкания и ударного тока  $i_y$  по формулам (11 – 15). Значение тока КЗ в точке К1 на шинах 110 кВ в максимальном и минимальном режимах:

$$I_{K1\max} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot (11,926 + 0,93 + 145,16)} = 0,39 \text{ кА};$$

$$I_{K1\min} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot (18,978 + 0,93 + 289,8)} = 0,22 \text{ кА};$$

$$i_{y1\max} = \sqrt{2} \cdot 0,39 \cdot 1,61 = 0,89 \text{ кА};$$

$$i_{y1\min} = \sqrt{2} \cdot 0,22 \cdot 1,61 = 0,48 \text{ кА}.$$

Значение тока КЗ в точке К2 на шинах 10 кВ в максимальном и минимальном режимах:

$$I_{K2\max} = 0,39 \cdot \frac{115 \cdot (1 - 0,16)}{10,5} = 3,71 \text{ кА};$$

$$I_{K2\min} = 0,22 \cdot \frac{126}{10,5} = 2,8 \text{ кА};$$

$$i_{y2\max} = \sqrt{2} \cdot 3,71 \cdot 1,37 = 6,99 \text{ кА};$$

$$i_{y2\min} = \sqrt{2} \cdot 2,8 \cdot 1,37 = 5,28 \text{ кА}.$$

Таблица 6 – Расчет токов КЗ

Режим	Точка к.з.	$I_k$ , кА	$i_y$ , кА
Максимальный	К1 шины 110 кВ	0,39	0,89
	К2 шины 10 кВ	3,71	6,99
Минимальный	К1 шины 110 кВ	0,22	0,48
	К2 шины 10 кВ	2,8	5,28

Выводы: видно, что наиболее тяжелым является максимальный режим. Токи короткого замыкания в максимальном режиме составляют  $I_{k\max 10} = 3,71$  кА,  $I_{k\max 110} = 0,39$  кА.

## 5 Расчёт и выбор оборудования подстанции

### 5.1 Расчёт и выбор оборудования на стороне 110 кВ

«Выключатели избираются по следующим условиям:

1) по усилию конструкции:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (16)$$

где  $U_{\text{уст}}$  – напряжение установки, кВ;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение аппарата, кВ.

2) по утяжеленному рабочему току:

$$I_{\text{раб.ут.}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (17)$$

где  $I_{\text{раб.ут.}}$  – рабочий утяжеленный ток, А;

$I_{\text{ном}}$  – номинальный ток аппарата, А.

3) по отключающей способности:

$$I_{\text{кз}} \leq I_{\text{ном.откл.}}, \quad (18)$$

где  $I_{\text{кз}}$  – сверхпереходной ток короткого замыкания;

$I_{\text{ном.откл.}}$  – номинальный ток отключения выключателя.

4) выбранный выключатель проверяем:

- на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (19)$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток КЗ, кА;

$I_{дин}$  – ток электродинамической стойкости, кА.

- на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T^2, \quad (20)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ, определяется по формуле:

$$B_k = I_{кз}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a), \quad (21)$$

где  $I_{кз}$  – ток КЗ, кА;

$t_{откл.}$  – время отключения тока КЗ, с;

$T_a$  – постоянная времени, с.

$I_T$  – предельный ток термической стойкости, кА» [9].

$t_T$  – время протекания предельного тока термической стойкости, с.

«Максимальный рабочий ток определяется путем выключения одного из трансформаторов и расчетом максимальной нагрузки на них» [5].

$$I_{раб.уг} = \frac{1,4 \cdot S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U}; \quad (22)$$

$$I_{раб.уг} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,33 \text{ А.}$$

Теперь определяем ударный ток по формуле (15):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 0,4 = 0,91 \text{ кА.}$$



Определяем термический импульс КЗ по формуле (21):

$$B_k = 0,4^2 \cdot (1,026 + 0,02) = 0,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

В таблице 7 занесены результаты расчета по выбору выключателя.

Таблица 7 – Выбор выключателей на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные 3AP1FG-145/ЕК	Условия выбора
$U_{\text{уст.}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.вк.}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном.вк.}}$
$I_{\text{раб.ут.}} = 44,33 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.ут.}} < I_{\text{ном}}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{\text{ПО}} = 0,4 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} < I_{\text{откл.}}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{\text{уд}} = 0,91 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} < I_{\text{дин.}}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 0,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T = 20 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ с},$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < I_T^2 \cdot t_T$

Мы будем использовать выключатель 3AP1FG-145/ЕК от компании «Siemens AG» для установки.

«Разъединитель и выключатель нагрузки выбирают по значению номинальной нагрузки и номинальному длительному току» [14]. При проверке в режиме КЗ мы также обращаем внимание на термическую и электродинамическую стойкость. Кроме того, для оптимальной работы силовых устройств мы учитываем их режимы работы, что позволяет выбрать оптимальный разъединитель или выключатель [7] .

«Выключатели нагрузки проверяют дополнительно по току отключения» [9]:

$$I_{\text{раб.ут.}} \leq I_{\text{откл.}} \cdot \quad (23)$$

Выбор показываем в табличной форме.

Таблица 8 – Выбор разъединителей на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные РГН-2-110.П/1000 УХЛ1	Условия выбора
$U_{уст.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_{ном.раз.}$
$I_{раб.ут} = 44,33 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.ут} < I_{ном}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 0,91 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 0,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T = 31,5 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ с},$ $I_T^2 \cdot t_T = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < I_T^2 \cdot t_T$

На установку возьмём разъединитель РГН-2-110.П/1000 УХЛ1.

Для защиты от перенапряжений на стороне 110 кВ и выводах 110 кВ устанавливаются ограничители перенапряжений ОПН-110/78/10/550-III-УХЛ1 О2 и ОПН-110/57/10/550-III-УХЛ1 О2.

## 5.2 Расчёт и выбор оборудования на стороне 10 кВ

«Данный электротехнический проект предусматривает расчёт всех оставшихся выключателей по аналогии с приведёнными в таблицах 9 и 10» [4].

Таблица 9 – Выбор вводного и секционного выключателя на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные Sion 3AE11	Условия выбора
$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.вк.} = 12 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_{ном.вк.}$
$I_{раб.ут} = 485,55 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{раб.ут} < I_{ном}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{ПО} = 3,68 \text{ кА}$	$I_{откл} = 25 \text{ кА}$	$I_{ПО} < I_{откл}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 7,13 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 14,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T = 20 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ с},$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < I_T^2 \cdot t_T$

Согласно таблице 9 на стороне 10 кВ выбираем Sion 3AE11-12-25/1250 фирмы Siemens AG.

Таблица 10 – Выбор выключателей на отходящих линиях 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные Sion 3AE11	Условия выбора
$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.вк.} = 12 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_{ном.вк.}$
$I_{раб.ут} = 71,51 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.ут} < I_{ном}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{ПО} = 3,68 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} < I_{откл}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 7,13 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$W_k = 14,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T = 20 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ с},$ $I_T^2 \cdot t_T = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_k < I_T^2 \cdot t_T$

В свою очередь, в таблице 10 указано, что на всех отходящих линиях 10 кВ15К установке принимаем Sion 3AE11-12-20/630 фирмы Siemens AG [3].

Также, для защиты от перенапряжений на стороне 10 кВ, мы устанавливаем ограничители перенапряжений ОПН-П1-10/11,5/10/2 УХЛ1.

### 5.3 Выбор токопроводов

#### 5.3.1 Выбор гибких токопроводов

«Для подключения к РУ с напряжением от 35 кВ и выше на практике зачастую используют гибкие шины, состоящие из проводов АС» [14].

«Контроль за сечением токопроводов и гибких шин осуществляется по нескольким параметрам:

- 1) по экономической плотности тока

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{э}}}, \quad (24)$$

где  $I_{норм}$  – ток, который протекает в нормальном режиме;

$j_{э}$  – экономическая плотность тока, которая определяется в от времени работы в максимальном режиме;

$q_{э}$  – экономически лучшее сечение провода.

2) по длительно допустимому току

$$I_{max} \leq I_{дон}, \quad (25)$$

где  $I_{max}$  – протекающий в аварийном режиме ток;

$I_{дон}$  – допустимое значение тока, которое может определится по справочным данным [13].

3) по термическому действию тока КЗ

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q, \quad (26)$$

где  $q_{min}$  – самое наименьшее сечение провода по термической стойкости;

$B_K$  – термический импульс тока короткого замыкания;

$C$  – коэффициент,  $C=90$  – для алюминия;

$q$  – действительное сечение проводника.

4) по электродинамическому действию тока КЗ» [15].

В соответствии с Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), чтобы проверить электродинамическое действие токов короткого замыкания, необходимы гибкие шины РУ мощностью, которая равна или больше определенных значений. Значения следующие: 1. 110 кВ – 4000 МВА; 2. 150 кВ – 6000 МВА; 3. 220 кВ – 8000 МВА; 4. 330 кВ – 12000 МВА, [15].

5) по условию коронирования

Необходимо постоянно проверять гибкие проводники, так как они могут поглощать энергию через ионизацию воздуха, окружающего их контакты.

Кроме того, может возникнуть коронный разряд, если электрическое поле достигнет максимального значения. «Поэтому нужно следить за состоянием гибких проводников.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (27)$$

где  $m$  – коэффициент, показывающий шероховатость для провода (для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ );

$r_0$  – радиус провода, см;

Напряженность электрического поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_0}}, \quad (28)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{CP}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз,

$D_{CP} = 1,26D$ ;

$D$  – расстояние между двумя фазами.» [14].

Для предотвращения коронирования проводов важно соблюдать определенные условия в работе системы.

Одно из ключевых условий - это соблюдение допустимого уровня напряженности электрического поля:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (29)$$

Выбор токопроводов на стороне 110 кВ

Токопроводы в РУ 110 кВ требуется выбирать по экономической плотности тока и принимать гибкие, круглого сечения из проводов марки АС.

