

**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  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы внешнего электроснабжения напряжением 35-110 кВ рыбоперерабатывающего комбината в селе Оремиф Хабаровского края

Исполнитель  
студент группы 942-узб

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

И.А. Труханов

Руководитель  
профессор, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

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

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
ст. преподаватель

\_\_\_\_\_  
подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

« 06 » 02 2023 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента И.А. Труханов

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы внешнего электроснабжения напряжением 35-110 кВ рыбоперерабатывающего комбината в селе Оремиф Хабаровского края

(утверждена приказом от 03.04.2023г. № 194/УЧ)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: паспорт резидента территории опережающего развития «Николаевск», карты климатического районирования Хабаровского края, типовые схема распределительных устройств 35-110 кВ, однолинейная схема сетей 110-35 кВ Хабаровских электрических сетей АО ДРСК, схема и программа развития сетей 35-220 кВ Хабаровского края.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): обоснование необходимости обеспечения электроснабжения, определение нагрузки рыбоперерабатывающего комбината, выбор вариантов внешнего электроснабжения, выбор оптимального варианта, расчёт и анализ электрических режимов для подключения ПС Оремиф, выбор варианта исполнения распределительного устройства ВН ПС Оремиф, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, релейная защита и автоматика, заземление и молниезащита подстанции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): защита трансформатора 35/10 кВ на базе терминала СИРИУС-Т, однолинейная схема подстанции оремиф 35/10 кВ, молниезащита подстанции Оремиф, результаты расчёта токов КЗ, результаты расчёта режимов сети 110-35 кВ, варианты подключения проектируемой подстанции к сетям 110-35 кВ, схемы внутреннего и внешнего электроснабжения рыбоперерабатывающего комбината

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – Булгаков А.Б., доцент, канд.техн.наук

7. Дата выдачи задания 06 февраля  
Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В., профессор, канд.техн.наук

Задание принял к исполнению (дата): 06 февраля  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 112 с., 12 рисунков, 36 таблиц, 32 источника, 1 приложение.

ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА, АКТИВНАЯ НАГРУЗКА, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ШИНА, ИЗОЛЯТОР, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА, ПРОГНОЗИРУЕМАЯ НАГРУЗКА, ТЕРРИТОРИЯ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО РАЗВИТИЯ.

Условия, при которых требуется создать электроэнергетическую инфраструктуру для развития территории опережающего развития «Николаевск», объясняют актуальность работы.

Целью работы ставится разработка системы электроснабжения напряжением 35-110 кВ для подключения к электроснабжению потребителей рыбоперерабатывающего комплекса в селе Оремиф Хабаровского края.

Полученные результаты по ходу выполнения работы оформлены преимущественно в табличном виде и включают в себя основные технические характеристики проектируемой подстанции, её оборудования, данные по результатам выбора и проверки оборудования проектируемой ПС.

Новизну результатов работы следует рассматривать в отношении того, что ежегодно проводится корректировка планов развития резидентов ТОСЭР, поэтому в данной работе учтены последние данные по планам их развития.

С практической стороны выполнения работы отмечается её значимость в отношении как владельцев инженерной инфраструктуры в части предлагаемых вариантов подключения ПС, так и для исполнителя работы в части получения опыта проектирования электроснабжения потребителей при наличии фактической информации по условиям проектирования.

## СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Обоснование необходимости обеспечения электроснабжения	8
2 Определение нагрузки рыбоперерабатывающего комбината	11
3 Выбор вариантов внешнего электроснабжения	13
3.1 Климато-географическая характеристика района проектирования	13
3.2 Расчёт электрических нагрузок по сети в целом	13
3.3 Прогнозирование электрических нагрузок	14
3.4 Компенсация реактивной мощности	15
3.5 Разработка, сравнение и отбор вариантов конфигураций сети	17
3.6 Выбор трансформаторов и проводов ВЛ	19
4 Выбор оптимального варианта	24
5 Расчёт и анализ электрических режимов для подключения ПС Оремиф	30
6 Выбор варианта исполнения распределительного устройства ВН ПС Оремиф	36
7 Расчет токов короткого замыкания	38
8 Выбор и проверка электрических аппаратов	47
8.1 Выбор и проверка выключателей	47
8.2 Выбор и проверка разъединителей	54
8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	56
8.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	64
8.5 Выбор и проверка токоведущих частей	67
8.6 Выбор и проверка изоляторов	69
8.7 Выбор и проверка ячеек КРУ	72
8.8 Выбор ОПН	74
8.9 Выбор системы оперативного тока	76
8.10 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд	76
9 Релейная защита и автоматика	78

9.1 Микропроцессорная дифференциальная защита трансформатора	78
9.2 Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)	78
9.3 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)	79
9.4 Защита от перегрузки	81
9.5 Максимальная токовая защита трансформатора	83
9.6 Газовые защиты трансформатора и РПН	84
10 Заземление и молниезащита подстанции	85
10.1 Расчёт заземления подстанции Оремиф	85
10.2 Расчет молниезащитных устройств	91
11 Безопасность и экологичность	95
11.1 Безопасность	95
11.2 Экологичность	99
11.3 Чрезвычайные ситуации	104
Заключение	108
Библиографический список	109
Приложение А – Расчёт режимов	113

