

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 (140400.62) – Электроэнергетика и
электротехника
Профиль – Электрические станции

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2016 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование электрической части подстанции «Ростелеком» в
Хабаровском крае

Исполнитель студент группы 242 об1	_____	Е.В. Ищенко
	(подпись, дата)	
Руководитель доцент	_____	Ю.В. Мясоедов
	(подпись, дата)	
Нормоконтроль доцент, канд. техн. наук	_____	Н.Н. Козлов
	(подпись, дата)	
Технический контроль доцент, канд. техн. наук	_____	А.Н. Козлов
	(подпись, дата)	
Рецензент	_____	_____
	(подпись, дата)	

Благовещенск 2016

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
профессионального образования

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

« _____ » _____ 2015 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Ищенко евгения Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование электрической
части подстанции «Ростелеком» в Хабаровском крае

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: _____

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

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

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	6
Введение	7
1 Климатогеографическая характеристика района электроснабжения подстанции 35/0.4 «Ростелеком»	8
2 Выбор главной схемы подстанции	10
3 Выбор оборудования	12
3.1 Общие положения	12
3.2 Выбор выключателей	12
3.3 Выбор разъединителей 35 кВ	14
3.4 Выбор силовых трансформаторов	15
3.5 Выбор трансформаторов тока	17
3.5.1 Выбор трансформаторов тока на напряжение 0.4 кВ	17
3.5.2 Выбор трансформаторов тока на напряжение 35 кВ	19
3.6 Выбор трансформаторов напряжения	20
3.6.1 Выбор трансформаторов напряжения на напряжение 35 кВ	21
3.6.2 Выбор трансформаторов напряжения на напряжение 0.4 кВ	22
3.9 Выбор автоматических выключателей	22
3.10 Выбор жестких шин на стороне 0.4 кВ	23
3.11 Выбор кабелей на стороне 35 кВ	27
3.12 Выбор изоляторов для РУ 0,4 кВ	28
3.13 Выбор КРУ на напряжение 35 кВ	28
3.14 Выбор КРУ на напряжение 0.4 кВ	31
3.15 Выбор ОПН	34
4 Расчёт токов короткого замыкания	37
4.1 Особенности расчета тока короткого замыкания	37
4.2 Схема замещения для расчета токов короткого замыкания	37
4.3 Параметры схемы замещения	38
4.4 Расчёт токов короткого замыкания	41

5 Автоматический ввод резерва	46
6 Собственные нужды подстанции	50
7 Изоляция и перенапряжения	51
7.1 Общие положения	51
7.2 Расчёт заземлителя подстанции	52
7.3 Расчет молниезащиты	56
8 Релейная защита и автоматика	60
8.1 Основные типы защит трансформаторов	60
8.2 Газовая защиты трансформатора	61
8.3 Дифференциальная защита трансформаторов	63
8.4 Расчет защит трансформатора	64
9 Надёжность	66
10 Экологичность и безопасность	68
11 Экономика	71
Заключение	73
Библиографический список	74

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

ВЛ – Воздушная линия

ДЭС – Дизельная электрическая станция

КЗ – Короткое замыкание

КРУ – Комплектное распределительное устройство

КТП – Комплектная трансформаторная подстанция

ПС – Подстанция

РЗ –Релейная защита

ТП – Трансформаторная подстанция

НН – Низкое напряжение

ВН – Высокое напряжение

ВВЕДЕНИЕ

Для улучшения качества мобильной и телефонной связи, а также увеличения числа абонентов, компания «Ростелеком» планирует установить в селе Князе-Волконское Хабаровского края базовую станцию связи.

Для обеспечения электроэнергией данной станции требуется установить трансформаторную подстанцию на напряжения 35/0,4 кВ и мощностью 2500 кВА. Для надежности электроснабжения на данную подстанцию требуется установить 2 трансформатора с номинальной мощностью 2500 кВА. В связи с тем, что базовая станция связи требует бесперебойного питания, на подстанции должен быть предусмотрен аварийный ввод резерва, в виде дизельного генератора с номинальной мощностью 2500 МВА и номинальным напряжением 0,4 кВ.

Учитывая номинальные рабочие напряжения подстанции, рекомендуется устанавливать 2КТП, а также КРУ на 35 и 0,4 кВ. Комплектные устройства, по сравнению с обычными конструкциями электротехнических установок обладают множеством преимуществ: значительно уменьшаются объемы строительно-монтажных работ и сокращаются сроки их выполнения; достигается большая экономия трудозатрат; улучшается качество электроустановок, увеличивается надежность и безопасность их обслуживания и сокращаются эксплуатационные расходы; обеспечивается удобство и быстрота при расширении и реконструкции; упрощается комплектация и снабжение при производстве строительно-монтажных работ. Сокращаются объемы и сроки проектирования.

1 КЛИМАТОГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ 35/0.4 «РОСТЕЛЕКОМ»

Хабаровский край – один из самых крупных регионов Дальнего Востока (788 тыс. км²), население которого составляет около 1,4 млн. человек.

Данный регион граничит на юге с Приморским краем, на юго-западе – с Еврейской АО (ЕАО), на западе – с Амурской областью, с Республикой Саха (Якутия) - на севере и северо-западе.

Около 35% всей площади региона охвачены централизованным электроснабжением.

Основными отраслями специализации промышленности являются: производство пищевых продуктов (~ 10%), металлургическое производство (~ 12%), лесозаготовка и деревопереработка (свыше 12%), добыча полезных ископаемых (~ 13%), машиностроительный комплекс (~ 20%), топливно-энергетический комплекс (~ 25%).

Климат Хабаровского края — муссонный, умеренный, с характерной холодной снежной зимой и влажным жарким летом. Минимальная температура воздуха - минус 40 °С, максимальная температура воздуха - плюс 36,4 °С; Вышеупомянутый климат формируют следующие факторы:

- положение территории в средних широтах на восточной окраине материка Евразия, рядом с Тихим океаном. Это определяет проявление муссонной циркуляции воздушных масс;

- горный рельеф.

В год выпадает в среднем 684 мм осадков. Максимальное количество осадков за сутки — 121,2 мм — было зарегистрировано в июле 1985 года. Максимальная сумма осадков за месяц выпала в августе 1981 года и составила 434 мм.

Основные характеристики района размещения площадки ПС «Ростелеком» сведены в таблицу:

Таблица 1 – Характеристики района размещения ПС «Ростелеком»

Наименование параметра	Значение
Нормативное ветровое давление	650 Па (III район)
Снеговая нагрузка	II район
Толщина стенки гололеда	25 мм (IV район)
Ср. продолжительность гроз	От 20 до 40 часов
Сопротивление грунта	300 Ом/м (супесь)
Сейсмичность района	6 баллов

В геологическом строении площадки принимают участие следующие разновидности грунтов: глины, галечники, суглинки, супеси и пески. Это подтверждает схема гидрогеологического районирования, представленная на рисунке 1.

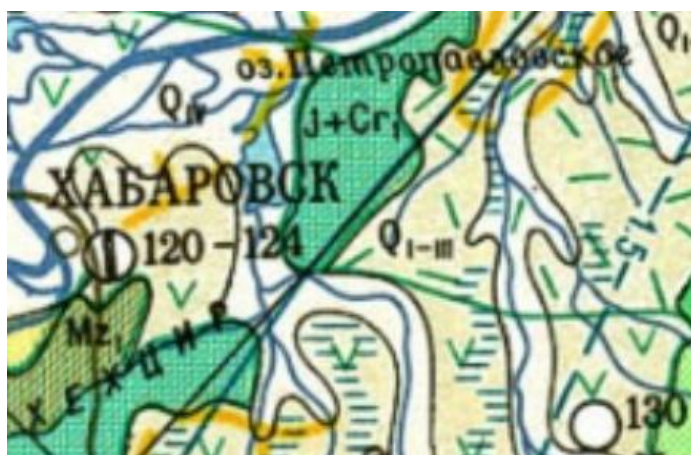


Рисунок 1 – Схема гидрогеологического районирования

Глубина промерзания грунта:

- для суглинков и глин – 1,9 м;
- для супесей, песков мелких и пылеватых – 2,3 м;
- для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 2,5 м;
- для крупнообломочных грунтов – 2,8 м.

2 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Главная схема электрических соединений подстанции - это совокупность основного электрооборудования (трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанции, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д.

Для проектируемой подстанции наиболее надежной будет схема с двумя силовыми трансформаторами и резервным вводом от дизельной электростанции. Упрощенная схема подстанции представлена на рисунке 2.

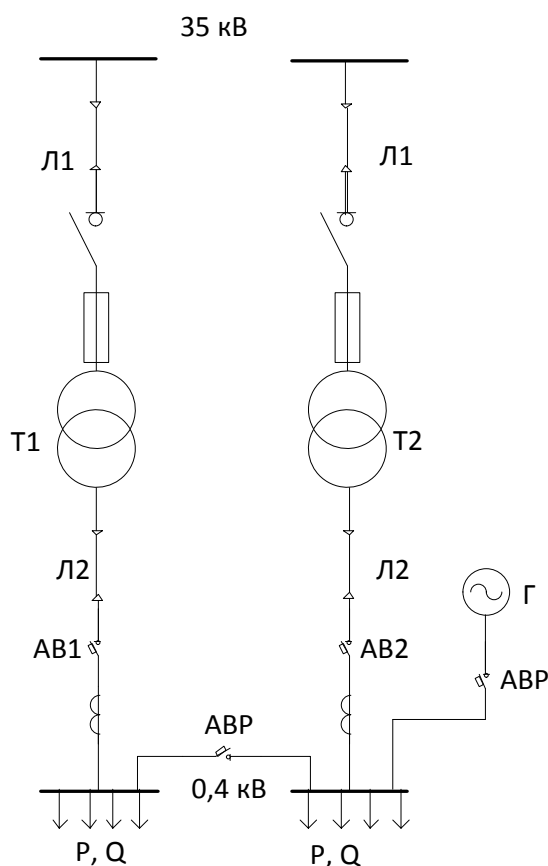


Рисунок 2 - Упрощенная схема подстанции

Данная схема обеспечивает высокую надежность электроснабжения, так как при отключении одного из трансформаторов, второй трансформатор полностью его заменяет. Если оба трансформатора будут отключены, то электроснабжение потребителя будет осуществляться от резервной дизельной электростанции, мощность которой соответствует мощности потребителя.

