

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование подстанции напряжением 110/10 кВ Золоотвал для электроснабжения объектов производственно-логистического комплекса в городе Владивосток

Исполнитель
студент группы 842-об1

подпись, дата

В.Ю. Демчук

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н.Козлов

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н.Козлов

Благовещенск 2022

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 Демчук Владимира Юрьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции напряжением 110/10 кВ Золоотвал для электроснабжения объектов производственно-логистического комплекса в городе Владивосток

(утверждено приказом от 15.03.22 № 506УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 27.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: схема электрической сети, технические требования по присоединению ПС к сети

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Выбор места присоединения подстанции к сети, выбор трансформаторов ОРУ, расчёт окупаемости ПС

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) План ПС 110/10 кВ Золоотвал, молниезащита и схема заземления ПС, схема прилегающей к ПС сети, схема релейной защиты, схемы замещения КЗ

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности жизнедеятельности А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 24.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич, доцент, кандидат технических наук

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

Задание принял к исполнению (дата): _____ 24.03.2022

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа 104 с., 12 рисунков, 10 источников, 32 таблицы.

В выпускной квалификационной работе отражены вопросы, связанные с проектированием электрической части понижающей подстанции.

Перечень ключевых слов: подстанция, нагрузка, заземлитель, трансформатор тока, трансформатор напряжение, схема, мощность, установка, короткое замыкание.

Объектом разработки в выпускной квалификационной работе является электрическая часть понижающей подстанции.

Цель выпускной квалификационной работы: спроектировать экономически оправданную, надёжную, экологически безопасную, удобную в монтаже и эксплуатации, а так же отвечающим всем требованиям понижающую подстанцию.

При проектировании применили действующие нормы технологического проектирования подстанции и правил устройств электроустановок. ГОСТы и типовые схемы принципиальных электрических распределительных устройств, а так же современное электрооборудование, что помогло достичь цель выпускной квалификационной работы.

При выполнении проекта рассмотрены вопросы обеспечения безопасности жизнедеятельности и экологии при эксплуатации технологического оборудования и электрооборудования, и электрических сетей.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1. Обоснование необходимости сооружения	8
2. Климатические условия	9
3. Выбор места присоединения подстанции	10
4. Выбор конструкции и сечений питающих линий	12
5. Выбор числа и мощности силовых трансформаторов	14
6. Выбор главной схемы подстанции	19
7. Описание схемы и конструкции подстанции	21
8. Расчет токов короткого замыкания	22
8.1 Расчет симметричных токов короткого замыкания	22
8.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания	31
9. Выбор и проверка электрических аппаратов на ОРУ	37
9.1 Выбор и проверка выключателей	37
9.2 Выбор и проверка разъединителей	38
9.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	39
9.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	43
9.5 Выбор и проверка изоляторов	44
9.6 Выбор ОПН	44
10. Выбор и проверка ячеек КРУ	46
10.1 Выбор и проверка выключателей	47
10.2 Выбор и проверка разъединителей	48
10.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	52
10.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	53
10.5 Выбор и проверка изоляторов	56
10.6 Выбор ОПН	57
11. Выбор системы оперативного тока	58

12.Выбор и проверка трансформатора собственных нужд	59
13.Выбор и проверка токоограничивающих реакторов	62
14.Выбор и проверка устройств вычочастотной обработки линии	63
15.Расчёт заземляющего устройства подстанции	64
16.Расчёт зоны молниезащиты подстанции	71
17.Расчёт установок релейной защиты трансформатора подстанции	75
17.1 Продольная дифференциальная токовая защита	75
17.2 Расчёт основных параметров	76
18. Срок окупаемости проекта строительства подстанции	83
18.1 Расчёт капиталовложений	83
18.2 Расчёт эксплуатационных издержек	84
18.3 Расчёт чистой прибыли проекта	86
19. Вопросы безопасности и экологичности	89
19.1 Безопасность	89
19.2 Экологичность	97
19.3 Чрезвычайные ситуации	101
Заключение	103
Библиографический список	104

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- ВЛ - воздушная линия электропередачи;
- ВН - высшее напряжение;
- ГН - график нагрузки;
- КЗ - короткое замыкание;
- КЛ - кабельная линия;
- КРУ - комплектное распределительное устройство для внутренней установки;
- КРУЭ - комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией;
- НН - низшее напряжение;
- ОПН - ограничитель перенапряжений нелинейный;
- ОПУ - общеподстанционный пункт управления;
- ПАВ - послеаварийный режим;
- ПС - понижающая трансформаторная подстанция;
- РПН - устройство регулирования напряжения под нагрузкой;
- РУ - распределительное устройство;
- СЗА - степень загрязнения атмосферы;
- ТН - трансформатор напряжения;
- ТСН - трансформатор собственных нужд;
- ТТ - трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

Задачей проектирования понизительной подстанции напряжением 110/10 кВ является создание модели подстанции, описание планируемых производимых работ по установке устройств, предназначенных для приема, передачи и распределения электроэнергии.

Проектируемая подстанция включает в себя распределительные устройства напряжением 110 и 10 кВ, к которым предъявляются следующие требования:

- обеспечение надежной работы, определяется параметрами схемы электрических соединений, а так же качеством и правильным выбором электрооборудования (стабильная работа коммутационных аппаратов, верно выбранная мощность силовых трансформаторов и т.д.);

- удобное и безопасное обслуживание (логичное расположение электрооборудования, разделение оборудования стенами и перегородками, установка защитного заземления и зануления);

- взрыво- и пожаробезопасность (частично это требование выполняется заменой масляного оборудование на вакуумное/элегазовое);

Основной задачей проекта создания подстанции является создание модели понижающей подстанции, реализация которой сможет обеспечить надежность приема, передачи и распределения электроэнергии.

В данной бакалаврской работе использованы современные технические решения, которые позволяют свести к минимуму затраты на обслуживание и эксплуатацию подстанции, обеспечить высокую надежность работы и, как следствие, повысить доход от полезного отпуска электроэнергии.

1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ СООРУЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

ПС 110/10 кВ Золоотвал необходима для питания энергопринимающих устройств заявителя мощностью до 8 МВт и объектов электросетевого хозяйства заявителя.

Заявитель требует установить на его участке две точки присоединения по 10 кВ, на 4 МВт каждая. Для данных мероприятий требуется проектирование понижающей подстанции и расчёт всех расходов на её строительство и будущее содержание.

Помимо этого, нельзя исключать возможность дальнейшей модернизации и расширения подстанции под большие мощности, что в совокупности с явлением постоянного роста городов даёт нам перспективные возможности появления новых потребителей электроэнергии на рынке.

Прошу заметить, что город Владивосток входит в число самых крупных городов Дальнего Востока и является связующим звеном в мировом транзите грузов через море, в следствии чего в городе идёт постоянный рост предприятий разного назначения.

Из выше сказанного становится ясно, что в долгосрочной перспективе высока вероятность роста потребителей электроэнергии, для обеспечения которых потребуются новые энергообъекты, в числе которых может оказаться проектируемая мной подстанция.

2 КЛИМАТИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ РЕГИОНА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ПОДСТАНЦИИ

Зимой во Владивостоке преобладает сухой и холодный континентальный воздух, средняя продолжительность составляет 132 дня (13 ноября – 23 марта). Количество дней с выпадением осадков по отношению ко дням без них равно 27 к 18. Порывы ветра достигают скорости 15-20 м/с.

Весна продолжительная (24 марта – 25 июня), среднее значение температуры воздуха равно +5...+10 °С, часто чередуются периоды похолодания и потепления.

Лето во Владивостоке в среднем составляет 88 дней, средняя температура колеблется в диапазоне от +15 до +20 °С. Часто наблюдаются туманы из-за большой влажности в регионе. Погода летом неустойчивая, в основном преобладают облачность и туманы, которые сменяются сильными обильными дождями и ливнями.

Осень ясная, теплая и сухая, температура воздуха опускается ниже +10...+5 °С, выпадение снега в среднем начинается в 18 числах ноября. Порывы ветра превышают 15 м/с.

3 ВЫБОР МЕСТА ПРИСОЕДИНЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ

В данной работе я буду рассматривать ВЛ 110 кВ от ПС Патрокл до ВТЭЦ-2, которая на рисунке 1 указана красной линией.

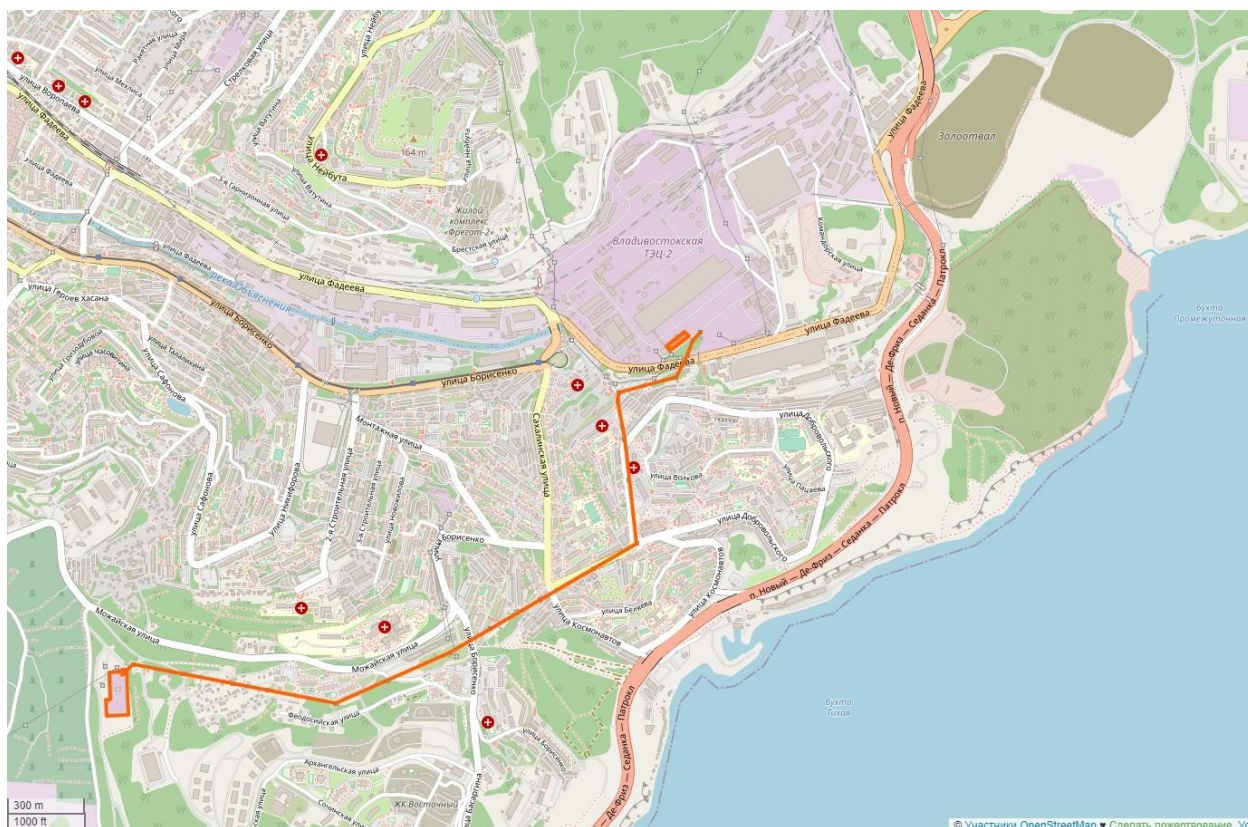


Рисунок 1 - ВЛ 110 кВ ВТЭЦ-2 – Патрокл с отпайкой на ПС Загородная

Для того, чтобы не строить подстанцию в жилых кварталах, а согласно техническим условиям установить ПС на территории участка заявителя, я выбрал точку в относительной близости от ВТЭЦ-2. К ПС будет вестись две ВЛ длиной 2 км каждая, до района Золоотвала.

Место строительства ПС выбрано в районе круга на рисунке 2 ввиду того, что на данном месте располагается пустырь и имеется большое количество свободного пространства вокруг него. Подстанция размером до 700 метров свободно может там поместиться. На Золоотвале, поблизости имеется грунтовая дорога, что позволяет свободно подъехать транспорту и

персоналу для её обслуживания. Вокруг, в зоне около километра, нет жилых домов и общественных зданий, а территория ПС не задевает «зелёную зону».

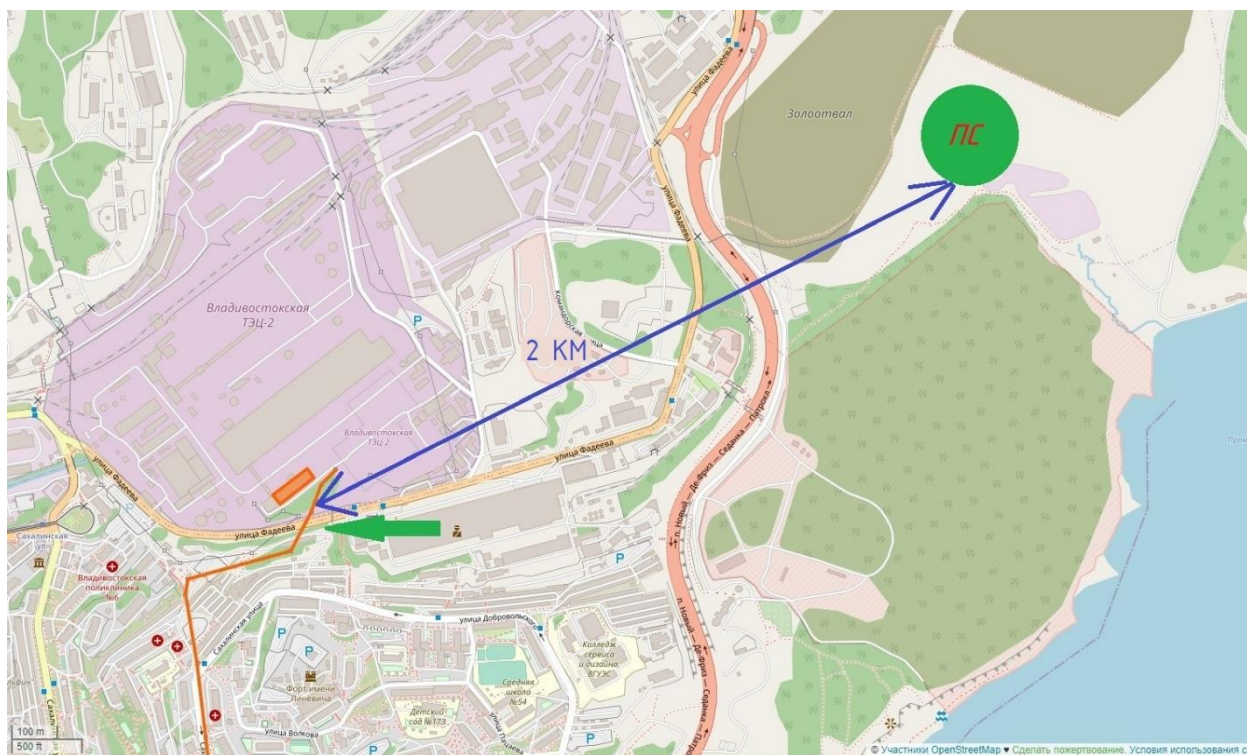


Рисунок 2 – Ориентировочное расположение области строительства подстанции и ВЛ до неё

Место присоединение ВЛ ведущей к подстанции выбрано вблизи ВТЭЦ-2, ввиду экономии и относительно небольшой сложности её установки. Места присоединения ближе к ПС Патрокл не рациональны и требуют установку ВЛ на большей площади города, что увеличивает сложность сооружения. А строительство ВЛ за пределами города увеличивает её длину и последующие затраты на строительство вышек и закупку кабеля.