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

БК – батарея конденсаторов;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ДВ – Дальний Восток;

КРДВиА - Корпорация Развития Дальнего Востока и Арктики

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ООО – общество с ограниченной ответственностью;

ПС – подстанция;

ТН – трансформатор напряжения;

ТОСЭР – территория опережающего социально-экономического развития;

ТТ – трансформатор тока;

ТЭЦ – тепловая электрическая станция;

## ВВЕДЕНИЕ

Процесс реализации основных задач по развитию территории опережающего социально-экономического развития (ТОСЭР) «Николаевск» начат в 2017 году. За время, потребовавшееся на оформление статуса территорий, межевание и отвод земель, строительство инфраструктуры, произошли изменения в части планирования и инвестирования деятельности резидентов ТОСЭР. Прежде всего изменения коснулись объёмов выпуска продукции резидентами, что повлекло за собой изменения относительно ранее планируемых величин и параметров объектов инфраструктуры [1].

С прикладной стороны решение о проектировании системы электроснабжения рассматриваемого рыбоперерабатывающего комбината в селе Оремиф позволяет на длительный срок решить проблему обеспечения устойчивой работы потребителей электроэнергии не только комбината, но и бытовых электроприёмников в селе Оремиф.

Целесообразность темы проекта рассмотрена с точки зрения проектирования системы электроснабжения рыбоперерабатывающего комбината в селе Оремиф в реальных условиях развития социально-экономической сферы региона, так как процесс запуска производства резидентов ТОСЭР связан в том числе с решением вопроса привлечения трудовых и материальных ресурсов. Процесс перехода от использования производственных линий комбината на зарубежных составляющих в начале разработки концепции резидента ТОСЭР к применению отечественных производственных конвейеров на этапе внедрения производства сказывается в конечном счёте на потребности в электрической энергии и энергоёмкости производства. В отношении перспектив развития внешних электрических сетей 110-35 кВ питания комбината, это обстоятельство обуславливает переход к менее экономически затратным уровням номинального напряжения электрических сетей. Получение окончательных количественных характеристик выпускаемой продукции комбината представляется многофакторной зада-

чей, поэтому на этапе учебного проектирования приняты усредненные данные открытых источников [2].

Основанием для разработки темы «Проектирование системы внешнего электроснабжения напряжением 35-110 кВ рыбоперерабатывающего комбината в селе Оремиф Хабаровского края» выступают утвержденные концепции развития Хабаровского края в части реализации программы развития ТЭСЭР «Николаевск». Развитие ТЭСЭР «Николаевск» может быть обеспечено своевременным вводом в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства владельцами и правообладателями имеющихся центров питания.

Исходные данные для разработки темы проекта получены из открытых источников КРДВиА, по данным [2] получена актуальная информация о планах производства по каждому из резидентов ТЭСЭР, составлен примерный перечень производственных линий рыбоперерабатывающего комбината в селе Оремиф Хабаровского края», оценено развитие производства на ближайшие 5 лет.

С практической стороны выполнения работы отмечается её значимость в отношении как владельцев инженерной инфраструктуры в части предлагаемых вариантов подключения ПС, так и для исполнителя работы в части получения опыта проектирования электроснабжения потребителей при наличии фактической информации по условиям проектирования [2].

В ходе выполнения работы решены следующие задачи: анализ загрузки сети 35-110 кВ Николаевского района; прогнозирование электрических нагрузок; разработка вариантов выполнения реконструкции сети; расчёты и анализ электрических режимов; расчет токов короткого замыкания; разработка схемы проектируемой подстанции; расчёт надёжности электроснабжения; расчет релейной защиты и автоматики.

В ходе выполнения проекта были использованы пакеты программных продуктов «MathCad-15», «Microsoft Office- 2014», «Microsoft Visio- 2010», ОС Windows-10 Pro, «Консультант+». Оформление результатов расчёта проекта выполнено по действующим СТО АмГу на оформление ВКР, все необходимые согласования пройдены в полном объёме.



# 1      ОБОСНОВАНИЕ      НЕОБХОДИМОСТИ      ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В 2023 году приоритеты развития ТОСЭР «Николаевск» сосредоточены вокруг якорных резидентов и поддержки наиболее привлекательных для инвестиций отраслей рабoпереработки и рыболовства [1].

В группу первого приоритета развития территории попадают следующие специализации: рыболовство пресноводное, переработка рыбы резидентами ООО "Восточный рыбокомбинат", ООО "РПК "Восточное", ООО "УхтаПром", рыболовецкая Артель им.Блюхера.

С учетом тенденций рынка, ожидаемого состояния сырьевой базы и планов участников рынка можно сделать следующие выводы о перспективах развития рыбного сектора в ТОР «Николаевск»:

- стратегией основных резидентов предусмотрен переход от частичной переработки на борту и транспортировки сырья на оптовые склады к развитию береговой переработки и отправке полуфабрикатов дистрибьюторам.

- за счет действия льгот и общего повышения логистического обеспечения отрасли возможно снижение стоимости продукции рабoпереработки и повышение ее привлекательности для потребителя, что способно стимулировать развитие рабoпереработки резидентами ТОСЭР.

- ожидается увеличение мощностей производства рыбной муки и рыбьего жира и повышение качества продукта за счет переработки отходов морской рыбы, добываемой внешними участниками.

