

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки – 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Зав. кафедрой

« ___ » _____ 2021г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции Тихоокеанская напряжением 110/10
кВ для электроснабжения гидрометаллургического комбината в районе
поселка Гатка Советско-Гаванского района

Исполнитель
студент группы 742об1

(подпись, дата)

Н. В. Верещагин

Руководитель
доцент, канд. тех. наук.

(подпись, дата)

А. Н. Козлов

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

(подпись, дата)

А. Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

(подпись, дата)

И. А. Лисогурский

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Верещагина Никиты Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции Тихоокеанская напряжением 110/10 кВ для электроснабжения гидromеталлургического комбината в районе поселка Гатка Советско-Гаванского района. (утверждено приказом от 19.03.2021 №575 уч)
 2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.06.2021
 3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Карта-схема и электрическая схема района проектирования ПС, принципиальная схема электроснабжения, заявка на присоединение энергопринимающих устройств.
 4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Общая характеристика проектирования ПС, грозоупорность и молниезащита, выбор устройств, надежность, экологичность, экономический расчет.
 5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 26 таблиц, 128 формул, 123 страницы, 30 источников.
 6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А.Б. Булгаков
 7. Дата выдачи задания: 22.04.2021
- Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н., доцент, кандидат технических наук
- Задание принял к исполнению (дата): 22.04.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 страницы, 9 рисунков, 26 таблиц, 128 формул, 30 источников.

ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РЕЛЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА

В данной выпускной квалификационной работе мы проектируем подстанцию «Тихоокеанская» 110/10 кВ для электроснабжения гидromеталлургического комбината в районе поселка Гатка Советско-Гаваннского района.

Для выбора электрооборудования на подстанции предварительно рассчитываем токи короткого замыкания. Оборудование, которое мы выбрали, прошло проверку. Произведен расчет релейной защиты, молниезащиты и экономики. Была произведена оценка безопасности и экологичности.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Климатическая характеристика и территориальные особенности Хабаровского края	9
2 Расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования	11
2.1 Выбор силовых трансформаторов	11
2.2 Выбор схемы электрических соединений ПС	14
2.3 Общие положения	18
2.4 Расчет токов трехфазного КЗ	19
3 Выбор электрических аппаратов	28
3.1 Общие положения	28
3.2 Выбор выключателей 110 кВ	28
3.3 Выбор разъединителей 110 кВ	32
3.4 Выбор ячеек и выключателей РУ 10 кВ	33
3.5 Выбор трансформатора собственных нужд	37
3.6 Выбор ограничителя перенапряжений	39
3.7 Выбор заземлителей нейтрали силовых трансформаторов	41
3.8 Выбор измерительных трансформаторов тока	41
3.9 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	45
3.10 Выбор оборудования высокочастотной связи	48
3.11 Выбор токопровода	49
3.12 Выбор изоляторов	57
3.13 Выбор аккумуляторной батареи	60
4 Изоляция и перенапряжения	62
4.1 Расчет заземляющих устройств	62
4.2 Расчет молниезащиты	69
5 Выбор устройств релейной защиты	74

5.1 Продольная дифференциальная токовая защита	75
5.2 Максимальная токовая защита	79
5.3 Защита от перегрузки	83
6 Оценка надежности системы электроснабжения после проектирования подстанции	85
7 Техничo- экономическое обоснование	94
7.1 Затраты на строительство, монтаж и эксплуатацию	95
7.2 Тарифы на электроэнергию и издержки	99
7.3 Оценка экономической эффективности	102
8 Безопасность и экологичность	107
8.1 Расчет эквивалентного уровня шума для рабочего персонала	107
8.2 Расчет уровня звукового давления на проектируемой подстанции для территории жилой застройки	109
8.3 Влияние на экологию окружающей среды	111
8.4 Чрезвычайные ситуации	115
Заключение	119
Библиографический список	121

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВВ –выключатель высоковольтный;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ –комплектное распределительное устройство;

МТЗ –максимальная токовая защита;

ПС –подстанция;

РЗиА –релейная защита и автоматика;

ТН –трансформатор напряжения;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ТТ –трансформатор тока;

ЭС – электроэнергетическая система.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время главной задачей становится развитие Дальнего Востока.

В данной работе главной задачей является проектирование подстанции «Тихоокеанская» 110/10 кВ для электроснабжения гидрометаллургического комбината в районе поселка Гатка Советско-Гаваннского района. Данный объект является ответственным потребителем электрической энергии и нуждается в качественном источнике энергии. Следовательно, существует потребность в организации качественной и надежной системы внешнего электроснабжения, в частности подстанции «Тихоокеанская».

В предоставленной мною работе рассматривается разработка одного из вариантов развития электроэнергетической системы электроснабжения с номинальным напряжением 110 кВ, которая находится в Хабаровском крае, при подключении подстанции «Тихоокеанская» к сетям ДРСК.

Актуальность данной выпускной квалификационной работы заключается в том, что в данном районе есть необходимость ввода нового потребителя энергии, которым является - гидрометаллургический комбинат. При введении этого комбината в электроэнергетическую систему, произойдет повышение качества уровня жизни населения в данном регионе. Вследствие этого увеличатся налоговые выплаты в бюджет Хабаровского края. Одной из положительных сторон строительства гидрометаллургического комбината, на мой взгляд, является введение большего количества новых рабочих мест, что положительно скажется на сокращении уровня безработицы в данном регионе и соседних областях.

Целью данной выпускной квалификационной работы является, разработка наиболее оптимального варианта исполнения подстанции «Тихоокеанская».

В представленной работе рассматривается выполнение следующих задач:

1. Расчет номинального напряжения при подключении подстанции «Тихоокеанская»;

2. Определение схемы подключения распределительного устройства и номинальной мощности;

3. Выбор необходимого электротехнического и измерительного оборудования;

4. Определение мер безопасности с точки зрения охраны окружающей среды и защиты персонала при работе на электроустановках.

Предполагаемыми результатами данной выпускной квалификационной работы является определение капиталовложений и надежности подстанции «Тихоокеанская»; определение схемы, ее эффективной и бесперебойной работы в течение всего срока эксплуатации представленной подстанции.

В ходе работы нами были использованы следующие программные продукты: MS Visio, MS Word, MS Excel, Mathcad 15.

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ХАБАРОВСКОГО КРАЯ

Энергосистема в Хабаровском крае своеобразна и во многом уникальна, по географическому расположению, климатическим условиям и площади обслуживания территории; в ней представлены многие виды генерации электроэнергии.

Хабаровский край расположен на территории Дальнем Востоке; с северо – востока и востока омывается Охотским морем, с юго - востока - Японским морем. На юге Хабаровский край граничит с Приморским краем, на юго-западе и западе - с Амурской областью, на северо-западе и севере с Республикой Саха, на северо-востоке - с Магаданской областью.

Климат района: умеренно-муссонный: зима холодная и малоснежная, а лето - жаркое и влажное. Условия климата существенно изменяются в связи с особенностями рельефа и отношению к близости моря. Средняя температура января : от -22°C на юге, до -40°C на севере, на морском побережье от -15°C до -25°C .; июля: от $+11^{\circ}\text{C}$ - в приморской части, до $+21^{\circ}\text{C}$ - во внутренних и южных районах. В год в Хабаровском крае выпадает от 400 мм осадков и более.

Весна в крае достаточно продолжительна, отличается неустойчивостью температур; на побережье весна приходит с опозданием. Лето - жаркое, за исключением побережья, с малым количеством осадков. Осень в Хабаровском крае – теплая и сухая, с постепенным похолоданием; в горы и северные районы осень приходит раньше. Зима – солнечная и морозная, с сильными ветрами; на побережье морозы слабее.

Каждый район представленной нами территории Хабаровского края характеризуется особыми погодными условиями, показатели которых имеют значительные отличия.

Основные климатические характеристики представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Климатические характеристики

Климатическая характеристика	Величина
Район по ветру	3
Нормативная скорость ветра, (м/с)	3,25
Район по гололеду	4
Толщина стенки гололеда, (мм)	20
Максимальная температура воздуха, (°С)	+38
Минимальная температура воздуха, (°С)	-40
Степень загрязнения атмосферы	1
Число грозových часов	30-40
Сейсмичность района	8

2 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА И ПРОВЕРКИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

2.1 Выбор силовых трансформаторов

При выборе необходимого числа трансформаторов исходят из соображений надежности электроснабжения. Для потребителей второй категории следует установить два трансформатора.

Необходимой мощности трансформаторов должно хватать для питания потребителей среднего и низшего напряжения, а также трансформаторы при параллельной работе должны иметь одинаковое напряжение, одинаковые U_k , и идентичные схемы соединения обмоток.

Поэтому на данной территории предлагаю установить на подстанции «Тихоокеанская» два трансформатора одного типа и мощности.

Рассчитаем суммарную нагрузку проектируемой нами подстанции

Полная мощность выражена данной формулой:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (1)$$

где S - полная мощность;

P - активная мощность, МВт;

Q - реактивная мощность, МВар.

Рассчитаем полную мощность нагрузок по формуле:

$$P = S \cdot \cos \varphi \quad (2)$$

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad (3)$$

где $\cos \varphi$ - коэффициент мощности, который представлен в исходных данных. Вследствие чего имеем:

$$S = \frac{38400}{0,96} = 40 \text{ МВА}$$

Номинальная мощность трансформаторов рассчитывается исходя из расчета максимальной мощности потребителей. Для подстанции с двумя трансформаторами необходимо определить мощность каждого из трансформаторов, произведем расчет:

$$S_{\text{ном т}} = \frac{S_p}{2 \cdot 0,7} \quad (4)$$

$S_{\text{ном т}}$ – это номинальная мощность трансформатора, МВА;

S_p – расчётная нагрузка подстанции МВА.

При данном выборе в аварийном режиме, оставшийся в работе один из трансформаторов, должен будет обеспечить нормальное электроснабжение всех потребителей I и II категорий надежности, допустимая перегрузка при этом должна быть не более чем на 40 %.

В итоге:

$$S_{\text{номт}} \geq 40 = 28,57 \text{ МВА}$$

Выбираем 2 трансформатора ТДН- 40000/110/10

Параметры трансформатора ТДН- 40000/110/10 сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Номинальные параметры трансформатора ТДН- 40000/110/10

Параметр	Единица измерения	Значения
1	2	3
$S_{\text{ном}}$	МВА	40
$U_{\text{ВН}}$	кВ	115

1	2	3
U_{HH}	кВ	10,5
ΔP_{XX}	кВт	34
ΔP_K	кВт	170
$U_{кВН-НН}$	%	10,5
I_X	%	0,55

Обозначение расшифровывается так: трансформатор трехфазный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, двухобмоточный, с системой регулирования напряжения под напряжением.

Силовые трансформаторы будем проверять по коэффициенту загрузки. В нормальном режиме коэффициент загрузки рассчитывается по данной формуле:

$$k_3 = \frac{S_p}{n \cdot S_{НОМ Т}} \quad (5)$$

где n – количество трансформаторов.

В итоге, коэффициент загрузки в нормальном режиме находится как:

$$k_3 = \frac{40}{40 \cdot 2} = 0,5.$$

Коэффициент допустимой перегрузки трансформаторов равен 0,7, из этого следует, что при нормальном режиме работы трансформаторы перегрузок не испытывают.

Теперь произведем расчет коэффициента загрузки трансформатора в послеаварийном режиме, т. е. когда один трансформатор отключен; используя данную формулу:

$$k_3^{ab} = \frac{S}{S_{\text{НОМ Т}}} \quad (6)$$

$$k_3^{ab} = \frac{40}{40} = 1.$$

Таким образом, произведя расчеты, мы получили, что коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превышает установленной нормы 1,4, следовательно, каждый из трансформаторов мощностью 40 МВА удовлетворяют требуемым условиям.

2.2 Выбор схемы электрических соединений ПС

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

Выбор главной схемы является существенным при создании проекта электрической части подстанции, так как он включает в себя полный перечень элементов и связей между ними. Данная выбранная нами главная схема является определяющей при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д.

При выборе главной схемы электроустановок, учитываем основные факторы и требования к ним:

- значение и роль электростанции или подстанции для энергосистемы. Подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или целого района; для связи частей энергосистемы или различных энергосистем. Таким образом, роль подстанций определяет ее схему.

Кроме того, электростанции, которые работают параллельно в энергосистеме, существенно различаются и по своему назначению:

- базисные - работают круглосуточно, несут основную нагрузку;

- пиковые - работают неполные сутки, во время максимальных нагрузок работы электростанции.

Их разное назначение в работе определяет сущность использования и целесообразность применения разных схем электрических соединений; даже в том случае, когда количество присоединений одинаково;

- положение электростанции или подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей. В подстанции могут быть шины высшего напряжения с узловыми точками энергосистемы, которые осуществляют объединение на параллельную работу нескольких электростанций. В этом случае, мы говорим о транзите мощности, в процессе которого через шины происходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую. При выборе схем таких электроустановок в первую очередь необходимо учитывать процесс сохранения транзита мощности.

Подстанции могут быть разного вида: тупиковыми, проходными, отпаечными. Следовательно, и схемы этих подстанций будут отличаться, даже при одинаковом количестве числе трансформаторов равной мощности.

Схемы распределительных устройств 6-10 кВ также находятся в зависимости от схем электроснабжения потребителей: питание подается по одиночным или параллельным линиям, наличие у потребителей резервных вводов и другие причины; особенностей перспективы расширения и промежуточные этапы развития электростанции, подстанции и прилегающего участка сети.

Схема и компоновка распределительного устройства нужно выбирать исходя из возможного увеличения количества присоединений при необходимости развития энергосистемы.

Так как при планировании строительство крупных электростанций ведется очередями, то в процесс выбора схемы электроустановки, учитывается количество агрегатов и линий вводимых в первую, вторую, третью очереди и при окончательном ее развитии. Такое поэтапное развитие схемы распределительного устройства подстанции не должно

сопровождаться существенными изменениями; это возможно в том случае, когда при выборе схемы учитываются перспективы ее развития.

Таким образом, из перечня предъявляемых условий, которые влияют на выбор главной схемы, можно выделить основные, существенные требования к схемам электроустановок:

- надежность электроснабжения потребителей – предполагает бесперебойное электроснабжение потребителей электроэнергией нормированного качества;

- приспособленность к проведению ремонтных работ – предполагает возможность проведения ремонтных работ без нарушения или ограничения электроснабжения потребителей электроэнергией;

- оперативная гибкость электрической схемы - предусматривает ее приспособленность для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений;

- экономическая целесообразность – предусматривает эффективность соотношения результатов деятельности электростанции с затратами на обеспечение труда и средств на ее производство.

Исходя из цели и задач дипломного проекта, считаем, что питание подстанции осуществляется от крупной энергетической системы, активной мощности которой достаточно хватает для удовлетворения потребностей проектируемого района. Так как в задании дипломной квалификационной работы заявлены потребители второй и третьей категории, то для более надежной схемы работы подстанции на нее должно приходиться питание с двух питающих центров.

При расчетах нами будет учитываться необходимость изменения транзита мощности, и в перспективе развития постройки новых питающих или отходящих воздушных линий, на ПС будут установлены две секции открытого исполнения 110 кВ, между которыми необходимо установить секционный выключатель.

Проектируемая нами подстанция предназначена для питания

крупного района, с потребителями второй и третьей категории надежности электроснабжения, а, следовательно, на подстанции должно быть установлено два силовых трансформатора с регулировкой напряжения под нагрузкой и две секции 10 кВ с секционным выключателем между ними (КРУН с вакуумными выключателями). Для удобства необходимых оперативных переключений, вывода в ремонт и надежности оборудования подстанции, нами будут рассчитаны и установлены элегазовые выключатели 110 кВ силовых трансформаторов и воздушных линий.

Для удобного вывода в ремонт оборудования ставятся шинные разъединители с заземляющими ножами в обе стороны каждого присоединения. Таким образом, исходя из данных требований для подобного типа ПС 35-750 кВ, с двумя питающими линиями ГОСТ Р 59279-2020 рекомендует применять схему (Одна рабочая секционированная выключателем система шин).

Положительные стороны рассматриваемой схемы с одной системой сборных шин:

- простота РУ, что практически исключают ошибочные действия с разъединителями. Однако, предусматриваются блокирующие устройства, препятствующие неправильным операциям.

- низкая стоимость.

При нормальной работе секционные выключатели замкнуты, т.к. генераторы должны работать параллельно. В случае короткого замыкания (КЗ) в зоне сборных шин поврежденная секция отключается автоматически, однако остальные секции остаются в работе. Следовательно, секционирование способствует повышению надежности работы РУ.[19]

Схема приведена на рисунке 1.

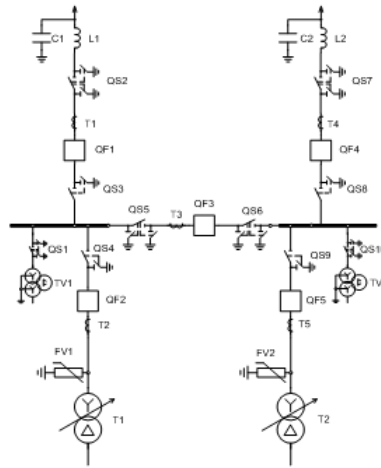


Рисунок 1 – Схема ОРУ

2.3 Общие положения

Для выбора и проверки электрооборудования по условиям короткого замыкания нам необходимо предварительно определить:

- начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ, а так же значение этой составляющей в расчетный момент времени (к моменту начала расхождения дугогасительных контактов выключателей и к моменту погасания дуги);

- начальное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания и значение этой составляющей в расчетный момент времени;

- ударный ток короткого замыкания.

Расчет тока КЗ аналитическим способом включает в себя:

- составление эквивалентной схемы замещения и определение значений параметров ее элементов;

- преобразование схемы с целью приведения ее к простейшему виду;

- определение искомого тока короткого замыкания.

Расчетный ток КЗ определяют в зависимости от назначения расчета:

- проверку на электродинамическую стойкость производят по току трехфазного КЗ;

- на термическую стойкость по току трехфазного или двухфазного КЗ;

- на отключающую способность выключателей - по току трехфазного КЗ, а для сетей 110 кВ и выше - дополнительно по току однофазного КЗ.

Расчет токов короткого замыкания с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящих из многих электростанций и ПС, достаточно объемен и сложен. Наряду с этим можно внести некоторые допущения, которые упростят расчеты и не внесут существенные погрешности.

К таким допущениям относятся:

- пренебрежение токами намагничивания силовых трансформаторов;
- не учитывается емкостная проводимость линии;
- считается, что трехфазная система симметричная, следовательно, влияние нагрузок на ток короткого замыкания учитывают приблизительно;
- не учитывается насыщение магнитных систем; это позволяет считать индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи постоянными и независимыми от тока;
- считается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течение всего процесса короткого замыкания;
- не учитываются влияние нагрузки;
- при вычислении тока зачастую пренебрегают активными сопротивлениями цепи; но его необходимо учитывать при определении постоянной затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Указанные нами допущения вместе с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов короткого замыкания (не превышает 10%, что допустимо).

2.4 Расчет токов трехфазного короткого замыкания

Чтобы рассчитать токи короткого замыкания нам необходимо знать марку используемого провода.

При расчете мы будем применять провод сталеалюминевой марки АС в соответствии с [17]. При проектировании ВЛ до 500 кВ выбор сечения

проводов проводиться по нормированным обобщенным показателям; в качестве которых используются нормированные значения экономической плотности [7].