4 ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ И СЕЧЕНИЙ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Определим максимальный поток мощности на подходящей линии:

$$S_{\max} = P_{BH} + P_{TP}; \quad (1)$$

$$S_{\max} = 497 + 126 = 623 \text{ МВА};$$

Определим рабочий ток на этом участке:

$$I_P = \frac{P_{\max}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{BH}}; \quad (2)$$

$$I_P = \frac{623}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 1,635 \text{ кА};$$

Определим максимальный ток на этом участке:

$$I_{\max} = \frac{P_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}; \quad (3)$$

$$I_{\max} = \frac{623}{\sqrt{3} \cdot 110} = 3,27 \text{ кА};$$

Выбираем провод АС-2*120/19.

$$S_{\max} = S_{BH}; \quad (4)$$

$$S_{\max} = 497 \text{ МВА};$$

$$I_{\max} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}}; \quad (5)$$

$$I_{\max} = \frac{497}{\sqrt{3} \cdot 110} = 2,61 \text{ кА};$$

Провод АС-2*120/19 нам подходит.

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

На первом этапе проектирования необходимо определить оптимальную мощность и количество силовых трансформаторов. Выбор производится исходя из расчета аварийных режимов работы, этим обеспечивается наилучшее использование мощность трансформаторов.

Расчет производится по следующим формулам:

1) Расчетная мощность трансформаторов:

$$S_P = \frac{P_{MAX} \cdot K_{II,III}}{\cos \varphi \cdot (N-1) \cdot K_{II}} = \frac{8 \cdot (0,15 + 0,7 \cdot 0,75)}{0,8 \cdot (2-1) \cdot 1,4} = 4,8 \text{ МВА}; \quad (6)$$

где P_{MAX} – заданная максимальная нагрузка, МВт;

$K_{II,III}$ – коэффициент участия в максимальной нагрузке потребителей II и III категории;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности силовых трансформаторов;

N – количество силовых трансформаторов на подстанции, принимаем равным 2;

K_{II} – коэффициент перегрузки трансформаторов, равный 1,4;

Далее необходимо произвести проверку, примем номинальную мощность равной 4 МВА. Примем к установке силовой трансформатор ТМН-6300/110 У1. Количество трансформаторов – 2, так как требуются 2 точки присоединения по требованию заказчика.

$$S_{\max} = \frac{P_{\max} \cdot 1000}{\cos \varphi} = \frac{2 \cdot 6,3 \cdot 1000}{0,8} = 15,8 \text{ МВА}; \quad (7)$$

Резерв мощности не требуется, так как потребители первой категории надежности не подключены.

Далее построим суточный график нагрузки для района проектируемой подстанции.

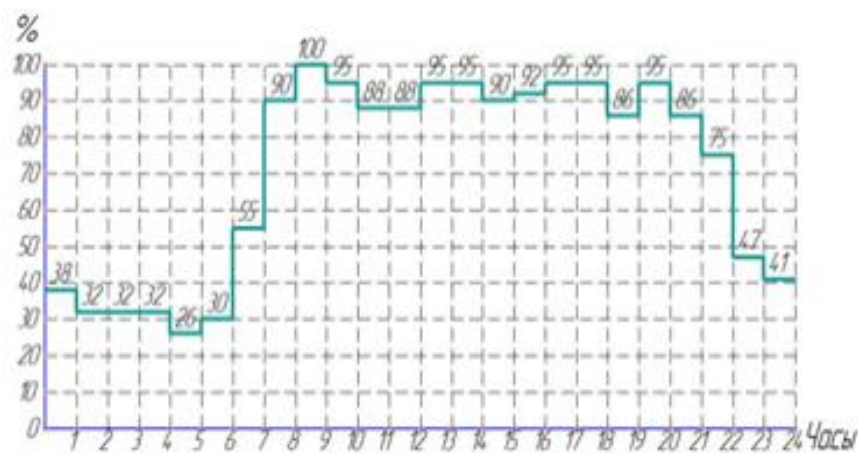


Рисунок 3 – Суточный график нагрузки (в процентах)

$$S_{2_{95\%}} = \frac{0,95 \cdot 8}{0,8} = 9,5 \text{ МВА};$$

$$S_{3_{92\%}} = \frac{0,92 \cdot 8}{0,8} = 9,2 \text{ МВА};$$

$$S_{4_{90\%}} = \frac{0,9 \cdot 8}{0,8} = 9 \text{ МВА};$$

$$S_{5_{88\%}} = \frac{0,88 \cdot 8}{0,8} = 8,8 \text{ МВА};$$

$$S_{6_{86\%}} = \frac{0,86 \cdot 8}{0,8} = 8,6 \text{ МВА};$$

$$S7_{75\%} = \frac{0,75 \cdot 8}{0,8} = 7,5 \text{ MBA};$$

$$S8_{55\%} = \frac{0,55 \cdot 8}{0,8} = 5,5 \text{ MBA};$$

$$S9_{47\%} = \frac{0,47 \cdot 8}{0,8} = 4,7 \text{ MBA};$$

$$S10_{41\%} = \frac{0,41 \cdot 8}{0,8} = 4,1 \text{ MBA};$$

$$S11_{38\%} = \frac{0,38 \cdot 8}{0,8} = 3,8 \text{ MBA};$$

$$S12_{32\%} = \frac{0,32 \cdot 8}{0,8} = 3,2 \text{ MBA};$$

$$S13_{30\%} = \frac{0,3 \cdot 8}{0,8} = 3 \text{ MBA};$$

$$S14_{26\%} = \frac{0,26 \cdot 8}{0,8} = 2,6 \text{ MBA};$$

Таблица 2 – Работа в нормальном режиме

Время t, ч	Нагрузка S, МВА	%
1	10	100
6	9,5	95
1	9,2	92
2	9	90
2	8,8	88
2	8,6	86
1	7,5	75
1	5,5	55
1	4,7	47
1	4,1	41
1	3,8	38
3	3,2	32
1	3	30
1	2,6	26

Расчитаем эквивалентное значение нагрузки для послеаварийного режима. Для силовых трансформаторов это значение равно:

$$S_{\Sigma 2MAX} = \sqrt{\frac{10^2 \cdot 1 + 9,5^2 \cdot 6 + 9,2^2 \cdot 1 + 9^2 \cdot 2}{1 + 6 + 1 + 2}} = 9,42 \text{ МВА}; \quad (8)$$

Расчитаем эквивалентное значение нагрузки в зоне начальной нагрузки послеаварийного режима. Для силовых трансформаторов значение равно:

$$S_{\Sigma 1n/a} = \sqrt{\frac{8,8^2 \cdot 2 + 8,6^2 \cdot 2 + 7,5^2 \cdot 1 + 5,5^2 \cdot 1 + 4,7^2 \cdot 1 + 4,1^2 \cdot 1 + 3,8^2 \cdot 1 + 3,2^2 \cdot 3 + 3^2 \cdot 1 + 2,6^2 \cdot 1}{2 + 2 + 1 + 1 + 1 + 1 + 1 + 3 + 1 + 1}} \quad (9)$$

$$S_{\Sigma 1n/a} = 5,91 \text{ МВА};$$

Определяем коэффициент перегрузки трансформаторов:

$$K_{2MAX} = S_{\Sigma 2MAX} / S_{НОМ} = 9,42 / 8 = 1,18$$

Определяем коэффициент начальной нагрузки для послеаварийного режима:

$$K_{1n/a} = S_{\Sigma 1n/a} / S_{НОМ} = 5,91 / 8 = 0,75$$

Так как $K_{1n/a} = 0,75 < 1$, делаем вывод, что выбор силовых трансформаторов произведен верно.

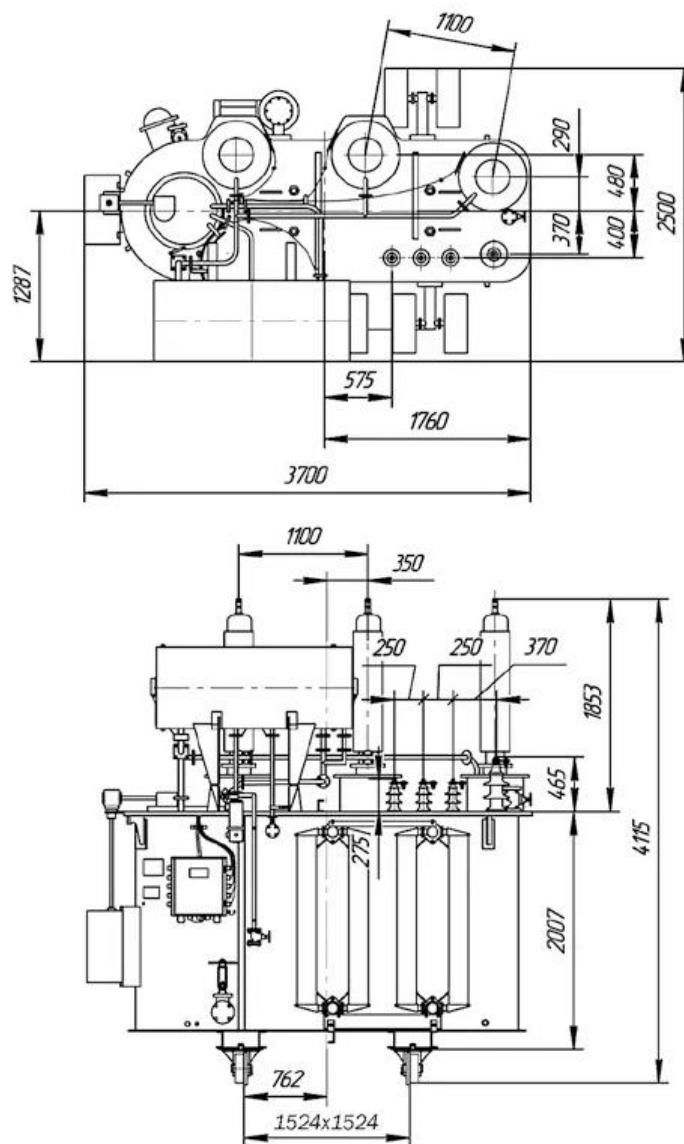


Рисунок 4 – Габаритный чертеж ТМН-6300/110 У1

6 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

Подстанция имеет следующую структурную схему:

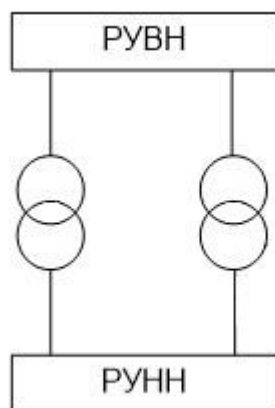


Рисунок 5 – Структурная схема подстанции

Подстанцию питают две воздушные линии, связывающие ее с энергосистемой. Задачи, поставленные перед подстанцией, не являются специфичными, поэтому достаточным будет использование типовой схемы электрических соединений. Принимаем схему «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». Преимуществами данной схемы являются простота и дешевизна. Схема станции представлена на рисунке ниже.

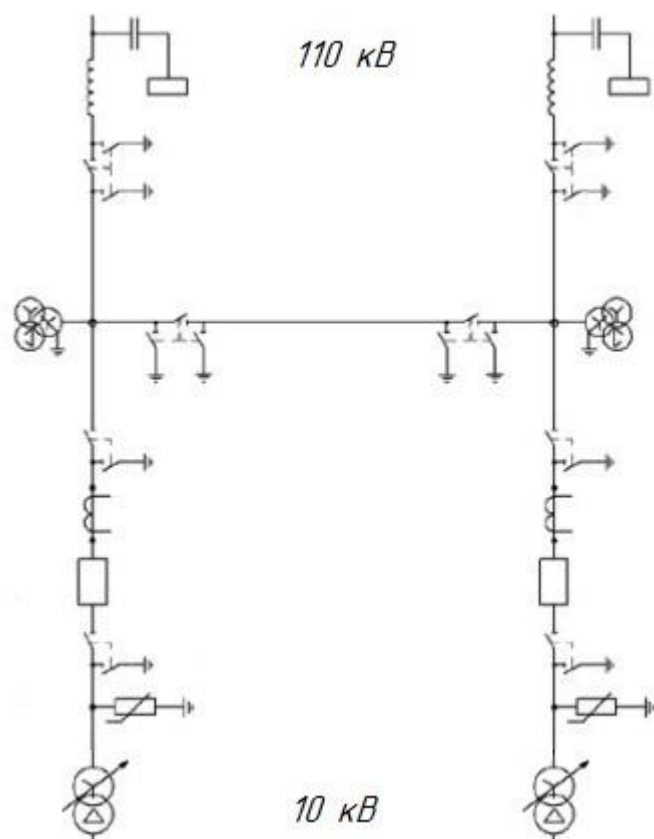


Рисунок 6 – Главная схема подстанции

7 ОПИСАНИЕ СХЕМЫ И КОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ

Схема электрических соединений «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» имеет применение на подстанциях напряжением от 35 до 220 кВ с количеством трансформаторов равным 2. В зависимости от схемы прилегающей сети схема может быть адаптирована (линия – два трансформатора). При наличии одной линии и двух трансформаторах допустимо не устанавливать разъединители в перемычке.

Основным преимуществом выбранной схемы является дешевизна и простота эксплуатации, что и привело к ее широкому применению на двухтрансформаторных подстанциях.

Надежность работы данной схемы определяется работой релейной защиты (своевременная и надежная работа автоматического ввода резерва при аварии). В связи с этим, в наше время большее предпочтение отдают современным устройствам РЗА, работающим на микропроцессорных терминалах. Они быстро реагируют на аварийную ситуацию и отдают команды на оперативные переключения.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 Расчёт симметричных токов короткого замыкания.

Расчет токов короткого замыкания производят для проверки выбранного электрооборудования и кабельных/воздушных линий электропередачи. Все расчеты производятся в относительных единицах.

Приведем схему замещения для расчета симметричного 3-х фазного тока короткого замыкания:

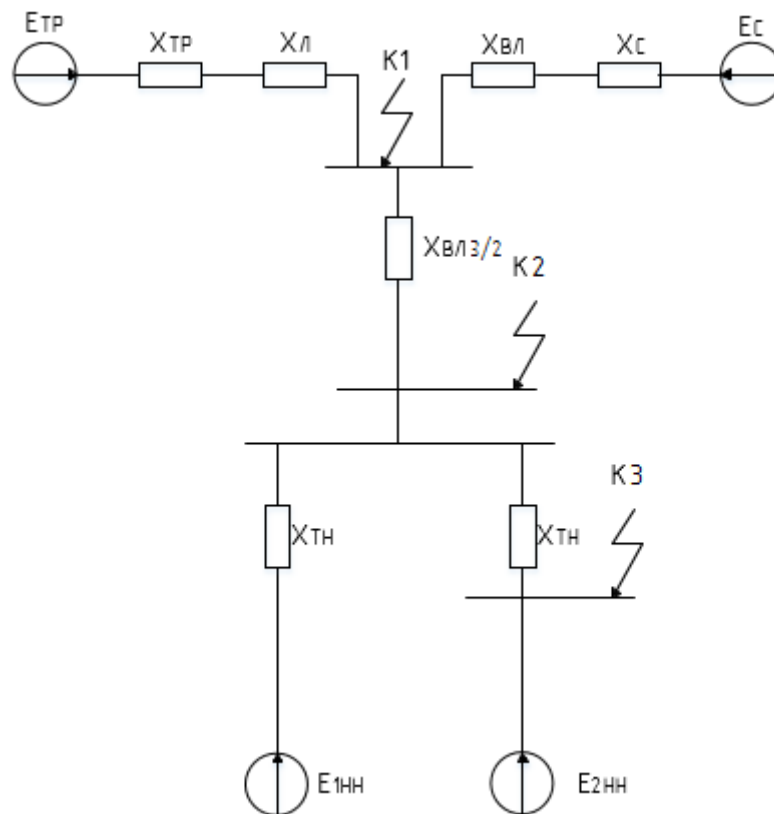


Рисунок 7 – Расчётная схема замещения подстанции

Определим значения сопротивления для элементов схемы замещения:

Мощность электрических систем:

$$TP=126 \text{ МВА}$$

$$C=497 \text{ МВА.}$$

$S_B=650$ МВА;

$U_{B1}=110$ кВ, $U_{B2}=10$ кВ.