- рост добычи морепродуктов в прибрежной зоне Охотского моря. С учетом потенциального выделения небольших квот на вылов осетровых рыб возможен выпуск продукции верхнего премиального сегмента с широкой географией поставок, [2].

Реализация планов развития ТОСЭР возможна при наличии инфраструктурной обеспеченности территории, для этого требуется спроектировать цен-

тры питания электрических сетей как можно ближе к объектам рыбопереработки на территории ТОСЭР.

Географическое расположение Николаевского района и села Оремиф показано на рисунке 1.

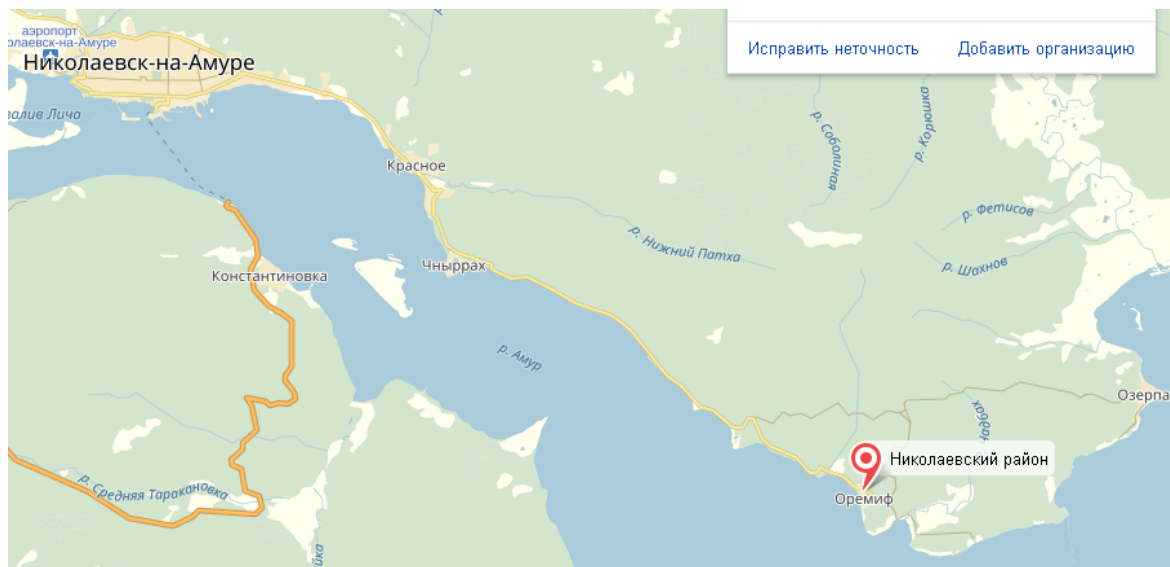


Рисунок 1 – Географическое расположение Николаевского района

## 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ РЫБОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО КОМБИНАТА

Для потребителя «рыболовецкая Артель им.Блюхера» в режиме пиковой нагрузки на 2023 год будут задействованы специальные конвейеры по переработке рыбы [2].

Характеристика конвейеров рабoпереработки:

- рефрижератор: напряжение питания 380 В, трехфазная симметричная нагрузка, переменный ток частотой 50 Гц, N=10 шт,  $K_c=0,9$ ;  $P_{уст}=35$  кВт;

- разморозочный участок: напряжение питания 380 В, трехфазная симметричная нагрузка, переменный ток частотой 50 Гц, N=10 шт,  $K_c=0,7$ ;  $P_{уст}=50$  кВт;

- помывочный участок: напряжение питания 380 В, трехфазная симметричная нагрузка, переменный ток частотой 50 Гц, N=10 шт,  $K_c=0,8$ ;  $P_{уст}=60$  кВт;

- упаковочный участок: напряжение питания 380 В, трехфазная симметричная нагрузка, переменный ток частотой 50 Гц, N=10 шт,  $K_c=0,7$ ;  $P_{уст}=100$  кВт;

- засолочный участок: напряжение питания 380 В, трехфазная симметричная нагрузка, переменный ток частотой 50 Гц, N=10 шт,  $K_c=0,75$ ;  $P_{уст}=50$  кВт;

- коптильный участок: напряжение питания 380 В, трехфазная симметричная нагрузка, переменный ток частотой 50 Гц, N=10 шт,  $K_c=0,85$ ;  $P_{уст}=150$  кВт.

Расчёт потребной нагрузки на шинах 10 кВ проектируемой ПС «Оремиф» допускается на предварительном этапе выполнить с помощью коэффициента спроса, что позволит учесть простои из-за ремонта и обслуживания нерабочих линий.

В данной работе воспользуемся формулой [8] для нахождения максимальной активной нагрузки комбината, подключаемой к центру питания в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$P_{\max} = \sum P_{\text{уст } i} \cdot N_i \cdot K_{c i}, \quad (1)$$

$$P_{\max} = (35 \cdot 10 \cdot 0,9 + 50 \cdot 10 \cdot 0,7 + 60 \cdot 10 \cdot 0,8 + 100 \cdot 10 \cdot 0,7 + 50 \cdot 10 \cdot 0,75 + 150 \cdot 10 \cdot 0,85) / 1000 = 3,5 \text{ МВт};$$

где  $P_{\text{уст } i}$  – установленная мощность  $i$ -го типа конвейеров, приведенных в описании, кВт;

$N_i$  – количество линий  $i$ -го типа конвейеров, приведенных в описании, шт;

$K_{c i}$  – коэффициент спроса линий  $i$ -го типа конвейеров, приведенных в описании [8].