Для нахождения показателей табличного значения для неизолированных алюминиевых проводов, будем брать в расчет время использования максимальной нагрузки T_{\max} . Так как значение $T_{\max} > 5000$, получаем: $j_{\text{эк}} = 1 \text{ А / мм}^2$

Перейдем к расчету сечения проводов марки АС. Сечение проводов рассчитаем по формуле:

$$S_{\text{сеч}} = \frac{I_{\text{раб}}}{j_{\text{эк}}} \quad (7)$$

$$S_{\text{сеч}} = \frac{200,8}{1} = 200,8 \text{ мм}^2$$

где, $I_{\text{раб}}$ - рабочий ток в максимальном режиме эксплуатации, при $S_{\max} = 40 \text{ МВА}$.

Таким образом, возьмем ближайшее стандартное сечение провода, АС-240.

Проверим данный провод по допустимому току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \quad (8)$$

$$I_{\text{ном}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_1} \quad (9)$$

$$I_{\text{ном}(10)} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3} = 2199,42 \text{ А}$$

$$I_{\text{ном}(110)} = \frac{40 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 10^3} = 200,8 \text{ А}$$

$$I_{\text{доп}} = 610 \text{ A}$$

$$200,8 \text{ A} \leq 610 \text{ A}$$

Выбранный нами провод марки АС соответствуют условиям проверки на нагрев.

Для расчета токов короткого замыкания необходимо составить схему замещения подстанции. Данная схема для расчета токов короткого замыкания составляется по расчетной схеме сети.

Для дальнейших расчетов, все элементы схемы заменяем соответствующими электрическими сопротивлениями, при чем в расчет принимаем одну питающую ВЛ длиной 45 км.

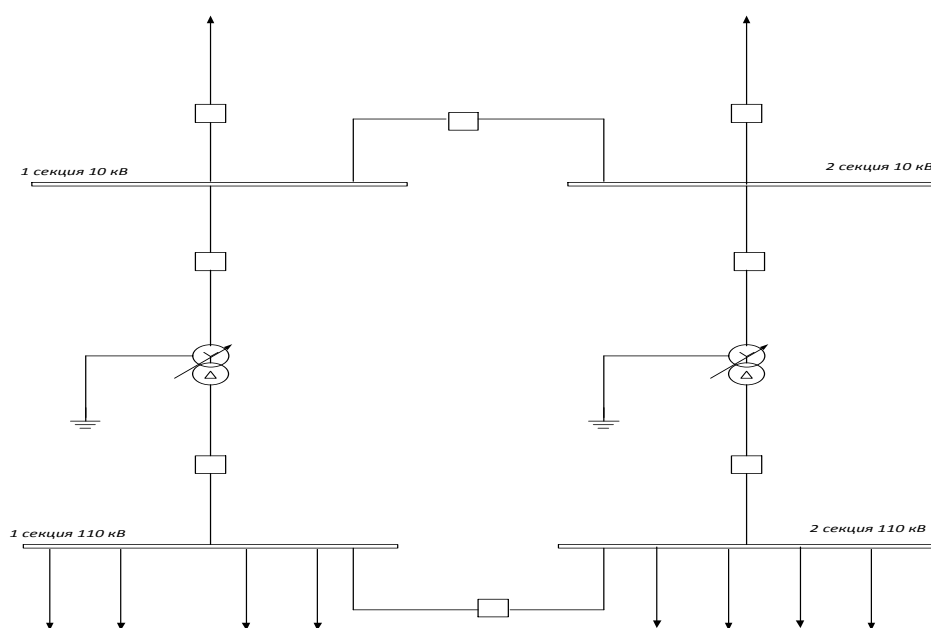


Рисунок 2 – Схема с заменой элементов схемы на электрические сопротивления

Для расчета мы используем следующие исходные данные:

Т1 и Т2 трансформаторы ТДН- 40000/110/10:

$$S_{\text{НОМ}} = 40 \text{ МВА,}$$

$$U_{\text{КЗ ВН}} = 10,5 \text{ \%}.$$

Используя данные справочника, определяем параметры выбранного нами провода ВЛ 110 кВ Ванино с проводом АС-240/39:

удельное активное сопротивление r_0 (0,12 Ом/км);

удельное реактивное сопротивление X_0 , (0,42 Ом/км);

длина воздушной линии L (45 км).

Схема замещения распределительной сети для расчета токов КЗ представлена на рисунке 3.

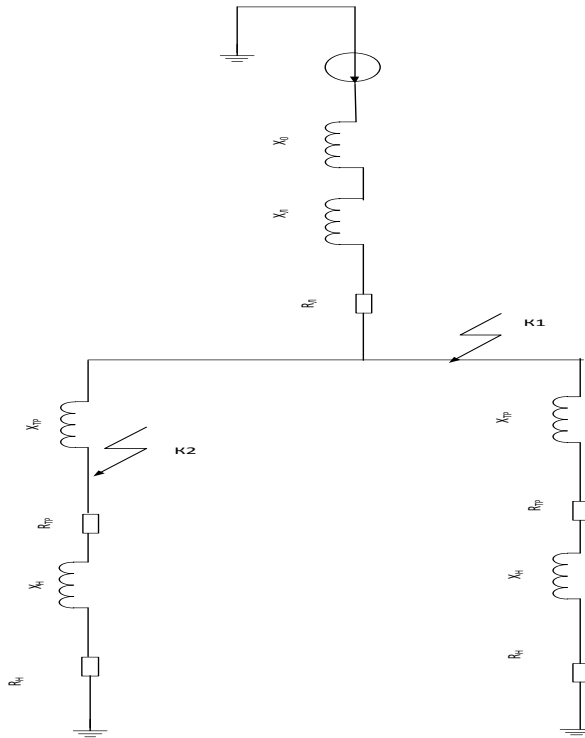


Рисунок 3 – Схема замещения для расчетов токов КЗ

Зададим базисную мощностью $S_б=1000$ МВА, а мощность системы приравняем к бесконечности $S_c=\infty$. Тогда приведенное к базисной мощности сопротивление определим по данной формуле:

$$X_{c*} = \frac{S_б}{S_c} \tag{10}$$

Сопrotивление воздушных линий определим по формуле:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot L \quad (11)$$

$$R_{\text{л}} = 0,12 \cdot 45 = 5,4 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot L \quad (12)$$

$$X_{\text{л}} = 0,42 \cdot 45 = 18,9 \text{ Ом}$$

Приводим к базисной мощности активное и реактивное сопротивление линий, получаем:

$$r_{\text{л}^*} = r_{\text{л}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ном}}^2} \quad (13)$$

$$X_{\text{л}^*} = X_{\text{л}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ном}}^2} \quad (14)$$

где $r_{\text{л}^*}$, $X_{\text{л}^*}$ - сопротивление трансформатора, приведенное к базисным условиям;

$S_{\text{б}}$ - базисная мощность, кВА;

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

$$r_{\text{л}^*} = 5,4 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,4 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{л}^*} = 18,9 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,43 \text{ о.е.};$$

Сопrotивление силовых трансформаторов находим, используя формулы:

$$R_{\text{тр}} = \frac{\Delta P_k \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \quad (15)$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_k \cdot U_{\text{В.НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (16)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность трансформатора;

ΔP_k - потери трансформатора при коротком замыкании;

U_k - напряжение короткого замыкания, в % от номинального;

$$U_{\text{В.НОМ}} = 115 \text{ кВ.}$$

$$R_{\text{тр}} = \frac{170 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{(40 \cdot 10^6)^2} = 1,405 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{10,5 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot (40 \cdot 10^6)^2} = 34,71 \text{ Ом}$$

Приведём расчеты полученного сопротивления к базисным условиям:

$$r_{\text{тр}*} = R_{\text{тр}*} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{НОМ}}^2} \quad (17)$$

$$x_{\text{тр}*} = X_{\text{тр}*} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{НОМ}}^2} \quad (18)$$

где $r_{\text{тр}*}$, $x_{\text{тр}*}$ - сопротивление трансформатора, приведенное к базисным условиям;

$S_{\text{б}}$ - базисная мощность, кВА;

$U_{\text{НОМ}}$ - номинальное напряжение, кВ.

$$r_{\text{тр}*} = 1,405 \cdot \frac{1000}{115 \cdot 115} = 0,106 \text{ о.е.}$$

Упростим эквивалентную схему замещения (рисунок 3) для определения токов КЗ в точке К1 следующим образом (рисунок 4):

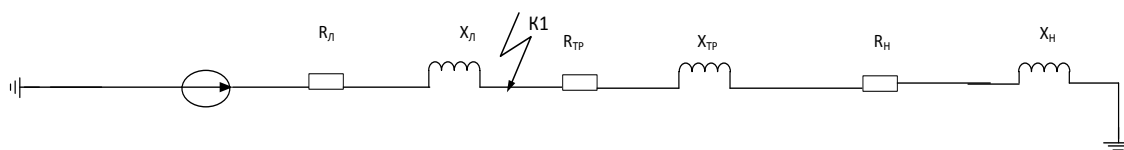


Рисунок 4 – Однолинейная эквивалентная схема замещения для расчета токов КЗ в точке К1

Произведем расчет полного эквивалентного сопротивления схемы для определения токов КЗ в точке К1:

$$Z_{\text{ЭКВ}^*} = \sqrt{r_{\text{ЭКВ}^*}^2 + x_{\text{ЭКВ}^*}^2} \quad (19)$$

где $r_{\text{ЭКВ}^*}^2$ - активное эквивалентное сопротивление;

$x_{\text{ЭКВ}^*}^2$ - реактивное эквивалентное сопротивление.

$$Z_{\text{ЭКВ}^*} = \sqrt{0,4^2 + 1,43^2} = 1,48 \text{ о.е.}$$

Определим ток КЗ в точке К1 (шины 110 кВ):

$$I_k = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{ЭКВ}^*} \cdot U_{\text{В НОМ}}} \quad (20)$$

где S_6 - заданная базисная мощность, кВА;

$Z_{\text{ЭКВ}^*}$ - полное эквивалентное сопротивление;

$U_{\text{В НОМ}}$ - номинальное напряжение для точки К1, кВ

$$I_{k1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 1,48 \cdot 115} = 3,39 \text{ кА}$$

Далее определим ударный ток КЗ в точке К1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k \quad (21)$$

где, K_y - ударный коэффициент для времени $t = 0.01$ с, который зависит от соотношения результирующих активного и индуктивного сопротивлений, рекомендуется принимать $K_y = 1,75$ для 110 и 220 кВ и $K_y = 1,67$ для 10 кВ.

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,75 \cdot 3,39 = 8,38 \text{ кА}$$

Упростим эквивалентную схему замещения (рисунок 3) для расчета токов КЗ в точке К2 таким образом (рисунок 5).

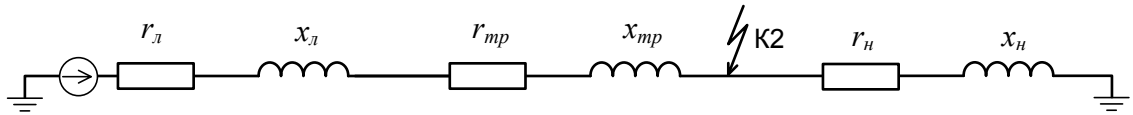


Рисунок 5 - Однолинейная эквивалентная схема замещения для расчета токов КЗ в точке К2

Произведем расчет полного эквивалентного сопротивления схемы (рисунок 4) для определения токов КЗ в точке К2:

$$Z_{ЭКВ*} = \sqrt{0,506^2 + 2,425^2} = 2,477 \text{ о.е.}$$

Определим ток КЗ в точке К2 (шины 10 кВ):

$$I_{к2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 2,477 \cdot 10,5} = 22,19 \text{ кА}$$

Определим ударный ток КЗ в точке К2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,67 \cdot 22,19 = 52 \text{ кА}$$

Данные токов короткого замыкания представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Сводная таблица токов короткого замыкания

	$U_{ном}, \text{кВ}$	$I_{к}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
К-1	115	3,39	8,38
К-2	10,5	22,19	52

Изучив данные представленной нами сводной таблицы, видно, что расчетные токи короткого замыкания на шинах ВН и НН подстанции получились небольшие, а следовательно, дополнительных устройств необходимых для снижения этих токов не требуется. Выпускаемые используемые в настоящее время выключатели способны отключить такой ток без дополнительных мер по снижению токов короткого замыканиях.[21]

3 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

3.1 Общие положения

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжений, гибкие или жесткие шины. Электрическое оборудование выбирается в соответствие с номинальным напряжением и максимальным рабочим током; затем проверяется на термическую и динамическую стойкость.

3.2 Выбор выключателей 110 кВ

Выключатель представляет собой аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах.

Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках, который служит для отключения и включения цепи в любых режимах. Наиболее тяжёлой и ответственной операцией является отключение токов короткого замыкания.

Требования, предъявляемые к выключателям высокого напряжения:

- надёжное отключение токов любой величины от десятков ампер до номинального тока отключения;
- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;
- пригодность для автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после его отключения;
- возможность показного (полюсного) управления для выключателей 110 кВ;
- удобство технического обеспечения контактов и механической части;
- пожарная безопасность и - взрывобезопасность;
- удобство транспортировки и обслуживания.

Выбор выключателей производится в соответствии с параметрами:

- по напряжению:

$$U_{\text{ном.уст}} \leq U_{\text{ном.вык}} \quad (22)$$

- по длительному току:

$$I_{\text{раб.мах}} \leq I_{\text{ном.вык}} \quad (23)$$

- по отключающей способности:

Первоочередная проверка выключателя производится

- на симметричный ток отключения:

$$I_k \leq I_{\text{но}} \quad (24)$$

где I_k - ток КЗ;

$I_{\text{но}}$ - номинальный ток отключения, кА.

Затем выключатель проверяется по ударному току короткого замыкания:

- на электродинамическую устойчивость:

$$i_{\text{ел}} \leq i_{\text{нс}} \quad (25)$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя;

$i_{\text{нс}}$ - амплитудное значение предельного сквозного тока короткого замыкания (по справочнику).

Далее выключатель проверяется по тепловому импульсу:

- на термическую устойчивость:

$$W_k \leq I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тс}} \quad (26)$$

где W_k - тепловой импульс по расчёту;

I_{tc}^2 - предельный ток термической устойчивости по каталогу;
 t_{tc} - длительность протекания тока термической устойчивости, с.

$$W_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a) \quad (27)$$

По параметрам восстанавливающего напряжения проверка выключателей обычно не проводится.

К установке в цепях присоединениях ОРУ-110 кВ мы принимаем элегазовые выключатели типа ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1 с керамической изоляцией вводов. Параметры выключателя приведены ниже в таблице 4

Таблица 4 – Характеристики выключателя ВЭБ – 110кВ

Наименование	Размерность	Значение
Номинальное напряжение $U_{ном}$	кВ	110
Наибольшее рабочее напряжение U_{max}	кВ	126
Номинальный ток $I_{ном}$	А	2500
Номинальный ток отключения $I_{но}$	кА	40
Наибольший пик предельного сквозного тока $i_{дс}$	кА	102
Действующее значение сквозного тока $I_{дс}$	кА	40
Наибольший пик номинального тока включения $i_{нв}$	кА	102
Действующее значение номинального тока включения $I_{нв}$	кА	40
Ток термической стойкости $I_{тс}$	кА	50
Время термической стойкости $t_{тс}$	с	3
Время отключения $t_{во}$	с	0,055
Собственное время отключения $t_{св}$	с	0,035

Выполняем проверку выключателя.

1) По напряжению:

$$U_{ном\ уст} = U_{ном\ выкл} = 110 \text{ кВ}$$

2) По номинальному току:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном.выкл}}$$

$$200,8 \text{ A} \leq 2500 \text{ A}.$$

3) По току отключения:

$$I_k \leq I_{\text{но}}$$

$$3,39 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$$

4) По величине ударного тока КЗ в сети:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{нс}}$$

$$8,38 \text{ кА} \leq 102 \text{ кА}.$$

5) На термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тс}}$$

$$I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тс}} = 50 \cdot 50 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a)$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз.макс}} + t_{\text{во}} = 0,1 + 0,055 = 0,155$$

$$T_a = 0,02$$

$$B_k = 3,39^2 (0,155 + 0,02) = 2,011 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$2,011 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таким образом, все условия проверки выключателя ВЭБ-110-40/2500 УХЛ1 нами выполнены.

Данные параметры выключателя и соответствующие расчетные величины сведем в таблицу 5.

Таблица 5 –Параметры выключателя и расчётные данные

Параметры выключателя	Соотношение	Расчётные данные для выбора выключателя
$U_{\text{ном выкл}}=110 \text{ кВ}$	=	$U_{\text{ном уст}}=110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном.выкл}}=2500\text{А}$	>	$I_{\text{раб.макс}} = 200,8 \text{ А}$
$I_{\text{но}}=40\text{А}$	>	$I_{\text{к}}=3,39 \text{ кА}$
$i_{\text{нс}}=42$	>	$i_{\text{уд}}=8,38 \text{ кА}$
$I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тс}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_{\text{к}}=2,011 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Соотношения табличных и расчётных параметров показывают, что выбранный выключатель удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

3.3 Выбор разъединителей 110кВ

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат, который используется для включения и отключения электрических цепей в условиях, при которых на его контактах не возникает длинной открытой электрической дуги. В отключенном положении разъединителя на его контактах создается видимый разрыв.

Помимо этого, разъединители наружной установки рассчитываются на возможность разрыва посредством их ножей зарядных токов воздушных и кабельных линий, а также токов холостого хода силовых трансформаторов, а также для токов небольших нагрузок. Их контакты часто снабжаются дугогасительными рогами.

Так как разъединитель стоит в одной цепи с выключателем, то мы используем те же расчётные величины, что и для выключателя.

К установке принимается разъединитель наружной установки типа

РГП-110/2000 УХЛ1, с двигательным приводом для главных ножей ПДС и ручным приводом для заземляющих ножей ПР-П. Его номинальные параметры и расчётные величины приведены в таблице 6.

Таблица 6 –Параметры РГП-110/2000 УХЛ1 и расчётные данные

Параметры разъединителя	Соотношение	Расчётные данные для выбора разъединителя
$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	=	$U_{\text{НОМ.УСТ}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$	>	$I_{\text{раб.макс}} = 200,8 \text{ А}$
$I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тс}} = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$V_{\text{к}} = 2,011 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{\text{нс}} = 100 \text{ кА}$	>	$i_{\text{уд}} = 8,38 \text{ кА}$

Соотношения табличных и расчётных параметров показывают, что выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям выбора и проверки.

3.4 Выбор ячеек и выключателей РУ-10 кВ

В настоящее время наибольшее распространение получили комплектные распределительные устройства (КРУ) с напряжением 10 кВ с вакуумными выключателями, за счет своей эффективности и ряда достоинств:

- высокая износостойкость при коммутации номинальных токов и номинальных токов отключения;
- резкое снижение затрат при эксплуатации;
- пожарная безопасность и взрывобезопасность, возможность работы в агрессивных средах;
- широкий диапазон температур, возможность работы вакуумной дугогасительной камеры;
- повышенная устойчивость к ударным и вибрационным нагрузкам; за счет компактной конструкции аппарата и небольшой массы;
- произвольное рабочее положение и малые габариты аппарата позволяют компоновать распределительных устройств (РУ) в разном сочетании;
- бесшумность, чистота и удобство обслуживания; обусловленные

малыми выделениями энергии в дуге и отсутствие выброса масла, газов при отключении КЗ;

- экологическая безопасность;
- высокая надёжность и безопасность эксплуатации;
- прост в обращении; а значит - сокращено время на монтаж.

В качестве распределительного устройства 10 кВ целесообразно, на мой взгляд, применить закрытое КРУ заводского изготовления, состоящего из отдельных ячеек различного назначения.

Для комплектования КРУН-10 кВ выберем малогабаритные ячейки К-59, которые производит и выпускает самарский завод «Электроштит». Данные малогабаритные ячейки отвечают современным требованиям эксплуатации, имеют выкатные тележки с вакуумными выключателями, безопасный доступ к любому элементу КРУ-10.