$S_{K3}=1400$ МВА;

Определяем сопротивление электрических систем ТР и С:

$$X_{TP} = \frac{S_{\sigma}}{S_{K1}} = \frac{126}{1400} = 0,09 \text{ о.е.} \quad (10)$$

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{S_{K2}} = \frac{497}{1400} = 0,355 \text{ о.е.} \quad (11)$$

Расстояние от точки присоединения до ВТЭЦ-2 составляет $l_{ВЛ1}=0,4$ км.

Расстояние от точки присоединения до ПС Патрокл составляет $l_{ВЛ2}=2,4$ км.

Расстояние от точки присоединения до проектируемой ПС составляет $l_{ВЛ3}=2$ км.

Для ВЛ «ПС Патрокл – ВТЭЦ-2» примем провод сталеалюминиевый АС-150/24.

Примем обозначения: $X_{ВЛ}=X_{ВЛ1}$; $X_{л}=X_{ВЛ2}$.

Далее определим сопротивление воздушных линий:

$$X_{ВЛ1} = X_0 \cdot l_1 \cdot \frac{S_B}{U_{BH}^2} = 0,42 \cdot 0,4 \cdot \frac{650}{110^2} = 0,009 \text{ о.е.} \quad (12)$$

$$X_{ВЛ2} = X_0 \cdot l_2 \cdot \frac{S_B}{U_{BH}^2} = 0,42 \cdot 2,4 \cdot \frac{650}{110^2} = 0,054 \text{ о.е.} \quad (13)$$

$$X_{ВЛ3} = \frac{1}{2} X_0 \cdot l_3 \cdot \frac{S_B}{U_{BH}^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,42 \cdot 2 \cdot \frac{650}{110^2} = 0,023 \text{ о.е.} \quad (14)$$

где X_0 - индуктивное сопротивление 1 км длины ВЛ, Ом/км, l - длина ВЛ, км;

$$X_{T1} = \frac{U_{K\%} \cdot S_B}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 650}{100 \cdot 8} = 8,531 \text{ о.е.} \quad (15)$$

$$X_{T2} = \frac{U_{K\%} \cdot S_B}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10,5 \cdot 650}{100 \cdot 8} = 8,531 \text{ о.е.} \quad (16)$$

Расчет тока базисного для точек К1 и К2:

$$I_{БВН} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{БВН}} = \frac{650}{\sqrt{3} \cdot 115} = 3,263 \text{ кА} \quad (17)$$

Расчет тока базисного для точки К3:

$$I_{БНН} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{БНН}} = \frac{650}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 35,741 \text{ кА} \quad (18)$$

Далее рассчитаем ток КЗ для точки К1.

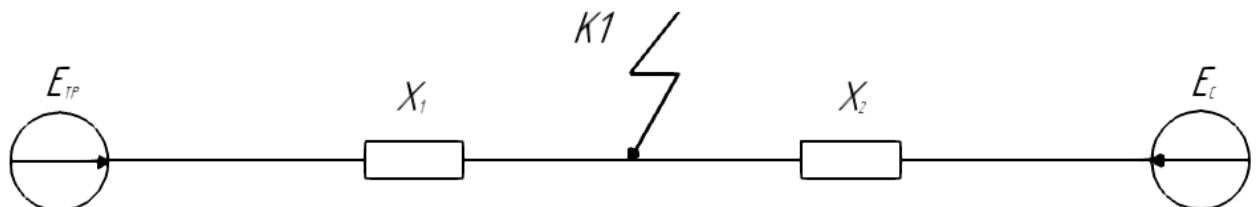


Рисунок 8 – Эквивалентная схема замещения для расчета 3-х фазных токов КЗ в точке К1

Определим значение тока короткого замыкания для случая, когда ремонтная перемычка и секционные выключатели включены:

$$X_1 = X_{TP} + X_{БЛ2}; \quad (19)$$

$$X_1 = 0,09 + 0,054 = 0,144 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = X_C + X_{БЛ1}; \quad (20)$$

$$X_2 = 0,355 + 0,009 = 0,364 \text{ о.е.};$$

$$X_{12} = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,144 \cdot 0,364}{0,144 + 0,364} = 0,103 \text{ о.е.}; \quad (21)$$

$$I_{K1} = \frac{I_{БВН}}{X_{12}} = \frac{3,263}{0,103} = 31,68 \text{ кА}; \quad (22)$$

$$I_{ПОК1} = \left(\frac{E_{TP}}{X_1} + \frac{E_C}{X_2} \right) \cdot I_{Б1}; \quad (23)$$

$$I_{ПОК1} = \left(\frac{0,85}{0,144} + \frac{1}{0,364} \right) \cdot 3,263 = 28,225 \text{ кА};$$

Таблица 3 – Значение постоянной затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания

$T_{ac}, \text{с}$	$T_{aHH}, \text{с}$	$T_{aTP}, \text{с}$
0,04	0,02	0,025

$$i_{yDK1} = \left(\frac{E_C}{X_1} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ac}}}) + \frac{E_{TP}}{X_2} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_{aTP}}}) \right) \cdot \sqrt{2} I_{B1}; \quad (24)$$

$$i_{yDK1} = \left(\frac{1}{0,364} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,04}}) + \frac{0,85}{0,144} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,025}}) \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 3,263 = 68,048 \text{ кА};$$

$$i_{aK1} = \left(\frac{E_C}{X_2} + \frac{E_{TP}}{X_1} \right) \cdot \sqrt{2} I_{B1}; \quad (25)$$

$$i_{aK1} = \left(\frac{1}{0,364} + \frac{0,85}{0,144} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 3,263 = 39,916 \text{ кА};$$

Определим значение тока короткого замыкания для точки К2, для этого преобразуем схему замещения:

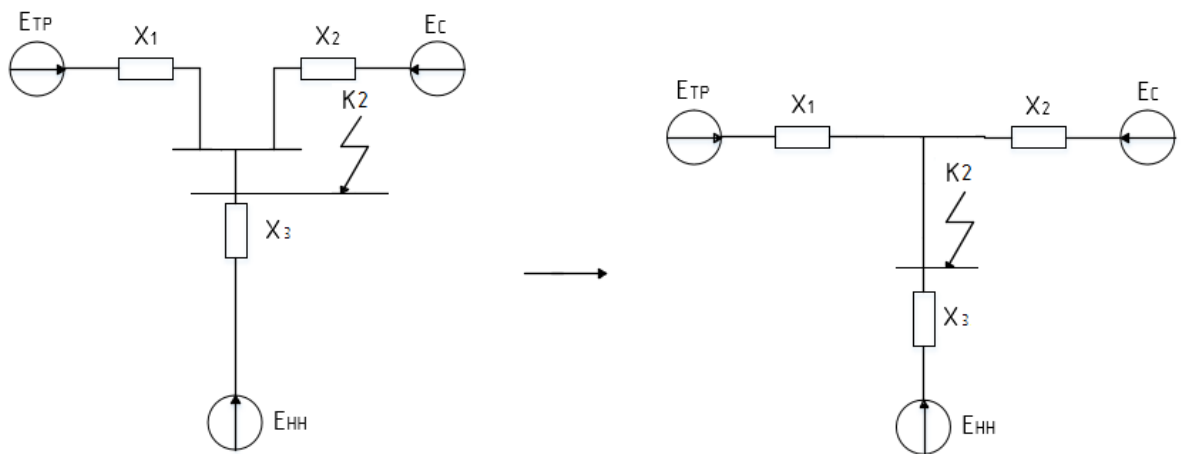


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения для определения значения тока КЗ в точке К2

$$X_1 = 0,144 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = 0,364 \text{ о.е.};$$

$$X_3 = X_{БЛЗ} = 0,023 \text{ о.е.}; \quad (26)$$

$$X_{123} = X_3 + \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2}; \quad (27)$$

$$X_{123} = 0,023 + \frac{0,364 \cdot 0,144}{0,364 + 0,144} = 0,126 \text{ о.е.};$$

$$I_{K2} = \frac{I_{БВН}}{X_{123}} = \frac{3,263}{0,126} = 25,89 \text{ кА}; \quad (28)$$

$$I_{\text{ПОК}2} = \left(\frac{E_{\text{ТП}}}{X_1} + \frac{E_C}{X_2} + \frac{E_{\text{НН}}}{X_3} \right) \cdot I_{\text{Б1}}; \quad (29)$$

$$I_{\text{ПОК}2} = \left(\frac{0,85}{0,144} + \frac{1}{0,363} + \frac{0,85}{0,023} \right) \cdot 3,263 = 14,839 \text{ кА};$$

$$i_{\text{УДК}2} = \left(\frac{E_C}{X_2} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ac}}}\right) + \frac{E_{\text{ТП}}}{X_1} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{тп}}}}\right) + \frac{E_{\text{НН}}}{X_3} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{\text{нн}}}}\right) \right) \cdot \sqrt{2} I_{\text{Б1}}; \quad (30)$$

$$i_{\text{УДК}2} = \left(\frac{1}{0,364} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,04}}\right) + \frac{0,85}{0,144} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,025}}\right) + \frac{0,85}{0,023} \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}\right) \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 3,263 = 34,223 \text{ кА};$$

$$i_{\text{аК}2} = \left(\frac{E_C}{X_2} + \frac{E_{\text{ТП}}}{X_1} + \frac{E_{\text{НН}}}{X_3} \right) \cdot \sqrt{2} I_{\text{Б1}}; \quad (31)$$

$$i_{\text{аК}1} = \left(\frac{1}{0,364} + \frac{0,85}{0,144} + \frac{0,85}{0,023} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 3,263 = 21,045 \text{ кА};$$

Определим значение тока короткого замыкания для точки КЗ, для этого преобразуем схему замещения:

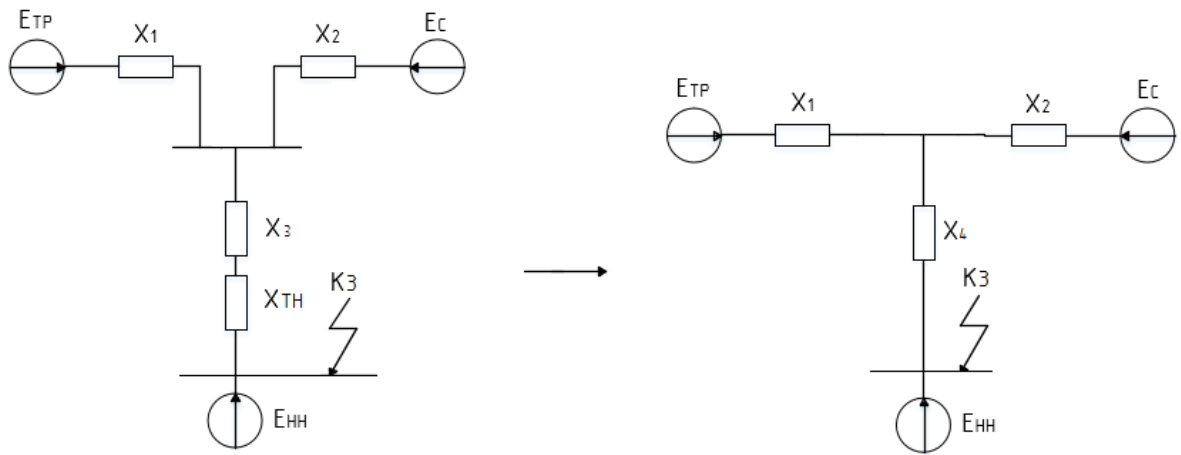


Рисунок 10 – Преобразование схемы замещения для определения значения тока КЗ в точке КЗ

$$X_1 = 0,144 \text{ о.е.};$$

$$X_2 = 0,364 \text{ о.е.};$$

$$X_3 = 0,023 \text{ о.е.};$$

$$X_{12} = 0,103 \text{ о.е.};$$

$$X_{TH} = \frac{X_{T1} \cdot X_{T2}}{X_{T1} + X_{T2}}; \quad (32)$$

$$X_{TH} = \frac{8,531 \cdot 8,531}{8,531 + 8,531} = 4,266 \text{ о.е.};$$

$$X_4 = X_3 + X_{TH}; \quad (33)$$

$$X_4 = 0,023 + 4,266 = 4,289 \text{ o.e.};$$

$$X_5 = X_{I2} + X_4; \quad (34)$$

$$X_5 = 0,103 + 4,289 = 4,392 \text{ o.e.};$$

$$I_{K3} = \frac{I_{BHH}}{X_5} = \frac{35,741}{4,392} = 8,138 \text{ } \kappa A; \quad (35)$$

$$I_{\text{ПОР3}} = \left(\frac{E_{TP}}{X_1} + \frac{E_C}{X_2} + \frac{E_{HH}}{X_4} \right) \cdot I_{B2}; \quad (36)$$

$$I_{\text{ПОР3}} = \left(\frac{0,85}{0,144} + \frac{1}{0,363} + \frac{0,85}{4,289} \right) \cdot 35,741 = 31,651 \text{ } \kappa A;$$

$$i_{\text{ВДК3}} = \left(\frac{E_C}{X_2} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_{aC}}}) + \frac{E_{TP}}{X_1} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_{aTP}}}) + \frac{E_{HH}}{X_4} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{T_{aHH}}}) \right) \cdot \sqrt{2} I_{B2}; \quad (37)$$

$$i_{\text{ВДК3}} = \left(\frac{1}{0,364} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,04}}) + \frac{0,85}{0,144} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,025}}) + \frac{0,85}{4,289} \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}}) \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 35,741 = 76,145 \text{ } \kappa A;$$

$$i_{ak3} = \left(\frac{E_C}{X_2} + \frac{E_{TP}}{X_1} + \frac{E_{HH}}{X_4} \right) \cdot \sqrt{2} I_{B2}; \quad (38)$$

$$i_{ak3} = \left(\frac{1}{0,364} + \frac{0,85}{0,144} + \frac{0,85}{4,289} \right) \cdot \sqrt{2} \cdot 35,741 = 44,724 \text{ кА};$$

Таблица 4 – Значение токов короткого замыкания для 3-х фазного КЗ

	$I_{по}, \text{кА}$	$T_a, \text{с}$	$I_{a0}, \text{кА}$	$i_{уд}, \text{кА}$
К1	28,225	0,04	39,916	68,048
К2	14,839	0,02	21,045	34,223
К3	31,651	0,02	44,724	76,145

8.2 Расчет несимметричных токов короткого замыкания

Расчет несимметричных токов КЗ проводится для 2-х фазного короткого замыкания. Составляем схему замещения обратной последовательности:

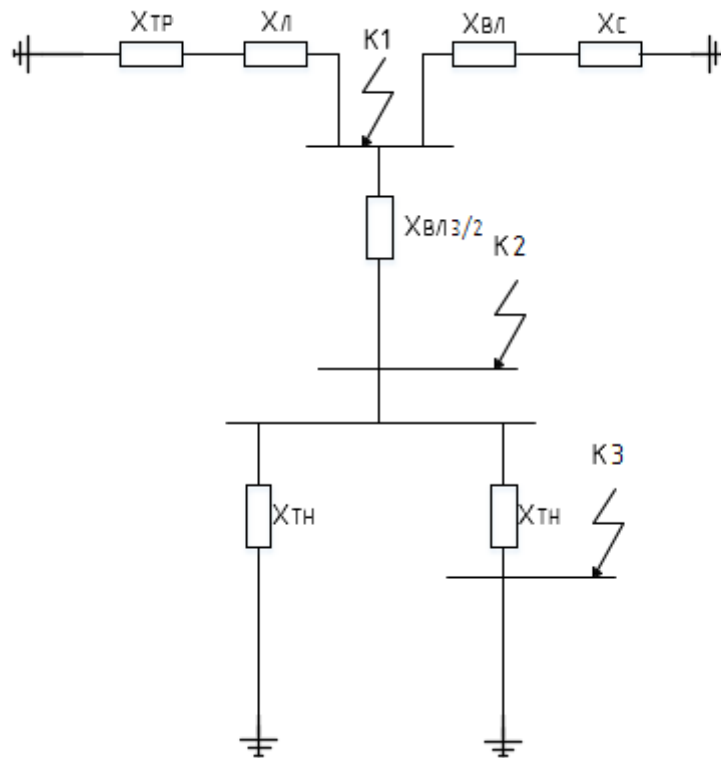


Рисунок 7 – Схема замещения обратной последовательности

Значения сопротивлений элементов схемы равны значениям для схемы замещения прямой последовательности.