3 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

3.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на ТП относятся следующие элементы: силовые трансформаторы, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители, ограничители перенапряжений, гибкие или жесткие шины. Оборудование выбирается по номинальному напряжению и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость.

3.2 Выбор выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для быстросействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (1)$$

- по длительному току

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (2)$$

где I_{max} – максимальный ток, проходящий через выключатель.

$$I_{p.max} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (3)$$

Проверяется:

- по отключающей способности;
- по термической устойчивости.

Выбор и проверка выключателя на КРУ 35 кВ

$$I_{p.max} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 35} = 41 \text{ A}$$

Расчетные значения термической устойчивости выключателя:

$$B_k = 8, I^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 16,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Термическая стойкость выключателя :

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 2 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 3150 \text{ А}$	$I_{p.max} = 41 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$i_{пр.скв} = 80 \text{ кА}$	$I_{уд} = 18,44 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq i_{скв}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2977$	$B_k = 13,9 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 8,1 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 8,1 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$

По данным сравнения выключатель марки ВБ4-П-35– 31,5/1600 У3 удовлетворяет всем условиям.



Рисунок 3 – Выключатель марки ВБ4-П-35

3.3 Выбор разъединителей 35 кВ

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1 кВ, основное назначение которого - создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

Помимо этого основного назначения разъединители используют также для других целей, поскольку их конструкция это позволяет, а именно:

- для отключения и включения ненагруженных силовых трансформаторов небольшой мощности и линий ограниченной длины при строго установленных условиях;

- для переключений присоединений РУ с одной системы сборных шин на другую без перерыва тока;

- для заземления отключенных и изолированных участков системы с помощью вспомогательных ножей, предусматриваемых для этой цели.

Для установки на КТП наиболее подходящими являются разъединители РДЗ-35. Основные технические характеристики разъединителей данной серии приведены в таблице.

Таблица 3 - Основные технические характеристики разъединителей РДЗ-35

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	35
Номинальный ток, А	1000
Ток термической стойкости, кА	16
Ток электродинамической стойкости, кА	40
Время протекания тока термической стойкости, сек	
- для главных ножей	3
- для заземляющих ножей	1

3.4 Выбор силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы предназначены для преобразования электроэнергии из одного класса в другой. Для ТП 35/0,4 кВ по условию надежности выбираются два двухобмоточных трехфазных трансформатора, каждый из которых работает на свою систему шин. Выбор производится исходя из суммарной мощности нагрузки двух систем шин (т.е. для режима, когда один трансформатор работает на обе шины), с учетом возможной перегрузки трансформатора на 40% от его номинальной мощности. Трансформаторы выбираются одинаковыми для обеспечения их равномерной загрузки и по условию надежности.

Согласно данным компании «Ростелеком», заданы активная и реактивная нагрузки:

$$P_{\text{ном}} = 2320 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{ном}} = 928 \text{ квар}$$

Нагрузку трансформаторной подстанции считаем по формуле:

$$S_{\text{нагр}} = \frac{\sqrt{P_H^2 + Q_H^2}}{N_T * \beta} \quad (4)$$

где N_T – число трансформаторов на подстанции, равное 2;

β – коэффициент загрузки трансформатора, равный 0,7

$$S_{\text{нагр}} = \frac{\sqrt{2320^2 + 928^2}}{2 * 0.7} = 1785 \text{ кВА}$$

По справочным данным [3] выбираем ближайший трансформатор, мощностью не менее 1785 кВА, т.е. трансформатор ТМГ-2500/35-У1.



Рисунок 4 – Силовой трансформатор ТМГ-2500/35-У1

Таблица 4 - Параметры трансформатора ТМГ-2500/35-У1

Группа соединения обмоток	Y/Y _n -0
Тип обмотки	двухобмоточная
Напряжение короткого замыкания, %	7.2
Мощность (KVa)	2500
Номинальное напряжение (кВ)	35
Потери холостого хода, кВт	3,9
Климатическое исполнение	У1
Ток холостого хода, %	1
Тип трансформатора	Масляный, трехфазный, герметичный
Выходное напряжение (кВ)	0,4
Частота тока (Гц)	50
Количество фаз	3
Потери короткого замыкания, кВт	25

- активные сопротивления прямой и обратной последовательности:

$$R_{T1} = R_{T2} = 0,64 \text{ мОм};$$

- реактивные сопротивления прямой и обратной последовательности:

$$X_{T1} = X_{T2} = 3,46 \text{ мОм};$$

- активное сопротивление нулевой последовательности:

$$R_{T0} = 1,92 \text{ мОм};$$

- реактивное сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{T0} = 10,38 \text{ мОм}.$$

3.5 Выбор трансформаторов тока

Для контроля за режимом работы электроприемника используются контрольно-измерительные приборы, присоединяемые к цепям высокого напряжения через трансформаторы тока. Трансформаторы тока выбираются по значению тока, протекающего в первичной обмотке. Трансформаторы тока для схемы , как и силовые трансформаторы, выбираются одинаковыми. Первичным током считается ток, протекающий по первичной обмотке трансформатора тока в аварийном режиме, когда один из трансформаторов отключен, а второй, соответственно несет нагрузку двух систем шин, т.е. каждый из трансформаторов тока должен быть рассчитан на протекание суммарного тока нагрузки двух систем шин.

3.5.1 Выбор трансформаторов тока на напряжение 0.4 кВ

$$I_{\text{нагр}\Sigma} = \frac{S_{\text{нагр}\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U * N_T} \quad (5)$$

$$I_{\text{нагр}\Sigma} \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4 * 2} = 1803 \text{ A}$$



Рисунок 5 – Трансформатор тока ТШЛ-0.66

По справочным данным [3] выбираем ближайший трансформатор тока, значение первичного тока которого не менее 1803 А, т.е. ТШЛ-0,66, класс точности – 0,2

Ко вторичной обмотке трансформатора тока в ячейке низковольтного ввода подключаются:

- амперметр электромагнитный Амперметр Э47 с мощностью $S = 5 \text{ ВА}$,
- токовая обмотка счётчика САЭ – И670 с мощностью $S = 1,5 \text{ ВА}$.

Параметры трансформатора тока ТШЛ-0,66

- активное сопротивление обмотки трансформатора тока:

$$R_{\text{ТТ}} = 0,5 \text{ мОм};$$

- реактивное сопротивление обмотки трансформатора тока:

$$X_{\text{ТТ}} = 0,4 \text{ мОм}.$$

Таблица 5 – Технические характеристики трансформатора тока ТШЛ-0.66

Номинальное напряжение, кВ	0,66
Номинальный первичный ток, А	2000, 3000, 4000, 5000
Наибольший рабочий первичный ток, А	2000, 3200, 4000, 5000
Номинальный вторичный ток, А	1 или 5
Номинальная частота, Гц	50 или 60
Класс точности	0,2
Номинальная вторичная нагрузка при $\cos \varphi = 0,8$, ВА	15
Кратность односекундного тока термической стойкости для первичных токов:	
2000 А	60
3000 А	40
4000 А	40

Номинальная предельная кратность:	
- для трансформаторов на 2000А, 3000 А при междуфазном расстоянии 140 мм	8
- для трансформаторов на 4000А, 5000 А при междуфазном расстоянии 140 мм	4
- для трансформаторов на 4000А, 5000 А при междуфазном расстоянии 750мм	8

3.6 Выбор трансформаторов тока на напряжение 35 кВ

На напряжение 35 кВ выбираем трансформатор тока марки ТРГ-35.

Основные технические характеристики трансформатора тока приведены в таблице.



Рисунок 6 – Трансформатор тока ТРГ-35

Таблица 6 - Основные технические характеристики трансформатора тока ТРГ-35

Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Напряжение промышленной частоты, выдерживаемое трансформатором при давлении изолирующего газа, равном атмосферному, кВ	26
Номинальная частота, Гц	50/60
Номинальный первичный ток, с шагом 5А, в А	5...2000
Номинальный вторичный ток, А	1...5
Количество вторичных обмоток	1...4
Параметры тока короткого замыкания:	
Наибольший пик (в скобках указаны значения для трансформатора тока с одним коэффициентом трансформации), кА	102
Односекундный ток термической стойкости (в скобках указаны значения для трансформатора тока с одним коэффициентом трансформации)	40

3.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются:

- по напряжению установки
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

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

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

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток

вольтметров, приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие классу точности, необходимо определить расчетную нагрузку во вторичной цепи $S_{2 \text{ расч.}}$.

Должно при этом соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{доп}} \quad (6)$$

Мощность измерительных приборов и системы учета равна мощности цифрового мультиметра щитового исполнения. Тогда вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

Выбор трансформаторов напряжения на 35 кВ

По справочным данным [3] выбираем трансформатор напряжения типа ЗНОЛ –СЭЩ 35 - УХЛ1.



Рисунок 7 – Трансформатор напряжения ЗНОЛ –СЭЩ 35 - УХЛ1

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

Таблица 7 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 30 \text{ ВА}$	$S_p = 6 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

3.8 Выбор трансформаторов напряжение на 0,4 кВ

Наиболее подходящим является трансформатор напряжения НОС-0.5-УХЛ4.



Рисунок 8 – Трансформатор напряжения НОС-0.5-УХЛ4

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит:

$$S_{2\Sigma} = 6 \text{ ВА}$$

Таблица 8 – Сопоставление каталожных и расчётных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n 0,45 \text{ кВ}$	$U_p = 0,4 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 30 \text{ ВА}$	$S_p = 6 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

3.9 Выбор автоматических выключателей

Выключатели АВ1 и АВ2 выбираются по модулю суммарного тока нагрузки.

В качестве выключателей АВ1, АВ2 выбираем по справочным данным два одинаковых выключателя с номинальным током не менее 1803 А, [3] т.е. выключатели ВА56- 43 на номинальное напряжение 0,6 кВ и номинальный ток $I_{ном} = 2000$ А.

В качестве секционного выключателя АВ3 используем аналогичный выключатель, т.е. ВА56-43.