Рабочий ток равен:

$$I_{норм} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63 \text{ А.} \quad (30)$$

Определяем расчетное сечение по экономической плотности тока по формуле (24):

$$q_{э} = \frac{31,63}{1,1} = 28,75 \text{ мм}^2.$$

Выбираем АС-35/6,5 с допустимым током 175 А.

Проверяем по длительно допустимому току

$$I_{раб.ут} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 44,33 \text{ А;}$$

$$I_{утяж} \leq I_{дон}; \quad (31)$$

$44,33 \leq 175$  – условие выполняется.

Если провода устанавливаются на открытом воздухе, то проверка их термической стойкости не требуется, поскольку это условие относится к проводам в кабельных и трубных сооружениях.

При работе с проводами следует рассчитывать мощность короткого замыкания в РУ-110 кВ. Эти контрольные меры помогут гарантировать безопасную и правильную работу проводов в их конкретных условиях эксплуатации:

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot U_{кз} \cdot I_{кз}; \quad (32)$$

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,4 = 78 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Если  $S_{кз} = 78 \text{ МВ} \cdot \text{А} < 4000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ , то проверку на сжестывание не проводят.

Проводим проверку на корону и определяем начальную критическую напряженность электрического поля по формуле (27):

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,42}}\right) = 36,31 \text{ кВ} / \text{см}.$$

По формуле (28) определяем напряженность электрического поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,42 \cdot \lg \frac{378}{0,42}} = 14,25 \text{ кВ} / \text{см}.$$

Проверим условие (29):

$$1,07 \cdot 14,25 = 15,25 \leq 0,9 \cdot 36,31 = 36,68.$$

Условие проверки (29) выполняется, провод АС-35/6,5 принимается с допустимым током 175 А.

Выбор токопроводов на стороне 10 кВ производится путем определения числа и сечений проводников.

Рабочий ток рассчитываем по формуле (30) и равен:

$$I_{\text{раб}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,66 \text{ А};$$

$$I_{\text{раб,уг}} = \frac{1,4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 462,93 \text{ А}.$$

При расчете сечения проводника мы полагаемся на экономическую плотность тока. Подберём наилучшее соответствие проводника, имеющегося бюджету и требованиям эффективности работы проводника По формуле (24) получили  $q_{\Sigma} = 300,55 \text{ мм}^2$  .:

«Общее сечение пучка  $q_{\Sigma}$  , исходя из этого выбираем несущие провода. Несущие провода выбираются с сечением, которое принимается равным:

$$F_{\text{нес}} = 0,15 \cdot q_{\Sigma} = 0,15 \cdot 300,55 = 45,08 \text{ мм}^2.$$

Принимаем 2(два) несущих провода АС-50 с  $I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}$ .

Число и сечение токоведущих проводов выбирается с учётом условий:

$$F \cdot n + 2 \cdot F_{\text{нес}} = F_{\text{эк}} . \quad (33)$$

- сечение несущего провода должно быть больше или равно сечению токоведущего провода.

Найдём число токоведущих проводов

$$n = \frac{300,55 - 2 \cdot 50}{50} = 4,01$$

Принимаем 4 (четыре) токоведущих провода сечением А-50» [11].

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{\text{доп}} = 210 \cdot 2 + 4 \cdot 210 = 1260 \text{ А};$$

$$I_{\text{доп}} = 1260 \text{ А} > I_{\text{утяж}} = 462,93 \text{ А};$$

Проверка на термическую стойкость



Находим термический импульс:

$$B_k = 3,68^2 \cdot (1,026 + 0,05) = 14,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Наименьшее пороговое сечение по условию термической стойкости по  
(26)

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{14,57} \cdot 10^3}{90} = 42,41 \text{ мм}^2,$$

что меньше  $F_{\text{сум}} = 300 \text{ мм}^2$ .

$$F_{\text{сум}} = 50 \cdot 2 + 50 \cdot 4 = 300 \text{ мм}^2.$$

Принимается решение по установке  $2хАС - 50 + 4хА - 50^2$ .

Наши расчеты производятся на стороне 10 кВ, проверка на короне не требуется.

### 5.3.2 Выбор сборных шин

«Проверка всех сборных шин всех напряжений в распределительных устройствах не зависит от экономической плотности тока, однако для круглых сборных шин применяют такие же условия, что и для гибких проводов» [14] .

Момент инерции поперечного сечения шины:

$$J = \frac{b^3 \cdot h}{12}, \quad (34)$$

где  $h$  – ширина шины, см.

$b$  – толщина шины, см;

«Частота собственных колебаний сборных шин не должна входить в промежуток от 30 до 200) Гц:

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (35)$$

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

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см<sup>2</sup>;

$q$  – поперечное сечение шины, см<sup>2</sup>.» [18].

«Для расчёта механических параметров шин, необходимо учитывать допустимое механическое напряжение материала, из которого они изготовлены» [11]. «Расчетное напряжение не должно превышать допустимого, иначе это может привести к нарушению работы всей системы.

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}, \quad (36)$$

где  $\sigma_{доп}$  – допустимое механическое напряжение материала шинопровода (82,3 МПа для алюминиевого шинопровода );

$\sigma_{расч}$  – расчетное напряжение в материала шинопровода;

$$\sigma_{расч} = \frac{f_{max} \cdot l^2}{W \cdot 10}, \quad (37)$$

где  $l$  – пролет между изоляторами, м;

$W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы, см.» [5].

$$f_{max} = 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}. \quad (38)$$

«Если шины устанавливаются на плоскую поверхность, формула определения момента сопротивления выглядит так» [11]:

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (39)$$

где  $b$  – толщина шины, см;

$h$  – ширина шины, см.

Выбирая сборные шины для работы при напряжении 110 кВ, необходимо учитывать несколько ключевых факторов. Очень важно контролировать ток провода, чтобы он не превышал допустимый уровень. Также критически важен контроль наличия схлестывания и короны, чтобы избежать возможных проблем и ошибок в работе системы [16].

Кроме того, следует учесть возможные риски повреждения и износа в рабочих условиях, чтобы выбрать наиболее подходящие шины.

Для такой работы мы используем гибкие круглосечные шины.

$$I_{\text{норм}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63 \text{ А.}$$

Выберем АС с сечением  $35 \text{ мм}^2$  и допустимым током 175 А.

Далее, мы должны проверить, соответствует ли условие (31), то есть допустимый длительный ток:

$$31,63 \leq 175 \text{ – условие выполняется.}$$

«Проверка термической стойкости проводов не является необходимой, так как они используются на открытом воздухе. Вместо этого мы должны проверять их на схлестывание» [11].

Для вычисления мощности короткого замыкания в РУ-110 кВ используем формулу (32).

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,4 = 79,67 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Т.к  $S_{K3} = 79,67 \text{ МВ} \cdot \text{А} < 4000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ , то проверка на сжестывание не выполняется.

Проверяем на корону.

Определяем начальную критическую напряженность электрического поля. По формуле (27) получили  $E_0 = 36,31 \text{ кВ} / \text{см}$ . По формуле (28) имеем напряженность электрического поля  $E = 14,25 \text{ кВ} / \text{см}$ .

Проверяем условие (29):

$$1,07 \cdot 14,25 = 15,25 \leq 0,9 \cdot 36,31 = 36,68.$$

Принимаем провода АС-35/6,5 с допустимым током 175А, в соответствии с условиями испытаний.

Аналогичные действия необходимы при выборе сборных шин на стороне 10 кВ, где использование прямоугольной шины размером 40х5 мм с допустимым током  $I_{доп} = 540 \text{ А}$  является более оптимальным решением [10].

Осуществляется проверка на соответствие допустимому длительному току:  $I_{доп} = 540 \text{ А} > I_{утяж} = 462,93 \text{ А}$ .

Проверяем на термическую стойкость:

Определим термический импульс

$$B_{\kappa} = 3,68^2 \cdot (1,026 + 0,05) = 14,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Минимально допустимая площадь поперечного сечения с учетом термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{14,57} \cdot 10^3}{90} = 42,41 \text{ мм}^2,$$

что меньше  $q_{ст} = 40 \times 5 = 200 \text{ мм}^2$ .

«Проверка на электродинамическую стойкость требует определения момента инерции поперечного сечения шины» [11].

Определим момент инерции поперечного сечения шины по формуле (34):

$$J = \frac{0,5^3 \cdot 4}{12} = 0,05 \text{ см}^4.$$

Определим частоту собственных колебаний шинпровода согласно уравнению (35):

$$f_o = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{0,05}{0,5 \cdot 4}} = 12,17 \text{ Гц}.$$

Частота шинпровода не попадает в диапазон 30-200 Гц и поэтому удовлетворяет требуемым условиям.

Механический расчет шин.

Определим распределение усилий с помощью уравнения (38):

$$f_{\max} = 1,76 \cdot \frac{7,13^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 11,184 \text{ Н / м}.$$

Определяем момент сопротивления с помощью уравнения (39):

$$W = \frac{0,5^2 \cdot 4}{6} = 0,17 \text{ см}^3.$$

Определяем расчетное напряжение в материале шин с помощью уравнения (37):

$$\sigma_{расч} = \frac{11,184 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 0,17} = 14,8 \text{ МПа.}$$

Т.к.  $\sigma_{расч} = 14,8 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 82,3 \text{ МПа}$  (для алюминия), , поэтому шина является механически прочной.

Наконец, алюминиевые шины размера с имеют более высокую механическую прочность.

Таблица 11 – Сводные данные по выбору токопроводов и сборных шин

Напряжение	Сборные шины, мм <sup>2</sup>	Гибкие токопроводы, мм <sup>2</sup>
110 кВ	АС – 35/6,5	АС – 35/6,5
10 кВ	40×5 мм (прямоугольные)	2АС-50+4×А-50

Принимаем алюминиевые шины размером 40х5 мм. с  $I_{доп} = 540 \text{ А}$ .