Определим значение тока короткого замыкания для точки K1, для этого преобразуем схему замещения:

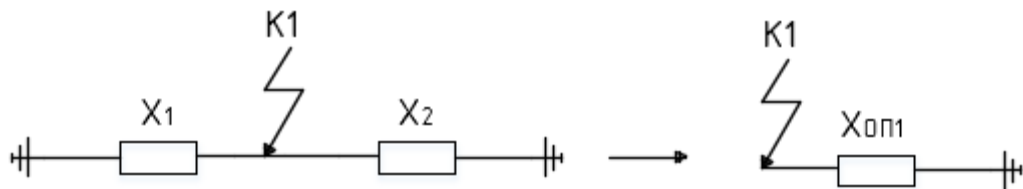


Рисунок 8 – Преобразование схемы замещения для определения значения тока K3 в точке K1

$$X_1 = 0,144 \text{ o.e.};$$

$$X_2 = 0,364 \text{ o.e.};$$

$$X_{12} = 0,103 \text{ o.e.};$$

$$X_{\text{OII1}} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_{12}}}; \quad (38)$$

$$X_{\text{OII1}} = \frac{1}{\frac{1}{0,144} + \frac{1}{0,364} + \frac{1}{0,103}} = 0,052 \text{ o.e.}$$

$$E_{\text{ЭKB1}} = \frac{E_C \cdot \frac{1}{X_2} + E_{TP} \cdot \frac{1}{X_1} + E_{HH} \cdot \frac{1}{X_{12}}}{\frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_{12}}}; \quad (39)$$

$$E_{\text{ЭKB1}} = \frac{1 \cdot \frac{1}{0,364} + 0,85 \cdot \frac{1}{0,144} + 0,85 \cdot \frac{1}{0,103}}{\frac{1}{0,364} + \frac{1}{0,144} + \frac{1}{0,103}} = 0,871 \text{ o.e.}$$

$$X_{\text{III1}} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_5} + \frac{1}{X_6}} = X_{\text{OII1}}; \quad (40)$$

$$X_{III} = 0,052 \text{ о.е.}$$

$$I_{\kappa A1K1}^{(2)} = \frac{E_{ЭKB}}{(X_{1\Sigma K1} + X_{2\Sigma K1})} \cdot I_{\delta 1}; \quad (41)$$

$$I_{\kappa A1K1}^{(2)} = \frac{0,871}{(0,052 + 0,052)} \cdot 3,263 = 27,328 \text{ кА}$$

Значение модуля полного тока поврежденной фазы определим по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = m^{(2)} \cdot |I_{\kappa A1K1}^{(2)}| = \sqrt{3} \cdot |I_{\kappa A1K1}^{(2)}| \quad (42)$$

где $m^{(2)}$ - коэффициент пропорциональности для 2-х фазного короткого замыкания, равен $\sqrt{3}$.

$$I_{\kappa K1}^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 27,328 = 47,333 \text{ кА}$$

Для точек К2 и К3 проводим аналогичный расчет по приведенным ниже эквивалентным преобразованиям и результаты сводим в таблицу 2.

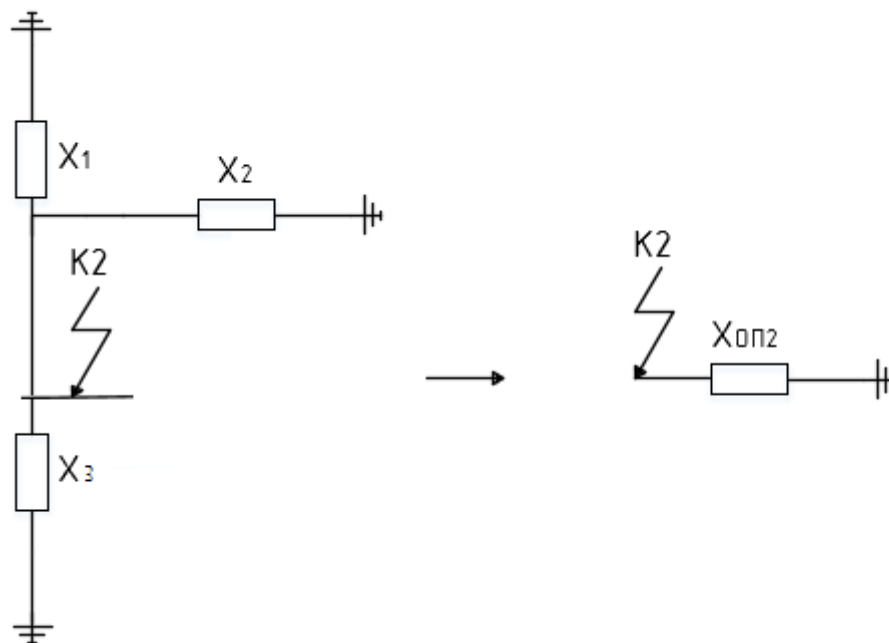


Рисунок 9 – Эквивалентные преобразования для расчета 2-х фазных токов КЗ в точке К2

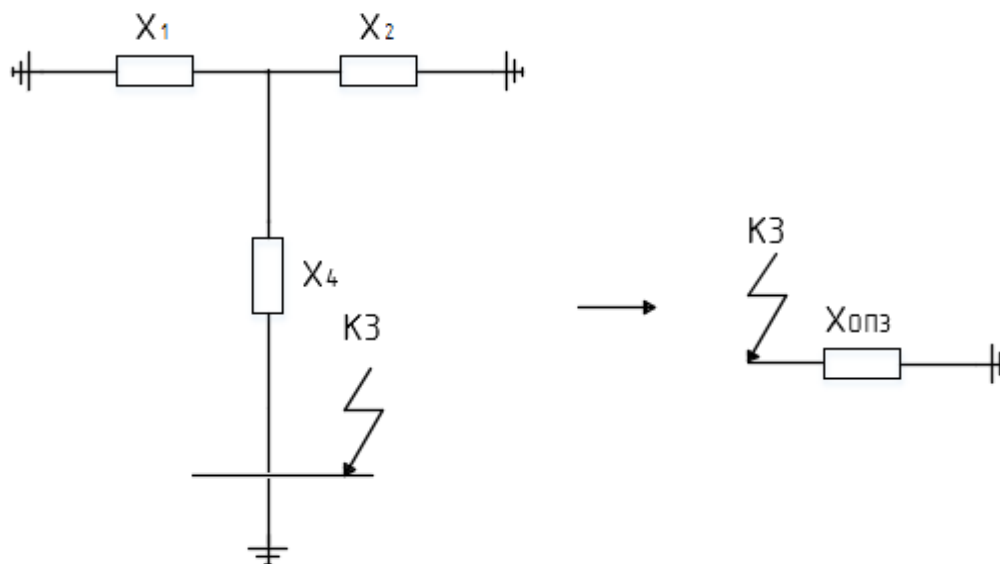


Рисунок 10 – Эквивалентные преобразования для расчета 2-х фазных токов КЗ в точке К3

Таблица 3 – Токи двухфазного короткого замыкания

	$I_{KA1}, \text{кА}$	$I_{KA2}, \text{кА}$	$I_K, \text{кА}$
K1	27,328	-27,328	47,333
K2	25,434	-25,434	44,053
K3	159,047	-159,047	275,448

9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ОРУ

Для выбора электрооборудования необходимо определить значение максимальных рабочих токов на ОРУ-110 кВ.

Максимальный рабочий ток на стороне ВН определим по выражению:

$$I_{\max \text{ВН}} = 3,263 \text{ кА};$$

9.1 Выбор и проверка выключателей

Для установки в ОРУ 110 кВ выбираем элегазовый выключатель GL 312 (110-100/3150У1):

Производим проверку выключателя на термическую устойчивость по выражению:

$$B_{\kappa} = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a); \quad (43)$$

$$B_{\kappa} = 14,839^2 \cdot (0,05 + 0,04) = 19,82 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

Определяем возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока короткого замыкания по выражению:

$$i_{\text{аНОМ}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{н}}}{100} \cdot I_{\text{откл}}; \quad (44)$$

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{0,25}{100} \cdot 40000 = 141,42 \text{ кА};$$

Каталожные и расчетные данные выбранного выключателя приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение данных выключателя GL 312 (110-100/3150У1)

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ВН} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ВН} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\maxВН} = 2610 \text{ А}$	$I_{\maxВН} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 100 \text{ кА}$	$i_{удВН} = 34,223 \text{ кА}$	$i_{удВН} \leq I_{Д.С.}$
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 12500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 19,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq I^2_{Т} \cdot t_{Т}$
$I_{ВКЛ} = 100 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 14,839 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 14,839 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$i_{aНОМ} = 141,421 \text{ кА}$	$i_{at} = 21,045 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$

Данный выключатель удовлетворяет условиям работы и принимается к установке.

9.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей проводим по параметрам, аналогичным выбору выключателей, за исключением проверки на отключающую способность, так как разъединители не предназначены для отключения цепей, находящихся под напряжением.

Для ОРУ-110 кВ выбираем разъединители горизонтально-поворотного типа марки РГ-110/3150 УХЛ1.

Таблица 6 – Сопоставление каталожных и расчетных данных РГ-110/3150 УХЛ1.

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\max ВН} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\max ВН} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max ВН} = 2610 \text{ А}$	$I_{\max ВН} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 125 \text{ кА}$	$i_{удВН} = 34,223 \text{ кА}$	$i_{удВН} \leq I_{Д.С.}$
Главные ножи		
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 7930 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} = 14,839 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} \leq I^2_{Т} \cdot t_{Т}$
Переносные ножи		
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} = 14,839 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{К} \leq I^2_{Т} \cdot t_{Т}$

Выбранный разъединитель удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

9.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

На первом этапе выбора трансформаторов тока нужно определиться с количеством и типом измерительных приборов, подключенных к вторичной цепи, а также с длиной l соединенных проводов. Минимальные сечения по меди равны $2,5 \text{ мм}^2$, по алюминию – 4 мм^2 . Максимальные сечения равны 6 и 10 мм^2 . Далее рассчитываем сопротивление наиболее загруженной фазы, учитывая схему соединения измерительной аппаратуры. Принимаем $Z=R$, так как индуктивное сопротивление токовых цепей незначительно и не вносит весомый вклад в расчеты.

Таблица 7 – Значения вторичной нагрузки трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Н-344	–	0,5	–
Ваттметр	Д-335	0,5	–	0,5
Варметр	Д-335	0,5	–	0,5
Счетчик АЭ	САЗ-И680	2,5	–	2,5
Счетчик РЭ	САЗ-И674	2,5	-	2,5
ИТОГО		6	0,5	6

Принимаем к установке трансформатор тока марки 110-У1:

$$S_{2НОМ} = 30 \text{ ВА};$$

$$I_{2НОМ} = 5 \text{ А};$$

Проверяем условие обеспечения заданного класса точности по следующему выражению:

$$R_{2 \text{ ДОП}} \geq \sum R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}};$$

Расчитываем допустимое сопротивление нагрузки на трансформаторе тока:

$$R_{2\text{доп}} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом};$$

Определяем суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне 110 кВ:

$$\Sigma R_{\text{приб}} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом};$$

Принимаем переходное сопротивление контактов равным $R_K = 0,1 \text{ Ом}$.

Приближенное сопротивление провода в данном случае:

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,2 - 0,1 = 0,9 \text{ Ом};$$

Определяем допустимое сечение провода:

l – длина соединительных проводов для класса напряжения 110 кВ принимаем равным: $l = 75 \text{ м}$.

$$S_{\text{доп}} = \frac{0,0283 \cdot 75}{0,9} = 2,358 \text{ мм}^2$$

Принимаем к установке провод марки АКРНГ 4-х жильный с сечением равным 4 мм².

Сопротивление провода равно:

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,53 \text{ Ом};$$

Полное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока будет равно:

$$R_{НАГР} = 0,24 + 0,53 + 0,1 = 0,87 \text{ Ом};$$

Таблица 8 – Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока 110-У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{СН} = 110 \text{ кВ}$	$U_{СН} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 600 \text{ А}$	$I_{\max ВН} = 290 \text{ А}$	$I_{\max СН} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,87 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$I_{д.с.} = 50 \text{ кА}$	$i_{удВН} = 16,843 \text{ кА}$	$I_{удСН} \leq I_{д.с.}$
$I^2_{Т \cdot t_T} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 11,074 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_{Т \cdot t_T}$

Как видим, выбранный трансформатор тока удовлетворяет условиям установки.

9.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

В данном разделе приведен выбор и проверка трансформаторов напряжения для ОРУ-110 кВ.

К установке примем трансформатор напряжения НАМИ-110-УХЛ1.

Таблица 9 – Вторичная нагрузка ТН в ОРУ-110 кВ

Наименование прибора	Тип прибора	Количество приборов	Р прибора, Вт	Q прибора, Вар
Вольтметр	Э-377	3	2	0
Ваттметр	Д-335	3	1,5	0
Варметр	Д-335	3	1,5	0
Счетчик АЭ	СА4У-672М	3	2	7,7
Счетчик РЭ	СА4У-673М	3	2	7,7
ИТОГО			27	46,2

Далее необходимо определить мощность нагрузки вторичных цепей:

$$S_{\text{ПРИБ}} = \sqrt{27^2 + 46,2^2} = 53,51 \text{ ВА};$$

Таблица 10 – Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора напряжения НАМИ-110-УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{СН} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{ВН}$
$S_{НОМ} = 400 \text{ ВА}$	$S_{ПРИБ} = 53,51 \text{ ВА}$	$S_{НОМ} \geq S_{ПРИБ}$

Выбранный трансформатор подходит по условиям работы и принимается к установке.

9.5 Выбор и проверка изоляторов

Для гибкой ошиновки в ОРУ-110 кВ выбираем подвесные изоляторы типа ЛК 70/110-И-4 СП(СС);

Подвесные изоляторы не проверяются на термическую и электродинамическую стойкость по режиму короткого замыкания и по разрушающей нагрузке.