В итоге расчётов была получена максимальная активная нагрузка, которая посредством электрических сетей 0,4-10 кВ будет подключаться к проектируемой ПС «Оремиф». Величина нагрузки обоснована планом развития ТЭСЭР «Николаевск» до 2030 года и является актуальной на момент выполнения данной работы.

### 3 ВЫБОР ВАРИАНТОВ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

#### 3.1 Климато-географическая характеристика района проектирования

Село Оремиф представляет собой речную базу берегового базирования, является промышленным и культурным составляющим центра Нижнего Приамурья. Географически расположено восточнее города Николаевск-на-Амуре вдоль реки Амур. На севере ограничена водами Охотского моря, на северо-востоке – Сахалинского залива, востоке Амурского лимана и юго-востоке Татарского пролива, [2].

Формирование климата района происходит под влиянием Охотского моря. Продолжительность периода с температурой выше + 10 градусов составляет 90-135 дней. Наибольшее количество осадков выпадает во второй половине лета, когда сказывается сильное влияние летнего муссона. Среднегодовая сумма осадков составляет 513 миллиметров. Интенсивность выпадения осадков вызывает на реках 6-8 паводков.

Зима продолжительная и морозная. Устойчивый снежный покров устанавливается в третьей декаде октября и продолжается 165-200 дней. Средняя высота снежного покрова достигает 30 см., а в низовьях Амура - 60-90 сантиметров. Средняя температура января минус 25,6 градуса, среднегодовая – минус 2,3 градуса.

#### 3.2 Расчёт электрических нагрузок по сети в целом

Текущие нагрузки подстанций Николаевского энергорайона определяются на момент зимнего контрольного замера 2022 года. Нагрузка проектируемой ПС «Чныррах» принимается на основании данных, взятых по данным Схемы и программы развития Хабаровского края до 2030 года – 2,5 МВт. Нагрузка ПС «Оремиф» определена ранее и составляет 3,5 МВт.

В данной работе воспользуемся формулой [8] для нахождения средней активной нагрузки ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров нагрузок сети

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (2)$$

$$P_{cp} = \frac{3,5}{1,1} = 3,18 \text{ МВт},$$

где  $k_{max}$  - коэффициент максимума, для Николаевского энергорайона составляет 1,1 по данным Схемы и программы развития Хабаровского края до 2030 года.

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу расчётов электрических нагрузок ПС района проектирования, таблица 1 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 1 – Электрические нагрузки ПС района проектирования

Подстанция	Максимальная нагрузка за 2022 год			tg(φ)	Средняя нагрузка за 2022 год	
	P, МВт	Q, МВАр	S, МВА		P, МВт	Q, МВАр
Многовершинная Т1	8,10	1,70	8,28	0,21	7,36	1,55
Многовершинная Т2	5,76	0,90	5,83	0,16	5,24	0,82
Белая гора	8,04	2,20	8,34	0,27	7,31	2,00
Маго	1,20	0,40	1,26	0,33	1,09	0,36

Для расчёта нагрузок с перспективой на 5 лет необходимо учесть прирост нагрузки.

### 3.3 Прогнозирование электрических нагрузок

В данной работе воспользуемся формулой [8] для нахождения прогнозируемой средней и максимальной активной нагрузки ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров нагрузок сети

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^б \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_б}, \quad (3)$$

$$P_{cp}^{прог} = 3,18 \cdot (1 + 0,015)^5 = 3,43 \text{ МВт}.$$

$$P_{\max}^{\text{прог}} = P_{\max}^{\text{б}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{\text{прог}} - t_{\text{б}}}, \quad (4)$$

$$P_{\max}^{\text{прог}} = 3,5 \cdot (1 + 0,015)^5 = 3,77 \text{ МВт.}$$

где  $P_{\text{ср}}^{\text{б}}$  - средняя мощность на текущий период 2022 г., МВт;

$\varepsilon$  - относительный прирост электрической нагрузки для ТОР «Николаевск», 1,5%;

$t_{\text{прог}}$  - прогнозный год, 2027;

$t_{\text{б}}$  - базовый год прогноза, 2022.

Реактивная мощность определяется по фактическому коэффициенту мощности.

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу расчётов прогнозируемых электрических нагрузок ПС района проектирования, таблица 2 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 2 - Прогнозируемые электрические нагрузки ПС

Подстанция	tg(φ)	Спрогнозированные максимальные нагрузки		Спрогнозированные средние нагрузки	
		P, МВт	Q, МВАр	P, МВт	Q, МВАр
Многовершинная Т1	0,21	8,73	1,83	7,93	1,66
Многовершинная Т2	0,16	6,21	0,97	5,64	0,88
Белая гора	0,27	8,66	2,37	7,87	2,15
Маго	0,33	1,29	0,43	1,18	0,39
Чныррах	0,40	2,69	1,08	2,45	0,98
Оремиф	0,40	3,77	1,51	3,43	1,37

В результате расчётов определены прогнозные величины электрических нагрузок ПС рассматриваемого участка сети 35-110 кВ ТОР «Николаевск».