#### 5.4 Выбор трансформаторов тока

«Для выбора трансформаторов тока (ТТ) необходимо руководствоваться следующими критериями:

- номинальное напряжение первичной обмотки ТТ должно быть меньше установленного напряжения:

$$U_{уст} < U_{ном}; \quad (40)$$

- номинальный ток ТТ должен быть как можно ближе к рабочему току установки, чтобы избежать перегрузки первичной обмотки и снизить погрешность:

$$I_{раб. макс} < I_{ном} \quad (41)$$

- в выборе ТТ также зависит его конструкция и класс точности,
- необходимо учесть электродинамическую точность ТТ, определенную формулой:

$$i_{y\partial} \leq k_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (42)$$

где  $k_{\text{эд}}$  – кратность динамической устойчивости по каталогу  
 $I_{\text{ном}}$  – номинальный первичный ток ТТ, А.» [4].

«Проверка электродинамической устойчивости шинного трансформатора тока на сборной шине не является необходимой, так как его устойчивость зависит от устойчивости всей распределительной установки:

- по термической стойкости:

$$B_K \leq (k_T \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_T, \quad (43)$$

где  $k_T$  – показатель значения термической стойки (справочные данные);  
 $t_T$  – показатель допустимого времени протекания термической стойкости, с;  
 $B_K$  – расчетный импульс квадратичного тока к.з. (тепловой импульс);

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 < Z_{2\text{ном}}, \quad (44)$$

где  $Z_{2\text{ном}}$  – номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности, Ом;  
 $Z_2$  – вторичная нагрузка ТТ, Ом.» [8].

«Индуктивное сопротивление тока вторичных цепей небольшое, поэтому:

$$Z_2 = r_{\text{проб}} + r_{\text{пров}} + r_K, \quad (45)$$

где  $r_{\text{приб}}$  – сопротивление прибора, Ом,

$I_{2\text{НОМ}}$  – номинальный ток вторичной цепи ТТ, А;

$S_{\text{ПРИБ}}$  – мощность прибора, В·А;

$r_{\text{пров}}$  – сопротивление измерительных проводов (зависит от длины и сечения соединительных проводов), Ом;

$r_K$  – переходное сопротивление контактов (в этом случае, при подключении трех приборов) равно 0,05 Ом, при большем количестве приборов - 0,1 Ом» [16].

Из выражения (45) определим сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_K. \quad (46)$$

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

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{РАСЧ}}}{r_{\text{ПП}}}, \quad (47)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода ( $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$  для медных жил, а  $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$  для алюминиевых);

$l_{\text{РАСЧ}}$  – расчетная длина, зависящая от схемы соединения ТТ [13], м.

«Если требования небольшие, то используются алюминиевые провода, так как они стоят дешевле, а на подстанциях и электростанциях с небольшой нагрузкой применяются провода с площадью поперечного сечения, не менее 4 мм<sup>2</sup>. Если же необходимо использовать медные провода, то площадь поперечного сечения не должна быть менее 2,5 мм<sup>2</sup>, и провода с площадью поперечного сечения более 6 мм<sup>2</sup> не применяются» [9].



Таблица 12 – Выбор трансформаторов тока на стороне ВН силового трансформатора

Расчетные данные	Каталожные данные ТФЗМ110Б-I	Условия выбора
$U_{уст.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.уст} \leq U_{ном.}$
$I_{раб.ут} = 44,33 \text{ А}$	$I_{ном.тт} = 200 \text{ А}$	$I_{раб.утяж} < I_{ном.тт}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 0,91 \text{ кА}$	$I_{дин} = 42 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 0,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T = 8 \text{ кА}; t_T = 3 \text{ с};$ $I_T^2 \cdot t_T = 192 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < I_T^2 \cdot t_T$
Проверка по вторичной нагрузке		
$r_{приб} = 0,26$	$Z_{2ном} = 1,2$	$r_{приб} \leq Z_{2ном}$

Для проверки наличия трансформаторов тока с вторичными нагрузками требуется модель подключения оборудования и данные прайс-листа. Проанализировав эту информацию, можно установить нагрузку для любой фазы, обращая особое внимание на нагруженные ТТ.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка ТТ в цепях ВН силового трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В · А		
		А	В	С
Амперметр	Ц8501	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Варметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Электронный счетчик энергии	СЭТ-4ТМ.02	5,0	-	5,0
Итого:	-	6,5	0,5	6,5

Полное сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

«При использовании трансформаторов тока с классом точности 0,5 и номинальным вторичным током 5 А, номинальное вторичное сопротивление составляет 1,2 Ом» [8].

Также необходимо учитывать сопротивление контактов, которое обычно составляет около 0,1 Ом.

Определяем сопротивление проводов по (46):

$$r_{np} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом.}$$

Для соединительных проводов с медными жилами определим сечение в соответствии с (47):

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{0,84} = 2,08 \text{ мм}^2.$$

Для подключения трансформаторов тока к оборудованию при условии обеспечения механической прочности могут использоваться негорючие, бездымные контрольные кабели КВВГнг- (медная жила, сечение 2,5 мм<sup>2</sup>).

Для стороны 10 кВ важно произвести правильный выбор трансформаторов тока, и результаты представим в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор трансформаторов тока на стороне НН силового трансформатора

Расчетные данные	Каталожные данные ТОЛ-10	Условия выбора
$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.уст} \leq U_{ном.}$
$I_{раб.ут} = 485,55 \text{ А}$	$I_{ном.тт} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.утяж} < I_{ном.тт}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 7,13 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		

Продолжение таблицы 14

Расчетные данные	Каталожные данные ТОЛ-10	Условия выбора
$B_k = 14,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T = 18,4 \text{ кА}; t_T = 3 \text{ с};$ $I_T^2 \cdot t_T = 1015,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < I_T^2 \cdot t_T$
Проверка по вторичной нагрузке		
$r_{\text{приб}} = 0,26$	$Z_{2\text{ном}} = 0,8$	$r_{\text{приб}} \leq Z_{2\text{ном}}$

Определение вторичной нагрузки тестирования трансформатора тока основывается на суммарной нагрузке каждой фазы наиболее нагруженного ТТ с учетом типа подключения и учета данных из каталога оборудования [17].

Таблица 15 – Вторичная нагрузка ТТ в цепях НН силового трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В · А		
		А	В	С
Амперметр	Ц8501	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Варметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Электронный счетчик энергии	СЭТ-4ТМ.02	5	-	5
Итого:	-	6,5	0,5	6,5

Определим значение сопротивления:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Определим сопротивление проводов по (46), принимая во внимание сопротивление контактов 0,1 Ом,:

$$r_{\text{пров}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом.}$$

Определяем сечение соединительных проводов в соответствии (47):

$$q = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,44} = 0,24 \text{ мм}^2.$$

Для соединения трансформатора тока с оборудованием используется контрольный кабель негорючий, бездымный КВВГнг-LS с медными жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup> отвечающий требованиям механической прочности [2].

### 5.5 Выбор трансформаторов напряжения

«При выборе трансформаторов напряжения (ТН) учитываются следующие условия:

- по номинальному напряжению

$$U_{уст} < U_{1НОМ}, \quad (48)$$

где  $U_{1НОМ}$  – номинальное первичное напряжение ТН, кВ;

- по вторичной нагрузке

$$S_{П/СТ} < S_{2НОМ}, \quad (49)$$

где  $S_{П/СТ}$  – представляет собой мощность всей внешней вторичной цепи, включая вторичную нагрузку, РЗА и другие компоненты.

$S_{2НОМ}$  – это номинальная мощность выбранного трансформатора напряжения при выбранном классе точности.

«При соединении однофазных трансформаторов звездой необходимо учитывать мощность трех фаз, которые должны быть правильно суммированы:

- по классу точности;

- по конструкции и схеме соединения обмоток» [20].

Для упрощения нагрузку не разделяют по фазам:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{\left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos\varphi_{\text{приб}}\right)^2 + \left(\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin\varphi_{\text{приб}}\right)^2} B \cdot A. \quad (50)$$

Площадь поперечного сечения в цепи трансформатора напряжения:

$$U_{\text{ном}\%} = I_{\text{расч}} \cdot R_{\text{пров}} \cdot \frac{100}{U_{\text{ном}2}}, \quad (51)$$

где  $I_{\text{расч}}$  – расчетный ток, А,

$R_{\text{пров}}$  – сопротивление проводов, Ом,

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{н/см}}}{U_{\text{ном}2}}, \quad (52)$$

$$R_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{L}{S}, \quad (53)$$

где  $L$  – длина соединительного провода, м;

$S$  – площадь сечения выбранного проводника, мм<sup>2</sup>.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 110 кВ:

Таблица 16 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

Наименование и тип прибора	Мощность одной катушки, В·А	Число катушек	Число приборов	Общая мощность, В·А
Вольтметр	0,5	1	1	0,5
Ваттметр	0,5	1	2	1
Варметр	0,5	1	2	1
Электронный счетчик	1	1	2	2
Итого			4,5	

Расчетная мощность подстанции с учетом РЗА:

$$S_{II/CT} = 4,5 + 40 = 44,5 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформатор типа НКФ-110-У1.  $S_{2ном} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}$  при классе точности 0,5 [5].

Результаты выбора и проверки представим в табличной форме:

Таблица 17 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные НКФ-110-57У3	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2\Sigma} = 44,5 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2ном} = 400 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$

Рассчитаем потерю напряжения в соединительных проводах.

Определяем расчетный ток по (52):

$$I_{\phi} = \frac{44,5}{100 \cdot \sqrt{3}} = 0,26 \text{ А}.$$

Определяем сопротивление провода по (53):

$$R_{пров} = 0,0175 \cdot \frac{100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}.$$

Определяем потерю напряжения по (51):

$$U_{пот\%} = \frac{0,26 \cdot 0,7 \cdot 100}{57,7} = 0,32 \leq 0,5\%.$$

Негорючий, бездымный контрольный кабель КВВГнг-LS (медная жила) используется для подключения трансформатора напряжения к оборудованию. Площадь поперечного сечения  $2,5 \text{ мм}^2$ , подвержен механической прочности.

Для осуществления контроля за работой электрооборудования на напряжении 10 кВ необходимо выбрать соответствующий измерительный трансформатор напряжения [14].