Рисунок 9 – Автоматический выключатель ВА56-43

Таблица 9 - Параметры автоматических выключателей ВА56-43

Номинальное рабочее напряжение, В	690
Номинальный ток выключателя, А	2000
Уставка электромагнитного расцепителя относительно номинального тока выключателя,	0,36; 0,4; 0,45; 0,5; 0,56; 0,63; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0
Номинальная предельная отключающая способность, кА:	
при напряжении 400 В	63
при напряжении 690 В	33,5
Износостойкость, циклов ВО:	
Общая	6300
коммутационная главных контактов	1250
коммутационная вспомогательных контактов	6300
под действием независимого расцепителя	6300
Габаритные размеры (длина*ширина*высота), мм:	523*250*200
Масса, не более, кг:	
стационарного исполнения с ручным приводом	48,5
стационарного исполнения с электромагнитным приводом	56,5

- активное сопротивление катушек и контактов $R_{ав1} = 0,13$ мОм;
- реактивное сопротивление катушек и контактов $X_{ав1} = 0,07$ мОм;

3.10 Выбор жестких шин на стороне 0,4 кВ

Шинные сборки для РУ могут быть выполнены алюминиевыми шинами обычной твёрдости марки АТ, особо жёсткими марки АТТ и медными шинами марки МТ. Выбор марки шин определяется экономическими и техническими решениями. Самые дешёвые шины марки АТ, самые дорогие – МТ, однако шины марки МТ имеют наибольшую механическую прочность. [6]

Для выбранного сечения шин определяется:

- марка и размеры поперечного сечения;
- удельные активное $r_0, \text{ом/км}$ и индуктивное $x_0, \text{Ом/км}$ сопротивления;
- длительно допустимый ток $I_{доп}$, А;
- длина шин l , м; число полос на фазу,
- способ монтажа - «плашмя» или «на ребро»

Выбранные шины проверяются

- на динамическую устойчивость,
- по нагреву в аварийном режиме и при коротком замыкании,
- на минимальное термически устойчивое сечение.

Выбираем шины марки АТ 160×12.

Таблица 10 – Параметры жестких шин марки АТ 160×12

Номинальный ток, А	2000
Амплитудное значение тока КЗ, кА	70
Сопротивление фазы, мОм/м:	
Активное	0,022
Реактивное	0,018
Количество и размеры сечения шин на фазу, мм	1(160x12)

Проверка шин на механическую прочность:

$\sigma_{доп} = 650 \text{ кг/см}^2$ – допустимое напряжение на шине.

Расчетное напряжение на шине определяем по формуле [6]:

$$\sigma_{расч} = \frac{F_{расч} * l}{10 * W} \quad (7)$$

l - длина шин между опорными изоляторами; $l = 250$ см

$F_{расч}$ - расчетное усилие создаваемое ударным током на токоведущие части, кГс;

W - поперечный момент сопротивления шин, определяется по формуле[6]:

$$W = 0.17 * n * b * h^2 \quad (8)$$

n – число шин на фазу, $n=1$;

b – ширина шины, $b=1,2$ см;

h – высота шины, $h=160$ см.

$$W = 0.17 * 1 * 1.2 * 16^2 = 52.2 \text{ см}^3$$

$$F_{расч} = 1.76 * i_{уд}^2 * \frac{l}{a} * 10^{-2} \quad (9)$$

a - расстояние между шинами соседних фаз, $a = 25$ см;

$i_{уд}$ – ударный ток трехфазного КЗ.

$$F_{расч} = 1.76 * 68^2 * \frac{250}{25} * 10^{-2} = 813.8 \text{ кГс}$$

$$\sigma_{расч} = \frac{813.8 * 250}{10 * 52.2} = 390 \text{ кГ/см}^2$$

$$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч} \quad (10)$$

$$650 \geq 390 \text{ кГ/см}^2 .$$

По механической стойкости шины подходят.

Проверка шин на термическую устойчивость в аварийном режиме выполняется по условию[6]:

$$\theta_{доп} \geq \theta_n \quad (11)$$

где $\theta_{\text{доп}}$ - допустимая температура нагрева шин в нормальном режиме работы,

$$\theta_{\text{доп}} = +70^{\circ} \text{C};$$

$\theta_{\text{н}}$ - расчетная температура нагрева шин в аварийном режиме при протекании по ним расчётного максимального тока.

Температура нагрева шин в аварийном режиме работы $\theta_{\text{н}}$:

$$\theta_{\text{н}} = \theta_{\text{ос}} + (\theta_{\text{доп}} - \theta_{\text{ос}}) * \frac{I_{\text{р.макс}}^2}{I_{\text{доп}}^2} \quad (12)$$

$\theta_{\text{ос}}$ – температура окружающей среды, $\theta_{\text{ос}} = +25^{\circ}\text{C}$;

$$\theta_{\text{н}} = 25 + (70 - 25) * \frac{1803^2}{2000^2} = 61,6$$

$$70^{\circ} \text{C} \geq 61,6^{\circ} \text{C}$$

Проверка шин на термическую устойчивость в режиме короткого замыкания выполняется по условию:

$$\theta_{\text{доп.макс}} \geq \theta_{\text{к}}; \quad (13)$$

где $\theta_{\text{доп.макс}}$ -максимально допустимая температура нагрева шин в режиме короткого замыкания, $\theta_{\text{доп.макс}} = 200^{\circ}\text{C}$;

$\theta_{\text{к}}$ - расчетная температура нагрева шин в режиме короткого замыкания, определяемая по графику в зависимости от материала шин и от относительной температуры нагрева $A_{\theta_{\text{к}}}$, $^{\circ} \text{C}$.

Так как, ток короткого замыкания имеет две составляющие и изменяется в каждый момент времени, то определение температуры нагрева шин от действительного тока очень сложно. Поэтому пользуются понятием относительного нагрева шин и кривыми для определения действительной температуры нагрева.

Относительная температура нагрева шин в режиме короткого замыкания $A_{\theta_{\text{к}}}$:

$$A_{\theta_{\text{к}}} = A_{\theta_{\text{н}}} + \left(\frac{I_{\text{уст.кз}}}{S} \right) * t_{\phi} \quad (14)$$

где A_{θ_n} - относительная температура нагрева шин в аварийном режиме, определяется по графику, $A_{\theta_n} = 0,5 \cdot 10^4$;

S - площадь поперечного сечения шин, мм^2

$$S = b * h \quad (15)$$

$$S = 12 * 160 = 1920 \text{мм}^2$$

$$A_{\theta_k} = 0,5 * 10^4 + \left(\frac{68000}{1920}\right)^2 * 0,25 = 0,5314 * 10^4$$

По графику определяется $\theta_k = 65^\circ \text{C}$.

Условие выполняется, так как

$$200^\circ \text{C} \geq 65^\circ \text{C}$$

Минимальное термически устойчивое сечение шин

$$S = 11 * 68 * \sqrt{0,25} = 374 \text{мм}^2$$

$$1920 \text{мм}^2 \geq 374 \text{мм}^2$$

Все условия выбора и проверки шин выполняются, поэтому шины марки АТ 12×160 с $I_{\text{доп}} = 2000 \text{ А}$ принимаются к исполнению.

3.10 Выбор кабелей на стороне 35 кВ

Для подключения КРУ 35 кВ к силовому трансформатору используются кабели с алюминиевыми жилами. Данные кабели должны выдерживать максимальный ток нагрузки, т.е. ток при работе обеих систем шин через один трансформатор.

$$I_{\text{нагр}\Sigma 10\text{кВ}} = I_{\text{нагр}\Sigma} \cdot \frac{1}{k_T}$$

$$I_{\text{нагр}\Sigma 10\text{кВ}} = 1803 \cdot \frac{1}{87,5} = 21 \text{ А}$$

Для кабельной линии выбираем кабель марки

Удельные параметры кабеля АВВБ-(3х70):

–удельное активное сопротивление:

$$R_{\text{уд кл1}} = 0,549 \text{ мОм/м}; R_{0\text{уд кл1}} = 1,31 \text{ мОм/м};$$

–удельное реактивное сопротивление

$$X_{уд\ кл1} = 0,059 \text{ мОм/м.}$$

$$X_{0уд\ кл1} = 0,211 \text{ мОм/м.}$$

3.11 Выбор изоляторов для РУ 0,4 кВ

Опорные изоляторы используются для крепления и изоляции секций шин РУ -0,4 кВ. Их выбор производится по условию и роду установки (для наружной или внутренней установки).

Для выбранных изоляторов выписываются технические данные:

- марка изоляторов;
- номинальное напряжение $U_{на}$, кВ;
- предельно допустимое разрушающее усилие $F_{разр}$, кГс.

Выбранные изоляторы проверяются на динамическую устойчивость по условию:

$$F_{доп} \geq F_{расч} \tag{16}$$

Допустимое усилие на изолятор, равное 60% от разрушающего $F_{разр}$, кГс

$$F_{доп} = 0,6 * F_{разр} \tag{17}$$

Данные для выбора и проверки:

- номинальное напряжение установки $U_{ну} = 0,38$ кВ;
- расчётное усилие $F_{расч} = 813,8$ кГс (определено в пункте по проверке выбранных шин).

По условию выбираются изоляторы марки ОФ–1-2000ов на номинальное напряжение $U_{на} = 1$ кВ с минимальным разрушающим усилием при статическом изгибе не менее $F_{разр} = 2000$ кГс для внутренней установки.

$$F_{доп} = 0,6 * 2000 = 1200 \text{ кГс}$$

$$1200 \text{ кГс} \geq 813,8 \text{ кГс}$$

Все условия выбора и проверки выполняются, поэтому опорные изоляторы марки ОФ–1-2000ов на $U_{на}=1$ кВ внутренней установки принимаются к исполнению.

3.12 Выбор КРУ на напряжение 35 кВ.

Шкаф КРУ на 35 кВ предназначен для приема и распределения электрической энергии в электрических сетях трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц номинальным напряжением 35 кВ, с изолированной нейтралью или с частично заземленной нейтралью на всех видах электростанций, распределительных подстанциях энергосистем, подстанциях промпредприятий, в том числе на подстанциях городских, сельских, коммунальных и других электрических сетей. Шкаф КРУ применяется для комплектования трансформаторных подстанций 35/0,4 кВ на стороне 35 кВ, а также для распределительных пунктов (РП) 35 кВ, объектов электроэнергетики, железнодорожного транспорта и промышленных предприятия.