### 3.4 Компенсация реактивной мощности

В данной работе воспользуемся формулой [8] для нахождения коэффициента реактивной мощности трансформатора Т1 ПС Многовершинная в условиях использования расчётных параметров сети:

$$tg\varphi_{расч} = \frac{Q_{max}}{P_{max}}, \quad (5)$$

$$tg\varphi_{расч} = \frac{1,7}{8,1} = 0,21,$$

где  $P_{max}$  – максимальная активная мощность ввода Т1 ПС Многовершинная, МВт;

$Q_{max}$  – максимальная реактивная мощность ввода Т1 ПС Многовершинная, Мвар.

В данной работе воспользуемся формулой для проверки необходимости снижения коэффициента реактивной мощности трансформатора Т1 ПС Многовершинная в условиях использования расчётных параметров сети:

$$tg\varphi \geq tg\varphi_{доп}; \quad (6)$$

$0,21 \geq 0,4$  – неверное равенство;

где  $tg\varphi_{доп}$  - допустимый коэффициент мощности принимается на основании «Порядка расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии», утверждённого приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. 380 [7].

По результат расчётов установка БК на ПС Многовершинная не требуется. Установка батарей конденсаторов не производится, на проектируемых подстанциях Чныррах и Оремиф коэффициент мощности принят равным допустимому значению 0,4 по [7] так как отсутствуют иные данные на этапе проектирования ПС и целесообразно принять допустимые значения исходя из эффективности функционирования сетей 35-110 кВ ТОР «Николаевск».



### 3.5 Разработка, сравнение и отбор вариантов конфигураций сети

Так как подключаемый потребитель 2 и 3 категории надёжности, то для его подключения необходимо использовать двух трансформаторную подстанцию, питающуюся от разных источников питания, [4].

Предложенные варианты схем показаны на листе 2 графической части дипломного проекта.

Вариант №1 сети покажем на рисунке 2. В данном варианте предлагается включить проектируемую ПС Оремиф по тупиковой схеме двухцепной ВЛ-35 кВ от ПС Чныррах.

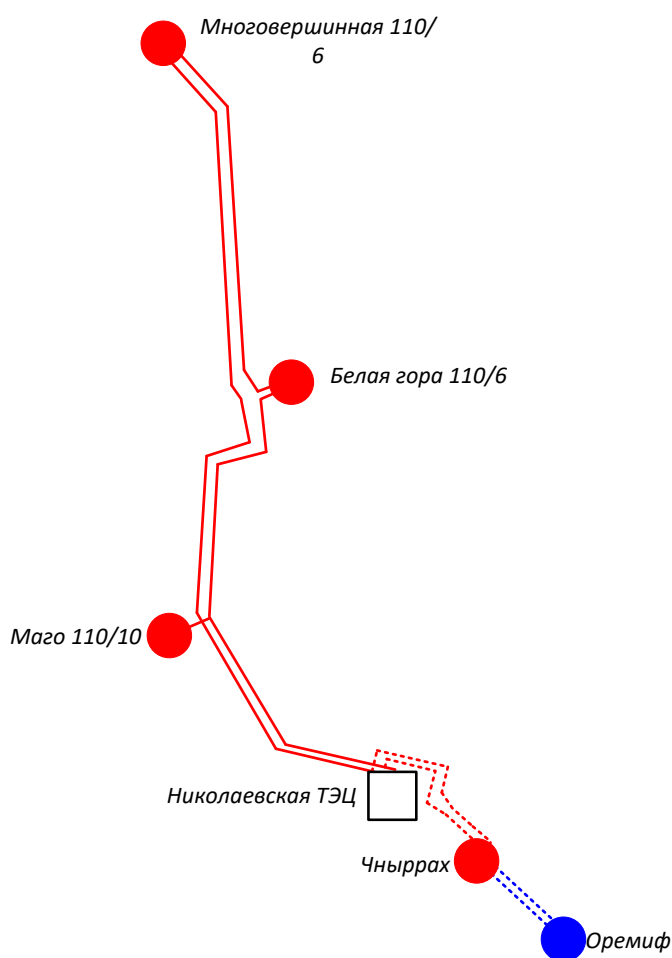


Рисунок 2 – Вариант 1

Достоинство данного варианта заключается в дешевизне строительства двухцепной ВЛ-35 кВ. Недостаток – использование трёхобмоточных трансформаторов на ПС Чныррах.

Вариант 2 заключается в подключении по тупиковой схеме ПС Оремиф на напряжении 110 кВ от двухцепной ВЛ-110 кВ Николаевская ТЭЦ - Многовершинная, рисунок 3.