Таблица 18 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Наименование и тип прибора		Мощность, В·А	Число обмоток	Число приборов	Общая мощность, В·А
Вольтметр		2	1	2	4
Электронный счетчик	Линии 10 кВ	0,5	-	18	9
Ваттметр	Ввод 10 кВ от трансформатора	1,5	2	1	3
Электронный счетчик		0,5	-	2	1
Итого					17

Расчетная мощность подстанции с учетом РЗА:

$$S_{П/СТ} = 17 + 50 = 67 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформатор типа НАМИТ-10-95УХЛ2 [5].

$$S_{2ном} = 75 \text{ В} \cdot \text{А} \text{ при классе точности } 0,5.$$

Результаты выбора и проверки представим в табличной форме:

Таблица 19 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные НАМИТ-10-95УХЛ2	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2\Sigma} = 67 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2ном} = 75 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$

Рассчитаем потери напряжения в соединительных проводах.

По формуле 52 определили расчетный ток  $I_{\phi} = 6,45 \text{ А}$ .

По формуле 53 определили сопротивление  $R_{пров} = 0,042 \text{ Ом}$ .

По формуле 51 определяем потерю напряжения  $U_{\text{пот}\%} = 0,47 \leq 0,5\%$ .

Для подключения трансформаторов и оборудования могут быть использованы огнестойкие, бездымные контрольные кабели КВВГнг-LS (медная жила, площадь поперечного сечения 2,5 мм<sup>2</sup>) [24].

## 5.6 Расчёт и выбор системы собственных нужд

Потребителей СН вносим в таблицу и расчет нагрузки для выбора ТСН приведем в табличной форме (таблица 20) [11].

Таблица 20 – Потребители собственных нужд подстанции

Тип потребителя	Установленная мощность		cos φ	Нагрузка	
	P <sub>уст</sub> , кВт	Кол-во		P, кВт	Q, квар
Подогрев выключателей ОРУ – 110 кВ	2,0	3	1	6,0	-
Подогрев шкафов КРУ-10кВ	1,0	22	1	22,0	-
Подогрев приводов разъединителей	0,5	12	1	6,0	-
Подогрев релейного шкафа	1,0	8	1	8,0	-
Отопление, освещение, вентиляция:					
ЗРУ 10 кВ совмещенное с ОПУ	30,0	1	1	30,0	-
Освещение:					
ОРУ 110 кВ	12,0	1	1	12,0	
ШОТ	15,0	2	1	30,0	-
Щиток сварки ОРУ-110	50,0	1	1	50,0	-
Итого				164,0	-

По итогам таблицы 20 рассчитаем установленную мощность ТСН:

$$S_{\text{уст}} = \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2}; \quad (54)$$

По формуле 54 получили  $S_{\text{уст}} = 164 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ .

Расчетную мощность потребителей собственных нужд подстанции определим по формуле:



$$S_{расч} = K_c \cdot S_{уст}, \quad (55)$$

где  $K_c$  – коэффициент спроса, связывающий расчетную нагрузку с номинальной мощностью, принимаем  $K_c = 0,8$ .

По формуле 55 получили  $S_{расч} = 131,2 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ .

Для расчета мощности трансформатора важна допустимая перегрузка 1,4 за время технического обслуживания и возможность выхода из сборки одного из трансформаторов. Это вычисляется специальной формулой.

$$S_m = \frac{S_{расч}}{k_{ав}}; \quad (56)$$

По формуле 56 получили  $S_m = 93,71 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ .

Принимаем к установке два трансформатора мощностью 100 кВА типа ТМГ-100/10.

Тип предохранителя на стороне 10 кВ выбираем исходя из [11] согласно ГОСТ 31196.2-2012.

Так как мощность выбранного трансформатора собственных нужд составляет 100 кВА, то номинальный ток плавкой вставки предохранителей равен 32 А, принимаем к установке кварцевый предохранитель типа ПК-10.

## **5.7 Расчёт и выбор электрического освещения подстанции**

Рекомендуется использовать прожекторное освещение, которое имеет следующие преимущества: возможность освещения больших территорий, не требуя установки дополнительных столбов и сетей; более простая эксплуатация, так как для их обслуживания требуется меньше места [25].

Расчет произведен согласно [13].

«Установленную мощность прожекторного освещения:

$$P_{уст} = m \cdot E_H \cdot K_3 \cdot A, \quad (57)$$

где  $m$  – световая отдача, которая для ДНаТ составляет  $0,13 \text{ Вт/лм}$  [13];

$E_H$  – норма освещенности,  $E_H = 5 \text{ лк}$  [6];

$K_3$  – коэффициент запаса,  $K_3 = 1,3$  [13];

$A = 2739 \text{ м}^2$  – площадь освещения» [4].

По формуле 57 получили  $P_{уст} = 2314,46 \text{ Вт}$ .

«Для освещения выбираем шесть прожекторов ГО-330-400-001 с лампами LU-400 и с  $\Phi = 45000 \text{ лм}$ , по два прожектора на матче» [4].

Осевая сила света с лампой ДНаТ:

$$I_0 = \frac{100 \cdot \Phi_1}{\Phi_2}, \quad (58)$$

где  $\Phi_1$  – световой поток лампы Г-1000,  $\Phi_1 = 18600 \text{ лм}$  согласно [6];

$\Phi_2$  – световой поток лампы LU-400,  $\Phi_2 = 45000 \text{ лм}$  согласно [6].

По формуле 58 получили  $I_0 = 41,33 \text{ ккд}$ .

Минимальная высота установки прожектора:

$$H_{\min} = \sqrt{\frac{I_0}{300}}; \quad (59)$$

По формуле 59 наибольшую высоту установки прожектора получили  $H_{\min} = 8,7 \text{ м}$ .

Принимаем высоту  $h = 9 \text{ м}$ .

Угол наклона в вертикальной плоскости:

$$\Theta = 1^\circ + \arcsin \sqrt{\frac{\pi \sin(4\beta_{\text{вм}}) \operatorname{tg}(2\beta_{\text{зм}})}{2 \cdot \Phi_{\text{л}} \cdot \eta} \cdot E_{\text{н}} \cdot K_3 \cdot h^2}; \quad (60)$$

где  $\beta_{\text{вм}}, \beta_{\text{зм}}$  – половинные максимальные углы рассеивания вертикальной плоскости и горизонтальной плоскости [13];

$\Phi_{\text{л}}$  – поток лампы;

$\eta$  – КПД прожектора.

$$\Theta = 1^\circ + \arcsin \sqrt{\frac{\pi \sin(4 \cdot 13) \operatorname{tg}(2 \cdot 15)}{2 \cdot 45000 \cdot 0,7} \cdot 5 \cdot 1,3 \cdot 12^2} = 10,1^\circ.$$

Распределение силы света прожектора моделируется следующим уравнением:

$$I_\beta = I_0 \cdot \left[ (1 + \cos n \cdot \beta) / 2 \right]^M, \quad (61)$$

где  $M, n$  – эталонные коэффициенты, приведенные в [13].

Освещенность в любой точке:

$$E = \frac{I_\beta \cdot \sin^3(\Theta + \beta)}{K_3 \cdot h^2}, \quad (62)$$

где  $\beta$  – угол рассеивания.

Определяется угол рассеивания по формуле:

$$\beta = \operatorname{arctgh} h / l - \Theta \quad (63)$$

Освещенность ближайшей к прожектору точки  $E_{\delta}$  по (62):

$$E_{\delta} = \frac{41330 \cdot \left( (1 + \cos 13 \cdot 11,7) / 2 \right)^{1,11} \cdot \sin^3(10,1 + 11,7)}{1,3 \cdot 12^2} \cdot 2 = 0,96 \text{ лк},$$

где  $\beta = \arctg \frac{12}{30} - 10,1 = 11,7^{\circ}$ .

Освещенность дальней к прожектору точки  $E_{\delta}$  по (62):

$$E_{\delta} = \frac{41330 \cdot \left( (1 + \cos 13 \cdot 1,57) / 2 \right)^{1,11} \cdot \sin^3(8,53)}{1,3 \cdot 12^2} \cdot 2 = 1,4 \text{ лк},$$

где  $\beta = 10,1 - \arctg \frac{12}{(30 + 50)} = 1,57^{\circ}$ .

Освещенность середины  $E_c$ :

$$E_{c1} = \frac{41330 \cdot \left( (1 + \cos 13 \cdot 5,9) / 2 \right)^{1,11} \cdot \sin^3(10,1 + 5,9)}{1,3 \cdot 12^2} \cdot 2 = 5,39 \text{ лк}.$$

Сечение проводов для осветительной сети выбирается в зависимости от допустимого тока по формуле:

$$I = \frac{P_{\text{осв нар}}}{U_{\phi}}, \quad (64)$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение, равное 220 В;

По формуле 64 получили  $I = 10,91 \text{ А}$ .

Выбираем кабель марки АВВГ(5х2,5) с  $I_{\text{доп}} = 29 \text{ А}$ .

Произведем выбор аппаратов защиты для наружного освещения. Номинальный ток автоматического выключателя и его расцепителя выбираем по условиям, приведенным в [13]:

$$I_{н.а.} \geq I_p; \quad (65)$$

Ток срабатывания отсечки  $I_{ср.э}$  проверяем по условию:

$$I_{ср.э} \geq \alpha \cdot I_{ро}, \quad (66)$$

где  $\alpha$  – отношение тока срабатывания аппарата защиты к расчетному току осветительной линии.

Автоматический выключатель выбирается в соответствии с (65):

$$I_{на} \geq 10,91 \text{ A};$$

$$I_{нр} \geq 10,91 \text{ A}.$$

Принимаем ВА51,  $I_{на} = 25 \text{ A}$ ,  $I_{нр} = 16 \text{ A}$ ,  $I_{ср.э} = 3 \times 16 = 48 \text{ A}$ , согласно [11].

По условию (66):

$$I_{ср.э} = 48 \geq 1,4 \cdot 10,91 = 12,73 \text{ A}.$$

Выбираем автоматический выключатель ВА51 [11].

Произведём расчёт эффективности по замене ДРЛ-450 в количестве пятнадцати штук на шесть прожекторов типа ГО-330-400-001 с лампами LU-400.