Шкаф КРУ не предназначен для работы в условиях тряски, вибрации, ударов, во взрывоопасной и пожароопасной среде: в условиях усиленного загрязнения, действия газов, испарений и химических отложений, вредных для изоляции.

Выбор распределительного устройства производится по номинальному напряжению, номинальному току, токам короткого замыкания и тд.

Для проектируемой подстанции 35/0,4 кВ выбираем распределительное устройство серии ВМ-4-35



Рисунок 10 - Шкаф КРУ серии ВМ-4-35

Таблица 11 – Основные параметры шкафа КРУ серии ВМ-4-35

Номинальное напряжение, кВ	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения выключателей, кА	25; 31,5
Ток термической стойкости, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	81
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	
постоянного тока	24, 48, 110, 220
переменного тока	24, 48, 110, 220
Вид линейных высоковольтных присоединений	кабельные, шинные
Степень защиты оболочки при закрытых дверях по ГОСТ 14254	IP 40
Вид управления	местное, дистанционное
Наибольшее сечение кабелей высокого напряжения, мм ²	6*240
Тип разъединителя	штепсельный силовой
Габаритные размеры:	
-высота, мм	2235
-ширина, мм	1200
- глубина, мм	2535
Максимальный вес шкафа с выключателем, не более, кг	1680

Шкафы КРУ ВМ-4 отличаются от выпускаемых другими изготовителями КРУ следующими показателями:

- уменьшенной массой;
- изолированной контактной частью выключателя, что полностью исключает межфазное замыкание;
- простотой, удобством и безопасностью обслуживания;
- опорные и проходные изоляторы изготовлены на основе эпоксидной керамики;

Ячейка состоит из 4 взаимно разделяемых отсеков: отсек сборных шин; релейный отсек; отсек трансформаторов тока; отсек выключателя. Все высоковольтные отсеки имеют собственные разгрузочные клапаны, которые

обеспечивают повышенную локализационную способность к дуговым замыканиям.

3.13 Выбор КРУ на напряжение 0,4 кВ

Распределительное устройство со стороны низшего напряжения КТП (РУНН) – устройство напряжением до 690 В в металлической оболочке, состоящее из одного или нескольких шкафов со встроенными в них аппаратами для коммутации, управления, измерения и защиты, служащее для распределения электроэнергии. РУНН предназначены для распределения электроэнергии трехфазного переменного тока напряжением 380/220 В частотой 50 Гц в сетях с глухозаземленной нейтралью, для защиты от перегрузок и коротких замыканий, а также для управления, измерения и сигнализации. Они состоят из шкафов ввода, шкафов отходящих линий и секционного шкафа.

В РУНН в качестве вводных, секционных коммутационных аппаратов и аппаратов отходящих линий применяются автоматические выключатели, имеющие стационарный, втычной и выдвижной варианты исполнения. Автоматические выключатели выдвижного и втычного типа обеспечивают их быструю замену и регулировку без обесточивания секции или шкафа. РУНН имеет однорядное расположение или двухрядное взаимное расположение и соединяется между собой с помощью шинного моста.

Ошиновка ввода и сборная шина РУНН изготавливается из алюминиевой или медной шины и выполняется на ток, равный номинальному току силового трансформатора с коэффициентом 1,3 в соответствии с ГОСТ 14695-80.

Для проектируемой трансформаторной подстанции наиболее подходящими являются распределительные устройства серии ЩО-70. Исходя из полученных значений номинальных токов и напряжений, выбираем распределительное устройство низкого напряжения ЩО70-2ТВ-40УЗ.



Рисунок 11 – Шкаф КРУ серии ЩО70-2ТВ-40У3

Таблица 12 – Технические характеристики шкафа КРУ серии ЩО70-2ТВ-40У3

Номинальное напряжение панелей ЩО 70	380/220
Номинальный ток сборных шин панелей ЩО70,А	600; 1000; 1500; 2000
- линейных панелей ЩО 70	100; 200; 400; 600; 1000
- вводных панелей ЩО70	400; 600; 1000; 1500; 2000
- секционных панелей ЩО-70	600; 1000; 1500
Ток электродинамической стойкости сборных шин ЩО-70, А	30; 50

Продолжение таблицы 12

Номинальное напряжение	220
------------------------	-----

вспомогательных цепей ЩО 70, В	
Степень защиты панелей ЩО-70 по ГОСТ 14254-96	
- с лицевой стороны панели ЩО – 70	IP 20
- с остальных сторон панели ЩО – 70	IP 00
Габаритные размеры панелей ЩО-70, мм	
Ширина ЩО-70 (мм):	
- линейных панелей	800
- вводных панелей	800; 1000
- секционных панелей	300; 800; 1000
- торцевых панелей	60
Глубина панели	600
Высота панели	2200
Масса панелей ЩО-70 (кг), не более	
- линейных панелей	150
- вводных и секционных панелей	350
- секционных панелей с рубильником	67

Панели ЩО-70 используются для комплектования щитов распределения электроэнергии трехфазного переменного тока напряжением 380/220 В частотой 50 Гц, служащих для приема, распределения электроэнергии, защиты от перегрузок и токов короткого замыкания.

Панели предназначены для установки в электропомещениях. Вид климатического исполнения УЗ по ГОСТ 15150-69 в пределах температур от -45 С до +40 С;

Степень защиты панелей с лицевой стороны - IP20, с остальных сторон IP00 по ГОСТ 14254-80.

Панели предназначены для одностороннего обслуживания и представляют собой металлоконструкцию из листовых гнутых профилей с установленными в них коммутационно - защитными аппаратами и электроизмерительными приборами.

Управление разъединителями, рубильниками, стационарными выключателями, установленными в панелях, осуществляется приводами с фасадной стороны панели при закрытых дверях.

Для крепления вводных и отходящих кабелей конструкцией панели предусмотрены монтажные профили, приваренные к нижнему поясу панелей.

3.15 Выбор ОПН

ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный. ОПН предназначен для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. ОПН состоят из колонок металлооксидных варисторов, выполненных на основе оксида цинка с малыми добавками других металлов. Эти колонки заключаются в полимерные или фарфоровые покрышки.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Для напряжения 35 кВ выбирает ограничитель перенапряжения марки ОПН-35 УХЛ1. Внешний вид ОПН-35 УХЛ1 представлен на рисунке 12.



Рисунок 12 – Ограничитель перенапряжения ОПН-35 УХЛ1

Характеристики ограничителя перенапряжения приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Технические характеристики ОПН-35 УХЛ1.

Тип ограничителя ОПН-35 УХЛ1	35/40.5
------------------------------	---------

Класс напряжения сети, кВ	35
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ($U_{нд}$), кВ	40,5
Максимальная амплитуда импульса тока 4/10 мкс, кА	100
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10
Остающееся напряжение на ОПН, не более, кВ: при коммутационном импульсе тока 250 А, 30/60 мкс 500 А, 30/60 мкс 1000 А, 30/60 мкс при грозовом импульсе тока 5000 А, 8/20 мкс 10000 А, 8/20 мкс 20000 А, 8/20 мкс при крутом импульсе тока 10000 А, 1/10 мкс	92,7 95,2 100 112,8 122 137,9 140,3
Классификационный ток, амплитуда, мА	2,0
Классификационное напряжение $U_{кл}$, действующее значение, не менее, кВ	48,3
Ток проводимости $I_{пр}$ при $U_{нд}$, действующее значение, мА, не более	1,0
Пропускная способность, А, для прямоугольных импульсов тока 2000 мкс	760
Удельная энергия при приложении одного импульса тока пропускной способности, кДж/кВ, не менее	3,9
Ток взрывобезопасности, кА	40
Длина пути утечки, мм, не менее	1250
Масса, кг, не более	9,0
Высота, мм, не более	605

4 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

4.1 Особенности расчета тока короткого замыкания

Для расчёта токов короткого замыкания принимается ряд допущений:

1) При расчёте тока короткого замыкания можно не учитывать изменение периодической составляющей тока, в связи с небольшой мощностью ЭП по сравнению с мощностью питающей энергосистемы.

Таким образом, предполагается, что напряжение РП неизменно.

2) Так как активное сопротивление больше реактивного, то можно считать что апериодическая составляющая затухает очень быстро.

3) В связи с большим отличием реальных параметров сети от расчётных, точность невелика, поэтому эффект теплового спада можно не учитывать.

4) 95% замыканий в низковольтных сетях происходят при наличии электрической дуги, сопротивление которой сопоставимо с сопротивлениями элементов сети, поэтому его необходимо учитывать. В связи с небольшой точностью расчета сопротивление(переходное сопротивление) дуги принимается равным 3 мОм.

($R_{\text{пер}}=3 \text{ мОм}$).

5) Остальные 5% замыканий происходят без дуги, но при этом токи короткого увеличиваются по сравнению с токами к/з при дуге, поэтому для отстройки защиты и проверки кабеля тоже производится расчет токов короткого замыкания в случае, когда электрическая дуга не загорается. [7]

4.2 Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

На рисунке 3 приведены схемы замещения на разных ступенях напряжения (рисунок 3, а)) и приведенные к одной ступени (рисунок 3, б)) с указанием точки К1.