В состав КРУ серии К-59 входят: трансформаторы тока, вакуумные выключатели типа ВБЭ-10 с электромагнитным приводом, трансформаторы напряжения, разрядники, сборные и соединительные шины, заземляющие ножи, опорные и переходные изоляторы.

Для установки вводных выключателей 10 кВ мы выбираем выключатели серии ВБЭ-10-31,5/2500 УХЛ2, ориентируясь на установку на стороне 10 кВ комплектного распределительного устройства наружной установки (КРУН) серии К-59.

Секционные выключатели принимаем такими же, как и вводные на соответствующем напряжении.

Произведем выбор и проверку для вводных выключателей на стороне 10 кВ. Будем считать, что один трансформатор выведен в ремонт и вся нагрузка подключена ко второму трансформатору.

Таблица 7 – Параметры выключателя ВБЭ-10-31,5/2500 УХЛ2

Наименование	Размерность	Значение
1	2	3
Номинальное напряжение $U_{ном}$	кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение U_{max}	кВ	12

1	2	3
Номинальный ток $I_{\text{ном}}$	А	2500
Номинальный ток отключения $I_{\text{но}}$	кА	31,5
Наибольший пик предельного сквозного тока $i_{\text{нс}}$	кА	52
Действующее значение сквозного тока $I_{\text{дс}}$	кА	20
Действующее значение номинального тока включения $I_{\text{нв}}$	кА	40
Ток термической стойкости $I_{\text{тс}}$	кА	31,5
Время термической стойкости $t_{\text{тс}}$	с	3
Время отключения $t_{\text{во}}$	с	0,045
Собственное время отключения $t_{\text{св}}$	с	0,035

Наибольший рабочий ток:

$$I_{\text{раб макс}} = 2199,42 \text{ А.}$$

- по напряжению:

$$U_{\text{ном уст}} = U_{\text{ном выкл}} = 10 \text{ кВ}$$

- по номинальному току:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{\text{ном.выкл}}$$

$$2199,42 \text{ А} \leq 2500 \text{ А}$$

- по току отключения:

$$I_{\text{к}} \leq I_{\text{но}}$$

$$22,19 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$$

- по величине ударного тока короткого замыкания в сети:

$$i_{уд} \leq i_{нс}$$

$$52 \text{ кА} \leq 52 \text{ кА.}$$

- проверка на термическую стойкость:

$$B_k \leq I_{тс}^2 \cdot t_{тс}$$

$$I_{тс}^2 \cdot t_{тс} = 31,5 \cdot 31,5 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{откл} + T_a)$$

$$t_{откл} = t_{рз.макс} + t_{во} = 0,1 + 0,045 = 0,145$$

$$T_a = 0,045$$

$$B_k = 22,19^2 (0,1 + 0,045) = 71,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$71,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Параметры выключателя и соответствующие расчетные данные сведем в таблицу 8.

Таблица 8 –Параметры выключателя и расчётные данные

Параметры выключателя	Соотношение	Расчётные величины для выбора выключателя
1	2	3
$U_{ном \text{ выкл}} = 10 \text{ кВ}$	=	$U_{ном \text{ уст}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном.выкл} = 2500 \text{ А}$	>	$I_{раб.макс} = 2199,42 \text{ А}$

1	2	3
$I_{HO}=40 \text{ кА}$	>	$I_K=22,19 \text{ кА}$
$i_{HC}=52 \text{ кА}$	=	$i_{уд}= 52 \text{ кА}$
$I_{tc}^2 \cdot t_{tc}= 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_K=71,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Все условия проведенной нами проверки выполняются, следовательно, можно считать, что выбранные выключатели могут быть установлены в КРУН - 10 кВ проектируемой подстанции.

Выключатели для отходящих линий 10 кВ выбираем ВБЭ-10-20/1000 УХЛ2.

3.5 Выбор трансформаторов собственных нужд

Приемниками электроэнергии собственных нужд (СН) подстанций являются: электродвигатели системы охлаждения трансформаторов; устройства обогрева масляных выключателей и шкафов распределительных устройств с установленными в них аппаратами и приборами; электрическое освещение и отопление помещений, и освещение территории подстанций.

Наиболее эффективными приемниками СН являются устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики. Именно от этих приемников зависит работа всего основного оборудования подстанций. Прекращение их питания, даже кратковременного, приводит к частичному или полному отключению подстанции.

К неотвечственным приемникам собственных нужд, относятся такие, перерыв в электроснабжении которых не вызывает отключения или снижения мощности электроустановки.

В таблице 9 отображены потребители собственных нужд (СН) ПС и их суммарная нагрузка с учетом коэффициента спроса.

Расшифровка обозначений таблицы:

P - номинальная активная мощность единичного потребителя СН (кВт).

N - количество единичных потребителей СН (шт.);

P_N - суммарная активная мощность потребителя СН (кВт);

$K_{СПР}$ - коэффициент спроса на потребителя СН (о.е);

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности потребителя СН (о.е);

$S_{РАСЧ}$ - расчетная нагрузка потребителя СН (кВа);

$S_{РАСЧ.Σ}$ - суммарная расчетная нагрузка всех потребителей СН (кВа).

Таблица 9 –Характеристика потребителей собственных нужд

Потребители собственных нужд	P, кВт	N, шт.	P_N , кВт	$K_{СПР}$	$\cos\varphi$	$S_{РАСЧ}$, кВа
Освещение ОРУ-0кВ	5	-	5	0,5	1	2,5
Отопление, освещение, вентиляция КРУН-10 кВ	7	-	7	0,7	1	4,9
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	100	-	100	0.7	1	70
Отопление и освещение склада	5,5	-	5,5	0,2	1	1,1
Двигатели системы охлаждения силового трансформатора и РПН	5	2	10	0,85	0,85	8,5
Отопление шкафов КРУ	1	39	39	1	1	39
Электроподогрев элегазовых выключателей и его приводов	5	3	15	1	1	15
Электроподогрев привода разъединителя 110 кВ	0,6	8	4,8	1	1	4,8
Электропитание телемеханики и аппаратуры связи	2	-	2	1	1	2
Электроподогрев шкафа РЗ	1	12	12	1	1	12
Электропитание системы пожаротушения	15	-	15	1	1	15
Зарядно-подзарядное устройство	35	2	70	0,12	11	8,4

$$S_{РАСЧ.Σ}=183,2 \text{ кВА}$$

В соответствии с отображением потребителей собственных нужд (СН) ПС и их суммарной нагрузки с учетом коэффициента спроса, представленных в таблице, очевидно, что на ПС будет достаточна установка двух ТСН, эксплуатацию которых можно осуществить следующими способами:

Один из двух ТСН питает всю нагрузку СН, а второй находится в автоматическом резерве.

Два ТСН работают совместно с загрузкой 50-70% от номинальной мощности ТСН. При этом секции шин 0,4 кВ питают нагрузку отдельно.

К установке принимаю второй вариант эксплуатации ТСН.

На проектируемой нами ПС будет отсутствовать постоянный оперативный персонал, поэтому для выбора номинальной мощности ТСН будем использовать следующую формулу:

$$S_{\text{расч у}} \leq S_{\text{ном тсн}} \quad (28)$$

$$183,2 \text{ кВА} \leq S_{\text{ном тсн}}$$

где $S_{\text{ном тсн}}$ - номинальная мощность ТСН.

$S_{\text{расч у}}$ - суммарная расчетная нагрузка всех потребителей СН.

Таким образом, в соответствии с произведенными нами расчетами, ближайшая стандартная мощность трансформатора равна 250 кВА. Выбираем ТСН типа ТМ-250/10/0,4.

Таблица 10 – Каталожные данные трансформатора ТМ-250/10/0,4

Тип трансформатора	$S_{\text{ном, кВА}}$	$ДР_{\text{хх}}, \text{кВТ}$	$ДР_{\text{кз}}, \text{кВТ}$	$U_{\text{кз}}, \%$	Масса, кг
ТМ 250 10/0,4	250	0,85	2,9	4	1150

3.6 Выбор ограничителей перенапряжения

До семидесятых годов традиционным аппаратом для защиты изоляции электрооборудования от перенапряжения является вентильный разрядник. Этот разрядник содержал нелинейный элемент с симметричной вольт-амперной характеристикой на основе карбида кремния и последовательно включенные с ним искровые промежутки. В следствие относительно слабой нелинейности не линейного элемента, он не мог подключаться к сети непосредственно, так как при рабочем напряжении через него протекал бы значительный ток.

Позже в 70-х годах появились нелинейные элементы на основе окиси

цинка, которые имели вольт-амперные характеристики с гораздо большей нелинейностью, это дало возможность подключать их к сети непосредственно, без последовательных искровых промежутков. Отсутствие последовательных искровых промежутков позволило значительно улучшить защитные характеристики аппарата и уменьшить его массогабаритные показатели.

В нашей стране защитные аппараты с оксидно-цинковыми элементами получили название ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН), а за рубежом подобные аппараты стали называть безыскровыми разрядниками.

Таким образом, благодаря своим улучшенным характеристикам, безыскровые защитные аппараты получили преимущественное распространение.

ОПН представляет собой аппарат опорного типа, содержащий высоко нелинейный резистор. ОПН состоит из последовательно соединенных в колонку дисков оксидно-цинковых варисторов производства лучших зарубежных фирм; помещенных в изоляционную оболочку. Ограничители исполнения УХЛ1 имеют взрывобезопасный чехол из комбинированной полимерной изоляции: стеклопластиковый цилиндр с оребренным покрытием из кремнийорганической резины.

Принцип работы ОПН заключается в следующем: в нормальном режиме через аппарат протекает незначительный ток (порядка долей мА), при появлении всплесков перенапряжений любой физической природы нелинейной вольт-амперные характеристики ограничителя изменяются, ток через него возрастает до значений от ампер до десятков килоампер, тем самым, снижая уровень перенапряжения до заданных значений.

Производим выбор ограничителей перенапряжения:

Для напряжения 10 кВ выбираем ОПН-10/11-10(1)УХЛ1.

Для напряжения 110 кВ выбираем ОПН-110/73-10(1)УХЛ1.

3.7 Выбор заземлителей нейтралей силовых трансформаторов

В установках 110 кВ в нейтрали трансформатора предусматривается заземлитель нейтрали ЗОН. Его выбор происходит по тем же параметрам, что и разъединитель.

К установке принимается ЗОН-110М-1-У1-1, тип привода ПРН-11У1.

В нейтрали трансформатора устанавливается ограничитель перенапряжения и заземлитель нейтрали ЗОН-110. Ограничитель перенапряжения предназначен для защиты нейтрали от коммутационных и атмосферных перенапряжений. Ограничители перенапряжения выбирается на то напряжение, на которое выполнена изоляция нейтрали трансформатора.

К установке принимается: ОПН-110/73-10(I)УХЛ1.

3.8 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Выбор трансформатора тока при проектировании РУ заключается в:

- в выборе типа трансформатора;
- определении ожидаемой нагрузки и сопоставлении её с номинальной;
- проверке на электродинамическую и термическую стойкость.

Класс точности выбираем в соответствии с назначением трансформатора тока: если класс точности 0,5, то принимаем для присоединения счётчиков денежного расчёта; если класс точности 1, то применяем для всех технических измерительных приборов; класс 3 и 10 - применяется, для релейной защиты для релейной защиты.

Контроль за подстанцией, осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов: вольтметра, ваттметра, варметра, счётчиков активной и реактивной энергии.

Выбираем измерительные трансформаторы тока:

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока выбираются по

максимальному рабочему току нагрузки:

$$I_{\text{раб.макс}} \leq I_{1н} \quad (29)$$

где $I_{1н}$ - номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока, А.
Номинальное напряжение трансформатора тока должно соответствовать номинальному напряжению сети.

Трансформаторы тока 10 кВ.

Выберем трансформаторы тока для установки в цепи секционного, и вводных выключателей трансформатора на стороне 10 кВ, для них $I_{\text{раб.макс}} = 2199,42$ А.

Выбираем трансформаторы тока ТОЛ - 10 - 2500/5 У3, у которых $I_{\text{ном}} = 2500$ А. Соответствующие расчётные величины для трансформаторов тока такие же, как и для выключателей.

Номинальные параметры трансформаторов тока, расчётные величины в его цепи и соотношения между ними приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Параметры ТОЛ - 10 - 2500/5 У3 и расчетные данные

Параметры трансформатора тока	Соотношение	Расчетные величины для выбора трансформатора тока
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	=	$U_{\text{ном РУ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$	>	$I_{\text{раб.макс}} = 2199,42 \text{ А}$
$I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тс}} = 3675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_{\text{к}} = 71,39 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{нс}} = 66 \text{ кА}$	>	$i_{\text{уд}} = 52 \text{ кА}$

Из приведенной выше таблицы, видно, что условие проверки выполняются.

В своей работе будем использовать трансформаторы тока 110 кВ.

Так как элегазовые выключатели ВЭБ-110 имеют встроенные трансформаторы тока типа ТВГ-110-5Р-600/5 и ТВГ-110-0,2-600/5, с классами точности 5Р и 0,2S, то соответствующие расчётные величины для них такие же, как и для выключателей.

Номинальные параметры трансформаторов тока, их расчётные величины в его цепи и соотношения между ними приведены в таблице.

Соответствующие расчётные величины для них такие же, как и для выключателей. Параметры трансформаторов и расчётные величины представлены в таблице 12.

Таблица 12 –Параметры трансформаторов тока и их расчётные величины

Параметры трансформатора тока	Соотношение	Расчетные величины для выбора трансформатора тока
$U_{\text{НОМ}}=110\text{кВ}$	=	$U_{\text{НОМ РУ}}=110\text{кВ}$
$I_{\text{НОМ}}=600\text{А}$	>	$I_{\text{раб.макс}} = 200,8 \text{ А}$
$I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тс}} = 4800\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_{\text{к}}=2,011 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{нс}}=66\text{кА}$	>	$i_{\text{уд}}=8,38 \text{ кА}$
$Z_{2\text{Н}}=1,2\text{Ом}$	>	$Z_{2\text{расч}} =0,871 \text{ Ом}$

Таким образом, представленная таблица показывает, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям выбора и проверки.

Более подробно рассмотрим выбор трансформатора тока по классу точности для наиболее загруженного трансформатора тока:

$$Z_{2\text{расч}} \leq Z_{2\text{Н}}$$

Выполнение этого условия сводится к выбору сечения контрольного кабеля, соединяющего трансформатор тока с подключенными к нему приборами.

Допустимое сечение кабеля, найдем, используя данную формулу:

$$S_{\text{к доп}} \geq c \cdot \frac{I_{\text{расч}}}{Z_{2\text{Н}} - r_{\text{пр}} - r_{\text{к}}} \quad (30)$$

где $Z_{2\text{Н}}$ - номинальная вторичная нагрузка (1,2 Ом);

$$r_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_{2\text{н}}^2} \quad (31)$$

$r_{\text{пр}}$ - сопротивление приборов, подключенных к трансформатору;

$S_{\text{пр}}$ - мощность всех приборов в наиболее нагруженной фазе;

$r_{\text{к}}$ - сопротивление контактных соединений (при числе приборов более трех $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$);

$l_{\text{расч}}$ - расчетная длина контрольного кабеля, зависящая не только от реальной его длины, но и от схемы соединения трансформаторов;

ρ - удельное сопротивление жил контрольного кабеля (для меди $\rho = 0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$).

На следующем этапе работы, для определения мощности, потребляемой приборами в цепи трансформаторов тока, необходимо определить потребляемую каждым прибором мощность. Перечень приборов и параметры представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень и параметры приборов в цепи ТТ-ТВГ-110-0,2-600/5

	Прибор	Тип прибора	Нагрузка фазы		
			А	В	С
1	Амперметр, ВА	ЦП120	-	3,0	-
2	Ваттметр, ВА	ЦП8506-120	5,0	-	5,0
3	Варметр, ВА	ЦП8506-120	5,0	-	5,0
4	Счетчик активно/реактивной энергии, ВА	Меркурий 233 ART	2,0	2,0	2,0
	Спр, ВА		12,0	5,0	12,0

На основании приведенной таблицы определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{пр}} = \frac{12}{5 \cdot 5} = 0,48 \text{ Ом}$$

Рассчитаем допустимое сечение кабеля:

$$S_{\text{к доп}} \geq \frac{0,0175 \cdot 100}{1,2 - 0,48 - 0,1} = 5,83 \text{ мм}^2.$$

Примем в установке кабель КВВГ с медными жилами сечением 6 мм².
Далее определим сопротивление выбранного кабеля по формуле:

$$r_{\text{каб}} = \frac{c \cdot l_{\text{расч}}}{q} \quad (32)$$

Произведем соответствующие расчеты:

$$r_{\text{каб}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{6} = 0,291 \text{ Ом}$$

Вычислим вторичное расчетное сопротивление:

$$Z_{2\text{расч}} = 0,291 + 0,48 + 0,1 = 0,871 \text{ Ом}$$

Из сравнения видно, что условие проверки по классу точности также выполняется.

3.9 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Трансформаторы, предназначенные для присоединения счётчиков, должны отвечать классу точности 0,5. Для присоединения щитовых измерительных приборов используют трансформаторы классов 1,0 и 3,0; для релейной защиты - 0,5, 1,0 и 3,0.

Трансформаторы напряжения 10 кВ.

Номинальное напряжение трансформаторов напряжения должно соответствовать напряжению сборных шин, на которых они будут установлены. Класс точности трансформаторов напряжения для подключения КИП - 0,5.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения каждой секции сборных шин представлена в таблице 14.

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения: $S_{2y}=53,2$ ВА

Так как на стороне 10 кВ будет установлено КРУН, то выбираем трансформаторы напряжения ЗНОЛ.09 - 10 У2, для которого $U_{ном}=10$ кВ, $S_{2н}=75$ ВА в классе точности 0,5. Три трансформатора напряжения, соединенные в звезду, имеют мощность $S_{2н}=225$ ВА что больше чем 53,2ВА таким образом, мы приходим к выводу, что выбранные трансформаторы напряжения будут работать в требуемом классе точности 0,5.

Таблица 14 –Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	Потр. мощность	cosφ	sin φ	Кол-во приоб	Суммарная мощность ΣS
Вольтметр	Э365	0,1	1	0	2	0,2
Ваттметр	Д365	1,5	1	0	2	3
Варметр	Д335/1	2,5	0,38	0,925	2	5
Счётчик активной энергии	СА3-И680	2	0,38	0,925	10	20
Счётчик реактивной энергии	СР4И-673	2	0,38	0,925	1	20
РЗиА		5	1	0	0	5

Трансформаторы напряжения 110 кВ.

Проверку работы ТН в классе точности производим по его суммарной нагрузке, которая определяется подключаемыми приборами.

Согласно РД 34.09.101-94 и ПУЭ 7 издание, определяем набор приборов для каждой группы присоединений и составим таблицу 15.

Расчёт мощности произведём отдельно по активной и по реактивной составляющей. При расчете будем учитывать то, что cosφ обмоток приборов, кроме счётчиков, равен единице.

У счётчиков активно/реактивной энергии cosφ=0,38, а sinφ=0,925.