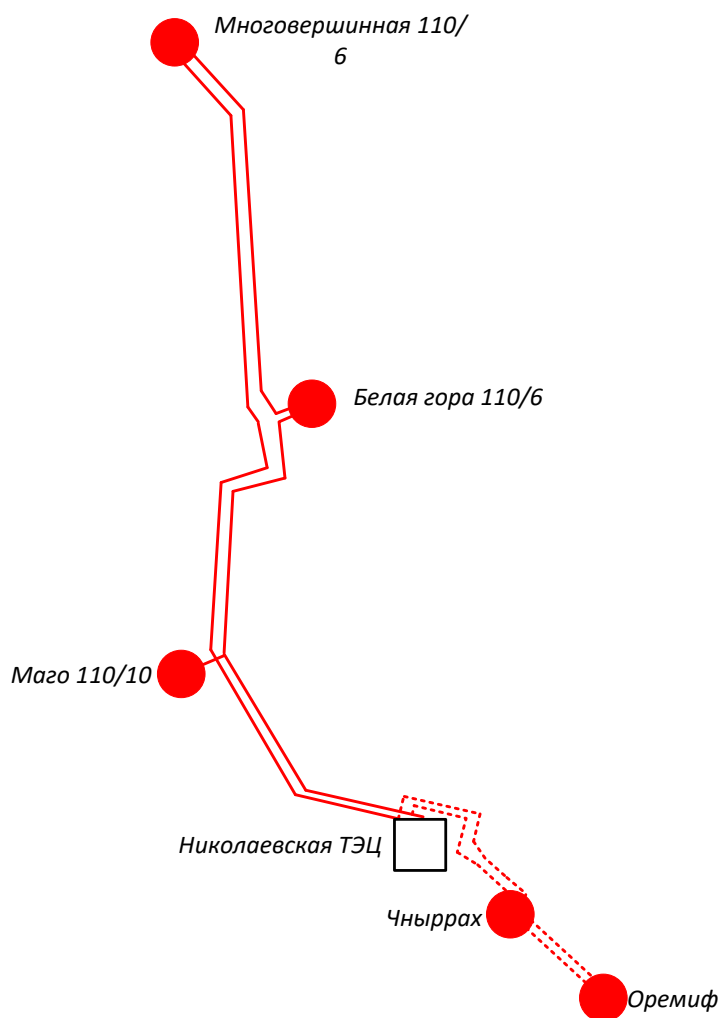


Рисунок 3 – Вариант 2

Основное достоинство варианта это простое РУ 110 кВ ПС Чныррах, которое выполняется по схеме два блока линия трансформатор. Недостатком такого подключения является необходимость сооружения ВЛ-110 кВ Николаевская ТЭЦ - Оремиф.

Для подключения проектируемой ПС Оремиф возможно применение схемы «Два блока линия трансформатор» с двумя выключателями.

Длины ВЛ для всех вариантов и количество выключателей приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Краткая характеристика вариантов сети

№ варианта	Количество выключателей	Участки ново вводимой ЛЭП
1	5 (35 кВ)	18 км(110 кВ), 16 км (35 кВ)
2	2 (110 кВ)	34 км (110 кВ)

Критерием выбора оптимального варианта является минимум приведенных затрат на сооружение сети.

### 3.7 Выбор трансформаторов и проводов ВЛ

В данной работе воспользуемся формулой [8] для нахождения требуемой мощности трансформатора для ПС «Оремиф» 35 кВ в условиях использования расчётных параметров сети:

$$S_{ном} \geq S_p = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{HECK}^2}}{N \cdot k_3}, \quad (7)$$

$$S_p = \frac{\sqrt{3,4^2 + 1,4^2}}{2 \cdot 0,7} = 2,6 \text{ МВА}$$

$$4 \text{ МВА} \geq 2,6 \text{ МВА};$$

где  $N$  – количество трансформаторов на ПС «Оремиф», 2;

$k_3$  – коэффициент загрузки трансформаторов на ПС «Оремиф», 0,7;

$S_{ном}$  – номинальная мощность трансформаторов из стандартного ряда, ближайшая большая величина 4 МВА для трансформаторов ТМН 4000/35.

В данной работе воспользуемся формулой [9] для проверки коэффициента загрузки в нормальном режиме работы ( $N=2$ ) трансформатора для ПС «Оремиф» 35 кВ в условиях использования расчётных параметров сети:

$$k_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_{CPзйм}^2 + Q_{HECK}^2}}{N \cdot S_{НОМ}}, \quad (8)$$

$$k_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{3,4^2 + 1,4^2}}{2 \cdot 4} = 0,46,$$

$$k_3 \geq 0,5 \dots 0,7 (0,75);$$

$$0,46 \approx 0,5.$$

В данной работе воспользуемся формулой [9] для проверки коэффициента загрузки в послеаварийном режиме работы (N-1) трансформатора для ПС «Оремиф» 35 кВ в условиях использования расчётных параметров сети:

$$k_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{CP3UM}^2 + Q_{HECK}^2}}{(N-1) \cdot S_{НОМ}}, \quad (9)$$

$$k_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{3,4^2 + 1,4^2}}{(2-1) \cdot 4} = 0,92,$$

$$k_3 = 1 \dots 1,4;$$

$$0,92 \approx 1.$$

Так как коэффициенты загрузки соответствуют оптимальным, допускается установить на ПС «Оремиф» трансформаторы ТМН 4000/35. Использование меньшей номинальной мощности трансформаторов на ПС «Оремиф» приведёт к увеличению коэффициентов загрузки сверх допустимых значений, а также приведёт к дефициту присоединяемой мощности при дальнейшем развитии района электроснабжения.