Количество старых ДРЛ составляет пятнадцать штук. Тогда мощность освещения равна:

$$\sum P_O = n \cdot K_C \cdot K_{ПРА} \cdot P_{ДРЛ}, \quad (67)$$

где  $K_C$  – коэффициент спроса;

$K_{ПРА}$  – коэффициент, учитывающий потери в пускорегулирующей аппаратуре;

По формуле (67) получили  $\sum P_O = 6682,5 \text{ Вт}$ .

Определяем расход электроэнергии лампами ДРЛ за год:

$$W_D = \sum P_O \cdot T_D, \quad (68)$$

где  $T_D$  – количество времени использованного на освещения ДРЛ за год по старой схеме.

$$W_D = 6,6825 \cdot 4500 = 30071,25 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

Мощность освещения прожекторов по формуле 67 получили  $\sum P_{ПР} = 2376 \text{ Вт}$ :

Определяем расход электроэнергии прожекторов за год:

$$W_{ПР} = \sum P_{ПР} \cdot T_{ПР},$$

где  $T_{ПР}$  – количество времени использованного на освещения подстанции прожекторами за год с автоматическим управлением [9].

По формуле 69 получили  $W_{ПР} = 8316 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$ .

Определяем экономию электроэнергии за год:

$$\Delta W = W_D - W_{ПР}; \quad (69)$$

По формуле 69 получили  $\Delta W = 21755 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{год}$ .

Выводы: выбрано коммутационное, измерительное и силовое оборудование. Выбраны два трансформатора собственных нужд марки ТМГ мощностью 100 кВА. В качестве источников наружного освещения приняты прожектора типа ГО-330-400-001с натриевыми лампами LU-400. Выбраны кабели, питающие эти сети, а также защитная аппаратура [23].

## 6 Выбор устройств заземления грозозащиты подстанции

Молниезащита - это комплекс устройств, который предназначен для защиты людей, зданий, техники и материалов от разрушительного воздействия молнии и других атмосферных электрических явлений. Чтобы обеспечить безопасность электрооборудования и персонала, распределительное устройство подстанции должно быть надежно защищено от высоких потенциалов, которые возникают при ударе молнии.

«Защитное поле одиночного стержневого молниеотвода высотой до 150 м представляет собой круговой конус с вершиной на высоте  $h_0 < h$ , и сечением на высоте  $h_x$  с радиусом  $r_x$ » [15]

Граница зоны защиты находится по формулам:

$$h_0 = h \cdot 0,85; \quad (70)$$

$$r_x = (1,1 - 0,002) \cdot \left( h - \frac{h_x}{0,85} \right). \quad (71)$$

На рисунке 3 показан одиночный молниеотвод. «Защитная площадь двух молниеотводов на расстоянии менее  $3,5h$  увеличивается по сравнению с зонами отдельных молниеотводов (рисунке 4) Дополнительная защита обусловлена совместным действием двух молниеотводов» [15].

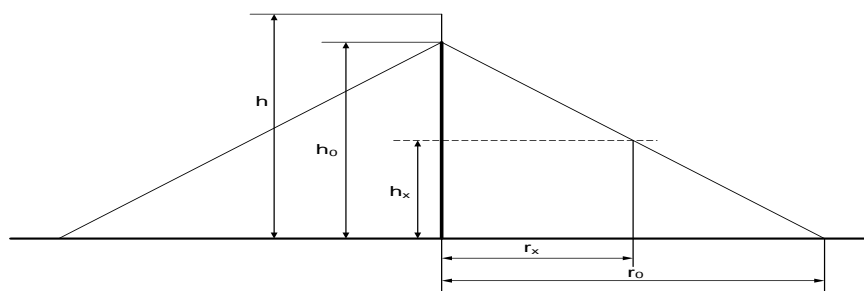


Рисунок 3 – Одиночный молниеотвод

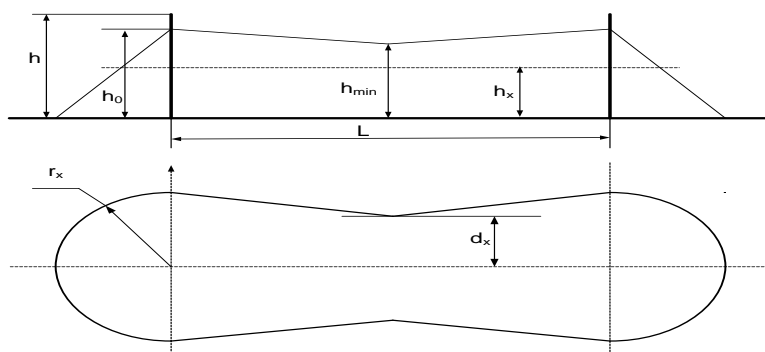


Рисунок 4 – Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

В случае если дистанция  $L$  превосходит  $3 \cdot h$  (РПР = 0,005), а также  $5 \cdot h$  (РПР = 0,05), в таком случае любой молниеотвод необходимо расценивать равно как одиночный. На подстанции «Шеркалы» молниеотводы установлены возле порталов ЛЭП 110 кВ – два молниеотвода высотой 21 м, возле крыш камер трансформаторов – два высотой 21 м и на крыше ЗРУ 10 кВ – два высотой 14 м.» [15]. Расстояние между молниеотводами составляет 36 м, а между молниеотводами, установленными на крыше ЗРУ 10 кВ - 29 м.

Активная высота молниеотвода:  $h_a = 11 \text{ м.}$ ,

Высота защищаемого объекта над поверхностью земли:

$$h_x = h_m - h_a, \quad (72)$$

где  $h_m$  – высота молниеотвода,  $h_m = 21 \text{ м.}$

$$h_x = 21 - 11 = 10 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты одиночного молниеотвода на высоте  $h_x$ :

$$r_x = \frac{1,6}{h_m + h_x} \cdot h_m \cdot h_a \cdot \rho; \quad (73)$$



По формуле 73 получили  $r_x = 11,92 \text{ м}$ .

Определим ширину зоны защиты на высоте  $h_x$ , при этом рассматриваем каждую пару молниеотводов отдельно, рассмотрим пару молниеотводов установленных возле порталов 110 кВ:

$$b_x = r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a}{12,5 \cdot h_a - a} \cdot \frac{12,5}{7}, \quad (74)$$

где  $a$  – расстояние между молниеотводами,  $a=36 \text{ м}$ .

По формуле 74 ширина зоны защиты составила  $b_x = 8,6 \text{ м}$ .

Зоны действия молниезащиты на высоте 10 м изображены на Л-6 графической части проекта. Рассчитаем зону защиты одиночного молниеотвода, установленного на крыше ЗРУ на высоте 14 м [12] .

Активная высота молниеотвода:  $h_a = 9 \text{ м}$ .

Высоту защищаемого объекта над поверхностью земли по формуле 72 и получили :  $h_x = 14 - 9 = 5 \text{ м}$ .

Радиус зоны защиты одиночного молниеотвода на высоте  $h_x$  вычислили по формуле 73 получили  $r_x = 10,61 \text{ м}$ .

Определим ширину зоны защиты на высоте  $h_x$  для пары молниеотводов, установленных на крыше ЗРУ 10 кВ, по формуле (74), где  $a$  – расстояние между молниеотводами,  $a=29 \text{ м}$ .

$$b_x = 10,61 \cdot \frac{7 \cdot 9 - 29}{12,5 \cdot 9 - 29} \cdot \frac{12,5}{7} = 7,7 \text{ м}.$$

Важным преимуществом использования защитного заземления является возможность снижения напряжения прикосновения до безопасных значений (Рисунок 5).

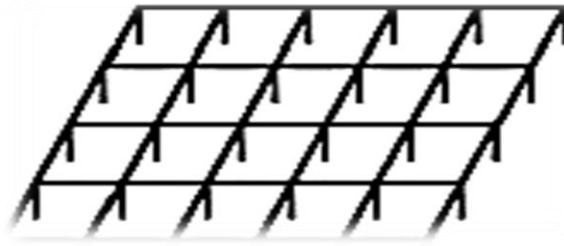


Рисунок 5– Схема заземлителя

Длина горизонтального заземлителя:

$$L_r = (\sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1) \cdot 2, \quad (75)$$

где  $a$  – расстояние между горизонтальными заземлителями,  $a=3$  м.

По формуле 75 получили  $L_r = 2159$  м.

Коэффициент напряжения прикосновения:

$$k_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_r}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}}, \quad (76)$$

где  $M=0,62$  – коэффициент, зависящий от отношения удельного сопротивления грунтов;

$l_B=5$  м – длина вертикального заземлителя;

$\beta$  – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и растеканию тока от ступней человека.

$$\beta = \frac{R_u}{R_u + R_c} = \frac{R_u}{R_u + 1,5 \cdot r_1}, \quad (77)$$

где  $r_1$  – грунт-суглинок  $r_2=60$  Ом·м,  $r_1=2 \cdot r_2=120$  Ом·м.

По формулам 77 и 76 соответственно получили  $\beta = 0,85$ ;  $k_n = 0,082$ .

Напряжение на заземлитель:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_n}, \quad (78)$$

где  $U_{\text{пр.доп}}$  – допустимое напряжение прикосновения.

$$U_3 = \frac{400}{0,082} = 4878 \text{ В.}$$

Допустимое сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{3.\text{доп}} = \frac{U_3}{I_{\text{по}}}; \quad (79)$$

По формуле 79 получили  $R_{3.\text{доп}} = 12,2 \text{ Ом}$ .

Число вертикальных заземлителей:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}; \quad (80)$$

По формуле 80 получили  $n_B = 75,85 \approx 76 \text{ шт}$ .

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = 5 \cdot n_B; \quad (81)$$

По формуле 81 получили  $L_B = 5 \cdot 76 = 380 \text{ м}$ .

Выводы: в данном разделе выполнен расчет и проект системы молниезащиты подстанции из шести молниеотводов.