Найдем полную суммарную потребляемую мощность:

$$S_{2y} = \sqrt{(0,3 \cdot 1 + 3 \cdot 1 + 5 \cdot 0,38 + 7,5 \cdot 0,38 \cdot 2 + 5 \cdot 1)^2 + (5 + 7,5 + 7,5)^2 \cdot 0,925^2} \\ = 25,6 \text{ ВА}$$

При установке будем использовать три однофазных трехобмоточных трансформатора напряжения типа НКФ - 110 II У1 с номинальной мощностью в классе 0,5 $S_{2н} = 200 \text{ В}\cdot\text{А}$, соединенные в группу.

$$3 \cdot S_{2\text{ном}} = 600 \text{ ВА} > S_{2y} = 25,6 \text{ ВА},$$

Вторичная нагрузка трансформатора представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	Потр. мощность	cos φ	sin φ	Кол-во приоб.	Суммарная мощность ΣS
Вольтметр	Э365	0,1	1	0	3	0,3
Ваттметр	Д365	1,5	1	0	2	3
Варметр	Д335/1	2,5	0,38	0,925	2	5
Счётчик активной энергии	СА4У-И670(3)СР4	2,5	0,38	0,925	3	7,5
Счётчик реактивной энергии	У-И670(3)	2,5	0,38	0,925	3	7,5
РЗиА		5	1	0	1	5

Таким образом, мы видим, что условие проверки по классу точности также выполняется.

3.10 Выбор оборудования высокочастотной связи

Для обеспечения эффективной бесперебойной телефонной связи между отдельными электростанциями и подстанциями энергосистемы; для работы релейной защиты, а также для управления работой подстанции на расстоянии применяется высокочастотная радиосвязь, направленная по проводам линий электропередачи 110кВ.

Для этой цели на ОРУ 110кВ устанавливается специальное оборудование, относящееся к высокочастотной связи, защите и телемеханике:

- а) высокочастотные резонансные заградители,
- б) конденсаторы связи с элементом для отбора силовой мощности.

Выбор высокочастотного заградителя зависит от условий его применения.

Заградители предназначены для ограничения зоны распространения токов высокой частоты, то есть для уменьшения утечки токов высокой частоты каналов; связи по линии электропередачи в сторону противоположную направлению к корреспонденту.

Заградитель представляет собой высокочастотный заградительный фильтр и состоит из силового реактора и элемента настройки. Реактор заградителя рассчитан на длительное прохождение по нему рабочего тока линии или кратковременное прохождение - токов короткого замыкания.

Элемент настройки включается параллельно реактору и служит для того, чтобы повысить сопротивление заградителя на определенной частоте или нескольких частот.

Высокочастотные заградители подвешивают на одноцепных, двухцепных гирляндах на траверсах порталов или устанавливают их на колонке конденсатора связи или шинной опоре.

К установке принимается высокочастотный заградитель типа ВЗ-630-0,5У1, данные выбора высокочастотного заградителя и расчетные данные линии сводятся в таблицу 16.

Таблица 16 – Параметры ВЗ-630-0,5У1 и расчётные величины

Параметры ВЧЗ	Соотношение	Расчётные величины
$U_{\text{ном вчз}}=110 \text{ кВ}$	=	$U_{\text{ном уст}}=110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}}= 630 \text{ А}$	>	$I_{\text{раб.макс}} = 200,8 \text{ А}$
$I_{\text{тс}}^2 \cdot t_{\text{тс}}= 1681 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_{\text{к}}=2,011 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{\text{нс}} 16 \text{ кА}$	>	$I_{\text{уд}} = 5,56 \text{ кА}$

3.11 Выбор токопровода

Далее выберем токопровод открытого распределительного устройства 110 кВ.

Для начала определяем экономически выгодное сечение токопровода (материал - алюминий), используя формулу:

$$S_{\text{эконом}} = \frac{I_{\text{раб}}}{i_{\text{эк}}} \quad (33)$$

где $i_{\text{эк}}$ - экономическая плотность тока (принимаем $i_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$);

$I_{\text{раб}}$ - рабочий ток нормального режима.

$$I_{\text{раб}} = 200,8 \text{ А}$$

$$S_{\text{эконом}} = \frac{200,8}{1} = 200,8 \text{ мм}^2$$

В качестве проводника выберем провод АС-240.

Условие выбора по продолжительному нагреву:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{доп}}$$

где $I_{\text{раб}}$ - максимальный рабочий ток токопровода.

$$200,8 \text{ А} \leq 610 \text{ А}$$

Проведем проверку провода по электродинамической стойкости.

Для обеспечения электродинамической стойкости шинпровода, при токах короткого замыкания расчетное напряжение не должно превосходить допустимого напряжения:

$$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{доп}}$$

Для алюминия $U_{\text{доп}} = 70$ мПа.

$$y = \sqrt{3} \frac{l^2}{eaW_1} i_{\text{уд}}^2 \cdot 10^{-7} \quad (34)$$

где $i_{\text{уд}}$ - ударный ток короткого замыкания, кА;

$$i_{\text{уд}} = 8,38 \text{ кА};$$

a - расстояние между фазами, м;

$$a = 1,5 \text{ м};$$

l - длина пролета токопровода, м;

$$l = 15;$$

$$e = 10;$$

W - момент сопротивления поперечного сечения, м³;

$$W_1 = 2W; \quad (35)$$

$$W = \frac{\rho d^3}{32}, \quad (36)$$

Где d - диаметр проводника, м;

$$d = 24 \text{ мм.}$$

$$y = 11,81 \text{ МПа}$$

$$11,81 \text{ МПа} \leq 70 \text{ МПа}$$

Таким образом, выбранный токопровод АС-240 допускается для ошиновки ОРУ 110 кВ.

Выберем токопровод, по которому электроэнергия передается от трансформатора 110/10 кВ в КРУН - 10 кВ по такой же методике.

Определим экономически выгодное сечение токопровода (используемый материал - алюминий):

$$S_{\text{эконом}} = \frac{I_{\text{раб}}}{i_{\text{эк}}}; \quad (37)$$

$$I_{\text{раб}} = 2199,42 \text{ А}$$

$$S_{\text{эконом}} = \frac{2199,42}{1} = 2199,42 \text{ мм}^2$$

Выбираем токопровод 4АС-550.

Условие выбора по продолжительному нагреву должно соблюдаться.

Выберем в качестве проводника АС-550.

Пусть на каждую фазу токопровода идут 4 линии АС - 550, таким образом, токопровод будет представлять собой линию 4АС-550.

$$I_{\text{раб}} \leq 4I_{\text{доп}} \quad (38)$$

$$2199,42 \text{ А} \leq 3760 \text{ А}$$

Проведем проверку по электродинамической стойкости:

Для обеспечения электродинамической стойкости шинпровода при токах короткого замыкания расчетное напряжение не должно превосходить допустимого напряжения.

Так как в нашем случае на каждую фазу идет четыре линии, то возникают электродинамические силы двух видов: усилие от взаимодействия токов различных фаз и усилие от взаимодействия токов в проводниках одной фазы:

$$U_{\text{расч}} = U_1 + U_2 \quad (39)$$

Где U_1 - напряжение на шине в результате взаимодействия токов различных фаз;

U_2 - напряжение в проводниках одной фазы.

$$i_{\text{уд}} = 52 \text{ кА};$$

$$a = 1,5 \text{ м};$$

$$l = 15;$$

$$e = 10;$$

W – момент сопротивления поперечного сечения, м^3 ;

$$W_1 = 2W;$$

$$W = \frac{\rho d^3}{32}, \quad (40)$$

где $d = 32,5$ мм.

$$y_2 = \frac{ql^2}{12W} = \frac{ql^2 \cdot 8}{pd^3 \cdot 3'} \quad (41)$$

где q – сила взаимодействия между проводниками одной фазы на 1 м длины.

$$q = 0,82 \frac{i_{уд}^2}{l_2} \cdot 10^{-7}, \quad (41)$$

где l_2 - расстояние между проводниками одной фазы, м; $l_2 = 0,15$ м.

$$y_2 = 2,17 \frac{l^2}{pd^3 \cdot l_2} \cdot i_{уд} \cdot 10^{-7}; \quad (42)$$

$$y_{расч.} = y_1 + y_2 = l^2 \cdot l_{уд}^2 \cdot 10^{-7} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot 32}{ea2pd^3} + \frac{2,17}{pd^3 l_2} \right); \quad (43)$$

$$y_{расч.} = \frac{l^2 \cdot l_{уд}^2 \cdot 10^{-7}}{pd^3} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot 16}{ea} + \frac{2,17}{l_2} \right); \quad (44)$$

$$y_{расч} = \frac{52^2 \cdot 10^6 \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2}{3,14(0,0175)^3} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot 16}{10 \cdot 1} + \frac{2,17}{0,15} \right) = 69,2 \text{ МПа}$$

$$y_{расч} \leq y_{доп} \quad (45)$$

$$69,2 \text{ Мпа} \leq 70 \text{ МПа}$$

На основе приведенных выше расчетов, выбираем токопровод 4АС-550

для соединения выводов трансформаторов с шинами КРУН-10 кВ.

Далее приступаем к выбору сборных шин в КРУН-10 кВ.

Сечение сборных шин выбираем, используя следующие параметры:

- допустимому нагреву, исходя из токовой нагрузки в утяжеленном режиме;

- по термической стойкости;

- по электродинамической стойкости.

Расчетный ток на шинах 10 кВ равен 2199,42 А.

Выбираем алюминиевые шины сечением 110x10 мм².

Проверка сборных шин по допустимому нагреву:

$$I_{\text{раб}} < I_{\text{доп}}$$

$$2107,3 \text{ А} < 2300 \text{ А}$$

Минимальное сечение шинпровода по термической стойкости определим по формуле:

$$S_{\text{т.с.}} = \frac{\sqrt{I_k^2 \cdot t_n}}{C}, \quad (46)$$

где I_k - установившийся ток КЗ, А;

t_n - приведенное время КЗ, с;

C - коэффициент, для алюминия $C=92$.

$$t_n = t_{\text{откл.}} + T_a. \quad (47)$$

$$t_n = 0,05 + 0,046 = 0,096 \text{ с.}$$

$$I_k = 22,19 \text{ кА} = 22190 \text{ А.}$$

$$S_{\text{т.с.}} = \frac{\sqrt{22190^2 \cdot 0,096}}{92} = 74,73 \text{ мм}^2 < 110 \cdot 10 \text{ мм}^2$$

По электродинамической стойкости шины выбирают исходя из данного условия:

$$U_{\text{расч}} \leq U_{\text{доп}}$$

$$U_{\text{расч}} = \frac{M}{W} \tag{48}$$

где M - максимальный изгибающий момент, Н*м;

W - момент сопротивления сечения шин, м³.

$$M = \frac{F \cdot l}{e} \tag{49}$$

Где F - сила взаимодействия между проводниками при протекании по ним ударного тока к.з., Н; l - расстояние между изоляторами, $l=1$ м; $e=10$.

$$F = 1,76 \cdot I_{\text{уд}}^2 \cdot 10^6 \frac{l}{a} 10^{-7} \cdot K_{\phi}, \tag{50}$$

где a - расстояние между фазами, $a=0,15$ м;

K_{ϕ} - коэффициент формы, $K_{\phi}=0,35$;

- ударный ток короткого замыкания $i_{\text{уд}} = 52$ кА.

Примем, что шины расположены друг к другу узкими сторонами, тогда:

$$b = 10 \text{ мм} = 10 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$h = 110\text{мм} = 110 \cdot 10^{-2} \text{ м};$$

$$F = 1,76 \cdot 52^2 \cdot 10^6 \cdot \frac{1}{0,15} \cdot 10^{-7} \cdot 0,35 = 292,76 \text{ Н}$$

$$M = \frac{292,76}{10} = 29,276 \text{ кА}$$

$$W = \frac{h \cdot b}{6} \tag{51}$$

$$W = \frac{(110 \cdot 10^{-2})^2 \cdot 10 \cdot 10^{-3}}{6} = 7,26 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3;$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{292,76}{7,26 \cdot 10^{-6}} = 40,3 \text{ МПа}$$

Наибольшее допустимое при изгибе напряжение $\sigma_{\text{доп}}$ не должно превышать для алюминия 70 МПа.

$$40,3 \text{ МПа} \leq 70 \text{ МПа}$$

Найдем частоту собственных колебаний шин:

$$f_0 = \frac{3,56}{l^2} \sqrt{\frac{EJ}{m'}} \tag{52}$$

где E - модуль упругости материала шин, для алюминия $E = 7 \cdot 10^{10}$ Па;

J - момент инерции поперечного сечения шин, м^4 , (при расположении шин друг к другу узкими сторонами);

$$J = \frac{h^3 b^4}{12} \quad (53)$$

$$J = \frac{110 \cdot 10^{-2} \cdot 10 \cdot 10^{-3}}{12} = 10,8 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4,$$

$$f_0 = \frac{3,56}{1} \sqrt{\frac{10,8 \cdot 10^{-8} \cdot 7 \cdot 10^{10}}{0,964}} = 315,3 \text{ Гц} > 200 \text{ Гц},$$

Следовательно, явление резонанса не учитывается.

Таким образом, алюминиевые шины прямоугольного сечения 110x10 мм² удовлетворяют необходимым условиям.

3.12 Выбор изоляторов

Для крепления токоведущих частей и установки оборудования на ПС используются опорные подвесные и проходные изоляторы.

Производим выбор опорных изоляторов в КРУН 10 кВ, предназначенные для крепления шин и их безопасного обслуживания.

Изоляторы, выбираются в соответствии со следующими условиями:

- род установки:

$$U_{\text{ном.}} \geq U_{\text{ном.уст.}}$$

- допустимая механическая нагрузка:

$$F_{\text{расч.}} < 0,6F_{\text{разр.}} \quad (54)$$

Расчетная нагрузка на изолятор определяется нами по формуле:

$$F_{\text{расч.}} = 1,76 \cdot 10^{-6} \cdot i_{\text{уд}}^2 \frac{l}{a} \quad (55)$$

где l - расстояние между изоляторами в пролете, $l = 1$ м;

a - расстояние между фазами, $a = 0,15$ м;

$i_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания, $i_{уд} = 52$ кА

$$F = 1,76 \cdot 52^2 \cdot \frac{1}{0,15} \cdot 10^{-6} = 3,1 \text{ кН}$$

Выбираем изолятор для внутренней установки: ИОР-10-30 УХЛ2:

$$U_{ном\ уст} = U_{ном\ выкл} = 10 \text{ кВ}$$

$$0,6F_{разр.} = 0,6 \cdot 30 = 18 \text{ кН}$$

$$18 \text{ кН} > 3,1 \text{ кН}$$

Таким образом, выбранный изолятор удовлетворяет данным условиям.

Высота изолятора составляет 150 мм.

Выбор опорных изоляторов 110 кВ для ОРУ.

Рассчитаем нагрузку на изолятор:

$$l = 15 \text{ м};$$

$$a = 1,5 \text{ м};$$

$$i_{уд} = 8,38 \text{ кА}$$

$$F_{расч} = 1,76 \cdot 8,38^2 \cdot \frac{15}{1,5} \cdot 10^{-6} = 0,12 \text{ кН}$$

Выбираем изолятор для наружной установки: ОСК 10-110-В-4 УХЛ1:

$$U_{\text{ном.}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{ном.уст.}} = 110 \text{ кВ};$$

$$0,6F_{\text{разр.}} = 0,6 \cdot 10 = 6 \text{ кН}$$

$$6 \text{ кН} > 0,12 \text{ кН}$$

Выбранный изолятор удовлетворяет условиям. Высота = 1050 мм.

В качестве подвесных изоляторов для ОРУ 110 кВ будем использовать изолятор ПС6-Б, количеством в гирлянде 9 штук.

3.13 Выбор аккумуляторной батареи

Для получения постоянного оперативного тока на ПС 110 кВ будет установлен один комплект аккумуляторной батареи (АБ) стационарной установки закрытого типа с жидким и экологически чистым диэлектриком, исключающими выделение водорода в режиме зарядки и исключающие содержание ядовитых ПХБ (полихлорированные бифенилы).

Постоянный оперативный ток должен эффективно обеспечить рабочее и резервное питание основных электроприемников:

- устройств РЗА;
- устройств управления и приводов высоковольтных выключателей;
- устройств сигнализации;
- устройств противоаварийной автоматики;
- устройств коммерческого учета электроэнергии;
- устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов РЗА;
- приводов автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ.

В соответствии с [17], на ПС будут установлены АБ типа Groe.

Емкость АБ сможет обеспечивать достаточным питанием всех

потребителей оперативного тока в течение не менее 3 часов, при отключенном зарядно-подзарядном устройстве (ЗПУ).

В своей работе мы остановим свой выбор на аккумуляторной батарее типа Groe модели SGL 31D с номинальной емкостью $C_{НОМ}=400$ (А· час).

Характеристика данного вида батарей представлена в таблиц 17.

Таблица 17 – Технические характеристики АБ

Тип АБ	Groe (серия SGL-SGH)
Модель АБ	SGL 33D
Обозначение по стандарту DIN 40738	16 GroE 400
Номинальная емкость при 20 °С	400 А· час
Номинальное напряжение АБ	220 В
Количество элементов в АБ	110 шт.
Номинальное напряжение на одном элементе	2 В
Рекомендуемое напряжение на одном элементе в режиме постоянного подзаряда АБ	2,23 В
Электролит	Раствор серной кислоты
Производитель:	«FIAMM» (Италия)

В качестве распределительного шкафа постоянного тока принимаем разработку фирмы «Технокомплект» г. Дубна - АУОТ-М2-УХЛ4.

Представленный аппарат предназначен в качестве:

- обеспечения потребителей стабилизированным постоянным напряжением;
- заряда и подзаряда аккумуляторных батарей, подключаемых отдельно или в буферном режиме с нагрузкой;
- контроля подключения аккумуляторных батарей.

Аппарат состоит из собственно аппарата (шкаф) и шкафа распределительного (ШР). Аппарат может поставляться совмещенным с ШР, отдельным ШР или без него. Возможна поставка аппарата настенного исполнения или с установкой на подставке.

Таблица 18 – Характеристика АУОТ-М2-УХЛ4 постоянного тока

Вариант исполнения аппарата	Максимальный выходной ток при работе одного силового блока (при параллельной работе силовых блоков*), А	Максимальная выходная мощность при работе одного силового блока (при параллельной работе силовых блоков*), кВт	Диапазон регулирования выходного напряжения В	Количество элементов аккумуляторной батареи при номинальном напряжении на выходе аппарата, шт.
АУОТ-М2-20-220-УХЛ4	24 (40*)	6 (10*)	150 - 250	110

4 ИЗОЛЯЦИЯ И ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

4.1 Расчет заземляющих устройств

В пределах территории, на которых расположена подстанция, возможно замыкание на землю в любой точке. В месте перехода тока в землю, если не предусмотрены особые устройства для проведения тока в землю, возникают значительные потенциалы, опасные для людей, находящихся вблизи. Для устранения опасности для жизни и здоровья людей, на подстанции предусматривают заземляющие устройства [6], назначение которых заключается в снижении потенциалов до приемлемых значений.

Вспомогательными заземлителями являются металлические предметы, расположенные на территории подстанции любого назначения, так или иначе соединенных с землей. Такими заземлителями могут быть, например, каркасы стальных зданий, арматуры железобетонных оснований, трубы любого назначения и т. п.

К основному заземлителю в общем случае присоединяют:

- вспомогательные заземлители;
- нейтрали генераторов, трансформаторов, подлежащих заземлению в соответствии с принятой системой рабочего заземления;
- ОПНы и молниеотводы;
- металлические части электрического оборудования, не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением при повреждении изоляции. К ним, например, могут быть основания и кожухи электрических машин, трансформаторов, аппаратов, токопроводов, металлические конструкции РУ, ограждения и т. п.;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов, нейтрали обмоток 380/220 В силовых трансформаторов.

Согласно [19] и [15] расчет заземляющего устройства будем проводить в следующем порядке: в соответствии с ПУЭ устанавливаем допустимое

сопротивление заземляющего устройства R_z .