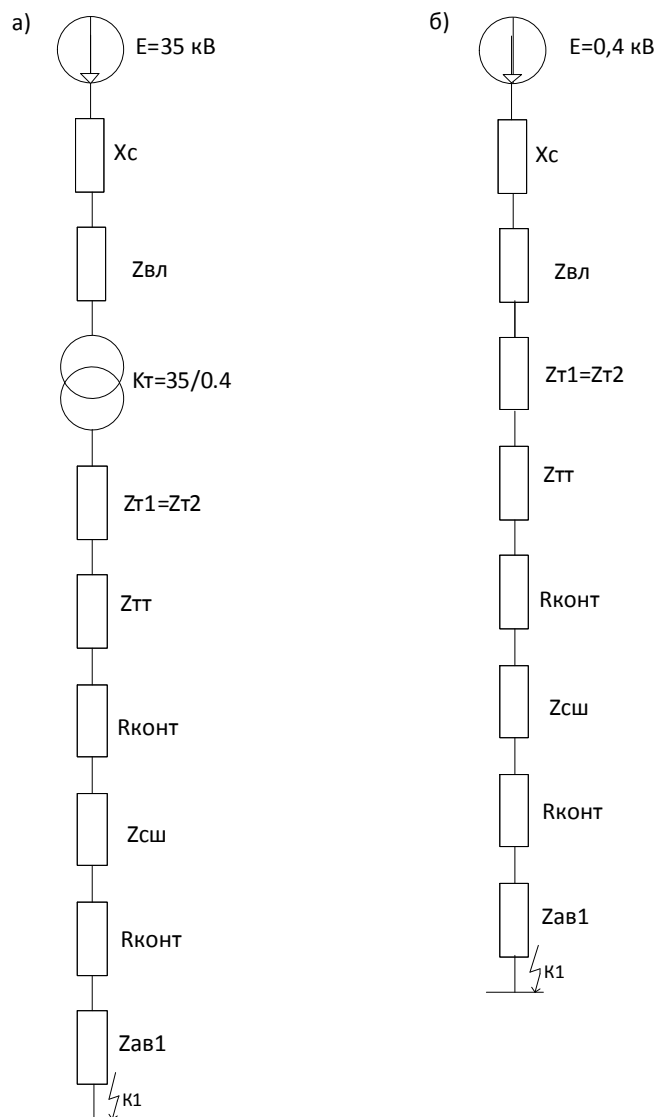


Рисунок 13 - Схема замещения для расчета токов КЗ:

а) на разных ступенях напряжения

б) приведенная к одной ступени напряжения

4.2 Параметры схемы замещения

Питание на подстанцию подается по воздушной линии 35 кВ от подстанции «КНЯЗЕ-ВОЛКОНСКАЯ», данная линия выполнена проводом марки АС-35/6.2 и рассчитана на максимальный ток нагрузки 175 А.

Ток нагрузки в этой линии равен:

$$I_{нагр.35кв} = I_{нагр} * \frac{1}{k_T} \quad (18)$$

где $I_{\text{нагр}}$ – номинальный ток нагрузки на стороне 0.4 кВ

k_T – коэффициент трансформации силового трансформатора

$$k_T = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad (19)$$

$$k_T = \frac{35}{0,4} = 87,5$$

$$I_{\text{нагр.35кв}} = 1803 * \frac{1}{87,5} = 21 \text{ A}$$

Удельные сопротивления провода (прямая и обратная последовательности) мОм/м:

$$r_{y\partial} = 0,8 \text{ мОм} / \text{м}$$

$$x_{y\partial} = 0,42 \text{ мОм} / \text{м}$$

Удельные сопротивления провода (нулевая последовательность):

$$r_{y\partial 0} = 2,8 \text{ мОм} / \text{м}$$

$$x_{y\partial 0} = 1,47 \text{ мОм} / \text{м}$$

Параметры воздушной линии, приведенные к стороне 35 кВ:

-активное сопротивление линии (прямая и обратная последовательности):

$$r_{\text{вл.10кВ}} = r_{y\partial} * l_{\text{вл}} \quad (20)$$

$$r_{\text{вл.10кВ}} = 0,08 * 2000 = 160 \text{ мОм}$$

-реактивное сопротивление линии (прямая и обратная последовательности):

$$x_{\text{вл.10кВ}} = x_{y\partial} * l_{\text{вл}} \quad (21)$$

$$x_{\text{вл.10кВ}} = 0,42 * 2000 = 840 \text{ мОм}$$

-активное сопротивление воздушной линии (нулевая последовательность):

$$r_{\text{вл0.10кВ}} = r_{y\partial 0} * l_{\text{вл}} \quad (22)$$

$$r_{\text{вл0.10кВ}} = 1,31 * 2000 = 2620 \text{ мОм}$$

-реактивное сопротивление воздушной линии (нулевая последовательность):

$$x_{\text{вл}0.10\text{кВ}} = x_{y\partial 0} * 1_{\text{вл}} \quad (23)$$

$$x_{\text{вл}0.10\text{кВ}} = 0,211 * 2000 = 422 \text{ мОм}$$

Параметры воздушной линии, приведенные к напряжению 0,4 кВ:

- активное сопротивление (прямая и обратная последовательности)

$$r_{\text{вл}} = r_{\text{вл}.10\text{кВ}} * \frac{1}{k_T^2} \quad (24)$$

$$r_{\text{вл}} = 160 * \frac{1}{87,5} = 1,83 \text{ мОм}$$

- реактивное сопротивление (прямая и обратная последовательности)

$$x_{\text{вл}} = x_{\text{вл}.10\text{кВ}} * \frac{1}{k_T^2} \quad (25)$$

$$x_{\text{вл}} = 840 * \frac{1}{87,5} = 9,6 \text{ мОм}$$

- активное сопротивление (нулевая последовательность)

$$r_{\text{вл}0} = r_{\text{вл}0.10\text{кВ}} * \frac{1}{k_T^2} \quad (26)$$

$$r_{\text{вл}0} = 2620 * \frac{1}{87,5} = 29,9 \text{ мОм}$$

- реактивное сопротивление (нулевая последовательность)

$$x_{\text{вл}0} = x_{\text{вл}0.10\text{кВ}} * \frac{1}{k_T^2} \quad (27)$$

$$x_{\text{вл}0} = 422 * \frac{1}{87,5} = 4,82 \text{ мОм}$$

Сопротивления контактов провода в данном случае не учитывается, поскольку, с учетом коэффициента трансформации, полученное значение будет пренебрежимо мало.

Сопротивление системы находим по формуле:

$$x_c = \frac{U_{6H}^2}{S_{кз}} * \frac{1}{k_T^2} \quad (28)$$

где $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания

$$x_c = \frac{35^2}{1212} * \frac{1}{87,5} = 0,132 \text{ мОм}$$

Таблица 14 – Сопротивления всех элементов схемы замещения

Элемент схемы замещения	Сопротивления, мОм	
	активное	реактивное
Сопротивление системы		$X_c = 0,132$
Воздушная линия (АС-35/6,2)	$R_{вл} = 1,83$	$X_{вл} = 9,6$
Воздушная линия (АС-35/6,2) (нулевая последовательность)	$R_{0вл} = 29,9$	$X_{0вл} = 4,82$
Силовой трансформатор (прямая и обратная последовательность)	$R_{Т1} = R_{Т2} = 0,64$	$X_{Т1} = X_{Т2} = 3,46$
Силовой трансформатор (нулевая последовательность)	$R_{Т0} = 1,92$	$X_{Т0} = 10,38$
Трансформатор тока	$R_{ТТ} = 0,5$	$X_{ТТ} = 0,4$
Автоматический выключатель А1 (ВА07-220)	$R_{ав2} = 0,13$	$X_{ав2} = 0,07$
Автоматический выключатель А3 (ВА07-220)	$R_{ав2} = 0,13$	$X_{ав2} = 0,07$
Автоматический выключатель А2 (ВА07-220)	$R_{ав1} = 0,13$	$X_{ав1} = 0,07$
Сопротивление контакта линии 1	$R_{конт} = 0,1$	
Сопротивление контакта линии 3	$R_{конт} = 0,1$	
Система шин 0.4	$R_{сш} = 0,022$	$X_{сш} = 0,018$
Система шин 0.4 (нулевая последовательность)	$R_{0кл2} = 2,7$	$X_{0кл2} = 1,55$

4.4 Расчет токов короткого замыкания в точке К1

Суммарное активное сопротивление для точки К1

$$r_{\Sigma}^{K1} = r_{вл} + r_{сш} + r_{Т1} + r_{ТТ} + r_{ав1} + r_{конт} \quad (29)$$

$$r_{\Sigma}^{K1} = 1,83 + 0,64 + 0,5 + 0,13 + 0,022 + 0,1 = 3,222 \text{ мОм}$$

Суммарное реактивное сопротивление для точки К1

$$x_{\Sigma}^{K1} = x_{вл} + x_{сш} + x_{Т1} + x_{ТТ} + x_{ав1} + x_{конт} + x_c \quad (30)$$

$$x_{\Sigma}^{K1} = 9.6 + 3.46 + 0.4 + 0.07 + 0.018 + 0.132 = 13.68 \text{ мОм}$$

Суммарное активное сопротивление нулевой последовательности для точки К1:

$$r_{\Sigma 0}^{K1} = r_{вЛ0} + r_{сш0} + r_{ТЛ0} \quad (31)$$

$$r_{\Sigma 0}^{K1} = 29.9 + 1.92 + 2.7 = 32.42 \text{ мОм}$$

Суммарное реактивное сопротивление нулевой последовательности для точки К1:

$$x_{\Sigma 0}^{K1} = x_{вЛ0} + x_{сш0} + x_{ТЛ0} \quad (32)$$

$$x_{\Sigma 0}^{K1} = 4.82 + 1.55 + 10.38 = 16.75 \text{ мОм}$$

Трехфазное КЗ

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} * \sqrt{(r_{\Sigma}^{K1})^2 + (x_{\Sigma}^{K1})^2}} \quad (33)$$

$$I_K^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{(3.222)^2 + (13.68)^2}} = 16 \text{ кА}$$

Двухфазное КЗ

Значение полного сопротивления для расчета двухфазного короткого замыкания на в точке К1:

$$Z_K^{(3)} = \frac{2}{\sqrt{3}} * \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2} \quad (34)$$

$$Z_K^{(2)} = \frac{2}{\sqrt{3}} * \sqrt{3.222^2 + 13.68^2} = 16.228 \text{ мОм}$$

Значение тока двухфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_K^{(2)} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} * Z_K^{(2)}} \quad (35)$$

$$I_K^{(2)} = \frac{400}{\sqrt{3} * 16.228} = 14 \text{ кА}$$

Однофазное КЗ

Значение полного сопротивления для расчета однофазного короткого замыкания на в точке К1:

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \frac{1}{3} * \sqrt{(2 * r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2 * x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2} \quad (36)$$

$$Z_{\Sigma}^{(1)} = \frac{1}{3} * \sqrt{(2 * 3.222 + 16,75)^2 + (2 * 13.68 + 50.2)^2} = 19,6 \text{ мОм}$$