9.6 Выбор ОПН

Ограничители перенапряжения являются основным средством защиты электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На стороне 110 кВ трансформаторов примем к установке ограничитель перенапряжения типа ОПН – 110/86/10/550 УХЛ1, его характеристики отражены в таблице 11.

Таблица 11 – Основные характеристики ОПН–110/86/10/550 УХЛ1

Класс напряжения сети, кВ	Допустимое напряжение, кВ	Пропускная способность , А	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасно сть при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
110	10	850	10	40

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЯЧЕЕК КРУ

На стороне 10 кВ примем к установке комплектное распределительное устройство марки К-63, привод – электромагнитный. Выношу каталожные данные в таблицу 12.

Таблица 12 – Каталожные данные распределительного устройства КРУ К-63

Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6; 10
Номинальный ток сборных шин шкафов, А	630, 1000, 1600
Номинальный ток отключения, кА	50
Электродинамическая стойкость, кА	81
Тип выключателя	LF – 3
Тип привода к выключателю	Электромагнитный и пружинный
Габариты шкафа, мм: Ширина / глубина /высота	750/1200/2100

Продолжение таблицы 12

Параметр	Значение
Масса шкафа отходящей линии, кг	600–880
Трансформатор тока	ТЛМ–10
Трансформатор напряжения	НАМИТ–10–УХЛ1
Ограничители перенапряжения	ОПН – 6(10)УХЛ

10.1 Выбор и проверка выключателей

Принимаем к установке выключатель элегазовый марки LF-3 и производим его проверку:

Значение рабочего тока в нормальном режиме на стороне в КРУ-10 кВ:

$$I_{\max HH} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{HH}}; \quad (45)$$

$$I_{\max HH} = \frac{8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,461 \text{ кА};$$

Производим проверку по термической стойкости по выражению:

$$B_{\kappa} = 14,90^2 \cdot (0,2 + 0,02) = 48,84 \text{ кА}^2 \text{ с};$$

Проверку на возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания проводим по формуле:

$$i_{aНОМ} = \sqrt{2} \cdot \frac{0,3}{100} \cdot 50000 = 21,3 \text{ кА};$$

Произвожу сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя. Переносу результат в таблицу 19.

Таблица 13 – Сравнение данных выключателя LF – 3

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НН} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НН} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 3150 \text{ А}$	$I_{\max НН} = 461 \text{ А}$	$I_{\max НН} \leq I_{НОМ}$
$I_{Д.С.} = 128 \text{ кА}$	$i_{удНН} = 76,145 \text{ кА}$	$i_{удНН} \leq I_{Д.С.}$
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} = 48,84 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{К} \leq I^2_{Т} \cdot t_{Т}$
$I_{ВКЛ} = 50 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 31,651 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 50 \text{ кА}$	$I_{ПО} = 31,651 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛНОМ}$
$i_{aНОМ} = 21,3 \text{ кА}$	$i_{at} = 21,073 \text{ кА}$	$i_{at} \leq i_{aНОМ}$

Нам подходит данный тип выключателя, принимаю его к установке.

10.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока на стороне НН

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, по фазам		
		А	В	С
Амперметр	Н-344	0,5	–	0,5
Счетчик АЭ	САЗ-И674	2,5	–	2,5
Счетчик РЭ	САЗ-И676	2,5	–	2,5
ИТОГО		5,5	–	5,5

В соответствии с каталожными данными я выбираю трансформатор тока марки ТЛМ-10 и провожу его проверку:

$$S_{2НОМ} = 15 \text{ ВА};$$

$$I_{2НОМ} = 5 \text{ А};$$

Обеспечение заданного класса точности определяется выражением:

$$R_{2 \text{ доп}} \geq \sum R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}};$$

Определяем значение допустимого сопротивления нагрузки на трансформаторе тока:

$$R_{2\text{доп}} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом};$$

Определяем значение суммарного сопротивления приборов, подключенных к трансформаторам тока в КРУ-10 кВ:

$$\Sigma R_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом};$$

Значение переходное сопротивление контактов принимается равным 0,1 Ом.

Сопротивление провода в данном случае будет равняться:

$$r_{\text{пр}} = 0,6 - 0,22 - 0,1 = 0,28 \text{ Ом};$$

Определяем значение допустимого сечения провода:

l – длина соединительных проводов для 10 кВ принимается равным 4 м.

$$S_{\text{доп}} = \frac{0,0283 \cdot 4}{0,28} = 0,404 \text{ мм}^2$$

К установке принимаем кабель марки АКРНГ 4-х жильный с сечением равным 4мм².

Определяем значение действительного сопротивления провода:

$$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S};$$

$$R_{np} = \frac{0,0283 \cdot 4}{4} = 0,0283 \text{ Ом};$$

Далее необходимо определить значение полного сопротивления вторичной цепи трансформатора тока:

$$R_{НАГР} = 0,22 + 0,0283 + 0,1 = 0,348 \text{ Ом};$$

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ТЛМ-10

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НН} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НН} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1500 \text{ А}$	$I_{\max НН} = 461 \text{ А}$	$I_{\max НН} \leq I_{НОМ}$
$Z_{НОМ} = 0,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,348 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{НОМ}$
$I_{д.с.} = 100 \text{ кА}$	$i_{удНН} = 76,145 \text{ кА}$	$I_{удНН} \leq I_{д.с.}$
$I^2_{Т \cdot t_T} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 48,85 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_{Т \cdot t_T}$

Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

10.3 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Принимаем к установке трансформатор напряжения НАМИТ–10–УХЛ1 и производим его проверку.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка ТН в КРУ-10 кВ.

Наименование прибора	Тип прибора	Количество приборов	Р прибора, Вт	Q прибора, Вар
Вольтметр	Э–377	2	2	0
Ваттметр	Д–335	12	1,5	0
Варметр	Д–335	12	1,5	0
Счетчик АЭ	СА4У–672М	12	2	7,7
Счетчик РЭ	СА4У–673М	12	2	7,7
Сумма			88	184,8

Определяем значение мощности нагрузки вторичных цепей:

$$S_{\text{ПРИБ}} = \sqrt{88^2 + 184,8^2} = 204,68 \text{ ВА};$$

Таблица 17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных НАМИТ–10 – УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НН}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НН}}$
$S_{\text{НОМ}} = 900 \text{ ВА}$	$S_{\text{ПРИБ}} = 204,68 \text{ ВА}$	$S_{\text{НОМ}} \geq S_{\text{ПРИБ}}$

Выбранный трансформатор напряжения удовлетворяет всем условиям и принимается к установке.

10.4 Выбор и проверка токоведущих частей

В закрытых распределительных устройствах напряжением 6-10 кВ сборные шины и ошиновка выполняются жесткими алюминиевыми. Ввиду высокой стоимости медные шины не принимаются к установке даже при высоких значениях токовых нагрузок. При значении тока до 3 кА устанавливают одно- и двухполосные шины. При значениях выше 3 кА применяют шины коробчатого сечения.

Примем к установке алюминиевую прямоугольного сечения с размерами 100 на 6 мм:

$$q = 600 \text{ мм}^2; I_{\text{доп}} = 1425 \text{ А};$$

Определяем значение минимального сечения по термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C};$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{48,85 \cdot 10^6}}{91} = 76,8 \text{ мм}^2;$$

$$q_{\text{min}} < q - \text{условие выполняется};$$

Определяем момент инерции шины, расположенной на изоляторах:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (46)$$

$$J = \frac{0,6 \cdot 10^3}{12} = 50 \text{ см}^4;$$

Далее необходимо определить максимальную длину пролета между изоляторами. Данный расчет необходим для исключения возможности появления механического резонанса:

$$f_0 \geq \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}; \quad (47)$$

$$f_0 = 200 \text{ Гц};$$

$$l^2 \geq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{50}{6}} = 2,5 \text{ м}^2;$$

$$l = \sqrt{2,5} = 1,58 \text{ м};$$

Принимаем $l = 1,5 \text{ м}$;

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр шины:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{ВД}^2}{a}; \quad (48)$$

a – расстояние между фазами для 10 кВ. Его значение равно 0,22 м;

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{35397^2}{0,22} = 986,44 \text{ Н / м};$$

Значение напряжения в материале шины, возникающее под действием изгибающего усилия:

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot l^2}{10 \cdot W_{\phi}}; \quad (49)$$

$$W_{\phi} = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (50)$$

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 10^2}{6} = 10 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{986,44 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 10} = 22,19 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп};$$

Условие по механической прочности для шины выполняется, а значит, выбор был произведен верно.

10.5 Выбор и проверка изоляторов

Принимаем к установке изолятор опорный марки ИОР-10-3,75 УХЛ Т2 и производим его проверку:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F;$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна 120 мм.

Далее определяем значение максимальной силы, действующей на изгиб:

$$F_{расч} = f \cdot l \cdot k_h; \tag{51}$$

$$k_h = \frac{H_{из} + b + \frac{h}{2}}{H_{из}}; \tag{52}$$

$$k_h = \frac{120 + 6 + \frac{100}{2}}{120} = 1,46;$$

$$F_{расч} = 986,44 \cdot 1,5 \cdot 1,46 = 1716,4 \text{ Н};$$

$F_{расч} \leq F_{доп}$ – данное условие выполняется, делаем вывод, что выбор изолятора произведен верно.

10.6 Выбор ОПН

С низкой стороны трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения нелинейный марки ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1. Каталожные данные вынесены в таблицу 18.

Таблица 18 – Основные характеристики ОПН – 10/12/10/400 УХЛ1.

Класс напряжения сети, кВ	Допустимое напряжение, кВ	Пропускная способность, А	Номинальный разрядный ток, кА	Взрывобезопасность при токе короткого замыкания 0,2 с, кА
10	12	400	10	20

11 ВЫБОР СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

Для питания оперативных цепей подстанций может применяться переменный и постоянный ток.

Постоянный ток применяется на подстанциях напряжением:

подстанции 330 – 750 кВ; подстанции 110 – 220 кВ с числом масляных выключателей 3 и больше; подстанции 10 – 220 кВ – с воздушными выключателями.

Переменный ток применяется на подстанциях напряжением 110– 220 кВ с отсутствующими выключателями на стороне ВН. Допускается применение выпрямленного оперативного тока на подстанциях напряжением 110 кВ с одним/двумя выключателями на стороне ВН.

На подстанциях с оперативным переменным током трансформаторы собственных нужд присоединяются отпайкой к вводу силовых трансформаторов. Данное техническое решение используют для возможности управления выключателями 6 – 10 кВ при полной потере напряжения на шинах НН.

Шины 0.4 кВ секционируются. Оперативные цепи переменного тока питаются от шин ТСН с напряжением на выходе равным 220 В.

12 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Нагрузка потребителей СН зависит от ряда факторов, таких как тип подстанции, установленная мощность силовых трансформаторов и автотрансформаторов, характеристики электрооборудования.

К наиболее важным и ответственным потребителям СН относятся цепи оперативного тока, системы связи и телемеханики, охлаждения силовых трансформаторов, система пожаротушения и аварийное освещение.

Значение мощности потребителей СН невелико, поэтому они получают питание от сети 380/220 В понижающих силовых трансформаторов.

Мощность трансформаторов СН выбирают по значению нагрузки потребителей СН, приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Нагрузка потребителей собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность, кВт	
	кВт/ед	Всего
Подогрев ВР110НТ	0,8x9	7,2
Подогрев КРУ К-63	10	10
Отопление и освещение ОПУ	50	50
Освещение ОРУ	10	10
Прочие	7,1	7,1
Итого		83,6

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается по нагрузке потребителей собственных нужд с учетом коэффициентов загрузки и одновременности, отдельно учитываются летние и зимние нагрузки и также нагрузка в период проведения ремонтных работ на подстанции.

$$S_{расч} = \kappa_c \cdot \frac{P_{уст}}{\cos \varphi}; \quad (53)$$

κ_c – коэффициент спроса, учитывающий коэффициент одновременности и загрузки, принимаем равным 0,8.

$P_{уст}$ – ориентировочная установленная активная мощность потребителей собственных нужд, принимаем равной 400 кВт.

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \frac{400}{0,85} = 268,9 \text{ кВА};$$

На подстанциях с постоянным дежурством, при установке 2-х ТСН, их мощность определяется по следующему выражению:

$$S_T \geq \frac{S_{расч}}{2}; \quad (54)$$

$$S_{Тс.н.} = \frac{268,9}{2} = 134,45 \text{ кВА};$$

Выбираем трансформатор ТМ – 100/10.

Проверяем коэффициенты загрузки в нормальном и аварийном режимах:

$$K_3^{норм} = \frac{83,6}{2 \cdot 100} = 0,42;$$

$$K_3^{as} = \frac{83,6}{100} = 0,836;$$

Коэффициенты находятся в допустимых пределах, поэтому принимаем два трансформатора ТМ – 100/10.

13 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТОКООГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРОВ

Выбор реактора производится по условиям:

$$- U_{НОМ} \geq U_{уст}$$

$$- I_{НОМ} \geq I_{max}$$

$$- X_{НОМ} \geq X'_P$$

Установка токоограничивающих реакторов уместна только в случае, если значение тока короткого замыкания больше отключающей способности коммутационного оборудования. В данной бакалаврской работе значение тока 3-х фазного короткого замыкания не превышает допустимого значения, следовательно, установка реакторов не требуется.

14 ВЫБОР И ПРОВЕРКА УСТРОЙСТВ ВЫСОКОЧАСТОТНОЙ ОБРАБОТКИ ЛИНИЙ

Проведем выбор высокочастотных заградителей по значениям номинальных и ударных токов по следующим соотношениям:

$$1) U_{НОМ} \geq U_{сети};$$

$$2) I_{НОМ} \geq I_{\max};$$

$$3) I_{д.с.} \geq i_{уд};$$

$$4) I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_K;$$

Для установки на ВЛ-110 кВ примем к установке ВЧЗ типа ВЗ-630-0,5У1.

Сравнение расчетных данных с каталожными для высокочастотных заградителей представлено в таблице 27

Таблица 27 – Сопоставление каталожных и расчетных данных ВЗ-630-0,5У1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\maxВН} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\maxВН} \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{\maxВН} = 290 \text{ А}$	$I_{\maxВН} \leq I_{НОМ}$
$I_{д.с.} = 41 \text{ кА}$	$i_{удВН} = 34,223 \text{ кА}$	$i_{удВН} \leq I_{д.с.}$
$I^2_{Т} \cdot t_{Т} = 675 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 19,82 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_{Т} \cdot t_{Т}$

15 РАСЧЁТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ПОДСТАНЦИИ

Исходные данные для расчета устройств заземления представлены в таблицах 28 и 29.