Если заземляющее устройство является общим для установок на различное напряжение, то за расчетное сопротивление заземляющего устройства, принимается наименьшее из допустимых.

Определяем расчетное удельное сопротивление грунта c_p для горизонтальных и вертикальных электродов, учитывая повышающий коэффициент $K_{п.}$, с учетом высыхания грунта летом и промерзание его зимой, используя данные формулы:

$$c_{p.г} = c_{уд} \cdot K_{п.г.}; \quad (56)$$

$$c_{p.в} = c_{уд} \cdot K_{п.в.}, \quad (57)$$

где $c_{уд}$ - удельное сопротивление грунта;

$K_{п.г.}$ и $K_{п.в.}$ - повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов, соответственно.

Определим сопротивление по растеканию одного вертикального электрода по формуле:

$$R_{во} = \frac{c_{p.в}}{2pl} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (58)$$

где l - длина стержня, м;

d - диаметр стержня, м;

t - глубина заложения, расстояние от поверхности почвы до середины стержневого заземлителя, м.

Определим примерное число вертикальных заземлителей при

предварительно принятом коэффициенте использования $K_{и.в}$ по ниже представленной формуле:

$$N = \frac{R_{во}}{K_{и.в} \cdot R_{и}}, \quad (59)$$

где $R_{во}$ - сопротивление растеканию одного вертикального электрода;

$R_{и}$ - сопротивление искусственного заземлителя.

Коэффициент использования заземлителя учитывает увеличение сопротивление заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов.

Определим расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов $C_{рг}$ по формуле:

$$R_{рг} = \frac{C_{рг}}{\varepsilon_r \cdot 2\pi l} \cdot \ln \frac{2l^2}{b \cdot t}, \quad (60)$$

где ε_r - коэффициенты использования горизонтальных соединительных электродов

l - длина электрода;

b - ширина полосы;

t - глубина заложения электрода.

Уточним необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов, используя данную формулу:

$$R_{в} = \frac{R_{рг} \cdot R_{и}}{R_{рг} - R_{и}}, \quad (61)$$

Определим число вертикальных электродов с учетом уточненного сопротивления вертикального заземлителя по приведенной ниже формуле:

$$N = \frac{R_{вз}}{K_{и.в} \cdot R_{и}}. \quad (62)$$

Принимаем окончательное число вертикальных электродов и намечают расположение заземлителей на территории.

Рассмотрим расчет заземляющего устройства для данной подстанции.

Заземляющее устройство и грозозащита подстанции должны быть выполнены в соответствии с ПУЭ.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 0,5 Ом независимо от времени года.

Грунт территории представляет собой суглинок, тогда удельное сопротивление грунта: $\rho_{уд} = 100 \text{ Ом} \times \text{м}$.

Тогда при расчете заземляющего устройства сопротивлением естественных заземлителей пренебрегаем, так как они уменьшают общее сопротивление заземляющего устройства, их проводимость идет в запас надежности.

Получим: $R_{н} = 0,5 \text{ Ом}$.

Далее определим расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей:

$$\rho_{расч.г} = \rho_{уд} \cdot K_{пг}; \quad (63)$$

$$\rho_{расч.в} = \rho_{уд} \cdot K_{пв}, \quad (64)$$

где $K_{пг} = 3,5$ - повышающий коэффициент для горизонтальных

электродов.

$K_{пв} = 1,5$ - повышающий коэффициент для вертикальных электродов.

$$C_{расч.г} = 100 \cdot 3,5 = 350 \text{ Ом};$$

$$C_{расч.в} = 100 \cdot 1,5 = 150 \text{ Ом};$$

Переходим к нахождению сопротивления стеканию тока одного вертикального электрода.

Исходя из СО 153-34.21.122-2003 «Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций», в качестве вертикального электрода возьмем круглый стальной стержень длиной 3 м, диаметром 16 мм. Верхние концы стержней заглублены на глубину 0,7 м от поверхности земли.

$$R_{во} = \frac{C_{расч.в}}{2pl} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (65)$$

$$l = 3 \text{ м};$$

$$d = 0,016 \text{ м};$$

$$t = 2,2 \text{ м}.$$

$$R_{во} = \frac{150}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \left(\ln \frac{2 \cdot 3}{16 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 2,2 + 3}{4 \cdot 2,2 - 3} \right) = 52,8 \text{ Ом}.$$

Произведем расчет примерного числа необходимых вертикальных заземлителей, при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{и.в} = 0,6$.

$$N = \frac{52,8}{0,6 \cdot 0,5} = 180$$

Далее определим сопротивление стеканию тока горизонтального заземлителя.

Для выравнивания потенциалов по всей площади подстанции выполняем уравнивательный контур из стальных полос сечением 40x4 мм², который прокладываем на глубине 0,7 м от поверхности земли.

Определяем сопротивление растекания горизонтальных электродов, выполненных из полосовой стали, производим следующие вычисления:

$$R_{\text{рг}} = \frac{c_{\text{рг}}}{\varepsilon_{\text{г}} \cdot 2\pi l} \cdot \ln \frac{2l^2}{b \cdot t}, \quad (66)$$

где l - 60 м;

b - 32 мм²;

t - 0,7 м;

$\varepsilon_{\text{г}}$ - 0,36.

$$R_{\text{рг}} = \frac{350}{0,36 \cdot 2 \cdot 3,14 \cdot 60} \cdot \ln \frac{2 \cdot 60^2}{32 \cdot 10^{-3} \cdot 0,7} = 32,58 \text{ Ом.}$$

Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов, учитывая проводимости горизонтальных заземлителей:

$$R_{\text{в}} = \frac{R_{\text{рг}} \cdot R_{\text{и}}}{R_{\text{рг}} - R_{\text{и}}} = \frac{32,58 \cdot 0,5}{32,58 - 0,5} = 0,5 \text{ Ом.} \quad (67)$$

Находим окончательное число вертикальных электродов:

$$N = \frac{52,8}{0,64 \cdot 0,5} = 165.$$

Таким образом, приходим к выводу, что заземляющее устройство подстанции состоит из горизонтальных и вертикальных заземлителей. Горизонтальный заземлитель прокладывается на расстояние 0,8 - 1 м от фундаментов или оснований оборудования. Заземляющие стержни ввинчиваются в грунт по внешнему контуру заземляющего устройства на расстоянии между стержнями равным 4 м.

Необходимое защитное заземление подстанции удовлетворяет требованиям рабочих заземлений и заземлений средств грозозащиты. Однако, при присоединении средств грозозащиты к защитным заземлениям подстанции необходимо учитывать их особенности и особенности их расположения.

Защитные и рабочие заземлители отводят в землю ток промышленной частоты; их сопротивление является стационарным, тогда как через средства грозозащиты проходит ток молнии, который имеет импульсную форму. При стекании с заземлителей больших токов молнии в землю вблизи поверхности электродов, создаются высокие напряженности электрического поля, под воздействием которых пробивается слой земли, прилегающий к поверхности электрода. В этом случае вокруг электрода образуется проводящая зона искрения, которая как бы увеличивает поперечные размеры электрода и тем самым снижает его сопротивление.

Наибольший эффект снижения сопротивления за счет искрения имеет место только в том случае, когда электроды имеют небольшие размеры и их индуктивное сопротивление практически не влияет на процесс отвода тока в землю. В этом случае мы имеем ввиду сосредоточенные заземлители.

Следовательно, на подстанции возле каждого молниеотвода

необходимо установить по три стержня, а у каждого ОПНа (ограничителя перенапряжения) - по одному стержню.

К заземляющим устройствам ОРУ необходимо присоединить заземляющие тросы ЛЭП и все естественные заземлители подстанции.

4.2 Расчет молниезащиты

При проектировании зданий и сооружений системы электроснабжения необходимо учитывать и предотвращать возможность их поражения ударами молнии. Особенно это относится к открытым электроустановкам.

Защите от прямых ударов молнии (ПУМ) и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи подлежат следующие объекты, расположенные на их территории: ОРУ, в том числе шинные мосты и гибкие связи, ЗРУ, здания и маслохозяйства; согласно с Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3-500 кВ

ОРУ подстанций защищаются от ПУМ стержневыми молниеотводами, а для протяженных шинных мостов и гибких связей применяются тросовые молниеотводы.

Защита ОРУ осуществляется установкой стержневых молниеотводов на порталах подстанций или устройством отдельно стоящих стержневых молниеотводов с собственными, обособленными заземлителями.

Молниеотводы, установленные на порталах подстанций, дешевле отдельно стоящих молниеотводов, так как требуют меньше металла на их изготовление. Эти молниеотводы располагаются ближе к защищаемому оборудованию, поэтому наиболее эффективнее используется их защитная зона. Однако при поражении порталного молниеотвода ударом молнии с силой большой амплитуды и крутизны фронта импульса тока, происходит значительный рост напряжения на молниеотводе и на портале. Это напряжение может оказаться достаточным, чтобы вызвать «обратное» перекрытие изоляции ОРУ с заземленных элементов на токоведущие части подстанции.

Данная подстанция 110/10 кВ защищена четырьмя стержневыми

молниеотводами М1; М2; М3 и М4.

Определим активную высоту молниеотвода по формуле:

$$h_a \geq \frac{D}{8} \cdot p;$$

где h_a - активная высота молниеотвода;

$D=59$ м - большая диагональ четырехугольника с молниеотводами в его вершинах.

$p=1$ при $h \leq 30$ м.

Полную высоту молниеотвода определяем, используя формулу :

$$h = h_a + h_x, \tag{68}$$

где h_x - высота защищаемого объекта;

$$h_{x1}=11,35 \text{ м};$$

$$h_{x2}=5,5 \text{ м}.$$

$$h_a \geq \frac{59}{8} \cdot 1 = 7,375 \text{ м}.$$

Принимаю 8,5 м.

$$h = 11,35 + 8,5 = 19,85 \text{ м}.$$

Принимаю 20 м.

Таким образом, высоту молниеотвода от земли выбирают такой, чтобы

защищаемые системы (оборудование и конструкции) попали в зону защиты молниеотвода, внутри которой с достаточной надежностью (в электроустановках 99,5% - зона защиты типа А) обеспечивалась бы защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии.

Расчетная зона защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой $h < 150$ м представляет собой конус с высотой:

$$h_0 = 0,85h;$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м};$$

и радиусами на уровне земли и уровне защищаемого оборудования:

$$r_0 = (1,1 - 0,002h)h; \tag{69}$$

$$r_x = (1,1 - 0,002h) \left(h - \frac{h_x}{0,85} \right); \tag{70}$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 20)20 = 21,2 \text{ м};$$

$$r_{x1} = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \left(20 - \frac{11,35}{0,85} \right) = 7,04 \text{ м};$$

$$r_{x2} = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \left(20 - \frac{5,5}{0,85} \right) = 14,3 \text{ м};$$

Два молниеотвода одинаковой высоты, находящихся друг от друга на расстоянии $h < L_1 < 3h$ ($20 < L_1 = 53 < 3 \cdot 20 = 60$) образуют общую зону защиты. Эта зона характеризуется между молниеотводами гребнем в виде ломаной линии;

где низшая точка этого гребня имеет высоту:

$$h_c = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4}h)(L_1 - h); \quad (71)$$

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_c - h_x)}{h_c}; \quad (72)$$

$$r_c = r_0;$$

$$h_c = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20)(53 - 20) = 11,72 \text{ м};$$

$$r_{cx1} = \frac{21,2(11,72 - 11,35)}{11,72} = 0,67 \text{ м};$$

$$r_{cx2} = \frac{21,2(11,72 - 6)}{11,72} = 10,3 \text{ м};$$

$$r_c = 21,2 \text{ м};$$

$$h < L_1 < 3h;$$

$$20 < L_1 = 26 < 3 \cdot 20 = 60;$$

$$h_c = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20)(26 - 20) = 15,9 \text{ м};$$

$$r_{cx1} = \frac{21,2(15,9 - 11,35)}{15,9} = 6 \text{ м};$$

$$r_{cx2} = \frac{21,2(15,9 - 6)}{15,9} = 16,2 \text{ м.}$$

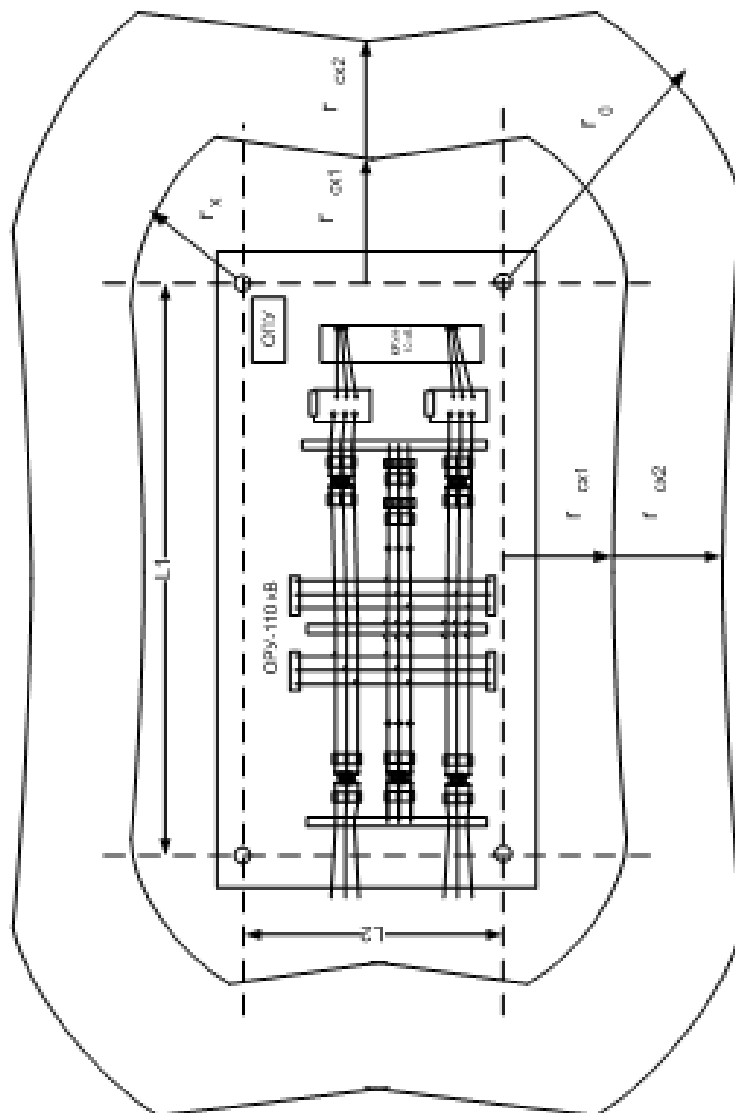


Рисунок 6 – Схема молниезащиты

5 ВЫБОР УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ» (в дальнейшем устройства-во), предназначено для выполнения функций основной защиты трехобмоточного (либо двухобмоточного с расщепленной обмоткой) трансформатора или автотрансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ. Функции защиты, выполняемые устройством:

– Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора (токовая отсечка и защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания);

– защита от повышения напряжения (ЗПН) с контролем трех линейных напряжений с возможностью обратного включения после понижения напряжения;

–цифровое выравнивание величины и фазы токов плечей дифференциальной защиты;

–автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН;

–защита от перегрузки с действием на сигнализацию.

–внутренняя цифровая сборка токовых цепей ВН в треугольник и возможность использования полученных токов для реализации ступеней МТЗ ВН.

Устройство подключается к вторичным цепям ТТ, установленным на двух сторонах силового трансформатора. В зависимости от типа исполнения устройства (оговаривается при заказе) возможно подключение к следующим комбинациям вторичных номинальных токов ТТ:

– 1/1/1 – ТТ стороны ВН – 1А , ТТ стороны СН – 1 А, ТТ стороны НН-1;

– 1/1/5 – ТТ стороны ВН – 1 А, ТТ стороны СН – 1 А, ТТ стороны НН – 1;

– 1/5/5 – ТТ стороны ВН – 1 А, ТТ стороны СН – 5 А, ТТ стороны НН – 5;

– 5/5/5 – ТТ стороны ВН – 5 А, СТ стороны НН – 5 А, ТТ стороны НН – 5;

Выравнивание величины и фазы токов производится цифровым способом внутри устройства.

Используемые ТТ должны быть проверены стандартными расчетами на соответствие требованиям, предъявляемым к ТТ, питающим токовые цепи устройств релейной защиты. ТТ должны соответствовать ГОСТ 7746-2001, иметь класс точности 5Р или 10Р с номинальной кратностью К10 НОМ не менее 20.[12]

В тех случаях, когда условие по номинальной кратности ТТ не выполняется, необходимо попробовать использовать меры по увеличению значения предельной кратности:

- увеличить первичный номинальный ток ТТ;
- снизить нагрузку на вторичные цепи ТТ

5.1 Продольная дифференциальная токовая защита

Продольная дифференциальная защита имеет две ступени: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ)).

Также предусмотрен контроль небаланса в плечах дифференциальной защиты с действием на сигнализацию (ДЗТ-3).

В устройстве формируются дифференциальные и тормозные токи:

$$I_{\text{диф}} = |I_1 + I_2|; \quad (73)$$

$$I_{\text{торм}} = 0,5|I_1 - I_2|. \quad (74)$$

Принятый способ формирования тормозного тока обеспечивает правильное функционирование защиты и при одностороннем, и при двустороннем питании защищаемого трансформатора.

$$I_{\text{НОМ ВН}} = \frac{S_{\text{Т НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}}}, \text{ кА} \quad (75)$$

Далее мы подбираем вторичный коэффициент трансформации ТТ.

Ток во вторичной цепи трансформаторов тока:

$$I_{\text{ТА расч}} = \frac{I_{\text{НОМ ВН}} \cdot k_{\text{СХ}}}{5}, \text{ кА} \quad (76)$$

$$I_{\text{Втор ВН}} = \frac{k_{\text{СХ}\Delta} \cdot I_{\text{НОМ ВН}}}{k_{\text{Т ВН}}}, \text{ кА} \quad (77)$$

Таблица 19 – Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_{\text{ном,перв}} = \frac{S_{\text{ном,Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном,ср}}}$	200,81
Коэффициент трансформации трансформатора тока	$K_I = \frac{I_{\text{перв,ТТ}}}{I_{\text{втор,ТТ}}}$	200/5
Схема соединения трансформаторов тока (электрических)	Δ, Y	Y
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{\text{ном,втор}} = \frac{I_{\text{ном,перв}}}{K_I} \cdot k_{\text{СХ}}$	8,69

Рассчитанные базисные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для $I_{ном} = 5$ А базисные токи должны входить в диапазон: (1,01 – 10,00) А. Значение 8,69 укладывается в указанный диапазон.

С учетом реально используемого диапазона регулирования РПН, принимаем уставку «Размах РПН, %» равной 25.

Уставки «Группа ТТ ВН» и «Группа ТТ НН» подбираются с учетом группы защищаемого трансформатора и групп сборки измерительных ТТ.

Находим максимальный ток небаланса, он определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{с.з.} = K_{над.} \cdot I_{н.б.макс} , А \quad (78)$$

где $K_{над.}$ - коэффициент надежности, мы принимаем равным его равным 1,3.

$$I_{н.б.макс} = (k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег}) + f_{добав} , А \quad (79)$$

где k_a - коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ, мы принимаем равным 2.

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимаем равным 1.

ε – погрешность ТТ, принимаем равным 0,1.

$\Delta U_{рег}$ – шаг регулирования ($\Delta U_{рег} = 0,10$)

$I_{кз\ внешне. макс}$ –наибольший ток при сквозном КЗ.