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу выбора и проверки трансформаторов ПС района проектирования, таблица 4 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 4 – Выбор и проверка силовых трансформаторов

Подстанция	Р <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , Мвар	Nтр	Срасч, МВА	Sфакт, МВА	Кз норм	Кз п-ав
Многовершинная Т1	7,9	1,7	1	11,6	16	0,51	0,86
Многовершинная Т2	5,6	0,9	1	8,2	10	0,57	0,86
Белая гора	7,9	2,2	2	5,8	6,3	0,65	1,30
Маго	1,2	0,4	1	1,8	16	0,08	0,08
Чныррах 110 кВ	2,4	1,0	2	1,9	2,5	0,53	1,05
Оремиф 110 кВ	3,4	1,4	2	2,6	6,3	0,29	0,59
Чныррах 110/35 кВ	5,88	2,4	2	4,5	6,3	0,50	1,00
Оремиф 35 кВ	3,4	1,4	2	2,6	4	0,46	0,92

Все трансформаторы ПС района проектирования загружены оптимально.

Выбор проводов ВЛ района проектирования выполняется по экономическим токовым интервалам. Используемое в схеме подключения ПС «Оремиф» сечение проводников ВЛ принимается по [11] в зависимости от расчетного тока  $I_p$ , номинального напряжения линии, материала и количества цепей опор, района по гололеду и региона страны.

В данной работе воспользуемся формулой [11] для нахождения максимального тока проводов ВЛ-110 кВ ПС «Оремиф» на 5 год эксплуатации в условиях использования расчётных параметров сети:

$$I_5 = \frac{\sqrt{(P_{\max}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_c}, \quad (10)$$

$$I_5 = \frac{\sqrt{3,77^2 + 1,51^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 21 \text{ А},$$

где  $P_{\max}^3$  - максимальная прогнозируемая активная мощность ПС «Оремиф»;

$Q_{\text{неск}}$  - некомпенсированная прогнозируемая реактивная мощность ПС «Оремиф»;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение линии для варианта подключения ПС «Оремиф» на напряжении 110 кВ;

$n_{\text{ц}}$  - количество цепей в линии, 2.

В данной работе воспользуемся формулой [11] для нахождения расчётного тока проводов ВЛ-110 кВ для ПС «Оремиф» в условиях использования расчётных параметров сети:

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (11)$$

$$I_p = 21 \cdot 1,05 \cdot 1 = 22 \text{ А},$$

где  $\alpha_i$  - коэффициент соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки, 1,05;

$\alpha_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии, определяется исходя из числа часов максимума нагрузки по [11].

Для проектируемой отпайки принимается провод АС 70 с экономическим токовым интервалом до 35 А (для двухцепной ВЛ) и длительно допустимой 265 А. Ток в послеаварийном режиме по выбранной отпайке будет равен 21 А, что значительно меньше длительно допустимого значения. Тип применяемых опор – промежуточные П110-1 и анкерные 1У110-2, принимается 3 район по гололёду для Хабаровского края.

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу выбора проводов ВЛ 110-35 кВ района проектирования, таблица 5 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 5 – Выбор проводов ВЛ

Участок сети	$P_{\text{МАКС}}$ , МВт	$Q_{\text{НЕСК}}$ , Мвар	U, кВ	$I_{\text{max}}$ , кА	$\alpha_i$	$\alpha_T$	$I_p$ , кА	Экономический токовый интервал, А	Сечение провода, мм <sup>2</sup>
НТЭЦ-Чныррах	6,46	2,59	110	0,037	1,05	1	0,038	36-120	150
Чныррах-оремиф	3,77	1,51	35	0,067	1,05	1	0,070	до 35	70
НТЭЦ-Чныррах	6,46	2,59	110	0,037	1,05	1	0,038	36-120	150
Чныррах-оремиф	3,77	1,51	110	0,021	1,05	1	0,022	до 35	70

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу проверки проводов ВЛ 110-35 кВ района проектирования, таблица 6 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 6 – Проверка проводов ВЛ

Участок сети	Напряжение участка, кВ	Количество цепей	Послеаварийный ток, А	Длительно допустимый ток, А	Окончательно принимаемое сечение
НТЭЦ-Чныррах	110	1	37	450	150
Чныррах-оремиф	35	1	67	265	70
НТЭЦ-Чныррах	110	1	37	450	150
Чныррах-оремиф	110	1	21	265	70

Провода выбраны и проверены для всех вводимых участков ВЛ.

#### 4 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА

По разработанным вариантам подключения ПС «Оремиф» к центру питания необходимо рассчитать приведенные затраты в каждый из предложенных вариантов, оптимальным вариантом при сравнении будет вариант с минимальными приведенными затратами при разнице более 5% в их величине.