## 7 Релейная защита и автоматика элементов подстанции

Устройства релейной защиты и автоматики необходимы для защиты систем электроснабжения. В системах электроснабжения неизбежны различные неисправности и аварии, которые могут привести к перебоям в подаче электроэнергии и повреждению дорогостоящего электрооборудования. Релейная защита является важным элементом в обеспечении непрерывности подачи электроэнергией различным потребителям.

### 7.1 Расчет токов короткого замыкания

Для расчёта токов короткого замыкания необходимо создать «специальную расчётную схему, на основе которой будет построена схема замещения, позволяющая вычислить эти токи» [4].

Схема замещения для расчета токов короткого замыкания показана на рисунке 6.

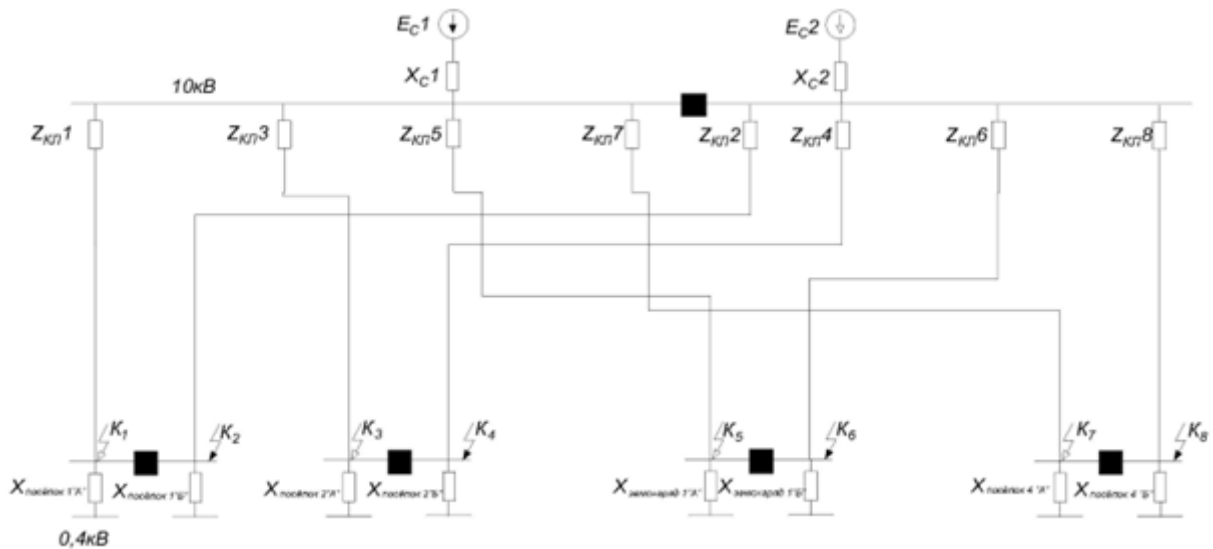


Рисунок 6 – Схема замещения для расчетов токов КЗ

Для выбора уставок защит и их согласования по селективности и времени срабатывания необходимо вычислить токи КЗ на шинах 10 кВ, а также

привести их к напряжению 0,4 кВ, чтобы проверить отключающую способность аппарата защиты после трансформатора [8].

Расчет рассмотрим на примере посёлок 1 «А», остальные расчеты аналогичны [13] .

Для питания «посёлок 1 «А»» используются силовой кабель марки ААБ-3×240 длиной 1290 метров.

Принимаем следующие значения напряжений:  $U_{cpBH} = 10,5$  кВ,  $U_{cpHH} = 0,4$  кВ, для системы  $U_c = E_c = U_{cpBH} = 10,5$  кВ.

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания построим схему замещения, приведенную на рисунке 7.

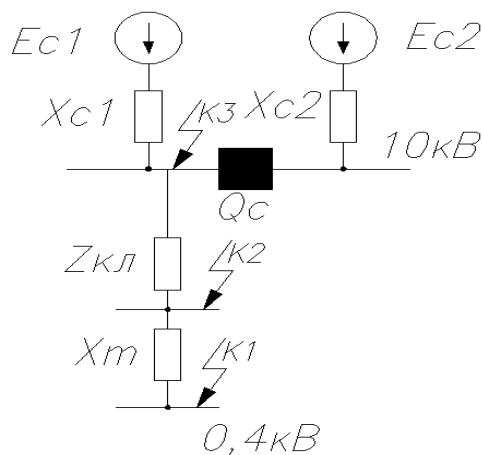


Рисунок 7– Схема замещения к расчету токов короткого замыкания

Сопровитвления трансформатора 10 кВ находим по формулам:

По расчетным данным, полученным в разделе 4, ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ в точке К3 максимальном режиме составляет 3,71 кА, в минимальном – 2,8 кА, тогда сопротивление системы на стороне 10кВ составит [5]:

$$X_{c1max} = X_{c2max} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к1max}}; \quad (82)$$

По формуле 82 получили  $X_{c1,max} = X_{c2,max} = 1,65 \text{ Ом}$ ;

$$X_{c1,мин} = X_{c2,мин} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к1,мин}}; \quad (83)$$

По формуле 83 получили  $X_{c1,мин} = X_{c2,мин} = 2,2 \text{ Ом}$ .

Сопротивления кабельной линии (ААБ-3×240;  $L=1290 \text{ м}$ ):

$$X_{кл} = x_o \cdot l; \quad (84)$$

$$R_{кл} = r_o \cdot l,$$

где  $r_o, x_o$  – соответственно активное и реактивное сопротивление кабеля ААБ-3×240,  $r_o = 0,443 \text{ Ом/км}$ ,  $x_o = 0,086 \text{ Ом/км}$  [4].

По формуле (84)  $R_{кл} = 0,57 \text{ Ом}$ ;  $X_{кл} = 0,11 \text{ Ом}$ .

Определяем токи трехфазного короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работы системы. Точка К2

$$I_{к2,max}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_{кл})^2 + R_{кл}^2}}; \quad (85)$$

По формуле 85 получили  $I_{к2,max}^{(3)} = 3,27 \text{ кА}$ ;

$$I_{к2,мин}^{(3)} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_{кл})^2 + R_{кл}^2}}; \quad (86)$$

По формуле 86 получили  $I_{к2,мин}^{(3)} = 2,54 \text{ кА}$ .

Ток двухфазного КЗ будет равен:

$$I_{\kappa 1 \max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa 1 \max}^{(3)}; \quad (87)$$

$$I_{\kappa 1 \max}^{(2)} = 0,87 \cdot 3,27 = 2,84 \text{ кА};$$

$$I_{\kappa 1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\kappa 1 \min}^{(3)}; \quad (88)$$

$$I_{\kappa 1 \min}^{(2)} = 0,87 \cdot 2,54 = 2,16 \text{ кА}.$$

Определяем ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}} \cdot K_{\text{уд}}; \quad (89)$$

По формуле 89 получили  $i_{\text{уд} \max} = 6,34 \text{ кА}$ ;  $i_{\text{уд} \min} = 4,92 \text{ кА}$ .

Для остальных расчет аналогичен.

Для расчета уставок релейной защиты выполним расчёт токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ для «посёлок 1 «А»», так как для всех остальных трансформаторных подстанций расчет аналогичен [5].

$$X_T = \frac{U_k \cdot U_{\text{ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{ном.тр}}}; \quad (90)$$

$$R_T = \frac{P_k \cdot U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{ном.тр}}^2}, \quad (91)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания, %;

$P_k$  – потери короткого замыкания, кВт;

$U_{\text{ВН}}$  – напряжение трансформатора на стороне ВН, кВ;

$S_{\text{ном.тр}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Паспортные данные трансформатора приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Паспортные данные трансформатора

Трансформатор	S <sub>нн</sub> , МВА	U <sub>вв</sub> , кВ	U <sub>нн</sub> , кВ	U <sub>к</sub> , %	Р <sub>кз</sub> , кВт
ТСЗУ-1000	1,0	10,5	0,4	5,5	10,8

По формулам 90 и 91 определили сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению 10 кВ и получили  $X_T = 0,0061 \text{ Ом}$ ;  $R_T = 0,0012 \text{ Ом}$ .

Определим ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 на стороне ВН трансформатора:

$$I_{K1.BH}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot (\sqrt{(r_T + r_L + r_K)^2 + (x_C + x_L + x_T)^2})}; \quad (92)$$

По формулам 92 получили  $I_{K1max.BH}^{(3)} = 3,26 \text{ кА}$ ;  $I_{K1min.BH}^{(3)} = 2,52 \text{ кА}$ .

Результаты расчетов токов короткого замыкания занесены в таблицу 22.

Данные расчеты позволяют оптимизировать параметры защитного оборудования и принять меры по снижению нагрузок на электрооборудование в условиях аварийной ситуации, что обеспечивает бесперебойную и надежную работу технологических процессов.

Таблица 22 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка короткого замыкания	I <sub>кз</sub> <sup>(3)</sup> , кА	
	Максимальный режим	Минимальный режим
1	3,26	2,52
2	3,27	2,54
3	3,68	2,76



Имея вышеприведённые значения, можно приступит к выбору уставок.

## 7.2 Выбор уставок терминалов защиты

Расчетная схема участка сети показана на рисунке 8.

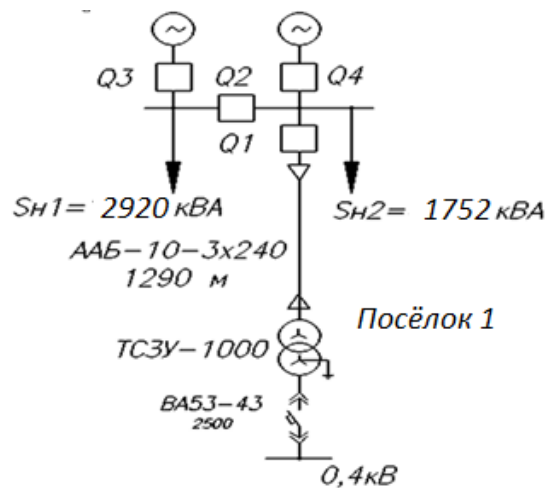


Рисунок 8 – Расчетная схема участка сети

Рассчитаем максимально возможные рабочие токи трансформатора.