Проверка по чувствительности в минимальном режиме при КЗ на стороне 10 кВ.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.НН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \quad (80)$$

Реле без торможения, обеспечивает требуемую чувствительность. [13]

Таблица 20 – Уставки чувствительной ступени дифференциальной защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах)	$I_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}$	$2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,10 + 0,4 = 0,7$
Выбор уставки срабатывания	Должно выполняться условие $I_{\text{д1}} / I_{\text{баз}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}$	$0,7 \cdot 1,2 = 0,84$
Принятое значение базовой уставки срабатывания	« $I_{\text{д1}} / I_{\text{баз}}$ » диапазон уставки: $(0,3 - 1,0) I_{\text{баз}}$	Принимаем 0,85
Коэффициент снижения тормозного тока	$K_{\text{сн.т}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}}$	$1 - 0,5 \cdot 0,7 = 0,65$
Расчетный коэффициент торможения в процентах	$K_{\text{торм}} = 100 \cdot k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т}}$	$100 \cdot 1,3 \cdot 0,7 / 0,65 = 140$
Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа)	« $K_{\text{торм}}$, %» диапазон уставки: $(10 - 100)\%$	140
Принятое значение уставки второй точки излома	« $I_{\text{Т2}} / I_{\text{ном}}$ » рекомендуемый диапазон уставки: $(1,0 - 2,0) I_{\text{ном}}$	2,0
Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике	« $I_{\text{д2}} / I_{\text{д1}}$ » диапазон уставки: $(0,06 - 0,20)$	0,15

Коэффициент чувствительности ДЗТ-2 должен быть больше 2. Для дифференциальных защит понижающих трансформаторов в качестве расчетного принимается двухфазное КЗ на выводах низшего напряжения. Как показывает опыт, в подавляющем большинстве случаев чувствительность обеспечивается и поэтому производить проверку не целесообразно.[13]

5.2 Максимальная токовая защита

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-ТЗ», также возможно использование в качестве дифференциальной защиты сдвоенного реактора, мощного синхронного двигателя или в качестве продольной дифференциальной защиты ошиновки с тремя присоединениями. Содержит подменную МТЗ ВН, МТЗ НН с внешним комбинированным пуском напряжения.

Токовая отсечка контролирует три фазных тока высшей стороны трансформатора IA ВН, IB ВН, IC ВН и предназначена для защиты от всех видов коротких замыканий. Она отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания по формуле:

$$I_{mo} \geq k_{omc} \cdot I_{n(0),K2,max}^{(3)} \quad (81)$$

где k_{omc} – коэффициент отстройки, учитывающий ошибку в определении токов, и необходимый запас, принимаемый $k_{omc} = 1,3$.

$$I_{mo} = 1,3 * 5200 = 6760 \text{ А.}$$

Токовая отсечка контролирует три фазных тока и включена на трансформаторы тока с соединением в звезду. Ток срабатывания реле токовой отсечки (МТЗ-1 ВН) равен:

$$I_{cp.mo} \geq \frac{I_{mo} \cdot k_{ex}}{k_{TT,ВН}}; \quad (82)$$

$$I_{cp.mo} \geq \frac{\sqrt{3} * 5 * 6760}{200} = 292,71 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-1 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки токовой отсечки принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-ТЗ».

Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания токовой отсечки по формуле:

$$I_{mo} = \frac{I_{cp.mo} \cdot k_{TT,BH}}{k_{cx}}; \quad (83)$$

$$I_{mo} = \frac{292,71 \cdot 200}{\sqrt{3} \cdot 5} = 6759,84 \text{ А}$$

Проверим коэффициент чувствительности токовой отсечки при КЗ на стороне ВН (в точке К1) по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{n(0),K1}^{(2)}}{I_{mo}}; \quad (84)$$

Таким образом, выполняем резервную защиту трансформатора токовой отсечкой (МТЗ-1 ВН) с использованием устройства «Сириус-ТЗ».

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны НН трансформатора (МТЗ НН).

Резервная максимально токовая защита трансформатора устанавливается со стороны источника питания трансформатора. Для двухобмоточного трансформатора понизительной подстанции без источников питания на стороне НН нет необходимости использования МТЗ НН. Поэтому МТЗ НН выводится из действия, а уставки МТЗ НН задаются величинам максимально возможными в устройстве «Сириус-ТЗ».

Расчёт уставок максимальной токовой защиты стороны ВН трансформатора (МТЗ-2 ВН).

МТЗ ВН используется для защиты от всех видов междуфазных коротких замыканий и для резервирования основных защит трансформатора, устанавливается на стороне высшего напряжения. МТЗ отстраивается от максимального тока нагрузки, в максимальном режиме.

В соответствии с разделом «Выбор уставок токовой отсечки и максимально токовой защиты» при расчете уставок МТЗ-2 ВН следует принимать следующие параметры: коэффициент возврата реле – $k_B = 0,92$; коэффициент запаса для отстройки от тока нагрузки – $k_{omc} = 1,2$; коэффициент согласования с защитами предыдущих линий – $k_C = 1,1$, согласно рекомендациям.[29]

Поэтому вычисляем максимальный ток нагрузки трансформатора по формуле:

$$I_{нагр,макс} = \frac{S_{ном,Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} ; \quad (85)$$

$$I_{нагр,макс} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 200,817 \text{ А.}$$

Тогда ток срабатывания МТЗ определяется по формуле с учетом следующих коэффициентов: коэффициент отстройки $k_{omc} = 1,2$; коэффициент самозапуска двигателей $k_{зан} = 1,5$; коэффициент возврата МТЗ ВН блока защит устройства «Сириус-Т» $k_B = 0,92$. Ток срабатывания МТЗ-2 ВН равен:

$$I_{МТЗ} = \frac{k_{omc} \cdot k_{зан}}{k_B} \cdot I_{нагр,макс} ; \quad (86)$$

$$I_{MT3} = \frac{1,2*1,5}{0,92} * 104,97 = 205,37 \text{ А.}$$

Максимально-токовая защита подключена к тем же трансформаторам тока, что и токовая отсечка со схемой соединения в звезду. Ток срабатывания реле максимальной-токовой защита (МТЗ-2 ВН) равен:

$$I_{cp,MT3} \geq \frac{I_{MT3} \cdot k_{cx}}{k_{TT,ВН}}; \quad (87)$$

$$I_{cp,MT3} = \frac{\sqrt{3} * 5 * 205,37}{200} = 8,8927 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ-2 ВН может изменяться от 0,40 до 200,00 А с дискретностью 0,01, поэтому за ток уставки МТЗ-2 ВН принимаем ближайший больший ток, который можно выставить в устройстве «Сириус-3Т». Принимаем $I_{cp,MT3} = 8,8927 \text{ А}$. Далее необходимо рассчитать действительный ток срабатывания МТЗ-2 ВН по формуле:

$$I_{mt3} = \frac{I_{cp,MT3} \cdot k_{TT,ВН}}{k_{cx}}; \quad (88)$$

$$I_{mt3} = \frac{8,8927 * 200}{\sqrt{3} * 5} = 205,36 \text{ А.}$$

Необходимо проверить коэффициент чувствительности МТЗ 2 при КЗ на стороне НН (в точке К2) по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K3,К2}^{(2)}}{I_{MT3}}. \quad (89)$$

Отсюда следует, что максимально-токовая защита (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-ТЗ» удовлетворяет требованиям чувствительности к МТЗ. Выбираем время срабатывания максимально-токовой защиты (МТЗ-2 ВН) устройства «Сириус-ТЗ» по следующей формуле:

$$t_{MTЗ} = t_{max} + \Delta t, \quad (90)$$

где t_{max} – максимальное время защит линий отходящих от шин НН трансформатора, с;

Δt – степень селективности, для учебных расчетов равна 0,5 с.

Время срабатывания МТЗ-2 ВН равно:

$$t_{MTЗ} = 2,0 + 0,5 = 2,5 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени в МТЗ-2 ВН устройства «Сириус-ТЗ».

5.3 Защита от перегрузки

Защита от перегрузки устанавливается, как правило, на питающей стороне трансформатора и действует на сигнал. Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток.

Для удобства пользования в устройстве «Сириус-Т» можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Уставки задаются во вторичных значениях токов своей стороны напряжения, то есть приведение тока не используется.

Согласно уставка сигнала перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ПЕР} \geq \frac{k_{омс}}{k_B} \cdot I_{B,ном}, \quad (91)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки защиты от перегрузки равен 1,05;

k_B – коэффициент возврата токового реле устройства «Сириус-Т»
равен 0,92;

$I_{B,ном}$ – номинальный вторичный ток трансформатора на стороне установки защиты от перегрузки, рекомендуется определять с учетом возможности увеличения его на 5% при регулировании напряжения.

Расчетные значения уставки защиты от перегрузки равны:

$$I_{ПЕР,ВН} = \frac{1,05*1,05}{0,92} * 200,8 = 240,63 \text{ А};$$

Время срабатывания защиты от перегрузки равно:

$$t_{перезрев} = t_{МТЗ} + \Delta t; \tag{92}$$

$$t_{перезрев} = 2,5 + 0,5 = 3 \text{ с.}$$

Используем выдержку времени « $t_{перезрев}$ » в устройстве «Сириус-ТЗ».

6 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОСЛЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ

После внедрения новой техники проблема надежности основного оборудования и всего комплекса энергетического комплекса энергетической установки становятся одной из главных проблем при проектировании подстанции.

Надежность - это свойство сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки (ГОСТ-27.002-2015).

Под надежностью любого технического объекта, в том числе и ЭЭС, определяется свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Применительно к ЭЭС, надежность – это бесперебойное снабжение электрической энергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.[16]

Расчет надежности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом. Данный метод позволяет нам количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Аналитический метод основан на композиции системного анализа и теории вероятностей, его сущность заключается в определении количественных вероятностных значений показателей надежности для расчета случаев надежности, к которым относятся:

- полное поглощение схемы (состояние полного отказа),
- разрыв транзита;
- оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.[6]

Рассматриваемая схема предоставлена на рисунке 7.

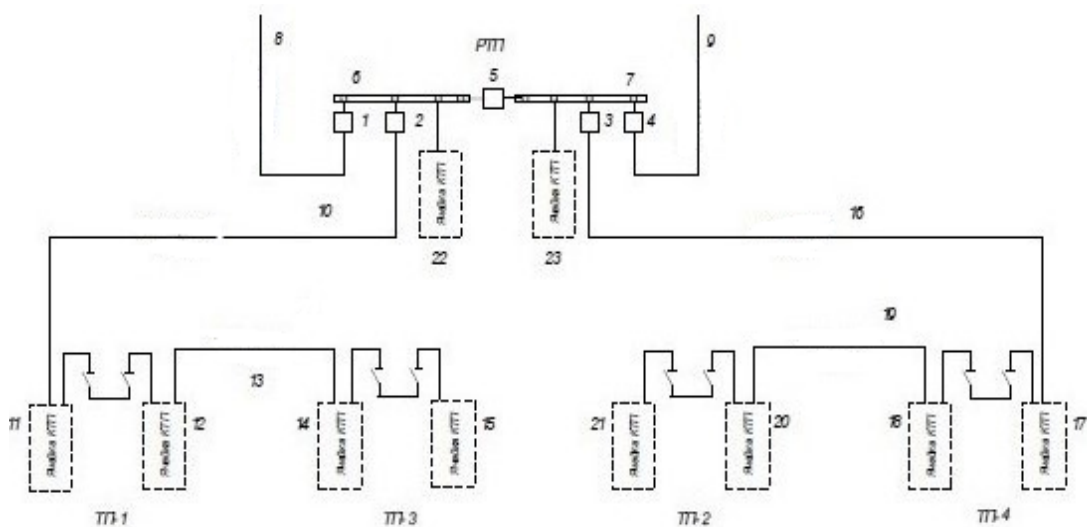


Рисунок 7 – Исходная схема для расчёта надёжности

Схема замещения для расчета надежности проектируемой системы электроснабжения на рисунке 8.

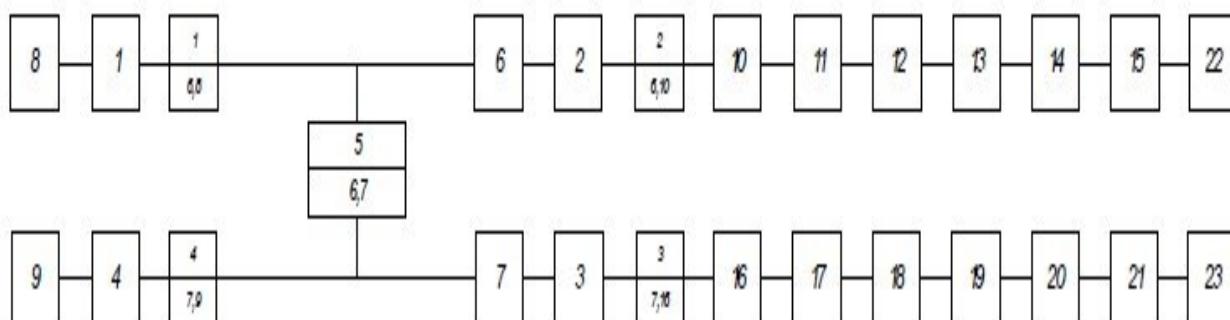


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета надежности

Для каждого из элементов схемы замещения необходимо определить следующие показатели надежности:

- интенсивность отказа, или параметр потоков отказов, ω ;
- среднее время восстановления, $t_{в}$;
- частота плановых или преднамеренных отключений, $\mu_{пл.}$;
- время плановых или преднамеренных отключений, $\mu_{пл.}$;

Для выключателя дополнительно определяют:

- параметр отказа выключателей при отключении КЗ, $a_{кз}$;
- относительная частота отказов при оперативных переключениях, $a_{оп}$;
- коэффициент неуспешного действия АПВ, $K_{АПВ}$;
- число оперативных переключений, $N_{оп}$;
- длительность оперативных переключений, $T_{оп}$;

Используем формула для нахождения вероятности отказа для одного элемента схемы замещения на примере 3 выключателя:

$$q = \frac{\omega \cdot t_b}{T_{\Gamma}} \quad (93)$$

$$q = \frac{0,07 \cdot 11}{8760} = 0,0000088$$

где q - вероятность отказа элемента;

ω - параметр потоков отказов данного элемента, 1/год;

t_b - время восстановления элемента после отказа;

T_{Γ} – количество часов в году.

Данная формула расчета используется для всех элементов, кроме выключателей. Модель выключателя предполагает поток вероятности его отключения из-за отказа в смежных элементах или неправильной работы релейной защиты и автоматики.[16] Модель выключателя 3 (вероятность отказа) описывается следующей формулой:

$$q_B = q_{CT} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (1 - \Pi(1 - q_{рз})) \cdot (1 - \Pi(1 - q_{см})) + a_{оп} \cdot N_{оп} \cdot t_{оп}; \quad (94)$$

$$q_B = 0,0000088 + 0,027 \cdot (1 + 0 \cdot 0) \cdot (1 - (1 - 0,0000479)) \cdot (1 - (1 - 0,0002534)) + 0,022 \cdot 1,166 / 8760 = 0,000007795$$

где q_{CT} - вероятность отказа выключателя в статистическом состоянии;

$K_{АПВ}$ - коэффициент, учитывающий вероятность несрабатывания АПВ;

$q_{рз}$ - вероятность отказа k- ой релейной защиты;

$q_{см}$ - вероятность отказа i- го смежного элемента;

Для расчета параметра потока отказов выключателя, воспользуемся представленной ниже формулой:

$$\omega_{в} = \omega_{ст} + a_{кз} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot (1 - \prod(1 - \omega_{рз})) \cdot (1 - \prod(1 - \omega_{см})) + a_{оп} \cdot N_{оп} \cdot t_{оп}; \quad (95)$$

$$\omega_{в} = 0,07 + 1 \cdot (1 + 0) \cdot 0,217 \cdot 0,03 + 0,022 \cdot 1,66 / 8760 = 0,0765$$

Необходимые исходные данные для расчета надежности приведены в таблице 21.

Таблица 21 –Исходные данные для расчета надежности

Элемент схемы	ω , 1/год	$T_{в}$, ч	μ , 1/год	$T_{р}$, ч	$a_{кз}$	$a_{оп}$
Выключатели элегазовые 10 кВ	0,07	11	0,022	5	0,027	0,0022
КЛ 10 кВ	0,075	16	1	2		
Система шин 10 кВ	0,03	7	0,166	5		
КТП	0,05	10	0,4	2		

Параметр потока отказов для последовательно соединенных элементов рассчитаем по данной формуле:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{пр.наиб} \quad (96)$$

$\omega_{пр.наиб}$ – наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

Находятся, из расчета максимального значения частоты капитальных ремонтов.

$$\omega_1 = 0,312 ; \omega_2 = 0,309$$

Тогда поток отказов для двух параллельно соединенных элементов рассчитаем, используя данную формулу:

$$\omega_{1,2} = \omega_1 \cdot q_2 + \omega_2 \cdot q_1 + \omega_1^* \cdot q_2 + \omega_2^* \cdot q_1 \quad (97)$$

$$\omega_{1,2} = 0,537 * 0,0008329 + 0,531 * 0,0008439 + 0,173 * 0,0006534 + 0,167 * 0,0006634 = 0,011$$

где $q_{пр}$ - вероятность преднамеренного отключения цепочки для линии 2 цепочки 1 и линии 1 цепочки 2 рассчитаем по формуле:

$$q = \frac{\omega \cdot t_B}{T_{Г}} \quad (98)$$

$$q_{л1} = \frac{0,075 * 16 * 4,85}{8760} = 0,0006644$$

$$q_{л2} = \frac{0,075 * 16 * 4,77}{8760} = 0,0006534$$

$\omega_{1,2}^*$ определим по формуле:

$$\omega_{1,2}^* = \omega_c + \omega_{пр.наиб} \quad (99)$$

$$\omega_1^* = 0,179; \omega_2^* = 0,167$$

Коэффициент простоя системы или средняя вероятность состояния отказов системы рассчитаем по формуле:

$$q_c = K_{\text{ПС}} = q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр1}} \cdot \lambda_{\text{пр1}} q_2 + K_{\text{пр2}} \cdot \lambda_{\text{пр2}} q_1 \quad (100)$$

где $K_{\text{пр}}$ - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, который определяется по данному выражению для каждой цепи:

$$K_{\text{пр } i} = 1 - e^{-\frac{t_{\text{пр}}}{t_{\text{выкл}}}} \quad (101)$$

$$K_{\text{пр1}} = 1 - e^{-\frac{2}{16}} = 0,118$$

$$K_{\text{пр2}} = 1 - e^{-\frac{2}{16}} = 0,118$$

Рассчитаем вероятность отказа системы с учетом АВР.

Учет АВР находим по формуле полной вероятности, при этом вероятность отказа существующей системы равна:

$$q_{c \text{ АВР}} = q\left(\frac{S}{A_1 A_2}\right) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q\left(\frac{S}{A_1' A_2}\right) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q\left(\frac{S}{A_2 A_1}\right) \cdot p(A_1) \cdot q(A_2) + q\left(\frac{S}{A_2 A_1'}\right) \cdot q(A_1') \cdot q(A_2) \quad (102)$$

$$q_{c \text{ АВР}} = 0,00011 \cdot 0,977 \cdot 0,91 + 0,5 \cdot 0,003 \cdot 0,91 + 0,5 \cdot 0,997 \cdot 0,09 + 0,5 \cdot 0,003 \cdot 0,09 = 0,052,$$

где $q\left(\frac{S}{A_1 A_2}\right)$ - условная вероятность отказа, при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствие отказа во включении резервного элемента, в нашем случае равна 0,00011.

$q\left(\frac{S}{A_1A_2}\right)$ - условная вероятность отказа, при условии неуспешного отключения поврежденного элемента и отсутствие отказа во включении резервного элемента; условная вероятность отказа принимаем равным 0,5.