Таблица 28 – Удельные сопротивления грунтов

Грунт	ρ Ом · м	Грунт	ρ Ом · м
Песок	400÷1000	Торф	20
Супесок	150÷400	Чернозем	10÷50
Суглинок	40÷150	Мергель, известняк	1000÷2000
Глина	8÷70	Скалистый грунт	2000÷4000
Садовая земля	40		

Таблица 29 – Толщина слоя сезонных изменений в климатических зонах

Климатическая зона	I	II	III	IV
Толщина слоя сезонных изменений h_c , м	2,2	2,0	1,8	1,6

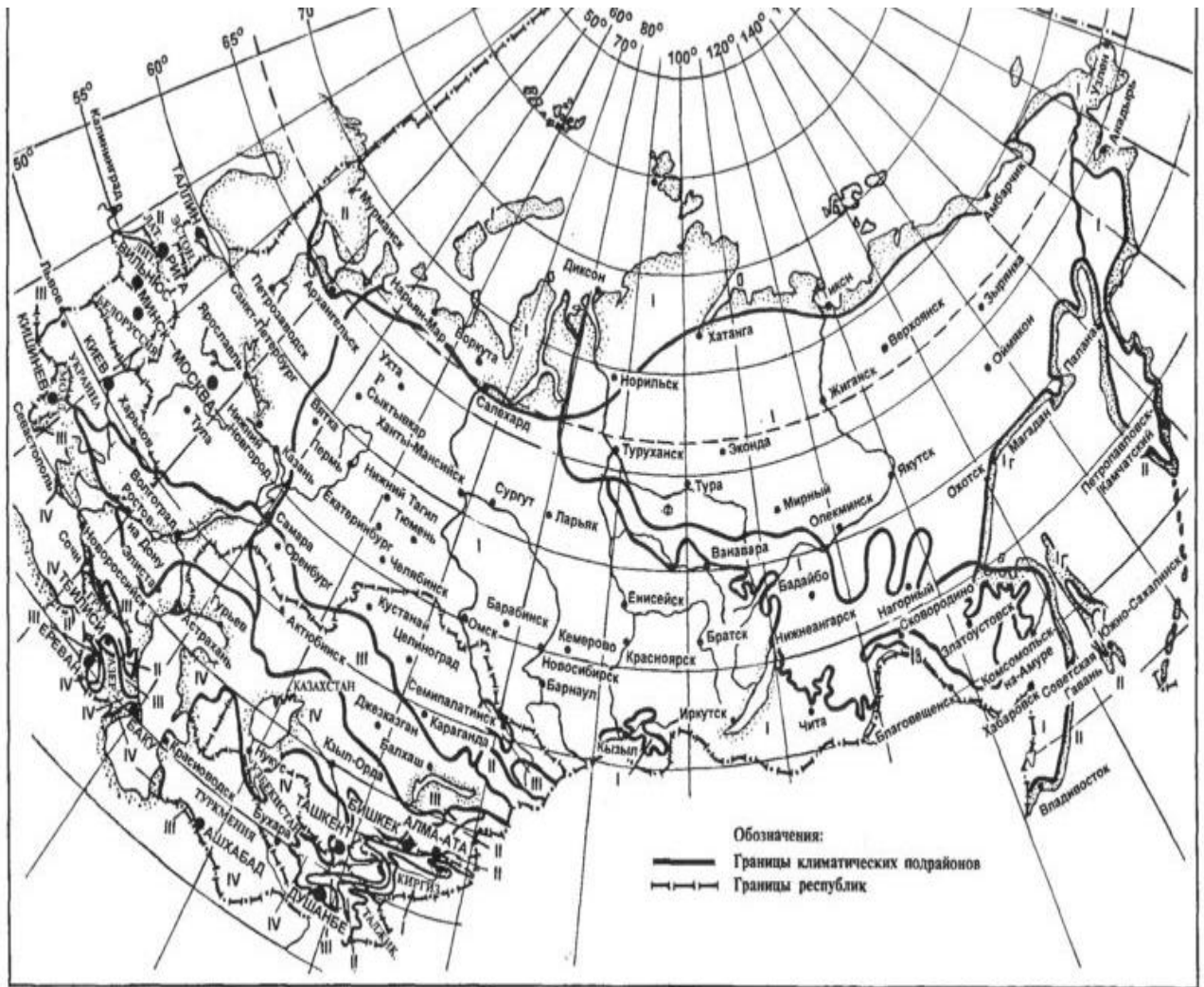


Рисунок 11 — Карта схематического районирования территории России и стран СНГ по физико-географическим признакам

По таблице 28 принимаем в качестве верхнего слоя супесок ($r_1 = 400$ Ом·м), в качестве нижнего слоя суглинок ($r_2 = 100$ Ом·м). РУ находится во второй климатической зоне, тогда по таблице 2 $h_1=2$ м.

Размеры ОРУ 110 кВ: длина - 48 м, ширина - 58,3 м, площадь $S=2798,4$ м²., периметр $P=212,6$ м.

Глубину заложения электродов принимаем равной 0,6 м, расстояние между горизонтальными полосами – 20 м, длина вертикальных электродов равна 20 м. Устанавливаем вертикальные электроды в местах пересечения внутренних и контурных проводников по периметру сетки заземления.

Далее уточним расстояние между горизонтальными проводниками.

Количество ячеек $\frac{48}{20} = 2,4$ и $\frac{58,3}{20} = 2,9$. Округляем значения и

принимаем 2 и 3 ячейки. Расстояние между продольными проводниками равно

$\frac{48}{2} = 24$ м, между поперечными равно $\frac{58,3}{3} = 19,43$ м.

1. Определяем значение общей длины горизонтальных проводников по формуле:

$$L_{\Gamma} = 58,3 \cdot 4 + 48 \cdot 3 = 377,2 \text{ м}$$

Число вертикальных электродов $n_B=10$, полная длина вертикальных электродов в данном случае равна:

$$L_B = l_B \cdot n_B \tag{55}$$

$$L_B = 20 \cdot 10 = 200 \text{ м}$$

Определяем среднее расстояние между вертикальными проводниками по выражению:

$$a = P / n_B \tag{56}$$

$$a = 212,6 / 10 = 21,26 \text{ м.}$$

Затем определяем значение сопротивления заземлителя по выражению:

$$R = A \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{L_{\Gamma} + L_B} \quad (57)$$

$$\sqrt{S} = \sqrt{2798,4} = 52,9 \text{ м};$$

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{20 + 0,6}{52,9} = 0,39 > 0,1;$$

$$A = 0,38 - 0,25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \quad (58)$$

$$A = 0,38 - 0,25 \cdot 0,39 = 0,282$$

$$\rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^{\Delta}, \text{ Ом}\cdot\text{м.} \quad (59)$$

$$\frac{r_1}{r_2} = \frac{400}{100} = 4 > 1$$

$$\Delta = 0,43 \frac{h_1 - t}{l_B} + 0,27 \lg \frac{a}{l_B} \quad (60)$$

$$D = 0,43 \frac{2 - 0,6}{20} + 0,271g \frac{22,2}{20} = 0,04$$

$$\rho_{\text{эк.с}} = 100 \left(\frac{400}{100} \right)^{0,04} = 105,7$$

$$R = 0,282 \frac{105,7}{52,9} + \frac{105,7}{377,2 + 200} = 0,746$$

Значение сопротивления заземляющего устройства с учетом естественных заземлителей будет равно:

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e} \quad (61)$$

Значение сопротивления естественных заземлителей приближенно принимаем равным 1,5 Ом.

$$R_3 = \frac{0,746 \cdot 1,5}{0,746 + 1,5} = 0,5 \text{ Ом}$$

Как видим, значение сопротивления ниже допустимого, но основной является величина допустимого напряжения прикосновения.

При воздействии напряжения в течение 0,2 с значение допустимого напряжения прикосновения равно 400 В.

Произведем расчет для случая, когда человек прикасается к электроустановке под напряжением:

$$U_{\text{ч}} = I_{\text{П0}}^{(1)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta \quad (62)$$

$$\alpha = M \left(\frac{a\sqrt{S}}{l_B \cdot L_{\Gamma}} \right)^{0,45}$$

Для $\rho_1/\rho_2=4$ параметр $M=0,72$.

$$\alpha = 0,72 \left(\frac{21,26 \cdot 52,9}{20 \cdot 377,2} \right)^{0,45} = 0,305$$

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{C}}} \quad (63)$$

где $R_{\text{ч}}=1000$ Ом – сопротивление тела человека;

$R_{\text{C}} = 1,5\rho_{\text{B.C}}$ –сопротивление растекания тока от ступней.

$\rho_{\text{B.C}} = \rho_1 = 400$ – сопротивление верхнего слоя земли.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,625$$

$$I_{II0}^{(1)} \approx I_{II0}^{(3)} = 10 \text{ кА.}$$

$$U_{\text{ч}} = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,5 \cdot 0,305 \cdot 0,625 = 953 \text{ В}$$

$$U_{\text{ч}} > U_{\text{пр. доп.}}$$

Для ограничения значения напряжения прикосновения воспользуемся подсыпкой слоя гравия на территории подстанции, толщина слоя равна 0,2 м. Удельное сопротивление верхнего слоя равно 5000 Ом·м, тогда:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 5000} = 0,118$$

Выбранная нами подсыпка не влияет на растекание тока с заземляющего устройства, поскольку значение глубины заложения заземлителей больше толщины подсыпки, в этом случае определяем напряжение прикосновения по формуле:

$$U_{\text{ч}} = 10 \cdot 10^3 \cdot 0,5 \cdot 0,305 \cdot 0,118 = 179 \text{ В}$$

Как видим, значение меньше допустимого, значит мера ограничения напряжения выбрана корректно.

16 РАСЧЁТ ЗОНЫ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ

Защиту подстанции от грозовых перенапряжений составляют внутренняя и внешняя защита. Если подстанция выполнена закрытой или внутрицеховой, допускается использование только внутренней защиты, поскольку внешняя в таком случае обеспечивает защиту от перенапряжений всего здания.

Вызванные ударом молнии перенапряжения могут быть двух видов: прямого удара и индуцированные. Лучшим средством защиты подстанций от прямых ударов молнии являются молниеотводы.

Индукционные перенапряжения являются результатом попадания молнии в землю рядом с электроустановкой. Основным средством защиты от данного типа перенапряжений являются ограничители перенапряжения.

Произведем расчет зоны защиты молниеотводов, установленных на ОРУ-110 кВ.

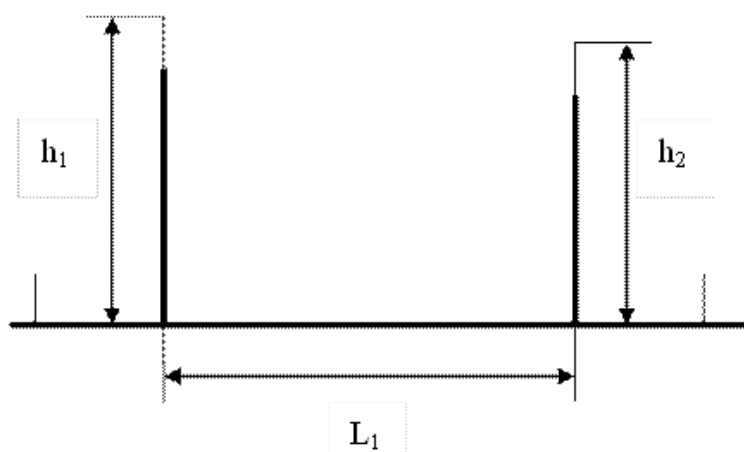


Рисунок 12 - Стержневые молниеотводы ОРУ-110кВ

Таблица 30 - Зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

Надежность защиты Р	Высота молниеотвода h, м	Высота конуса h ₀	Радиус конуса r, м
0,9	0-100	0,85h	1,2h
	100-150	0,85h	[1,2-10 ⁻³ (h-100)]h
0,99	0-30	0,8h	0,8h
	30-100	0,8h	[0,8-1,43*10 ⁻³ (h-30)]h
0,999	0-30	0,7h	0,6h
	30-100	[0,7-7,14*10 ⁻⁴ (h-30)]h	[0,6-1,43*10 ⁻³ (h-30)]h
	100-150	[0,65-10 ⁻³ (h-100)]h	[0,5-2*10 ⁻³ (h-100)]h

Формулы, приведенные в таблице, используются для построения зон защиты одиночных молниеотводов, выполненных стержнями. По параметрам h₀ и h_c определяют размеры внутренних зон, значение h₀ определяет высоту защиты у самих молниеотводов, а h_c – минимальную высоту защиты между стержнями молниеотводов.

Произведем расчет зоны защиты для одиночного стержневого молниеотвода.

- высота молниеотводов равна 43 м;
- расстояния между молниеотводами равны 41,3 и 28,1 м;
- защищаемый объект имеет высоту 6 м;
- надежность защиты имеет коэффициент равный 0,999

Производим расчет радиуса зоны защиты молниеотводов на уровне земли по выражению:

$$r_0 = \left| 0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (h - 30) \right| \cdot h \quad (64)$$

$$r_0 = \left| 0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot (43 - 30) \right| \cdot 43 = 25 \text{ м}$$

Высоту зоны защиты молниеотвода определяем по формуле:

$$h_0 = \left| 0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (h - 30) \right| \cdot h \quad (65)$$

$$h_0 = \left| 0,7 - 7,14 \cdot 10^{-4} \cdot (43 - 30) \right| \cdot 43 = 29,7 \text{ м}$$

Определяем радиус зоны защиты на высоте равной 6 м по выражению:

$$r_{cx} = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \quad (66)$$

$$r_{cx} = \frac{25 \cdot (29,7 - 6)}{29,7} = 19,9 \text{ м}$$

Определяем значение предельного расстояния между молниеотводами ($h = 43$) по выражению:

$$L_c = 2,5 \cdot h \quad (67)$$

$$h_0 = 2,5 \cdot 43 = 107,5 \text{ м}$$

Так как $L_1 < L_c$ ($43 < 107,5$), провесы в зоне защиты по высоте наблюдаться не будут.

17 РЕЛЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА

Процесс преобразования электроэнергии в силовых трансформаторах крайне сложен и не лишен рисков. В обмотках трансформатора возможно возникновение КЗ между фазами, КЗ одной или нескольких фаз напряжения на землю, КЗ между витками одной фазы или же между обмотками разных фаз напряжения. Так же КЗ могут возникать на вводах, ошиновке и кабелях трансформаторов. Также не стоит забывать об возможных нарушениях нормального режима работы трансформатора, например, прохождение через него сверхтоков, перегрузка, понижение уровня масла, повышение его температуры. Защиты, фиксирующие нарушения в работе трансформатора, действуют на подачу сигнала, разгрузку или отключение в зависимости от вида повреждения.

17.1 Продольная дифференциальная токовая защита

Работа ДЗТ, заключается в сравнении токов и своевременном посылании сигналов на отключение выключателей, она хорошо справляется с защитой автотрансформаторов и трансформаторов, устраняя возможность сопутствующих повреждений при КЗ, что повышает безопасность эксплуатации и уменьшает риски крупных пожаров. ДЗТ имеет многофункциональность, она фиксирует повреждения почти во всех главных энергетических системах, начиная от оголения изоляции и заканчивая вышедшими из строя элементами сети. Область функционирования дифференциальной защиты трансформатора к сожалению, ограничена, и в основном имеет эффективность на месте где она была установлена. ДЗТ включает в себя ошиновку СН, НН и присоединение ТСН, включенного на шинный мост НН. ДЗТ довольно сложное устройство, требующее тщательного планирования расположения её элементов и для того, чтобы

увеличить экономическую целесообразность её установки принято устанавливать её в определённых случаях:

- в случаях установки на объект одного трансформатора (автотрансформатора) с мощностью большей или равной 6,3 МВА;

- в случаях, когда на объекте пара параллельно работающих трансформаторов (автотрансформаторов) мощностью большей или равной 4 МВА;

- в случаях когда установлен трансформатор мощностью 1 МВА и выше, при условии, что его токовая отсечка не способна обеспечить необходимую чувствительность в случае возникновения КЗ на стороне ВН, и при этом выдержка МТЗ более 0,5 секунд.

Данные для расчёта сведены в таблицу 31

Таблица 31 – Данные для расчета параметров схемы замещения

$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	
115	11	
Параметры трансформатора		
$u_{к.ВН}$, %	$u_{к.ВС}$, %	S_T , МВА
22	12,5	25

17.2 Расчет основных параметров схемы замещения

Произведем расчеты параметров схемы замещения и сведем результаты в таблицу 32.