Ток нагрузки на стороне НН и ВН трансформатора

$$I_{т.раб.}^{НН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.т}}; \quad (93)$$

$$I_{т.раб.}^{НН} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2020,73 \text{ A};$$

$$I_{т.раб.}^{ВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.т}}; \quad (94)$$

$$I_{т.раб.}^{ВН} = \frac{1,4 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 76,98 \text{ A}.$$

Выбираем уставки автоматического выключателя ВА 53-43: номинальный ток выключателя  $I_{ном.В} = 2500 \text{ А}$ , ток расцепителя  $I_{ном.В} = 2500 \text{ А}$  [4].

Определяем ток срабатывания выключателя при перегрузке

$$I_{сз} = 1,25 \cdot I_{расц}; \quad (95)$$

$$I_{сз} = 1,25 \cdot 2500 = 3125 \text{ А}.$$

Ток срабатывания при коротком замыкании

$$I_{к} \geq k_{отс} \cdot I_{пер} = k_{отс} \cdot k_{сзп} \cdot I_{раб.макс}, \quad (96)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $k_{отс} = 1,3$ ;

$k_{сзп}$  – коэффициент самозапуска,  $k_{сзп} = 2$ ;

$$I_{к} \geq 1,3 \cdot 2 \cdot 2020,73 = 5253,9 \text{ А}.$$

Принимаем  $I_{к} = 7500 \text{ А}$ .

Время срабатывания защиты принимаем 0,1 с.

Рассчитаем уставки максимальной токовой защиты (МТЗ) на выключателе Q1:

Ток срабатывания защиты

$$I_{сз} = \frac{k_n \cdot k_{сз}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{т.раб}, \quad (97)$$

где  $I_{сз}$  – первичный ток срабатывания МТЗ, А;

$k_{сз}$  – коэффициент самозапуска, показывающий во сколько раз увеличивается ток нагрузки линии после отключений внешнего

короткого замыкания, что для общепромышленной нагрузки составляет  $k_{сз} = 1,8 \dots 2,5$ , в расчетах принимаем равным 2;

$k_B$  – коэффициент возврата. Для цифровых реле  $k_B = 0,95 \dots 0,96$ ;

$k_H$  – коэффициент надежности,  $k_H = 1,1 \dots 1,2$ ;

$I_{m.раб}$  – максимальный рабочий ток нагрузки линии, А.

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,8}{0,96} \cdot 76,98 = 173,21 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{K_I}, \quad (98)$$

где  $K_I$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$I_{ср} = \frac{173,21}{20} = 8,66 \text{ А.}$$

Принимаем ток срабатывания реле  $I_{ср} = 8,66 \text{ А}$ , тогда реальный ток защиты равен

$$I_{сз} = K_I \cdot I_{ср}; \quad (99)$$

$$I_{сз} = 20 \cdot 8,66 = 173,2 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности защиты

$$k_u = \frac{0,87 \cdot I_{K1.min}^{(3)}}{I_{сз}}; \quad (100)$$

$$k_u = \frac{0,87 \cdot 2,52}{0,1732} = 12,66 \geq 1,5.$$

Время срабатывания защиты

$$t_{cз} = t_{cз\text{ вa}} + \Delta t, \quad (101)$$

где  $t_{cз\text{ вa}}$  – время срабатывания предыдущей защиты, с;

$\Delta t$  – ступень селективности, для цифровых реле  $\Delta t = 0,3$  с [4].

$$t_{cз} = 0,1 + 0,3 = 0,4.$$

Расчет уставок токовой отсечки (ТО)

Ток срабатывания защиты находится по формуле

$$I_{cз} = k_n \cdot I_{кз.max}, \quad (102)$$

где  $I_{кз.max}$  – максимальный ток КЗ, А;

$k_n$  – коэффициент надежности; для цифровых реле  $k_n = 1,2$ .

$$I_{cз} = 1,2 \cdot 3,26 = 3,912 \text{ A.}$$

Ток срабатывания реле по формуле (98):

$$I_{cp} = \frac{3912}{20} = 195,6 \text{ A.}$$

Находим коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_u = \frac{0,87 \cdot 2760}{195,6} = 12,28 \geq 1,2.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворяет условию.

Расчет для остальных выключателей аналогичен.

Расчет уставок защиты от перегрузки

$$I_{CЗ} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{ном.тр}; \quad (103)$$

$$I_{CЗ} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 76,98 = 89,13 \text{ A.}$$

Время срабатывания защиты как правило принимаем:  $t_{CЗ} = 10 \text{ с.}$

«Уставка по току защиты от замыкания на землю рассчитывается исходя из условий, при которых устройство не срабатывает по выражению:

$$I_{CЗ} = K_{ОТС} \cdot K_{БР} \cdot I_{C.ПР}, \quad (104)$$

где  $K_{ОТС}$  – коэффициент отстройки,  $K_{ОТС} = 1,2$ ;

$K_{БР}$  – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент зажигания дуги, для цифровых реле  $K_{БР} = 1,8 \dots 2$ ;

$I_{C.ПР}$  – собственный емкостной ток защищаемого присоединения» [15].

Для приближенных расчетов допускается ток замыкания на землю линий рассчитывать по выражению:

$$I_{C.ПР} = \frac{U_L \cdot L_{ВЛ}}{10}; \quad (105)$$

где  $U_L$  – линейное напряжение, кВ;

$L_{ВЛ}$  – суммарная длина кабельной линии, км.

$$I_{C.ПР} = \frac{10,5 \cdot 1,290}{10} = 1,35 \text{ A.}$$

Тогда ток срабатывания защиты по формуле (104) составит:

$$I_{C3} = 1,2 \cdot 2 \cdot 1,35 = 3,24 \text{ A.}$$

Выбранный ток срабатывания защиты необходимо проверить по условию чувствительности

$$K_q = \frac{\sum I_C - I_{C.лп}}{I_{C3}} \geq 1,2..1,5, \quad (106)$$

где  $\sum I_C$  – суммарный емкостной ток всех присоединений.

$$I_C = \frac{U_{л} \cdot L_{\sum КЛ}}{10}; \quad (107)$$

$L_{\sum КЛ}$  – суммарная длина кабельных линий, км.

$$I_C = \frac{10,5 \cdot 22,709}{10} = 23,84 \text{ A.}$$

$$K_q = \frac{23,84 - 1,35}{3,24} = 6,94 \geq 1,2..1,5.$$

Рассчитываем уставки защиты секционного выключателя Q2.

Определяем максимальный рабочий ток секций сборных шин:

$$I_{\max.секц.1} = \frac{S_{ш1}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (108)$$

$$I_{\max.секц.1} = \frac{2920}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 160,56 \text{ A;}$$

$$I_{\max.секц.2} = \frac{S_{II2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (109)$$

$$I_{\max.секц.2} = \frac{1752}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 96,335 \text{ A.}$$

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{C3} = \frac{K_H \cdot K_{C.3АП}}{K_B} \cdot I_{\max.секц.1}; \quad (110)$$

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,8}{0,96} \cdot 160,56 = 361,26 \text{ A.}$$

$$I_{C3} = K_H \cdot (I_{C3ОЛ} + \sum I_{\text{раб}} - I_{\text{рабОЛ}}); \quad (111)$$

$$I_{C3} = 1,2 \cdot (173,21 + 473,4 - 76,98) = 683,57 \text{ A.}$$

Принимаем большее значение 683,57 А.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{K2,\min}^{(3)}}{I_{C3}} > 1,5; \quad (112)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 2760}{683,57} = 3,51 > 1,5.$$

Время срабатывания МТЗ:

$$t_{MT3} = t_{C3,Q1} + \Delta t; \quad (113)$$

$$t_{MTЗ} = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с.}$$

Рассчитываем уставки защиты вводных выключателей Q3 и Q4

В случае успешной работы АВР, через Q3 и Q4 проходят сумма токов нагрузки одной секции и самозапуска второй секции. Тогда ток срабатывания защиты будет равен:

$$I_{C3Q3} = \frac{K_H}{K_B} \cdot (K_{C.3АП} \cdot I_{\max.секц.1} + I_{\max.секц.2}); \quad (114)$$

$$I_{C3Q3} = \frac{1,2}{0,96} \cdot (1,8 \cdot 160,56 + 96,335) = 481,68 \text{ A}; \quad (115)$$

$$I_{C3Q3} = K_H \cdot (I_{cзCB(Q2)} + I_{\max.секц.2});$$

$$I_{C3Q3} = 1,2 \cdot (683,57 + 96,34) = 935,9 \text{ A.}$$

Принимаем наибольшее значение 935,9 А.

Коэффициент чувствительности по формуле (113):

$$K_q = \frac{0,87 \cdot 2760}{935,9} = 2,57 > 1,5 .$$

$$I_{C3Q4} = \frac{K_H}{K_B} \cdot (K_{C.3АП} \cdot I_{\max.секц.2} + I_{\max.секц.1}); \quad (116)$$

$$I_{C3Q4} = \frac{1,2}{0,96} \cdot (1,8 \cdot 96,34 + 160,56) = 417,47 \text{ A};$$



$$I_{C3Q4} = K_H \cdot (I_{C3CB(Q2)} + I_{\max.секц.1}); \quad (117)$$

$$I_{C3Q4} = 1,2 \cdot (683,57 + 160,56) = 1012,96 \text{ A.}$$

Принимаем наибольшее значение 1012,96 А.

Коэффициент чувствительности по формуле (113):

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot 2760}{1012,96} = 2,37 > 1,5 .$$

Требование ПУЭ выполняется. Время срабатывания МТЗ:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{C3,Q2} + \Delta t; \quad (118)$$

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,7 + 0,3 = 1,0 \text{ с.}$$

### 7.3 Расчет уставок ДЗТ

Последовательность расчёта уставок ДЗТ на примере трансформатора Т1 с мощностью 6,3 МВА и напряжением 110/10 кВ рассмотрена на основе представленной на рисунке 9 расчётной схемы для выбора этих уставок.