Значение тока однофазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} * Z_K^{(1)}} \quad (37)$$

$$I_K^{(2)} = \frac{400}{\sqrt{3} * 19,6} = 12 \text{ кА}$$

4.4 Токи короткого замыкания с наличием дуги

Трехфазное КЗ

Суммарное активное сопротивление для точки К1

$$r_{\Sigma Д}^{K1} = r_{вл} + r_{сш} + r_{ТЛ} + r_{ТТ} + r_1 + r_{конт} + r_Д \quad (38)$$

$$r_{\Sigma Д}^{K1} = 1,83 + 0,64 + 0,5 + 0,13 + 0,022 + 0,1 + 3 = 6,222 \text{ мОм}$$

Суммарное реактивное сопротивление для точки К1

$$x_{\Sigma}^{K1} = x_{вл} + x_{сш} + x_{ТЛ} + x_{ТТ} + x_{ав1} + x_{конт} + x_c \quad (39)$$

$$x_{\Sigma}^{K1} = 9.6 + 3.46 + 0,4 + 0,07 + 0,018 + 0.132 = 13.68 \text{ мОм}$$

Ток дугового трехфазного короткого замыкания в точке К1

$$I_{КД}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} * \sqrt{(r_{\Sigma Д}^{K1})^2 + (x_{\Sigma}^{K1})^2}} \quad (40)$$

$$I_{КД}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} * \sqrt{(6.222)^2 + (13.68)^2}} = 15 \text{ кА}$$

Двухфазное КЗ

Значение полного сопротивления для расчета дугового двухфазного короткого замыкания на в точке К1:

$$Z_{КД}^{(2)} = \frac{1}{\sqrt{3}} * \sqrt{(2 * r_{\Sigma} + r_Д)^2 + x_{\Sigma}^2} \quad (41)$$

$$Z_{КД}^{(2)} = \frac{1}{\sqrt{3}} * \sqrt{(2*3,222+3)^2 + 13.68^2} = 16.711 \text{ мОм}$$

Значение тока дугового двухфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{КД}^{(2)} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} * Z_{КД}^{(2)}} \quad (42)$$

$$I_{КД}^{(2)} = \frac{400}{\sqrt{3} * 16,711} = 14 \text{ кА}$$

Однофазное КЗ.

Значение полного сопротивления для расчета дугового однофазного короткого замыкания на в точке К1:

$$Z_{\Sigma Д}^{(1)} = \frac{1}{3} * \sqrt{(2 * r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma} + 3 * r_{Д})^2 + (2 * x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2} \quad (43)$$

$$Z_{\Sigma Д}^{(1)} = \frac{1}{3} * \sqrt{(2 * 3.222 + 16,75 + 3 * 3)^2 + (2 * 13.68 + 50.2)^2} = 21,7 \text{ мОм}$$

Значение тока дугового однофазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{КД}^{(1)} = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} * Z_{КД}^{(1)}} \quad (44)$$

$$I_{КД}^{(1)} = \frac{400}{\sqrt{3} * 19,7} = 11 \text{ кА}$$

Значения токов короткого замыкания сводим в таблицу

Таблица 15 – Значения токов короткого замыкания

Вид КЗ		Значение токов КЗ, кА
Трехфазное	Без дуги	16
	С дугой	15
Двухфазное	Без дуги	14
	С дугой	14
Однофазное	Без дуги	12
	С Дугой	11

Таким образом, максимальное значение тока - ток трехфазного замыкания без дуги (металлического) $I_{К1}^{(3)} = 16 \text{ кА}$.

Предельная коммутационная способность автоматического выключателя ВА56-43, выбранного для защиты этой линии, составляет 31,5 кА (по справочным данным), т.е. этот автомат надежно защищает линию.

Полученные значения являются токам для одной секции подстанции при разомкнутом секционном выключателе. Так как оборудование в обеих секциях идентичное, то и токи при разомкнутом секционном выключателе будут идентичные.

5 АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА

5.1 Общие сведения

Автоматический ввод резерва (АВР) — включение резервного источника питания в системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов, направленное на повышения надежности электроснабжения потребителей. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

Общие требования к АВР:

- АВР максимально быстро после отключения основного питания ,
- АВР должен срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокирован, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания.
- АВР должен срабатывать один раз. Многократное включение не допускается в связи с вероятностью наличия не устранённого короткого замыкания.

Для автоматического ввода резерва используются специальные устройства релейной защиты – Блок управления автоматическим вводом резерва (БУАВР)

На проектируемой подстанции должно обеспечиваться двойное резервирование:

- резервирование вторым трансформатором через секционный автоматический выключатель;
- резервирование независимым источником питания.

Выбор мощности дизельного генератора зависит от предполагаемой нагрузки на него потребителями электроэнергии. Для определения мощности дизельного генератора в данном случае достаточно

просуммировать мощности всех потребителей с активным видом нагрузки и добавить около 10-20 %.

Так как оптимальный режим работы электростанции - это работа на 80% нагрузке, для правильной работы электростанции следует создать запас мощностей 10-20%.

Как правило, дизельная электростанция работает в двух основных режимах эксплуатации:

- длительный;
- резервный.

Длительный режим – ручной запуск генератора, то есть генератор запускается человеком. Резервный – автоматическое включение и отключение генератора.

ДЭС возможны в различном исполнении: на открытой платформе, в кожухе с шумоизоляцией, в блок-контейнере.

Для резервной электростанции выбираем дизельную электростанцию Onis Visa MT2500.



Рисунок 14 – Генератора Onis Visa MT2500

Таблица 16 – Технические характеристики дизельную электростанцию Onis Visa MT2500.

Мощность постоянная, кВт	2040
Мощность резервная, кВт	2240
Напряжение, В	400/230
Частота, Гц	50
Коэффициент мощности, Cos(φ)	0,8
Двигатель	20V4000G23 MTU
Генератор	LVSI804S Stamford, 3-х фазный, одноопорный, бесщёточный
Тип генератора,	Синхронный
Класс защиты,	IP23
Стабильность напряжения, %	<u>±5</u>
Габаритные размеры, мм	6500*2000*2750
Вес, кг	17000

6 СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОСТАНЦИИ

Для питания собственных нужд вспомогательных исполнительных механизмов в отсеке РУ предусмотрен щит собственных нужд (ЩСН), который подключается к распределительному устройству низшего напряжения.

Щит собственных нужд обеспечивает:

- освещение и обогрев отсеков РУ;
- освещение отсеков силовых трансформаторов;
- освещение, обогрев и питание вторичных цепей ячеек КСО.

ЩСН имеет встроенный АВР-0,4 кВ и получает питание от двух вводов. Если в схеме РУВН установлены силовые выключатели с цифровой релейной защитой или выполнена схема АВР, то для организации оперативного питания в схему ЩСН включается щит с источником бесперебойного питания.

Отсеки КТП оснащены аварийными источниками искусственного освещения, расположенными над дверями, светильниками с люминесцентными лампами, либо лампами накаливания напряжением 36 (24)В 50 Гц, которые подключены к понижающему трансформатору 36(24)В, установленного в ЩСН. Возможна установка светильников наружного освещения.

На дверце ЩСН установлены штепсельные розетки 36(24) В 50 Гц и 220 В 50 Гц для питания переносных низковольтных светильников и электроприборов. Все исполнительные механизмы, питающиеся напряжением 220В, 50Гц подключены через УЗО.

Для контроля уровня влажности и предотвращения выпадения росы, а также обеспечения нормальной работы оборудования в помещении КРУ предусмотрены электрообогреватели.

7 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

7.1 Общие положения

Молниезащита комплектных трансформаторных подстанций осуществляется путем заземления помещения, в котором расположено оборудование. В случае с металлической кровлей молниезащиту трансформаторной подстанции выполняют следующим образом: обеспечивается связь кровли с внешним контуром заземления, то есть в местах ввода полосы заземлителя в помещение подстанции. В качестве проводника следует применять проволоку диаметром 8мм. В других случаях необходимо спроектировать молниеотвод на кровле здания трансформаторной подстанции.

Проложенная полоса заземления по наружной стене здания должна быть защищена от механических повреждений и коррозии согласно ПУЭ.

В процессе эксплуатации возможны повышения напряжения сверх наибольшего рабочего – внутренние и грозовые перенапряжения.

Источником внутренних перенапряжений являются ЭДС генераторов системы, а причиной – коммутации, сопровождающиеся колебательными процессами или резонансными явлениями. Значения внутренних перенапряжений зависят от параметров установки и характера коммутации и имеют статистический характер.

Причиной грозовых перенапряжений являются удары молнии в электроустановку или землю вблизи нее. Молния в электрическом отношении представляет собой источник тока. Поскольку значения токов молнии подвержены статистическим разбросам, то и грозовые перенапряжения являются статистической величиной.

7.2 Расчёт заземлителя

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя) [2].

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5) \quad (42)$$

$$S = (12 + 2 \cdot 1,5) \cdot (5,9 + 2 \cdot 1,5) = 133,5 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр проводников в сетке выполненных в виде прутков равным 20 мм:

$$d = 20 \text{ мм};$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям механической, термической и коррозионной стойкости:

Проверка сечения по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2 \quad (43)$$

$$F_{M.П.} = 3,14 \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{\text{молн}}^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (44)$$

где $T = t_{01} = 0,15$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

$\beta = 21$ (для стали)- коэффициент термической стойкости.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{60^2 \cdot 10^6 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 253,54 \text{ мм}^2,$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \quad (45)$$

где $S_{CP} = \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = 0,102$

где $T = 240$ мес - время использования заземлителя за 20 лет

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,102 \cdot (20 + 0,102) = 6,4 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.} \text{ мм}^2; \quad (46)$$

Для средней полосы $H = 2$ м – толщина сезонных изменений грунта, по которой принимается глубина заложения вертикальных прутков, что позволит $\rho = const$.

Если выполняется условие:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{Т.С.} \text{ мм}^2;$$

$$F_{M.П.} = 314,16 \geq F_{\min} = 259,92 \text{ мм}^2, \text{ то принимаем } d = 20 \text{ мм}.$$

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 2,5$ м.