Таблица 32 – Расчет параметров схемы замещения

Сопrotивление системы С1 при максимальном режиме, Ом	$X_{\text{сист.}} = \frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}}$	47,425
Сопrotивление системы С1 при минимальном режиме, Ом	$X_{\text{сист.}} = \frac{U_{\text{номВН}} \cdot 1,5}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}}$	71,138
Сопrotивление системы С2 при максимальном режиме, Ом	$X_{\text{сист.}} = \frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}}$	27,785
Сопrotивление системы С2 при минимальном режиме, Ом	$X_{\text{сист.}} = 2 \cdot X_{\text{С2.макс}}$	1,983

Сопrotивление системы определяем по выражению:

$$X_{\text{сист.}} = \frac{U_{\text{номВН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}} \quad (68)$$

Производим расчет сопротивления сторон трансформатора для составления схемы замещения по выражениям:

$$U_{\text{к.В}} = 0,5 \cdot (U_{\text{кВС}} + U_{\text{кВН}}) = 12,5; \quad (69)$$

$$U_{\text{к.Н}} = 0,5 \cdot (U_{\text{кВН}} + U_{\text{кСН}} - U_{\text{кВС}}) = 9,5; \quad (70)$$

$$X_{T.BH} = \frac{U_{кВ}}{100} \cdot \frac{U_{номBH}^2}{S_T} = 264,5 \quad (71)$$

$$X_{T.HH} = \frac{U_{кН}}{100} \cdot \frac{U_{номHH}^2}{S_T} \quad (72)$$

Определяем значение сопротивления короткого замыкания на стороне 10 кВ по выражению:

$$X_{к.Н} = X_{сум} + X_{T.Н} ; \quad (73)$$

Расчет значения тока 3-х фазного и 2-х фазного короткого замыкания на шинах 10 кВ:

$$I_{КЗ.HH}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot X_{к.Н}} ; \quad (74)$$

$$I_{КЗ.HH}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ.HH}^{(3)} . \quad (75)$$

Определяем первичный ток трансформатора на стороне 110 кВ:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{T.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} \quad (76)$$

Далее подбираем коэффициент трансформации ТТ.

Определяем значение тока во вторичной цепи ТТ:

$$n_{ТТ.расч.} = \frac{I_{ном.ВН} \cdot k_{сх.}}{5}; \quad (77)$$

$$I_{втор.ВН} = \frac{k_{сх.Δ} \cdot I_{ном.ВН}}{k_{т.ВН}}; \quad (78)$$

Далее отстраиваем дифференциальную защиту от:

- максимального тока небаланса. Его значение определяется при максимальном внешнем коротком замыкании по выражению:

$$I_{с.з.} = K_{над.} \cdot I_{н.б.мах.}, \quad (79)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, принимаем равным 1,3.

$$I_{н.б.мах} = (K_a \cdot K_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег.}) \cdot I_{КЗ.внеш.мах} \quad (80)$$

где k_a – коэффициент, который учитывает влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при коротком замыкании, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе короткого замыкания. Принимаем равным 1;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы трансформаторов тока, равен 1.

ε – погрешность трансформаторов тока, удовлетворяющих 10 % кратности ($\varepsilon = 0,1$);

$\Delta U_{рег}$ – шаг регулирования ($\Delta U_{рег} = 0,1$);

$I_{КЗ.внеш.мах}$ – наибольшее значение тока при сквозном коротком замыкании ($I_{КЗ.внеш.мах} = I_{КЗ.СН}^{(3)}$).

Производим проверку на чувствительность в минимальном режиме при коротком замыкании на стороне 10 кВ.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ.НН}^{(2)}}{I_{с.з.}} \quad (81)$$

Реле без торможения, требуемую чувствительность не обеспечивает.

Проверяем реле торможение ДЗТ-11 при включении тормозной обмотки на сторону с большим током внешнего КЗ.

Ток срабатывания в этом случае должен быть отстроен от внешнего короткого замыкания на шинах 10 кВ, поскольку для этого режима отсутствует торможение.

$$I_{с.з.} = K'_{над.} \cdot I_{н.б.расч.} = K'_{над.} \cdot (K_a \cdot K_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег.220}) \cdot I_{КЗ.внеш.мах.10}; \quad (82)$$

Производим проверку по чувствительности:

Поскольку влияние тормозной обмотки проявляется при внешних коротких замыканиях как на высокой, так и на низкой стороне, ток срабатывания защиты отстраиваем не от тока небаланса, а от броска тока намагничивания, появляющегося в трансформаторе в момент включения.

Определяем значение вторичного тока реле по выражению:

$$I_{\text{втор.}} = I_{\text{с.з.}} \cdot \frac{k_{\text{сх.}\Delta}}{k_{\text{т.ВН}}}; \quad (83)$$

$$W_{\text{раб.расч.}} = \frac{F_{\text{сраб.}}}{I_{\text{втор}}}; \quad (84)$$

К установке принимаем ближайшее целое меньшее число витков.

Расчитаем число витков, необходимых для ограничения ложного срабатывания реле при внешних коротких замыканиях по выражению:

$$W_{\text{расч.35}} = W_{\text{уст}} \cdot \frac{I_{\text{втор.ВН}}}{I_{\text{втор.НН}}}; \quad (85)$$

Определяем дополнительный небаланс из-за неточного числа витков:

$$\Delta f_{\text{выравнивания.110}} = \left| \frac{W_{\text{расч.110}} - W_{\text{уст.110}}}{W_{\text{расч.110}}} \right|; \quad (86)$$

Уточненное значение тока небаланса в этом случае будет равно:

$$I_{нб.расч.110} = (K_a \cdot K_{одн.} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег.110} + \Delta U_{рег.110} + \Delta f_{выравни.35}) \cdot I_{КЗ.внеш.мах.35}; \quad (87)$$

$$W_{торм.110} = \frac{K'_{над.} \cdot I_{нб.расч.110} \cdot W_{расч.110}}{I_{торм.} \cdot tg\alpha}; \quad (88)$$

Производим проверку по чувствительности:

$$k_{\chi} = \frac{K'_{над.} \cdot I_{\min.НН}^{(3)} \cdot W_{уст.110}}{n_{ТА.110} \cdot F_{ср.}}. \quad (89)$$

18 СРОК ОКУПАЕМОСТИ ПРОЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДСТАНЦИИ

Срок окупаемости проекта – это определённое время, по истечению которого сумма чистой прибыли проекта покрывает сумму вложенных на его постройку, содержание рабочих и сопутствующее ежегодное обслуживание средств. В энергетике принято считать, что проект имеет целесообразность, если срок его окупаемости составляет не более 8 лет.

Формула для расчёта количества времени, требуемого на окупаемость проекта:

$$T_{OK} = \frac{K}{P_q + I_A} \quad (90)$$

где K - капитальные вложения, тыс.руб;

P_q - чистая прибыль, тыс.руб;

I_A - амортизационные отчисления, тыс.руб.

18.1 Расчёт капиталовложений

Применительно к данной работе капитальные затраты состоят из капитальных затрат по покупке и установке ОРУ-110 кВ, КРУ-10 кВ, силовых трансформаторов, заземление и молниезащиту. Все затраты на закупку и установку берутся из справочника по проектированию электрических сетей под редакцией Д.Л. Файбисовича 2012 г.

$$K = (K_{пост} + K_{рв} + K_{тр}) \cdot K_{п} \cdot K_{з}; \quad (91)$$

$K_{пост}$ – постоянная часть затрат;

K_{II} – индекс изменения сметной стоимости, на 1 квартал 2022 года к стоимости в ценах 2000 года равен 12;

K_3 – районный коэффициент для дальнего востока равен 1,4;

K_{PY} - затраты на сооружение РУ;

K_{TP} - затраты на покупку силовых трансформаторов.

$$K_{пост110} = 11000 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{PY110} = 5000 \cdot 2 = 10000 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{TP} = 2 \cdot 3000 = 6000 \text{ тыс.руб.}$$

$$K = (11000 + 10000 + 6000) \cdot 12 \cdot 1,4 = 453600;$$

18.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки - расходы необходимые для эксплуатации энергетических объектов в течении одного года. Эксплуатационные издержки включают в себя расходы на эксплуатацию ЛЭП, расходы на эксплуатацию подстанций, стоимость потерь электроэнергии.

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ЭлР}} + I_{AM} + I_{\Delta W}; \quad (92)$$

I_{AM} – ежегодные амортизационные отчисления оборудования, руб.;

$I_{\text{ЭлР}}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию оборудования, руб.;

$I_{\Delta W}$ – затраты на передачу электроэнергии, руб.

Амортизационные отчисления – накопление средств для покупки и замены устаревшего оборудования.

$$I_{AM} = \frac{K_{\Sigma}}{T_{cp}}; \quad (93)$$

где K – капиталовложения в сооружение, руб.;

T_{cp} – срок службы оборудования, принимается равным двадцати пяти годам.

$$I_{AM} = \frac{453600}{25} = 18100 \text{ тыс.руб.}$$

Эксплуатационные издержки на ремонт и эксплуатацию необходимы для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Они определяются через нормы отчислений и капитальные вложения.

$$I_{ЭП} = \alpha_{НОПС} \cdot K_{ПС}; \quad (94)$$

$\alpha_{НОПС}$ - нормы ежегодных отчислений на ремонт ПС:

$$\alpha_{НОПС110} = 0,059;$$

$$I_{ЭП} = 0,059 \cdot 10000 = 590 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\square W}; \quad (95)$$

ΔW - потери электроэнергии, кВт·ч;

$C_{\square W}$ – стоимость потерь 1 кВт·ч электроэнергии.

Стоимость потерь в Приморском крае области принимаем равным – 2,5 руб/кВт·ч.

Потери в силовых трансформаторах:

$$\Delta W_{TP} = \left(2 \cdot \Delta P_{XX} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{расч}}{S_{ном}} \right)^2 \right) \cdot T_{max}; \quad (96)$$

ΔP_{XX} – потери активной мощности в трансформаторе в режиме холостого хода, МВт;

ΔP_K – активные потери в меди при номинальной нагрузке;

$$\Delta W_{TP} = 414 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$I_{\Delta W} = 414 \cdot 2,5 = 1035 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем суммарные издержки:

$$I_{\Sigma} = 18100 + 590 + 414 = 19104 \text{ тыс.руб.}$$

18.3 Расчет чистой прибыли проекта.

Чистая прибыль – это конечная часть дохода, которая не пошла на оплату вычетов и сопутствующих затрат: средства, потраченные на налоги, заработную плату персоналу, закупку необходимого оборудования, аренду территории и остальные расходы.

Формула для её нахождения имеет вид:

$$P_{\text{ч}} = O - I - H \quad (97)$$

где O - доход от полезного отпуска электрической энергии, тыс.руб;

I - издержки, тыс.руб;

H - налог на прибыль. На 2022 год ставка налога на прибыль составляет 20%.

Доход от полезного отпуска электрической энергии рассчитывается по формуле:

$$O = W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{пер}} \quad (98)$$

где $W_{\text{ПО}}$ - полезный отпуск, тыс.кВт·ч;

$T_{\text{пер}}$ - средний тариф на передачу электроэнергии для Приморского края составляет 1900 руб./тыс.кВт·ч.

Полезный отпуск рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{\text{ПО}} = \sum P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \quad (99)$$

$$W_{\text{ПО}} = 0,7 \cdot 5040 = 3528 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

Далее по формуле (66) находим доход от полезного отпуска электроэнергии, руб.:

$$O = 3528 \cdot 1900 = 63032 \text{ тыс.руб.}$$

Налог на прибыль, зависит от дохода от полезного отпуска электроэнергии и от издержек, рассчитывается по формуле, приведенной ниже, руб:

$$H = 0,2 \cdot (O - И); \quad (100)$$

$$H = 0,2 \cdot (63032 - 19104) = 8786 \text{ тыс.руб.}$$

Рассчитываем чистую прибыль, тыс. руб.:

$$П_{ч} = 63032 - 8786 - 19104 = 35142 \text{ тыс.руб.}$$

Теперь находим срок окупаемости, в годах:

$$T_{ок} = \frac{453600}{35142 + 18100} = 7,8 \text{ лет};$$

19 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

19.1 Безопасность

Безопасность – свойство системы «человек – среда обитания» сохранять условия взаимодействия с минимальной возможностью возникновения ущерба людским, природным и материальным ресурсам.

В рамках проекта строительства подстанции планируется установка ОРУ-110 кВ, КРУ-10 кВ, силовых трансформаторов. В данном разделе приведены рекомендации и требования по обеспечению безопасности планируемых производимых работ на подстанции.

Эксплуатация подстанции напряжением 110/10 кВ влечет за собой определенные риски и опасности для жизни обслуживающего персонала:

- поражение электрическим током при контакте с токоведущими частями, находящимися под напряжением;
- поражение обслуживающего персонала в зоне распространения электрического потенциала при замыкании на землю.

Для ограничения воздействия опасных факторов принимаются меры предосторожности:

- проведение строительных и ремонтных работ осуществлять в соответствии с «Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок» от 15 декабря 2021 года;
- периодичная проверка коммутационных аппаратов и трансформаторного оборудования подстанции;
- проведение брифингов по безопасности жизнедеятельности.

Самая значительная опасность при проведении работ на подстанции - опасность поражения электрическим током. Попасть под действие электрического при проведении работ, рабочий может соприкоснувшись с

рабочими электропроводящими частями или любыми предметами, аппаратами и т.д., что попали под напряжение в случае нарушения изоляции или других, схожих событий. Ток может оказывать разные типы влияния на организм человека, их выделяют три: 1) Электрическое; 2) Тепловое; 3) Биологическое. Электрический ток может вызывать местное повреждение тканей и органов, или общее повреждение всего организма в целом, в том числе и нервной системы, а вместе с ней и головного мозга. Электрический ток вызывает ожоги разной степени тяжести, электрометализацию кожи и электроофтальмию. Существует два типа поражения электрическим током: электрический шок и местные электрические травмы. Травмы включают в себя ожоги разной степени тяжести, электрометализацию кожи и электроофтальмию. В случае поражения электрическим током нервная система подвергается воздействию тока, что может привести к остановке сердца и дыхательных мышц, это провоцирует гипоксию и отмирание клеток мозга. Интенсивность воздействия тока на организм определяется многими факторами, такими как, например, время нахождения под электрическим током, путь прохождения тока по пути жизненно важных органов, особенности организма человека, попавшего под его воздействие.

Чтобы предотвратить несчастные случаи на подстанции применяются следующие меры электробезопасности:

- заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциалов;
- изоляция токоведущих частей;
- защитное отключение;
- обеспечение недоступности токоведущих частей;

- контроль и профилактика повреждений изоляции.

В пределах территории подстанции возможно замыкание на землю. В месте перехода тока в землю возникает разница потенциалов, опасная для персонала, находящегося по близости от места замыкания. Чтобы избежать этой опасности на подстанции моим проектом предусматриваются заземляющие устройства.

Для установления заземления на площадке подстанции вдоль оборудования и электроустановок, подлежащих заземлению, укладываются провода в землю на глубину 0,7 м. Если станция имеет соответствующие размеры, то устанавливаются помимо этого поперечные проводники. Таким образом, проводники формируют сетку с квадратными или прямоугольными ячейками, ячейки образуют сплошной периметр защиты.

Сотрудники, принимаемые для выполнения работ на подстанции и её оборудовании, должны иметь профессиональную подготовку. При отсутствии профессиональной подготовки такие сотрудники должны быть обучены до допуска к самостоятельной работе.