$q\left(\frac{S}{A_2A_1}\right)$ - условная вероятность отказа, при условии успешного отключения поврежденного элемента и отсутствие отказа во включении резервного элемента, принимаем также равным 0,5.

$q\left(\frac{S}{A_1A_2}\right)$ - условная вероятность отказа, при условии неуспешного отключения поврежденного элемента и не успешного автоматического выключения резервного элемента, принимается 0,5.

$p(A_1)$ – вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении, принимается 0,997.

$p(A_2)$ – вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом включении резервного элемента, принимается 0,91.

$q(A_1')$ – вероятность того, что произошел отказ при автоматическом отключении поврежденного элемента, принимается $(1-0,997)=0,003$

$q(A_2')$ – вероятность того, что произошел отказ при автоматическом включении поврежденного элемента, принимается $(1-0,997)=0,003$

Среднее время восстановления системы рассчитаем по формулы:

$$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c} \quad (103)$$

$$t_{BC} = \frac{0,052}{0,00011} = 4,6 \text{ ч}$$

Далее рассчитаем математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$P_{\text{деф}} = 5266 \text{ (кВт в час) - дефицит мощности}$$

$$W_{\text{нед}} = P_{\text{деф}} \cdot q_c \cdot 8760 \quad (104)$$

$$W_{\text{нед}} = 5266 \cdot 0,052 \cdot 8760 = 136916 \text{ кВтч.}$$

Ограничение мощности определим по формуле:

$$P_{\text{нед}} = P_{\text{деф}} \cdot q_c \quad (105)$$

$$P_{\text{нед}} = 5266 \cdot 0,052 = 26 \text{ кВт}$$

Ущерб от недоотпуска электроэнергии в течение года вычислим по данному выражению, руб.:

$$Y = C \cdot W_{\text{нед}} \quad (106)$$

где, C - стоимость электроэнергии, отпускаемой потребителям, равная 3 руб/кВт*ч

$$Y = 3 \cdot 136916 / 1000 = 410,7 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 22.

Таблица 22– Результаты расчетов надежности

№	Показатели надежности сети	Величина
1	2	3
1	Вероятность отказа системы без учета АВР	0,00011
2	Вероятность отказа системы с учетом АВР	0,00046
3	Коэффициент вынужденного простоя системы	0,00046
4	Коэффициент надежности системы	0,99954
5	Время восстановления, сек	4,6

Продолжение таблицы 22

1	2	3
6	Недоотпуск ЭЭ, кВт*ч в год	136916
7	Ограничение мощности, кВт	26
8	Ущерб от недоотпуска за год, тыс. руб	410,7

7 ТЕХНИКО ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ

7.1 Затраты на строительство, монтаж и эксплуатацию

В данной главе мы рассмотрим вопросы капиталовложений необходимых при строительстве подстанции, расчете эксплуатационных затрат для проведения технических обслуживаний и текущих ремонтов, а также определение затрат на потреблённую электроэнергию, расчет экономических показателей при внедрении микропроцессорных блоков защит и расчет эффективности установки вакуумных выключателей.

Капитальные вложения – предполагают инвестиции в основной капитал (основные средства), в том числе включают в себя затраты на новое строительство; расширение, реконструкцию и техническое переоснащение действующих предприятий; приобретение машин и необходимого оборудования; инструмента, инвентаря, проектно - изыскательские работы и другие затраты.[1]

Таким образом, предполагаются производственные капитальные вложения по формам воспроизводства основных фондов:

- а) на основное строительство;
- б) на реконструкцию и техническое перевооружение действующих предприятий;
- в) на расширение действующих предприятий;
- г) на модернизацию оборудования.

План капитального строительства предполагает вложения средств по следующим разделам:

- а) плановое задание по вводу в действие производственных мощностей и основных фондов;
- б) объем капитальных вложений и их структура;
- в) титульные списки строек и объектов;
- г) план проектно-изыскательских работ;
- д) программа строительно-монтажных работ;

е) экономическая эффективность капитальных вложений.

Одним из главных показателей плана капитального строительства является:

- ввод в действие производственных мощностей и основных фондов;
- сметная стоимость;
- срок строительства и срок окупаемости.

Источником финансирования капитальных вложений являются собственные средства предприятия.

Источником собственных средств предприятия для капитальных вложений являются:

- фонд развития предприятия, образуемый за счет отчислений от прибыли;
- части амортизационных отчислений, оставляемых в распоряжении предприятия;
- выручка от реализации излишнего и неиспользуемого оборудования;
- выручка от попутной добычи нефти при разведочном бурении и др.

Для определения необходимых финансовых капиталовложений, составим таблицу затрат, в которую будут входить следующие составляющие:

- затраты на строительные работы;
- затраты на монтажные работы;
- затраты на оборудование;
- прочие затраты.

Все затраты будем классифицировать по группам:

- основные объекты строительства;
- временные здания и сооружения;
- проектно-изыскательные работы.

Далее в разделах подразделение идет по отдельным видам затрат.

Для определения затрат на строительство и монтаж воспользуемся каталожными данными вновь устанавливаемого оборудования

Таблица 23 – Элементы затрат

Наименование глав объектов работ и затрат	Сметная стоимость, тыс.руб				Общая сметная стоимость
	строительн ые работы	монтажн ые работы	оборудо - вание	прочи е	
1	2	3	4	5	6
Раздел 1. Основные объекты строительства					
Отвод земельного участка под строительство				283,65	283,65
Освоение новых земель				246,75	246,75
ОРУ-110 кВ и силовые т-ры	10186,50	3850,60	207119,00		221156,10
РУ 10 кВ		1150,30	36350,90		37501,20
УРЗА		1763,20	12350,60		14113,80
АИISKУЭ		585,77	2202,15		2787,92
Уст-во перед. связи		585,77	2202,15		2787,92
Маслоприемник	483,65				483,65
Монтаж кабельных коробов	1495,60				1495,60
Прокладка кабеля		550,70			550,70
Дорожное покрытие	4560,20				4560,20
Освещение и заземление		488,65			488,65
Монтаж оборуд. средств связи		440,55		4000,00	4440,55
Водоснабжение и канализация	995,88				995,88
Отопление и вентиляция	856,65				856,65
Итого по разделу 1	18578,48	9285,47	162973,45	4530,40	191367,80
Раздел 2. Временные здания и сооружения					
Затраты на времен. здания и сооружения 3,3%	613,09	306,42			919,51

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4	5	6
Итого по разделу 2	613,09	306,42			919,51
Раздел 3. Прочие работы и затраты					
Затраты при производстве работ в зим. время	191,92		95,92		287,83
ПНР				4478,65	4478,65
Настройка АИИСКУЭ				245,25	245,25
ПНР телемеханика				385,75	385,75
Итого по разделу 3	191,92		95,92	5109,65	5397,48
Раздел 4. Проектно-изыскательские					
Непредвиденные работы и затраты 3%	581,50	290,63	4889,20	410,11	6171,45
Всего по сводн. смет. расчету	19964,99	9978,44	167862,65	14080,29	211886,37
НДС 18 %	3593,70	1796,12	30215,28	2534,45	38139,55
Всего по ССР с НДС 18 %, $K_{пс}$	11774,56	298077,93	16614,74	35002,92	

Теперь определим стоимость капиталовложений в реконструкцию подстанции, производя расчет по формуле:

$$K_{пс} = (K_{пс} + K_{пост}) \cdot \alpha_{тер} \cdot I_{пер} - C_{мет}, \quad (107)$$

$$K_{пс} = 350,025$$

где $\alpha_{тер}$ - укрупненный территориальный (зональный) коэффициент к стоимости строительства, для европейской части принимаем равным 1;

$I_{\text{пер}}$ - индекс пересчета цен, принимаем равным 1;

$C_{\text{мет}}$ - ликвидационная стоимость старого оборудования подстанции, так старое оборудование отсутствует, то принимаем значение равное нулю.

Определим необходимые амортизационные издержки, для того рассмотрим понятия амортизации.

Под амортизацией понимается плановое перенесение стоимости основных фондов на продукцию,

Под амортизационными отчислениями понимается сумма средств, включаемых в себестоимость продукции.

Издержки на амортизацию рассчитаем по формуле:

$$I_{\text{ам}} = (\alpha_a \cdot K_{\text{ПС}}) / 100 \quad (108)$$

$$I_{\text{ам}} = \frac{5,8 \cdot 350,025}{100} = 20,3 \text{ млн.руб}$$

где α_a - норма амортизационный отчислений.

Произведем расчет издержек на эксплуатацию по данной формуле:

$$I_{\text{экс}} = (\alpha_{\text{к.р.}} + \alpha_{\text{обс}}) / 100 \cdot K_{\text{ПС}} \quad (109)$$

$$I_{\text{экс}} = \frac{(1,7 + 1,5)}{100 \cdot 350,025} = 11,2 \text{ млн.руб}$$

где $\alpha_{\text{к.р.}}$ - норма расходов на ремонт;

$\alpha_{\text{обс}}$ - норма эксплуатационных затрат на обслуживание.

Произведем расчет текущих издержек, которые вычислим по формуле:

$$I_{\text{тек}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{экс}} \quad (110)$$

$$I_{\text{тек}} = 20,3 + 11,5 = 31,5 \text{ млн.руб}$$

7.2 Тарифы на электроэнергию и издержки

В приведенной ниже таблице 24 приведены тарифы на электроэнергию по классам напряжений.

Таблица 24– Тарифы на электроэнергию

Плата за услуги	Руб./МВт·ч				
	Всего	Договорной тариф энергосистемы	Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика	Плата за услуги	
				Оказанная коммерч. оператором оплачиваемого рынка	по ОДУ
ВН 110кВ	2320,35	2279,31	73,99	0,696	2,178
НН 10кВ	2370,14	2330,864			

Произведем расчет прибыли предприятия от перепродажи электроэнергии и величины средств, которые используются для возврата инвестиций (погашение кредита). Расчет произведем в следующем порядке:

Для начала рассчитаем объем продаж электроэнергии (определим валовую выручку) по формуле:

$$V_{\text{прод}} = T_{\text{отп}} \cdot \mathcal{E}_{\text{отп}}, \quad (111)$$

где $T_{\text{отп}}$ - среднеотпускной тариф сторонних потребителей, руб./МВт·ч;

$\mathcal{E}_{\text{отп}}$ - величина отпуска электроэнергии сторонним потребителям МВт·ч определим по формуле:

$$\mathcal{E}_{\text{отп}} = P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \quad (112)$$

Определяем валовую выручку по классу напряжения по формуле:

$$V_{\text{прод}} = 228,7 \cdot 2330,864 \cdot 7000 = 3731,5 \text{ руб/МВтч}$$

Далее рассчитаем издержки предприятия на покупку энергии по данной формуле:

$$I_{\text{пот}} = T_{\text{пот}} \cdot \mathcal{E}_{\text{отп}} \left(1 + \frac{\alpha_{\text{пот}}}{100}\right), \quad (113)$$

где $T_{\text{пот}}$ - договорной тариф энергосистемы на передаваемую энергию;
 $\alpha_{\text{пот}}$ - процент потерь энергии в схеме электроснабжения, дополнительно включающий в себя потери в распределительных сетях до точек учета потребителей (составляет порядка 3%).

Тогда имеем:

$$I_{\text{пот}} = 2279,3 \cdot 228,7 \cdot 7000 \cdot \left(1 + \frac{3}{100}\right) = 3543,1 \text{ млн/год}$$

Найдем величину налога на добавленную стоимость (с учетом того, что НДС включен в тарифы), тогда величину налога определим по формуле:

$$\text{НДС} = \frac{C_{\text{ндс}}}{1 + C_{\text{ндс}}} \cdot (V_{\text{прод}} - I_{\text{пок}}) \quad (114)$$

где $C_{ндс}$ - действующая ставка налога (18%). Получаем:

$$НДС = \frac{0,18}{1+0,18} \cdot (3731,5 - 3543,11) = 13,7 \text{ млн.руб/год}$$

Рассчитаем выручку после выплат НДС, ее определяем по формуле:

$$V_{вал} = V_{прод} - НДС = 3717,8 \text{ млн.руб/год}$$

Тогда величину валовой прибыли до уплаты налогов рассчитываем по данной ниже формуле:

$$П_{вал} = V_{вал} - I_{пот} - I_{экс} - I_{ам} \quad (115)$$

Получаем:

$$П_{вал} = 3717,8 - 3543,11 - 31,5 = 156,9 \text{ млн/год}$$

Теперь перейдем к расчетам величины налога на прибыль, ее определим по формуле:

$$П_{пр} = C_{н.пр} \cdot П_{вал} \quad (116)$$

где $C_{н.пр}$ - действующая ставка налога на прибыль (20%).

$$П_{пр} = 156,9 * 0,2 = 31,38 \text{ млн.руб/год}$$

Далее вычисляем чистую прибыль предприятия по формуле:

$$P_{\text{чист}} = P_{\text{вал}} - H_{\text{пр}} \quad (117)$$

$$P_{\text{чист}} = 156,9 - 31,38 = 125,52 \text{ млн.руб/год}$$

Таким образом, ежегодная чистая прибыль предприятия составляет 125,52 млн.руб

7.3 Оценка экономической эффективности

После того как в первом приближении нами был определен объем и установлена стоимость предстоящих работ по проекту (величина капиталовложений для выбранного варианта схемы электроснабжения), далее необходимо приступить к предварительному определению состава участников проекта; определить источники и условия финансирования проекта и реализации его строительства. Возможны различные варианты и способы решения данных вопросов, они будут зависеть от конкретных условий и ситуаций.

Для дальнейших расчетов по прединвестиционному обоснованию схемы внешнего электроснабжения мы предположим, что имеют место следующие условия:

- финансирование строительства подстанции предлагается осуществлять за счет собственных средств предприятия и средств, выделяемых финансово-промышленной группой, в состав которой входит данное предприятие.

- строительство предполагается организовать смешанным способом: часть работ выполняется персоналом ремонтно-строительного цеха и персоналом энергохозяйства самого предприятия, наряду с этим, к привлечению другой части работ предусматривается привлечение специализированных монтажно-наладочных подрядных организаций.

- ориентировочно срок строительства - 2 года, а объемы финансирования зависят от величины капиталовложений в подстанцию и

составляет: в первый год - 40%, во второй - 60%. [23]

Показатели коммерческой (финансовой) эффективности проекта отражают его способность генерировать потоки денежных средств, необходимых и достаточных для компенсации вложенных инвесторами ресурсов.

Основу расчета показателей эффективности составляет оценка прибыли (доходов), полученной от реализации проекта. В рассматриваемой нами ситуации расчет прибыли предприятия производится исходя из следующих условий:

- покупка перепродаваемой электроэнергии предприятием оплачивается по договорному тарифу энергосистемы (тарифу оптовых потребителей - перепродавцов);

- продажа электроэнергии сторонним потребителям (субабонентам) предприятием производится по действующим тарифам энергосистемы для соответствующих групп потребителей, утвержденным региональной энергетической комиссией.

При оценке «выгодности» будущих инвестиций также учитывается фактор времени, исходя из того, что цена денег меняется в течение времени. Если первоначальные инвестиционные вложения принять за $K=100\%$, то через год вложенные средства будут оцениваться по формуле:

$$K = 100\% + R_n \%, \quad (118)$$

где $R_n = 20\%$ - норма прироста капитала (годовой банковский депозит).

Для удобства математических расчетов будет проводиться обратная операция, т. е. планируемые поступления (аннуитет) будут уменьшаться (дисконтироваться) на норму дисконта $1/R_n$.

Дисконтирование рассчитывается по сложным процентам.

Коэффициент дисконтирования (PVIF) рассчитаем по формуле:

$$PVIF = \frac{1}{(1+R_n)^{t-1}} \quad (119)$$

Таким образом, поступления будут складываться из разницы в тарифах на разный класс напряжения.

Чистая приведенная стоимость (NPV) - это разность между дисконтированной величиной денежного потока за расчетный период времени и первоначальной инвестицией.

Чистая приведенная стоимость - кумулятивный показатель, но он не учитывает удельную эффективность вложений, а определяет альтернативную стоимость инвестиций.

Чистая приведенная стоимость NPV, тыс. руб. определяется нами по формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{PMT_t}{(1+R_n)^{t-1}} - K \quad (120)$$

Рентабельность инвестиций (PVI) - это отношение всего приведенного (дисконтированного) денежного потока к величине инвестиционных расходов. Параметр оценивает удельную эффективность вложений.

Рассчитаем рентабельность инвестиций PVI по формуле:

$$PVI = 1 + \frac{NPV}{K} \quad (121)$$

$$PVI=2,09$$

Срок окупаемости инвестиций (PBP) – включает в себя период, за который возвращаются вложенные деньги, с учетом приведенного (дисконтированного) дохода. Таким образом, чем меньше срок окупаемости,

тем меньше риск вложения и больше привлекательность инвестиций.

Определяется по первому положительному значению NPV в таблице 24 расчета эффективности.[27]

Таблица 25- Расчет показателей эффективности

t, г	К, млн. руб.	PMT, млн. руб.	ДП, млн. руб.	PV IF	ДС, млн. руб.	NPV, млн. руб.	PBP, лет
1	2	3	4	5	6	7	8
1	350	0	-350	1	-350	-350	
2		125,5	125,5	0,8 33	104,6	-245,4	
3		125,5	125,5	0,6 94	87,167	-158,23	
4		125,5	125,5	0,5 79	72,64	-85,59	
5		125,5	125,5	0,4 82	60,53	-25,382	
6		125,5	125,5	0,4 02	50,44	25,38	5,5
7		125,5	125,5	0,3 35	42,036	67,418	
8		125,5	125,5	0,2 79	35,03	102,45	
9		125,5	125,5	0,2 33	29,192	131,64	
10		125,5	125,5	0,1 94	24,33	155,97	
Ито го	350	1129,68	779,68	-	155,967	-381,435	

В разделе экономика нами произведён расчёт экономической эффективности внедрения данного проекта. Затраты на реализацию подстанции «Тихоокеанская» составляют 350 млн рублей.

На протяжении всего срока службы проект будет способствовать:

- развитию промышленности региона;
- увеличению рабочих мест;
- увеличение налоговых отчислений на развитие региона;
- развитие электроэнергетической системы края.

Рентабельность инвестиций проекта составила 2.09, что является вполне нормальным для энергетической промышленности.

Срок окупаемости составляет 5,5 года.

8 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

8.1 Расчет эквивалентного уровня шума для рабочего персонала

В данном проекте производится проектирование ПС 110/10 кВ «Тихоокеанская». В ходе проектирования мы поставили трансформаторы: силовой трансформатор Т-1 типа ТДН-40000/110/10, мощностью 40 МВА, напряжением 110/10 кВ; силовой трансформатор Т-2 типа ТДН-40000/110/10, мощностью 40 МВА.

Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 допустимый эквивалентный уровень звука для работающего персонала равен $L_A = 80$ дБ. [4]

Эквивалентный уровень звуковой мощности работающих трансформаторов мощностью 40 МВА с напряжением 110 кВ $L_{PA} = 97$ дБА.

Определим влияние шума этих трансформаторов на рабочий персонал.

Давление от ненаправленного источника до точки на расстоянии r равно:

$$L_{A(r)} = L_{PA} - 10 \lg S \quad (122)$$

$$S = 2\pi R^2 \quad (123)$$

где S – площадь круга;

π – 3,14;

R – радиус круга;

$L_{A(r)}$ – звуковое давление от точечного ненаправленного источника до точки.

Осмотр маслоуказателя на трансформаторах производится один раз в сутки, для этого необходимо близко персоналу подойти к трансформатору.