Тогда общая длина полос в сетке:

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot S}{l_{П-П}} \quad (47)$$

$$L_{Г} = \frac{2 \cdot 133,5}{2,5} = 106,8 \text{ м};$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{Г}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (48)$$

$$m = \frac{106,8}{2 \cdot \sqrt{133,5}} - 1 = 4$$

Принимаем: $m = 4$.

Длина стороны ячейки:

$$l_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} \text{ м}; \quad (49)$$

$$l_{я} = \frac{\sqrt{133,5}}{18} = 3,2 \text{ м}$$

При этом должно соблюдаться условие:

$$1,25 \leq a \leq 40$$

$$1,25 \leq 9,556 \leq 40$$

Величина a удовлетворяет данному условию.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) \text{ м} \quad (50)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{133,5} \cdot (3,2 + 1) = 106,8 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = (0,25 \div 8) \cdot l_B$$

м

$a = 1,5 \cdot 5 = 7,5$ Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (51)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{133,5}}{7,5} = 6$$

Принимаю: $n_B = 6$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя [2]:

$$R = \rho_{\text{ЭР}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (52)$$

где $\rho_{\text{ЭР}}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта.

Глубина заложения заземлителей от поверхности земли:

$$h_3 = 0 \div 0,1 \cdot \sqrt{S} \text{ м};$$

$$h_3 = 0 \div 1,2 \text{ м};$$

Принимаю: $h_3 = 0,7 \text{ м}$.

Расчётное удельное эквивалентное сопротивление грунта [2]:

$$\rho_{\text{Э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k \quad (53)$$

где ρ_1, ρ_2 - удельное электрическое сопротивление верхнего и нижнего слоёв грунта, Ом/м;

k – коэффициент:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{h_1}{l_6} \right) \quad \text{при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10 \quad (54)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(h_3 + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_6} \right) \quad \text{при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1 \quad (55)$$

Исходя из того, что $\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{150}{80} = 1,875$ расчёт коэффициента k

производим по формуле:

$$k = 0,32 \cdot \left(1 + 0,26 \cdot \ln \frac{1,1}{5} \right) = 0,2$$

Теперь определяем:

$$\rho_{\text{э}} = 150 \cdot \left(\frac{300}{150} \right)^{0,2} = 3 \text{ Ом/м}$$

Вычисляем расчётное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя:

$$R = 3 \cdot \left(\frac{0,4}{\sqrt{133,5}} + \frac{1}{106,8 + 6 \cdot 5} \right) = 0,114 \text{ Ом}$$

где A_{\min} - коэффициент подобия; зависит от отношения:

$$b = \frac{l_B}{\sqrt{S}};$$

$$b = \frac{5}{\sqrt{133,5}} = 0,43$$

Принимаем: $A_{\min} = 0,4$.

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{э}} + 320) \cdot (I_M + 45)}}; \quad (56)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{133,5}}{(3 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 0,715;$$

Импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R \cdot a_u \quad (57)$$

$$R_u = 0,114 \cdot 0,715 = 0,082$$

Условие $R_u < 0,5$ выполняется.

4.3 Расчёт молниезащиты

Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто используются стержневые молниеотводы.

1. Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Поэтому защищаемое сооружение, которое ниже молниеотвода, будет практически полностью защищено от попадания молнии, если оно полностью будет входить в зону защиты молниеотвода. Зона защиты молниеотвода – пространство вокруг молниеотвода, обеспечивающее защиту объектов от прямых ударов молний с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5 % и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Расчет молниезащиты объектов сводится к определению границ зоны защиты молниеотводов, которая представляет собой пространство, защищаемое от прямых ударов молнии. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h \leq 150$ м представляет собой круговой конус, который в зависимости от типа зоны защиты характеризуется следующими габаритами:

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для защиты зданий от прямых ударов молний применяются стержневые и тросовые молниеотводы, а также металлические кровли. Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотвода.

На 2КТП-35/0.4 кВ произведен расчет для зоны защиты типа А с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ [9].

Принимаю высоту молниеотвода:

$$H = 12 \text{ м,}$$

При $H \leq 150$ м.

Высота зоны защиты:

$$h_{\text{зф}} = 0,85 \cdot H \text{ м.} \quad (58)$$

$$h_{\text{зф}} = 0,85 \cdot 12 = 10,2 \text{ м.}$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot H) \cdot H \quad (59)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 12) \cdot 12 = 12,9 \text{ м.}$$

Высота защищаемого объекта:

$$h_x = 3,8 \text{ м. – на уровне шинного портала;}$$

$$h_x = 4,5 \text{ м. – на уровне линейного портала.}$$

Расстояние между молниеотводами приведено в таблице:

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $H < L \leq 2 \cdot H$:

$$r_{\text{с0}} = r_0 = 12,9 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли при $2 \cdot H < L \leq 4 \cdot H$:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot H)}{H} \right)$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{cx} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H) \quad (60)$$

$$h_{cx} = 10,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 12) \cdot (12,9 - 12) = 10 \text{ м}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{cx}^{nm} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cx} - h_i}{h_{cx}} \right) \quad (61)$$

$$r_{cx}^{nm} = 12,9 \cdot \left(\frac{10 - 4,5}{10} \right) = 7,1 \text{ м}$$

Радиус круга зоны защиты защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) \quad (62)$$

$$r_x = 12,9 \cdot \left(1 - \frac{4,5}{10,2} \right) = 7,2 \text{ м}$$

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

8.1 Основные типы защит трансформаторов

Трансформаторы конструктивно весьма надежны благодаря отсутствию у них подвижных или вращающихся частей. Несмотря на это, в процессе эксплуатации возможны нарушения нормальных режимов работы. В связи с этим трансформаторы оснащаются соответствующими устройствами релейной защиты.

В обмотках трансформаторов могут возникать межфазные и межвитковые короткие замыкания а также замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов, ошиновке и в кабелях также могут возникать межфазные короткие замыкания и замыкания на землю.

Кроме указанных повреждений, в условиях эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы, к которым относятся: прохождение через трансформатор сверхтоков при повреждении других элементов системы, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Из выше изложенного следует, что защита трансформаторов должна выполнять следующие функции:

- 1) полное отключение трансформатора при его повреждении;
- 2) отключать трансформатор от поврежденной части установки при прохождении через него больших токов в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором, а также при повреждениях или отказах защит оборудования или выключателей;
- 3) подавать предупредительный сигнал дежурному персоналу подстанции при перегрузке трансформатора, разложении масла, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Дифференциальная защита для защиты при повреждениях обмоток, вводов и шин трансформаторов. Токовая отсечка мгновенного действия для

защиты трансформатора при повреждениях его ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания. Газовая защита для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, а также при понижениях уровня масла. Максимальная токовая или максимальная направленная защита или эти же защиты с пуском напряжения для защиты от сверхтоков, проходящих через трансформатор, при повреждении как самого трансформатора, так и других элементов, связанных с ним. Защиты от сверхтоков действуют, как правило, с выдержкой времени.

Защита от замыканий на корпус. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, для оповещения дежурного персонала или с действием на отключение на подстанциях без постоянного дежурного персонала. В отдельных случаях на трансформаторах могут применяться другие виды релейных защит.

8.2 Газовая защита трансформатора

Газовая защита трансформаторов универсальной защитой трансформатора, также она является наиболее чувствительной. Она устанавливается на трансформаторах с масляным охлаждением, имеющих расширитель для масла.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более, а также на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих быстродействующей защиты. На трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА применение газовой защиты при наличии другой быстродействующей защиты допускается, но не является обязательным.

Действие газовой защиты основано на том, любые повреждения внутри трансформатора вызывают увеличение температуры обмоток, что вызывает разложение масла и изоляции, данные процессы сопровождаются выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. По этой причине газовая

защита срабатывает в две ступени. Первая ступень подает предупредительный сигнал при медленном газообразовании. Вторая ступень отключает трансформатор при интенсивном газообразовании или понижении уровня масла, данная ступень защиты может срабатывать, минуя первую ступень. При некоторых опасных повреждениях действует только она, так как другие типы защит не могут обнаружить определенные виды повреждений. К данным повреждениям относятся межвитковые замыкания, пожар в стали магнитопровода, неисправности устройств РПН и ряд других, сопровождающихся местным повышением температуры частей трансформатора, находящихся внутри бака.

8.3 Дифференциальная защита трансформаторов

Дифференциальная защита применяется в качестве основной быстродействующей защиты трансформаторов. Ввиду ее сравнительной сложности дифференциальная защита устанавливается не на всех трансформаторах, а лишь в следующих случаях:

- 1) на одиночно работающих трансформаторах мощностью 6300 кВА и выше;
- 2) на параллельно работающих трансформаторах мощностью 4000 кВА и выше;
- 3) на трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше, если токовая отсечка не обеспечивает необходимой чувствительности ($K_{\text{ч}} < 2$), а максимальная токовая защита имеет выдержку времени более 1 с.

При параллельной работе трансформаторов дифференциальная защита обеспечивает не только быстрое, но и селективное отключение поврежденного трансформатора.

Дифференциальная защита, без выдержки времени, обеспечивает отключение только поврежденного трансформатора. Для выполнения дифференциальной защиты трансформатора устанавливаются трансформаторы тока со стороны всех его обмоток. Вторичные обмотки

соединяются в дифференциальную схему и параллельно к ним подключается токовое реле. Аналогично выполняется дифференциальная защита автотрансформатора.

При рассмотрении принципа действия дифференциальной защиты условно принимается, что защищаемый трансформатор имеет коэффициент трансформации, равный единице, одинаковое соединение обмоток и одинаковые трансформаторы тока с обеих сторон [1].