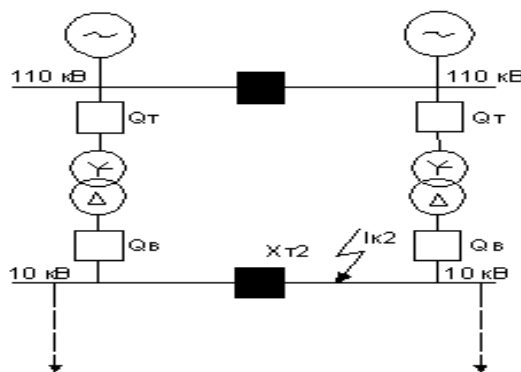


Рисунок 9 – Расчетная схема для выбора уставок ДЗТ

Номинальные токи трансформатора при среднем положении РПН:

$$I_{ном.вн} = 32 \text{ A}; I_{ном.нн} = 331 \text{ A}; \Delta U_{рпн} = \pm 16\%.$$

Номинальные токи трансформаторов тока: сторона ВН-100/5; сторона НН- 600/5.

Определяем вторичные токи в плечах защиты:

$$I_{ном.в.} = \frac{I_{ном.}}{K_{тт}}; \quad (119)$$

на стороне ВН:

$$I_{ном.в.ВН} = \frac{32}{100/5} = 1,6 \text{ A};$$

на стороне НН:

$$I_{ном.в.НН} = \frac{331}{600/5} = 2,7;$$

Принимая  $I_{ср.мин} = 0,3 \cdot I_{ном}$  и приводя это значение к номинальному току трансформаторов тока, получим:

$$I_{ср.мин} = 0,3 \cdot 1,6 = 0,5 \text{ о. е.}$$

Цифровое реле REF-542 срабатывает при минимальном дифференциальном токе в 0,5 о.е. Поэтому уставка на реле горизонтального участка тормозной характеристики будет равна  $I_d = 0,5/1,6 = 0,313$  в относительных единицах. Однако, для удобства округления, мы примем эту уставку равной 0,3 о.е [21].

Для малых значений тока до 2,5  $I_{ном.тр}$ . ТТ будет работать с погрешностью  $\varepsilon \leq 5\%$ . Наклон первого участка тормозной характеристики

(коэффициент торможения) определяется из условия отстройки от тока небаланса при малых токах:

$$Id_1 \geq K_{отс} \cdot (\varepsilon + \Delta U) \cdot 2,5; \quad (120)$$

$$Id_1 \geq 1,5 \cdot (0,05 + 0,16) \cdot 2,5 = 0,788 \text{ о. е.}$$

Принимаем  $Id_1 = 0,8$  о. е.. Коэффициент 1-го участка торможения равен  $tg \alpha_1 = Id_1 / I_{T1} = 0,8/2,5 = 0,32$ .

Выбирается наклон 2-го (основного) участка торможения.

Максимальный ток короткого составляет 400 при данном повреждении, приведенных к стороне ВН, что кратно:

$$I_{T2} = 400/32 = 12,5 \text{ о. е.}$$

Значение дифференциального тока определяется уравнением:

$$Id_2 \geq K_{отс} \cdot (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_{T2}, \quad (121)$$

где  $K_a$  – коэффициент апериодической составляющей, равный 1,5;

$\varepsilon$  – 10%-ная погрешность трансформаторов тока;

$K_{отс}$  – коэффициент отстройки.

$$Id_2 \geq 1,5 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 12,5 = 5,813 \text{ о. е.}$$

Для повышения надежности принимаем  $Id_2 = 7$  о. е.

Второй излом характеризуется коэффициентом торможения:

$$tg_{\alpha_2} = Id_2 / (I_{T2} - I_{T1}) = 7 / (12,7 - 2,5) = 0,687$$

«Два условия определяют уставку срабатывания по дифференциальному току» [11] :

- по условию отстройки от максимального тока небаланса при КЗ за трансформатором и при максимальном значении коэффициента апериодической составляющей ( $Ka = 3$ ) :

$$Id_2 \geq 1,2 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 12,7 = 7,01 \text{ о. е.}$$

- по условию отстройки от броска тока намагничивания трансформатора при его включении  $Id_3 \geq 6I_{ном}$  Принимаем  $Id_3 = 10 \text{ о. е.}$

«Проверяется чувствительность дифференциальной отсечки при КЗ на выводах ВН трансформатора» [18].

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(2)} / (I_{\text{ном.ВН}} \cdot Id_3) = 2840 / (32 \cdot 10) = 8,9 \geq 2.$$

На рисунке 10 представим тормозную характеристику.

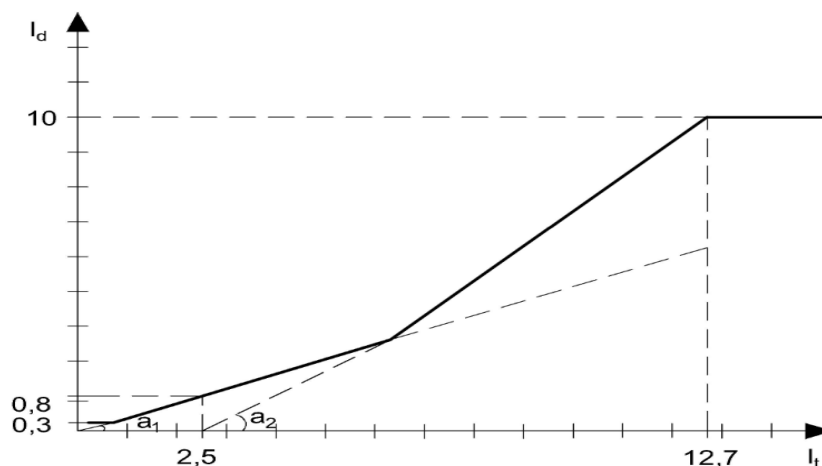


Рисунок 10 – Тормозная характеристика цифрового реле REF-54

Выводы: в данном разделе приведено назначение релейной защиты и требования, предъявляемые к ней; выбраны типы защит.

## Заключение

Таким образом, в результате выполнения данного дипломного проекта получили следующие результаты:

– для повышения надежности работы оборудования и повышения качества электроэнергии, необходима модернизация подстанции. Произведем замену масляных выключателей 110 и 10 кВ, выключатели были введены в эксплуатацию в 1989 году в настоящее время отсутствует большая часть инструкций по ремонту, так же не производятся детали на замену старым пришедшим в негодность в связи с износом оборудования;

– определена мощность трансформаторов на подстанции. . Выбраны трансформаторы ТМН – 6300/110/10 и определен их коэффициент загрузки в послеаварийном режиме, который составил  $k_3^{n/av} = 0,74$ . Даже при росте нагрузок потребителей трансформаторы на подстанции в нормальном режиме смогут выдавать требуемую мощность;

– выполнен расчет токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работы системы, на шинах высокого и низкого напряжения подстанции «Шеркалы». Из анализа расчетов следует, что наиболее тяжелым является максимальный режим;

– выполнен выбор распределительных устройств, приборов учета и силового оборудования для подстанций. К установке было принято современное оборудование. Все выбранное оборудование было проверено на термическую и динамическую стойкость к току короткого замыкания;

– выполнен расчет и проект системы молниезащиты подстанции из шести молниеотводов.

Реализация предложенных мер позволит значительно снизить вероятность отключений электроэнергии, а также снизить угрозу для жизни и здоровья людей в районе расположения подстанции. Кроме того, реализация проекта будет способствовать развитию энергосистемы и повышению качества жизни населения.

## Список используемых источников

1. Афонин, В.В. Электрические станции и подстанции / В.В.Афонин, К.А. Набатов. Учебное пособие. – Тамбов: Изд-во Тамбовского гос. тех. университета, 2015. 90 с.
2. Горфинкеля В. Я., проф. Швандара В. А. 4-е издание, переработанное и дополненное - М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2007г. 670с.
3. Гук Ю.Б. и др. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузо/Ю.Б Гук. В.В Кантан, С.С Петрова.-Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. 312с.
4. Л.И. Евминов, А.О. Добродей Релейная защита и автоматика систем электроснабжения- уч. Пособие к практическим занятиям по специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение по отраслям» Гомель 2016. 81 с.
5. Изд-во НЦ ЭНАС РД "Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования" от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98. 2006 г.
6. Кнорринг, Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Под ред. Г. М. Кнорринга. Л., “Энергия”. 1976.
7. Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование – СПб.: Лань, 2014. 192 с.
8. Крючков, И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ. Учебно-справочное пособие для вузов – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 142 с.
9. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие – Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. 111 с.
10. Макаров Е.Ф. «Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ» - том 6, Москва, Энергия, 2006 г. 302 с.

11. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков / Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования - М. Энергоатомиздат, 1989. 420 с.
12. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. Пособие – М.: Форум-Инфра, 2013. 480 с.
13. Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" [Электронный ресурс]: Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования URL: [http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp\\_atandart/doc/СТО\\_34.01-4.1 – 007-2018.pdf](http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1 – 007-2018.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).
14. Правила устройства электроустановок. – М.: ЭНАС, 2015. 552 с.
15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) 7-ое издание(утв. приказом Минэнерго РФ от 8 июля 2002 г. N 204)
16. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова - 10-е изд. – М.: Академия, 2013. 448 с.
17. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козинова М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
18. СТП 09110.35.250-12 Инструкция по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем –Минск, ГПО «Белэнерго», 2013г. 42с.
19. Ус, А. Г. Электрическое освещение: практ. пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение»: А. Г. Ус, В. Д. Елкин.- Гомель: ГГТУ им. П. О. Сухого, 2005. 111с;
20. Федоров, А. А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Москва: Энергоатомиздат, 1981. 624 с;
21. Bhalja V., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). – 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. – 576 с.
22. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook.

- 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. – 1712 с. 61

23. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. – Boca Raton: CRC Press, 2014. – 1061 с.

24. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. – New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. – 320 с.

25. Ram B. Power System Protection and Switchgear. – New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. – 684 с.