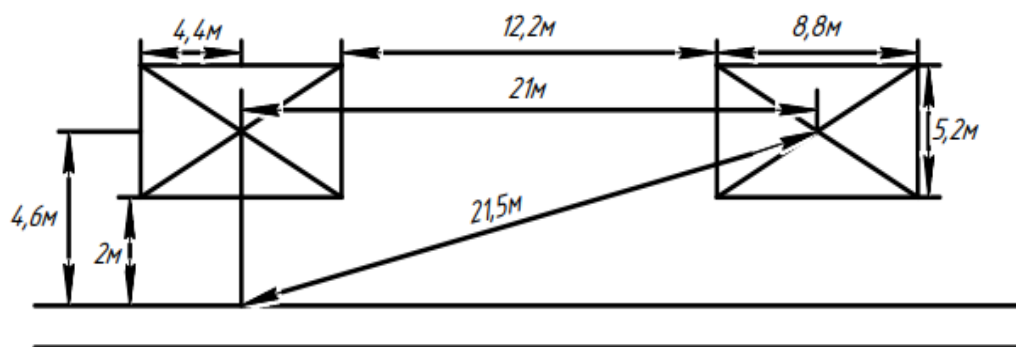


Рисунок 8 – Расположение трансформаторов

Определим уровни шума, создаваемым каждым трансформатором, для этого произведем расчет:

$$L_{A(r)1} = 97 - 10 \lg(2 \cdot 3,14 \cdot 4,6^2) = 75,46 \text{ дБА}$$

$$L_{A(r)2} = 97 - 10 \lg(2 \cdot 3,14 \cdot 21,5^2) = 62,37 \text{ дБА}$$

Далее определим уровень звукового давления, создаваемого от каждой группы трансформаторов, как сумму звукового давления в установленной расчетной точке:

$$L_{\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^n 10^{0,1L_i} \quad (124)$$

$$L_{\Sigma T1,2} = 10 \lg(10^{0,1 \cdot 75,46} + 10^{0,1 \cdot 62,37}) = 73,78 \text{ дБА}$$

Согласно ГОСТ 12.1.003 – 2014 «Шум. Общие требования безопасности», превышение эквивалентного уровня звуковой мощности не выявлено, следовательно, мероприятий по уменьшению уровня звуковой мощности на данной подстанции не требуются.[4]

8.2 Расчет уровня звукового давления на проектируемой подстанции для территории жилой застройки

Одним из неблагоприятных факторов производственной среды является шум. Рассмотрим работу трансформаторов Т-1 и Т-2, типа ТДН-40000/110/ расположенных на проектируемой участке подстанции.

Мощность Т-1 и Т-2 40 МВА.

Уровень звука можно рассчитаем по формуле:

$$L_{AR} = L_{WA} - 10 \lg \frac{S}{S_0} \quad (125)$$

где $S=2\pi R^2$

Далее определим допустимые уровни звукового давления, эквивалентные и на территории жилой застройки $L_A = 45$ дБА.

Определим уровень шума работающих трансформаторов Т-1 и Т-2 мощностью 40 МВА, $L_{PA} = 97$ дБА. [1]

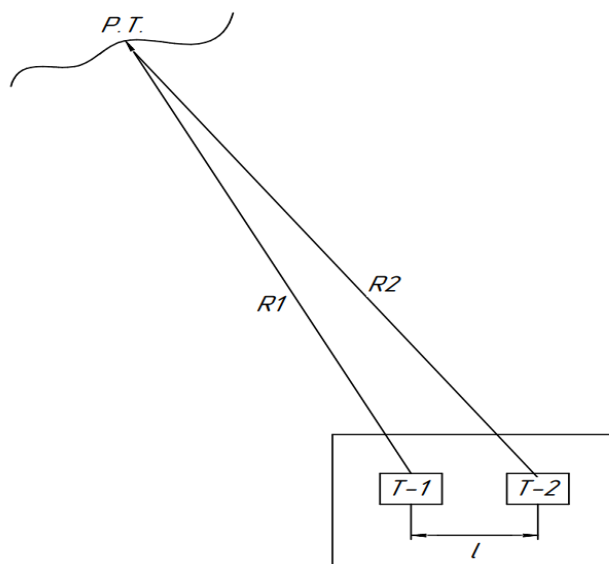


Рисунок 9 – Размещение основного оборудования на проектируемом участке ПС «Тихоокеанская»

Так как расстояние между трансформаторами Т-1 – Т-2 и $R_1 \gg l, R_2 \gg l$, в обоих случаях расположения трансформаторов, то два и более источника можно заменить одним, тогда скорректированный уровень звуковой мощности трансформаторов будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1L_{WAi}} \quad (126)$$

$$L_{WA\Sigma_{T-1,2}} = 10 \lg(10^{0,1 \cdot 97} + 10^{0,1 \cdot 97}) = 100 \text{ дБА}$$

где N – количество источников шума;

L_{WAi} – скорректированный уровень звуковой мощности i -го источника шума, дБА;

На границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука $L_A = ДУ_{L_A}$. Тогда $R=R_{min}$.

Исходя из принятых нами допущений выражение (126) можно переписать в следующем виде:

$$ДУ_{L_A} = L_{WA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{min}}{s_0} \quad (127)$$

Рассчитаем минимальное расстояние от источника шума на подстанции до границы прилегающей территории (Р.Т.), исходя из последнего уравнения, относительно R_{min} получим:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{WA\Sigma} - ДУ_{L_A})}}{2\pi}} \quad (128)$$

$$R_{min_{T-1,2}} = \sqrt{\frac{10^{0,1(100-45)}}{2 \cdot 3,14}} = 0,224 \text{ км}$$

$R_{T-1,2} = 0,24$ км следовательно $R_{T-1,2} \geq R_{minT-1,2}$, обеспечивается соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории. Таким образом, реализуется принцип «защита расстоянием», а, следовательно, мероприятий по снижению шума не требуются.

8.3 Влияние на экологию окружающей среды.

Одним из наиболее важных требований, предъявляемых при проектировании подстанции и современным видам производства, является экологичность, т.е защита от негативных последствий деятельности предприятия. Для экологической безопасности и защиты окружающей среды и ее составляющих таких, как: почва и земельные участки, воздушное и водное пространство, растительный покров, объекты животного мира, а так же безопасности электротехнического и строительного персонала, задействованного на данном предприятии, а также жизнедеятельности человека вне производства.

Во избежание негативных последствий, экологичность предполагает выполнение следующих мероприятий:

1. Защита почвы и земель при реконструкции подстанции и ликвидации электросетевых объектов:

- защита земель от захламления отходами производства и загрязнений, так как в результате работы подстанции может происходить деградация почвы и прилегающих земель;

- ликвидация последствий загрязнения электротехническим оборудованием;

- восстановление свойств нарушенных или загрязненных земельных участков;

- во время проведения работ по реконструкции и ликвидации построек, должны быть сведены к минимуму повреждения строительной техникой естественного строения грунтов;

- после проведения проектирования, с территории должны быть утилизированы все электротехническое оборудование на специально отведенные полигоны.

2. Экологическая безопасность атмосферы при реконструкции ПС.

- для обеспечения безопасности атмосферы должны выполняться гигиенические и нормативные качества атмосферного воздуха и предельно допустимые уровни химического, физического и биологического воздействия на людей, животных и растительность.

- в соответствии с Федеральным законом «Об охране атмосферного воздуха» при реконструкции, строительстве, проектировании и размещении объектов хозяйственной или иной деятельности, необходимо обеспечить не превышение нормативов качества атмосферного воздуха в соответствии с экологическими, санитарно-гигиеническими, строительными нормами и правилами в части нормативов площадей озелененных территорий;

- учет фонового уровня загрязнения атмосферного воздуха.[4]

3. Экологическая охрана гидросферы.

В соответствии с Водным Кодексом РФ и ГОСТ 17.1.3.13 при реконструкции должны выполняться такие мероприятия по охране поверхностных и подземных вод как:

- не допускается сброс технологических и бытовых отходов в поверхностные и подземные воды;

- не допускается загрязнение ледового покрова;

- не допускается загрязнение поверхностных и сточных вод при прокладке кабелей;

- не допускается загрязнение водных объектов поверхностным стоком с территории строительной площадки.[5]

В границах водоохранных зон запрещаются следующие мероприятия:

- расположение мест захоронения отходов производства и потребления;

- размещение временных зданий и сооружений;

- создание площадок хранения демонтированного электрооборудования;

- хранение потенциальных источников загрязнения воды: элегазовое оборудование, аккумуляторные батареи, конденсаторные установки;

- движение и стоянка транспортных средств.[18]

При проектировании подстанции нужно предусматривать меры по предотвращению загрязнения вод:

- свод к минимуму загрязнения воды сточными водами;

- устанавливать контейнеры для сбора отходов на строительных площадках;

- отводить ливнестоки на очистные сооружения.[5]

4. Экологическая безопасность объектов животного мира и растительного покрова.

Для обеспечения безопасности животного и растительного мира предусмотрены следующие мероприятия:

- при строительстве подстанции и в деятельности производства необходимо применять экологически чистые материалы;

- принимать меры по предотвращению заболеваний и гибели объектов животного мира;

- в случае гибели животных информировать специально уполномоченные государственные органы;[3]

- необходимо избегать выжигание растительности на территории;

- не допускается хранение и применение ядохимикатов без специальных мер, гарантирующих предотвращение заболеваемости и гибели животных, и ухудшения их среды обитания.

Несоблюдение данных мер может привести к вымиранию редких видов животных, нарушить их брачный период, путей миграции, зимовки и постоянных мест обитания.

5. Экологическая безопасности электротехнического и строительного персонала, задействованного на данном предприятии.

Строительный и электротехнический персонал тоже должны обеспечиваться мерами охраны жизни и безопасного поведения при проектировании ПС.

- Основными источниками опасности являются трансформаторы, масляные выключатели, склады масла и т.д. Утечка масла может привести к пожару и травмам персонала подстанции, а также нанести вред окружающей среде. Следовательно, при строительстве необходимо проектировать и устанавливать под силовыми трансформаторами маслостоки, маслоприемники и маслосборники, которые должны быть всегда в исправном состоянии. Эти меры необходимо соблюдать для предотвращения аварии, растекания масла по территории подстанции и попадания его в строительные сооружения.

Таким образом, весь работающий и обслуживающий персонал подстанции должен соблюдать меры безопасности при обслуживании производственного оборудования.

- Гравийная засыпка маслоприемника, должна содержаться в чистом состоянии; ограждения должны устанавливаться по всему периметру маслоприемника.

- При обнаружении свежих капель масла в маслоприемнике необходимо срочно принять меры по выявлению и предотвращению новых поступлений масла.

- Вводы кабельных линий в шкафах управления, защиты и автоматики должны быть уплотнены негорючим материалом.

- Своевременное отключение токов короткого замыкания приведет к экономии земли, металла, электроэнергии, и других материалов которые будут затрачены на новое оборудование.

При длительном протекании тока КЗ. через трансформатор происходит перегрев масляной изоляции, что может привести к вытеканию масла, а в дальнейшем и к пожару. Несвоевременное отключение токов КЗ. может привести к выходу из строя дорогостоящего силового оборудования, что в

дальнейшем приведет к затратам на покупку, транспортировку и монтаж нового оборудования.

Соблюдение мер по охране труда и безопасности работы на подстанции, позволит избежать негативных последствий влияния на окружающую среду и жизнедеятельность человека.

8.4 Чрезвычайные ситуации

Обратимся к Федеральному закону «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Согласно закону, чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка, сложившаяся на определенной территории в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы или распространения заболевания. Чрезвычайные ситуации представляют опасность для окружающих: стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы: ущерб здоровью людей или окружающей среде; а также значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.[25]

Поскольку на территории подстанции находится различное энергетическое и маслонаполненное электроэнергетическое оборудование, то шанс возникновения пожара очень велик, поэтому рассмотрим организацию и обеспечение пожарной безопасности.

Пожарная безопасность.

Пожарная безопасность предусматривает комплекс организационных мероприятий и технических средств, обеспечивающих безопасность персонала подстанции и сохранения электротехнического оборудования на всех стадиях его жизненного цикла (научная разработка, проектирование, строительство и эксплуатация).

Таким образом, противопожарная защита подстанции обеспечивается:

- по возможности максимальным применением негорючих или трудногорючих веществ и материалов;
- изоляцией горючей среды от горючих веществ;

- применением конструкций объектов регламентированными пределами огнестойкости и горючестью;
- применением средств пожаротушения;
- системами противодымной защиты;
- эвакуацией персонала в случае возникновения пожара;
- применением пожарной сигнализации и других средств извещения о пожаре;
- организацией пожарной охраны промышленных объектов.

Одними из важнейших организационных мероприятий противопожарной безопасности является: обучение обслуживающего персонала правилам пожарной безопасности (проведение инструктажа), и разработка и реализация норм и правил пожарной безопасности на предприятии.[24]

Все электроустановки обладают пожароопасностью. Наибольшую пожарную опасность представляет маслonaполненное оборудование: реакторы, трансформаторы, маслonaполненные вводы, кабели, масляные выключатели.

В трансформаторах с масляным охлаждением возможно возникновение межвиткового КЗ, которое может привести к возрастанию тока в части обмотки до больших значений, что впоследствии изоляция быстро повредится и выделит горючие газы. Вследствие чего, может возникнуть взрыв газовой смеси с разрушением стенок кожуха и последующим выбросом горящего масла в окружающую среду и возгоранием.

Действия обслуживающего персонала, при возникновения пожара.

- При возникновении пожара на электроэнергетических объектах необходимо произвести отключение от сети питания оборудование и произвести его заземление, после этого приступить к ликвидации пожара.

- На отключенных объектах тушение пожаров допускается с применением любых существующих средств пожаротушения: использование

песка и пожарных щитов, распыление воды, использование порошковых и иных типов огнетушителей.

Ликвидация пожара на объектах находящихся под напряжением разрешается в следующих случаях:

- обеспечение бесперебойного электропотребления особо ответственных потребителей;
- необходимость быстрой ликвидации распространения пожара, для предотвращения распространения на другие близлежащие объекты;
- невозможность длительного отключения и снятия напряжения из-за больших последствий для связанных технологических объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- противопожарными преградами, в качестве которых можно использовать: стены, навесы, защитные полосы и другие;
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей;
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

К средствам пожаротушения относятся:

- огнетушители;
- бочки с водой и гидropомпы;
- лопаты, войлочные маты.
- ведра,
- ящики с песком;

Таблица 26 – Количество первичных средств пожаротушения

Место установки средств пожаротушения	Средство пожаротушения	Кол-во	Вместимость, л
Щит управления ОРУ	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		2	10
	огнетушитель углекислотный	4	2
		4	5
		1	25
		1	80
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель пенный	2	10
Силовые трансформаторы (масса масла >10 т)	огнетушитель порошковый	2	5
		2	10
Помещение регенерации и чистки масла (площадь 800 м ²)	огнетушитель пенный	2	10
		1	100
	огнетушитель порошковый	2	2
		2	5
		1	10
	огнетушитель комбинированный (пена и порошок)	1	100

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате написания выпускной квалификационной работе по теме «Проектирование ПС 110/10 кВ «Тихоокеанская» для электроснабжения гидromеталлургического комбината в поселке Гатка Советско-Гаваннского района», нами была реализована цель, поставленная выше, спроектирован наиболее оптимальный вариант данной подстанции.

В ходе представленной работе реализованы задачи:

На первом этапе нами была обоснована необходимость подстанции с учетом ожидаемого роста нагрузок; определен тип распределительного устройства для питания всех потребителей.

Для определения необходимого оборудования для строительства и реализации деятельности подстанции «Тихоокеанская» изначально нами был выполнен расчет токов короткого замыкания во всех точках.

Был произведен расчет номинального и послеаварийного режима работы подстанции.

На следующем этапе произведен выбор необходимого электротехнического и измерительного оборудования.

Выбранное нами оборудование прошло проверку по условиям протекания токов короткого замыкания и номинальных токов.

На следующем этапе нами был произведен расчет и выбор устройств релейной защиты; выполнен расчет молниезащиты и заземляющего устройства.

Произведены расчеты в области экономики: нами был рассчитан экономический ущерб предприятия, вызванный нарушением работы трансформатора; выполнены расчеты надежности, безопасности и экологичности подстанции «Тихоокеанская».

На следующем этапе работы определены меры безопасности с точки зрения охраны окружающей среды и защиты персонала при работе на электроустановках.

Таким образом, мы подтвердили эффективность капиталовложений в течение всего срока эксплуатации представленной подстанции.

В ходе выполнения работы, определены условия безопасной деятельности подстанции, без ее негативного влияния на окружающую среду; а также условия безопасности обслуживающего персонала, его действия в случае возникновения чрезвычайной ситуации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Айдарханов М. Основы экономической теории. Учебник. М.: Фолиант. 2017. 432 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов. // В.М. Блок, Г.К. Обушев и др.; Под ред. В.М. Блок – М.: Высш. шк., 2011.-383 с.
- 3 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к практическим занятиям. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014
- 4 ГОСТ 12.1.003-2014 - Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
- 5 ГОСТ 17.1.3.13-86 – Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения.
- 6 ГОСТ 27.002-2015 - Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы.
- 7 ГОСТ Р 52735-2007 - Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.
- 8 ГОСТ Р 52736-2007 - Методы расчета электродинамического и термического действия короткого замыкания.
- 9 ГОСТ 12.2.024.87 – Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы методы контроля/
- 10 Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжение выше 1000 В: учебное пособие / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. - Электрон.дан. - Орел: ОрелГАУ, 2013. – 89 с.
- 11 Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжение до 1000 В: учебное пособие / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. - Электрон.дан. - Москва: Солон - Пресс, 2015. – 538 с.

12 Дьяков А.Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: учебное пособие / А.Ф. Дьяков, В.В. Платонов. – М. : Издательство МЭИ, 2012. - 248 с.

13 Ершова А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4: Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6-10-110-220 кВ: учеб. пособие / А.М. Ершов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2015.- 152 с.

14 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592 с.

15 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2012. - 248 с.

16 Малафеев С.И. Надежность электроснабжения: учебное пособие / С.И. Малафеев. - Электрон.дан.- Санкт-Петербург: Лань, 2018. – 368 с.

17 Неклепаев Б.Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования // Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат., 2015. - 6008 с.

18 Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н « Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

19 Правила устройств электроустановок/ Минэнерго РФ. - 7-е изд.- М.: Энергоатомиздат, 2018.

20 РД 34 09 101-94- Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении.

21 РД 153-34.0-20.527-98.Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования.

22 Родыгина С.В. Проектирование и эксплуатация систем электроснабжения. Передача, распределение, преобразование электрической энергии: учебное пособие / С.В. Родыгина. – Электрон.дан. – Новосибирск: НГТУ, 2017. – 72 с.

23 СО 34.20.611-2003- Методические рекомендации по определению нормативной величины затрат на техническое обслуживание и ремонт энергооборудования, зданий и сооружений электростанций.

24 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок. М.: ПожКнига 2015

25 СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при реконструкции и ликвидации.

26 СТО 56947007-29.120.40.093-2011 ОАО «ФСК ЕЭС» Руководство по проектированию систем оперативного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения, 2011.- 54 с.

27 Файбисович Д.Л. Укрупнение стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ./ Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. - М.: ЭНАС, 2012.-316 с.

28 Фролов Ю.М. Основы электроснабжения : учебное пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. – Электрон.дан. – Санкт-Петербург: Лань, 2012. - 432 с.

29 Ханин Ю.И. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения: учебное пособие / Ю.И. Ханин, Р.П. Короткий. – Электрон.дан. – Волгоград: Волгоградский ГАУ, 2018. - 124 с.

30 Шлейников В.Б. Курсовое проектирование по электроснабжению: учебное пособие / В.Б Шлейников.- Электрон.дан. – Оренбург: ОГУ, 2107 - 104 с.