8.4 Расчет основных защит трансформатора

Расчет основных защит трансформатора представлен в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты расчета релейной защиты трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	0,4 кВ
1	2	3	5
Первичный ток на сторонах защищаемого тра соответствующего походной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном,прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 39$	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1803$
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	200/5	3000/5
Схема соединения ТТ	—	Д	У
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности Т, А	$I_{ном,В} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{K_I}$	$\frac{39 \cdot \sqrt{3}}{1200 / 5} = 1,7$	$\frac{1803 \cdot \sqrt{3}}{2000 / 5} = 5,2$

1	2	3	4
МТЗ			
Рабочий максимальный ток, А	$I_{p.max} = \frac{S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 37} = 39$	$\frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1803$
Ток срабатывания защиты, А	$I_{МТЗ} = \frac{K_{над} \cdot K_{сам.зан}}{K_B} \cdot I_{p.max}$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 39 = 50,6$	$\frac{1,2 \cdot 2}{0,85} \cdot 1803 = 5090,8$
Коэффициент чувствительности	$K_{\chi} = \frac{I_k \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{I_{МТЗ}}$	$\frac{16 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{50,6} = 0,17$	$\frac{16 \cdot \left(\frac{\sqrt{3}}{2} \right)}{50,6} = 2,72$
Защита от перегрузки			
Ток срабатывания защиты, А	$I_{СЗ.П} = \frac{K_{отс.}}{K_B} \cdot I_{ном}$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 39 = 48$	$\frac{1,05}{0,85} \cdot 1803 = 2227$
Вторичный ток защиты, А	$I_{втор.П} = K_{сх} \cdot \frac{I_{СЗ.П}}{n_T}$	$\frac{48}{40} \cdot 1,732 = 2,078$	$\frac{2227}{600} \cdot 1,732 = 6,42$

9. НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

9.1 Общие положения

Надежность электроэнергетических систем – комплексное понятие, зависящее от многих факторов, в том числе от размещения генерирующих блоков, установленной мощности, межсистемных перетоков, числа блоков в системе и вероятности их выхода. Задача определения показателей надежности ЭЭС при конкретных исходных данных включает в себя в общем случае: расчетную схему ЭЭС, состав оборудования; показатели надежности элементов расчетной схемы; значения нагрузки потребителей в расчетной схеме.

Подстанция является важным элементом энергетической системы, от которого зависит работоспособность всей энергосистемы и потребителей электроэнергии. Вопросы надежности относятся к технико-экономической проблеме, решение которой позволит с помощью повысить надежность.

Проблема надежности подстанции и ее элементов связана с вопросами определения и оптимизации показателей надежности подстанций на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации. С увеличением электропотребления усложняется структура подстанции, увеличивается ее мощность, повышается уровень автоматизации.

Процессы функционирования электроустановок на современных подстанциях характеризуются двумя типами режимов: переменным и стационарным.

Большинство задач по организации процессов функционирования системы сводится к качественной оценке вероятностных показателей в стационарном режиме с использованием различных методов расчета.

Проблема обоснования целесообразного уровня надежности систем электроснабжения на современном этапе развития имеет большое значение. Аварийные и внезапные перерывы электроснабжения потребителей вызывают большой ущерб, обусловленный поломкой оборудования, порчей

сырья и материалов, затратами на ремонты, простоями технологического оборудования и рабочей силы, а также издержками связанными с другими факторами.

Сегодня методы анализа надежности используются уже во многих отраслях техники. Однако проблема надежности в ее количественной постановке при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения необыкновенно сложна. Так для рассмотрения вопросов надежности, при эксплуатации систем электроснабжения необходимо учесть как современные достижения современной теории надежности, так и специфику функционирования систем силового типа, подверженных в значительной степени влиянию неблагоприятных воздействий внешней среды и непосредственно связанных с электрической системой.

10 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

Согласно ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов с массой масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники. Габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора не менее чем на 1,5 м. Объем маслоприемника должен быть рассчитан на одновременный прием 100 % масла, содержащегося в корпусе трансформатора. Дно маслоприемника должно быть засыпано крупным чистым гравием или промытым гранитным щебнем, либо непористым щебнем другой породы с частицами от 30 мм до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Маслоотводы должны обеспечивать отвод из маслоприемника масла и воды, применяемой для тушения пожара, на безопасное в пожарном отношении расстояние от оборудования и оооружений, 50 % масла и полное количество воды должно удаляться не более чем за 15 минут. Маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленного типа, так и незаглубленного типа.

При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки, должна осуществляться полная или частичная замена гравия. Одновременно с промывкой гравийной засыпки на трансформаторах должна проверяться работа маслоотводов и заполнение аварийной емкости. Отчистка гравийной засыпки маслоприемника приводит к избежанию налипания на поверхности щебня осадков, атмосферных загрязнений, песка.

Отчистка производится горячим раствором каустической соды с помощью специально оборудованной моечной машины. Промывка гравия производится при температуре окружающей среды выше 0 °С и при отсутствии напряжения на оборудовании.

Бортовые ограждения маслоприемных устройств трансформаторов выполняются по всему периметру гравийной засыпки без разрывов высотой не менее 150 мм над землей.

Аварийная емкость для приема масла от трансформаторов проверяется не реже 2 раза в год, а также после обильных дождей, таяния снега или тушения пожара.

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на новое, для этого производится слив масла из трансформаторов. Работы по регенерации трансформаторного масла, его сушке, чистке, дегазации должны выполняться с использованием защитной одежды и обуви.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства. Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы. Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При открытии сливных устройств должны применяться специальные инструменты, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования. При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании. Слив масла из трансформаторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

Для предохранения почвы от загрязнения маслом, которое может

вытечь из трансформатора при аварии, согласно «Нормам технического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ», предусмотрено сооружение под трансформатором маслосборных ям.

Пожаробезопасность

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений, если он не отключился от действия релейной защиты, и заземлен. Персонал должен вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения. Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара. Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями.

С точки зрения пожарной безопасности маслоприемные устройства под трансформаторами должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения. В пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться. При сильном загрязнении (заносами пыли, песка и т.п.) или замасливания гравия его промывка должна производиться, как правило, весной и осенью.

К автомобилям, используемым при пожаротушении, относятся пожарные автоцистерны, насосно-рукавные автомобили, автомобили пенного и порошкового тушения и т.п. Количество и типы автомобилей, необходимых для тушения пожара на предприятии, определяют в зависимости от категории производства по взрывной, взрывопожарной и пожарной опасности; пожароопасных свойств материалов, используемых в

производстве; особенностей развития возможного пожара и времени возможного прибытия автомобилей на объект.

На предприятии широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ. При испарении воды образуется большое количество пара, который затрудняет доступ воздуха к очагу горения. Кроме того, сильная струя воды может сбить пламя, что облегчает тушение пожара. Пены, применяемые для тушения пожара, представляют собой массу пузырьков газа, заключенных в тонкие оболочки жидкости. Растекаясь по горячей поверхности, пена изолирует ее от пламени, вследствие чего прекращается поступление паров в зону горения и охлаждение верхнего слоя. По составу пена может быть химической и воздушно-механической.

Химическую пену применяют для тушения легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и других веществ, которые можно, тушить водой. Используют ее главным образом в огнетушителях. Химическая пена образуется при смешивании растворенной в воде щелочи с кислотой. Разрушаясь при нагревании, она выделяет углекислый газ, который снижает концентрацию кислорода в зоне горения. Химическая пена значительно легче огнеопасных жидкостей, и поэтому, плавая на поверхности, она преграждает выход паров горячей жидкости в зону горения и тушит пожар.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования. На ОРУ ящики с песком вместимостью 0,5 м³ ставят у трансформаторов. Песок должен быть всегда сухим и рыхлым. Огнетушители бывают: химические пенные ОХП-10, газовые углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, порошковые ОПС-10 и специальные углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ.

Газовые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов горения веществ и электроустановок, за исключением веществ, горение которых происходит без доступа кислорода воздуха. В качестве огнетушащего средства в основном используют углекислоту. При быстром испарении углекислоты образуется снегообразная масса, которая, попадая в зону горения, снижает концентрацию кислорода, охлаждает горящее вещество. Ручные огнетушители типа ОУ конструктивно различаются вместимостью баллонов (соответственно 2,5 и 8 л). Они приводятся в действие вручную открыванием запорного вентиля путем вращения его против часовой стрелки. Через раструб газ подается на очаг пожара. Промышленностью выпускаются передвижные углекислотные огнетушители одно- и двухбаллонные вместимостью 40 и 80 л.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения небольших очагов загорания щелочных металлов и других соединений. Работа порошковых огнетушителей основана на принципе выбрасывания огнетушащего порошка под действием сжатого воздуха, заключенного в баллончике, который присоединен к корпусу огнетушителя. Углекислотно-бромэтиловые огнетушители типа ОУБ предназначены для тушения небольших очагов горения волокнистых и других твердых металлов, а также электроустановок. Для обеспечения надежности огнетушителей при пожаре их необходимо подвергать периодической проверке и перезарядке.

8 ЭКОНОМИКА

В данном разделе будет произведен расчет стоимости установки проектируемой подстанции, оценка оборудования

Таблица 18 – Укрупненные стоимостные показатели 2КТП-35/0.4 кВ

Тип оборудования	Затраты	Величина затрат, тыс. руб.
ТМГ-2500/35/0.4	2*12000	24000
КРУ-35 кВ	2*200	400
КРУ-0.4 кВ	2*160	320
Вакуумный выключатель	3*12500	37500
Постоянная часть затрат	47500	47500
Противоаварийная автоматика	1200	1200
Итого:		128600
Стоимость реконструкции ПС (с учетом сопутствующих затрат 25%)*3,73		580410,4

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной целью ВКР было проектирование электрической части подстанции Ростелеком. Рассчитаны все необходимые данные для выбора и проверки оборудования на ПС, то есть токи короткого замыкания. В части безопасности и экологичности были описаны методы защиты окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом; рассмотрен вопрос пожаробезопасности на подстанции описаны первичные средства пожаротушения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Беляков Ю.П., Козлов А.Н., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.
- 2 Костенко М. В. и др. Заземления в сетях высокого напряжения и средства защиты от перенапряжений. Учебное пособие. – Л.: ЛПИ, 2003.
- 3 Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М: Энергоатомиздат, 2012.
- 4 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.
- 5 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических станций от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009.
- 6 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
- 7 Небрат И. Л. Расчеты токов короткого замыкания в сетях 0.4 кВ. – Учебное пособие. – С.-Петербург. ПЭИПК, 2012
- 8 Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: изд. АмГУ, 2006.
- 9 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2002.