Весь персонал работающий на ОРУ должен пользоваться защитными касками.

Допуск может быть передан выполняющему подготовку рабочего места и допуск к работе персоналу лично, по телефону, радио. Допуск бригады разрешается только по одному наряду.

Запрещено изменять список сотрудников проводящих работы, а так же менять сотрудников без предварительного согласования с диспетчерской. При возникновении сомнения в достаточности и правильности мер по подготовке рабочего места и в возможности безопасного выполнения работы эта

подготовка должна быть прекращена, а намечаемая работа отложена до выдачи нового наряда.

Перед началом ремонтных или наладочных работ выполняются организационные и технические приготовления по обеспечению электробезопасности работающих, включающие в себя.

- подготовку задач и формирование нарядов;
- оформление допуска к ремонтным работам;
- полное наблюдение и контроль за прохождением работ;
- своевременное планирование времени отдыха рабочих, времени прекращения работ и смены сотрудников.

При подготовки рабочего места со снятием напряжения должны выполнены следующие технические мероприятия, предусматривающие безопасность рабочих:

Исключить возможность подачи напряжения на оборудование и зону работы отключения, отключить все токоведущие части;

Сбоку приводов ручного и на ключах дистанционного управления всеми коммутационными аппаратами вывешиваются запрещающие плакаты;

Следует осмотреть места видимых разрывов и проверить отключено ли всё оборудование, задействованное в процессе;

Оборудовать и установить ЗУ;

Вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие плакаты.

Во время приготовления рабочего места следует отключить:

- Рабочие проводящие ток части, на которых будут производиться работы, а так же не огражденные токоведущие части, к которым могут случайно приблизиться работники или ремонтное оборудование;

- Должен быть видимый разрыв токоведущих частей, на которых производятся работы, который создаётся: отключением разъединителей, снятием предохранителей, отсоединением шин и проводов.

После отключения разъединителей требуется убедиться в их отключенном положении и отсутствии шунтирующих перемычек.

На приводах коммутационных аппаратов с ручным управлением во избежание подачи напряжения на рабочее место должны быть вывешены плакаты «Не включать! Работают люди».

Возле однополюсных разъединителей плакаты вывешиваются на приводе каждого полюса, у разъединителей, управляемых оперативной штангой, - на ограждениях. На задвижках, закрывающих доступ воздуха в пневматические приводы разъединителей, вывешивается плакат «Не открывать! Работают люди».

Проверка отсутствия напряжения и наложение переносных заземлений.

Проверять отсутствие напряжения необходимо указателем напряжения, исправность которого перед применением должна быть установлена с помощью предназначенных для этой цели специальных приборов или приближением к токоведущим частям, заведомо находящимся под напряжением.

В КРУ заводского изготовления проверку отсутствия напряжения допускается производить с использованием встроенных стационарных указателей напряжения.

В электроустановках напряжением 35 кВ и выше для проверки отсутствия напряжения можно пользоваться изолирующей влагой, прикасаясь ею несколько раз к токоведущим частям. Признаком отсутствия напряжения является отсутствие искрения и потрескивания.

На распределительном устройстве проверять отсутствие напряжения разрешается одному работнику, имеющему группу IV -- в электроустановках напряжением выше 1000 В и имеющему группу III -- в электроустановках напряжением до 1000 В.

Убедившись в отсутствии тока, переносное ЗУ следует сначала подключить к заземлителю, а затем, проверить и присоединить его на токоведущие части оборудования. Снимать ПЗ необходимо в обратном порядке.

Рабочие в диэлектрических перчатках или используя изолирующую штангу (в электроустановках с рабочим напряжением больше чем 1000 В), должны производить присоединение и снятие переносных заземлителей. Переносные заземлители должны закреплять штангой или руками в диэлектрических перчатках.

Должны быть заземлены рабочие токопроводящие части всех действующих фаз (полюсов) отключаемые для работы с любой из сторон секции, с которой может подаваться напряжение, исключая шины, на которых достаточно установить одно заземление (в электроустановках с рабочим напряжением более 1000 В).

Не имеет значения установлены заземляющие ножи на разъединителе или нет, в любом случае должно быть установлено дополнительное ЗУ, не

нарушаемое при манипуляциях с разъединителем, при работах на отключенном линейном разъединителе, на проводах спуска с стороны ВЛ.

Установленные заземления возможно отделить от рабочих проводящих частей отключенными выключателями, разъединителями, разделителями или выключателями нагрузки, снятыми предохранителями, демонтированными сборными шинами, проводами, выкатанными элементами комплектных устройств.

На месте проведения работ, когда токоведущие части могут находиться под напряжением, должно быть дополнительно установлено и подключено заземление.

ПЗ следует присоединять к очищенным от краски и других элементов, исключающих непосредственный контакт заземляющего проводника с электроустановкой токоведущим частям местам.

При условии заземления ВЛ с обеих сторон, а необходимо знать, что на этих подстанциях заземление установлено за отключенными линейными разъединителями, ВЛ напряжением 35 кВ и более с ответвлениями не должны заземляться на подстанциях, присоединенных к этим ответвлениям;

ВЛ напряжением 6 - 20 кВ нужно заземлять только в одном распределительном устройстве или на одном секционном устройстве, или на ближайшей опоре. Допускается не заземлять воздушную линию при условии установки на ней заземлителей между местом проведения работ и данным ОРУ или секционирующими устройствами.

Должны быть подключены к заземлению провода всех трёх фаз на рабочем месте каждой из бригад, а при необходимости и провода молниезащиты.

Переносные заземлители следует подключать на металлических опорах к их частям, на заземляющие уклоны железобетонных и деревянных опор. На

железобетонных опорах, с отсутствующими заземляющими уклонами, заземление можно подключать к траверсам или прочим металлическим частям этой опоры, имеющим контакт с заземляющим устройством.

Помимо это необходимо установить мобильное заземление к установленному на 0,5 м и более под землю штырю. Место для установки заземляющего штыря выбирается так, чтобы вокруг него отсутствовали разного рода навалы земли или песка.

Ограждение рабочей площадки, развешивание плакатов

В местах, где возможно попадание напряжения в заземленную зону, а также на ключах, кнопках дистанционного управления коммутационными аппаратами, а также на приводах разъединителей, делителей и выключателей нагрузки, должны быть установлены плакаты «Заземлено».

Для временной защиты токоведущих частей, остающихся с протекающим по ним током, следует применять экраны и другие элементы из материалов, не проводящих электричество.

При монтаже временных ограждений без снятия нагрузки, дистанция от них до проводящих частей должно быть не менее допустимого, согласно ПУЭ. В электроустройствах и аппаратах напряжением 6 - 10 кВ эта дистанция может быть сокращена до 0,35 м.

На временных ограждениях должна быть надпись: «Стоять! Напряжение» или связанные с этим плакаты.

Когда невозможно защитить токоведущие части экранами (в электроустановках до 20 кВ), допускается применять изолирующие прокладки, размещаемые между отключенными и находящимися под током элементами сети. Эти площадки могут соприкасаться с токоведущими частями, находящимися под током.

Установка и снятие изолирующих прокладок допускается для двух рабочих групп IV и III. Старший сотрудник должен быть из оперативного штаба. При работе с накладками требуется использовать диэлектрические перчатки и изолирующую штангу (клещи).

При работах на подстанциях, осуществляющихся с земли, и на электрооборудовании, расположенных на фундаментах и отдельных сооружениях, рабочее место должно быть ограждено канатом, или верёвкой с весящими на них плакатами «Стой! Напряжение».

19.2 Экологичность

Подстанция, в процессе своей работы формирует ряд негативных факторов, что отрицательно влияют на местную экологию и человека, к таким относят: выбросы трансформаторного масла, ЭМП, шум, создаваемый оборудованием подстанции.

Трансформаторное масло.

Мы рассматриваем один из факторов, он как и любое другое горючее, что вырабатывает в процессе своей деятельности оборудование подстанции, так как он, вполне вероятно, в случае ЧС может попасть в окружающую среду. В их число входит отработанное трансформаторное масло, его относят в число к высоко опасным загрязнителям.

Размещении отходов электроэнергетики создаёт отрицательное воздействие, часто сопровождающееся эрозией ландшафта с изменением отдельных элементов геологической составляющей среды, загрязнением воздуха, загрязнением воды, истощением природных ресурсов и деградацией водных экосистем, а так же загрязнением и деградацией почв, приводящих к уничтожению важных элементов растительного и животного мира на территории загрязнения.

Всё зависит от степени экологического загрязнения, к примеру, в местах расположения технологических отходов наблюдаются изменения природной среды и упадок природных экосистем, нередко ведущих к изменению окружающей среды и состояния здоровья человека.

Каждый год станции, подстанции и другие энергетические установки образуют миллионы тонн технологических и нефтехимических жидких отходов. Основная часть которых не используется в связи с тем, что часть их собирается в системах накопления, часть выбрасывается в атмосферу и сливается в канализационные системы или природные водоёмы, засоряя и убивая окружающую среду. Своевременную утилизацию и обезвреживание большей части таких отходов проводят организации и предприятия, которые их образуют.

Но множество технических жидкостей, в том числе и отработанное трансформаторное масло научились использовать повторно. Его собирают и обрабатывают, а после используют в качестве топлива на ТЭЦ.

Объемы масла на подстанции не велики и при аварии не способны создать угрозу экологического бедствия. Подстанция не требует дополнительного масляного резервуара и отходы трансформаторного масла можно свободно транспортировать на центральное масляное хозяйство.

Шум.

Шум, неблагоприятно воздействует на здоровье человека и животных. Трансформаторы являются одним из источников таких вредных для здоровья человека и животных шумов. Причиной звука в трансформаторах является его вибрация, она помимо этого влияет и на его срок службы, понижая собственную прочность трансформатора и повышая возможность возникновения внутренних повреждений во внутренних частях.

Природой шума трансформаторов является вибрация и внутренние электромеханические процессы, а также работа вентиляторов системы охлаждения.

Вибрация активной части трансформатора вызывается магнитными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

На подстанции установлены трансформаторы ТМН-6300/110 в количестве 2-х штук. Тип прилегающей к подстанции территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

Шумовые характеристики источника шума (ТМН-6300/110) берём, согласно ГОСТ 12.1.024-87 ССБТ «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля». Корректированный уровень звуковой мощности составляет 82 дБА.

Расчёт минимального расстояние от источников шума, расположенных на ПС, до границы жилой застройки принимается с рядом следующих допущений:

1) так как расстояние между трансформаторами l небольшое и $R_1 \gg l$, $R_2 \gg l$ то два и более источника можно заменить одним. В тоже время его корректированный уровень звуковой мощности будет равен:

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0,1 \cdot L_{WAi}}$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{(0,1 \cdot 82)} = 85,01 \text{ дБА}$$

где N - количество источников шума (ТМ);

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

2) необходимо, чтобы на границе жилой застройки уровень звука должен быть равен допустимому уровню звука

$$DVL_A = L_{wA\Sigma} - 10 \lg \frac{2\pi R_{\min}}{S_0}$$

Преобразуем последнее уравнение так, чтобы относительно R_{\min} получить минимальное расстояние от источников шума на ПС до границы прилегающей территории:

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(L_{wA\Sigma} - DVL_A)}}{2\pi}}$$

$$R_{\min} = \sqrt{\frac{10^{0,1(85,01-45)}}{2\pi}} = 54 \text{ м}$$

Проектируемая подстанция планируется на расстоянии 1100 м от начала жилой застройки, следовательно, данное расстояние будет обеспечивать соблюдение санитарных норм по шуму на прилегающей к ПС территории ($R=1100 > R_{\min}=54$).

ЭМП.

Всё чаще сооружаются подстанции высокого напряжения в формате КРУ. Это приводит к концентрации высоковольтного электроэнергетического оборудования, которое вполне может быть довольно сильным источником электромагнитных полей (ЭМП).

Допустимые значения напряженности электрического поля указаны в СанПиН 1.2.3586-21 «Электромагнитные поля в производственных условиях». Предельно допустимый уровень напряженности электрического поля в жилых застройках и на их территории приведены в том же документе, но территория прилегающая к проектируемой ПС к таким не относится.

Так как подстанция обладает не высокой мощностью и будет установлена вдали от жилых и производственных застроек, расчёт ЭМП не требуется.

19.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – неожиданные события или неожиданная обстановка, характеризующиеся резким нарушением установившейся действительности и оказывающие плохое воздействие на быт и деятельность человека, экономику, социальные процессы, природную среду.

К возможным производственным авариям на проектируемой подстанции 110/10 кВ относятся: остановка работа или штатного функционирования электрооборудования в результате его выхода из строя или неисправности, например, обрыв изолятора, падение столба ЛЭП или её опоры, возникновение пожара в следствии КЗ.

К возможным природным авариям относятся: нарушение работы или повреждение электрооборудования в следствии удара молнии, обрыв фазы на прилегающей к подстанции ВЛ или находящихся на её территории линиях

электропередач в следствии сильного ветра, заледенение проводов линий электропередач.

В перечень противопожарных мероприятий на ПС входят: установка стационарных средств пожаротушения трансформаторов; отвод масла от трансформаторов; строительные или конструктивные решения в зданиях, предусматривающие профилактику пожаров, в том числе огнестойкие преграды между трансформаторами; пожарная сигнализация.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе было рассмотрено возможное строительство подстанции 110/10 кВ Золоотвал для электроснабжения производственно-логистического комплекса города Владивосток.

Были произведены все необходимые расчёты и предоставлены чертежи проектируемой ПС.

Хоть проектируемая ПС и не обладает особо важным «стратегическим» значением, она будет стабильно снабжать энергией Золоотвал ВТЭЦ-2 и прилегающие к нему территории. Помимо этого, вполне возможна и дальнейшая модернизация с целью расширения сети или увеличения мощности ПС.

Её близкое расположение к ВТЭЦ-2 и центральному масляному хозяйству делает её эксплуатацию очень простой и надёжной, а проведение ВЛ к ней не затратным и относительно быстрым.

Участок предполагаемого размещения подстанции обладает всеми условиями для такового. Не требуются большие затраты на строительство и прокладку ВЛ. Кроме того, для прокладки ВЛ не требуется расчистка зоны от деревьев и больших усилий для прокладки в городе.

Исходя из всего выше перечисленного и с оглядкой на расчёты, сделан вывод о том, что проектируемая подстанция сможет полностью обеспечить требования заказчика и даже найти других потребителей электроэнергии в случае возможной модернизации и расширения КРУ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок., – М.: Энергоатомиздат, 7 – е изд, 2003. – 745 с.
2. Федеральный закон о техническом регулировании: 18.12 2002 г. – 79 с.
3. СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания": 2021. – 949 с.
4. Булгаков А.Б. Электроэнергетика и охрана окружающей среды: УМКД. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2020. – 82 с.
5. Гринин А.С., Новиков В.Н. Безопасность жизнедеятельности. Учебн. пособие.- М.: 2002. – 285 с.
6. Новиков С.И., Казьмина Г.В., Методические указания к курсовому и дипломному проектированию по курсу «Безопасность жизнедеятельности», Новочеркасск: 2003. – 25 с.
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации / М-во топлива и энергетики РФ, РАО «ЕЭС России»: РД 34.20.501–95.–16 – изд. перераб. и доп. – М.: СПО ОРГРЭС, 2003. – 333 с.
8. ПУЭ. Издание седьмое. Утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002 №204. - 330 с.
9. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА–М, 2006. – 480 с.
10. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование станций и подстанций – М.: АСАДЕМА, 2005. – 448 с.