В данной работе воспользуемся формулой [9] для нахождения капиталовложений в трансформаторы ПС для варианта 1 и 2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$K_{TP1} = 2 \cdot K_{110/35} + 2 \cdot K_{35}; \quad (12)$$

$$K_{TP1} = 2 \cdot 4075 + 2 \cdot 1825 = 11800 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{TP2} = 2 \cdot K_{110} + 2 \cdot K_{110}; \quad (13)$$

$$K_{TP2} = 2 \cdot 3240 + 2 \cdot 3400 = 13280 \text{ тыс. руб.};$$

В данной работе воспользуемся формулой [9] для нахождения капиталовложений в оборудование РУ ПС для варианта 1 и 2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$K_{PY1} = K_{2\text{блок}110} + K_{2\text{блок}35} + K_{1\text{секц}35} + 2 \cdot K_{\text{выкл} \text{элегаз}110} + 5 \cdot K_{\text{выкл} \text{элегаз}35}; \quad (14)$$

$$K_{PY1} = 15200 + 1200 + 1800 + 2 \cdot 7300 + 5 \cdot 600 = 35800 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{PY2} = 2 \cdot K_{2\text{блок}110} + 4 \cdot K_{\text{выкл} \text{элегаз}110}; \quad (15)$$

$$K_{PY2} = 2 \cdot 15200 + 4 \cdot 7300 = 59600 \text{ тыс. руб.}$$



В данной работе воспользуемся формулой [9] для нахождения капиталовложений в отвод земель под РУ ПС для варианта 1 и 2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$K_{\text{ПОСТ}1} = K_{2\text{блок}110/35} + K_{2\text{блок}35}; \quad (16)$$

$$K_{\text{ПОСТ}1} = 7250 + 5000 = 12250 \text{ тыс.руб.};$$

$$K_{\text{ПОСТ}2} = 2 \cdot K_{2\text{блок}110}; \quad (17)$$

$$K_{\text{ПОСТ}2} = 2 \cdot 5500 = 11000 \text{ тыс.руб.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [9] для нахождения капиталовложений на сооружение ПС для варианта 1 и 2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{ТР}} \cdot K_{\text{ИНФ}}^{2000} \cdot K_{\text{новПС}} + K_{\text{РУ}} \cdot K_{\text{ИНФ}}^{2000} \cdot K_{\text{новПС}} + K_{\text{ПОСТ}} \cdot K_{\text{ИНФ}}^{2000} \cdot K_{\text{новПС}}; \quad (18)$$

$$K_{\text{ПС}1} = 11800 \cdot 6,2 \cdot 1,3 + 35800 \cdot 6,2 \cdot 1,3 + 12250 \cdot 6,2 \cdot 1,3 = 482,4 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{\text{ПС}2} = 13280 \cdot 4,28 \cdot 1,3 + 59600 \cdot 4,28 \cdot 1,3 + 11000 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 466,7 \text{ млн. руб.};$$

где  $K_{\text{ИНФ}}^{2000}$  - коэффициент инфляции 2000 года по отношению к 2 кварталу 2023 года, 6,2 [3];

$K_{\text{новПС}}$  - коэффициент повышения стоимости сооружения ПС для Дальнего Востока, 1,3.

В данной работе воспользуемся формулой [9] для нахождения капиталовложений на сооружение ВЛ для варианта 1 и 2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$K_{ВЛ1} = (K_{y\partial 95-1-35} \cdot l_{95-1-35} + K_{y\partial 150-1-110} \cdot l_{150-1-110}) \cdot K_{ИНФ}^{2000} \cdot K_{новВЛ}, \quad (19)$$

$$K_{ВЛ1} = (970 \cdot 32 + 1050 \cdot 36) \cdot 6,2 \cdot 1,4 = 597,5 \text{ млн. руб.};$$

$$K_{ВЛ2} = (K_{y\partial 150-1-110} \cdot l_{150-1-110}) \cdot K_{ИНФ}^{2000} \cdot K_{новВЛ}, \quad (20)$$

$$K_{ВЛ2} = (1050 \cdot 68) \cdot 6,2 \cdot 1,4 = 619,8 \text{ млн. руб.};$$

где  $l$  – длина ВЛ с учетом коэффициента удлинения трассы, км;

$K_{новВЛ}$  - коэффициент повышения стоимости сооружения ВЛ для Дальнего Востока, 1,4.

В данной работе воспользуемся формулой [9] для нахождения суммарных капиталовложений для варианта 1 и 2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, \quad (21)$$

$$K_1 = 482,4 + 597,5 = 1079,9 \text{ млн. руб.};$$

$$K_2 = 676,1 + 619,8 = 1295,8 \text{ млн. руб.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [9] для нахождения издержек на эксплуатацию и ремонт элементов системы электроснабжения для варианта 1 и 2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$I_{Э.Р} = \alpha_{Э.Р.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{Э.Р.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (22)$$

$$I_{Э.Р1} = 0,008 \cdot 597,5 + 0,049 \cdot 482,4 = 28,4 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{\text{Э.Р2}} = 0,008 \cdot 619,8 + 0,049 \cdot 676,1 = 33,1 \text{ млн. руб.};$$

где  $\alpha_{\text{Э.Р.ВЛ}}$ ,  $\alpha_{\text{Э.Р.ПС}}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС, согласно [9]  $\alpha_{\text{Э.Р.ВЛ}} = 0.008$ ;  $\alpha_{\text{Э.Р.ПС}} = 0.059$ .

В данной работе воспользуемся формулой [9] для нахождения издержек на амортизацию элементов системы электроснабжения для варианта 1 и 2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$I_{\text{AM}} = \frac{K}{T_{\text{СЛ}}}; \quad (23)$$

$$I_{\text{AM1}} = \frac{1079,9}{20} = 54 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{\text{AM2}} = \frac{1295,8}{20} = 64,8 \text{ млн. руб.};$$

где  $T_{\text{СЛ}}$  – срок службы системы электроснабжения, 20 лет.

В данной работе воспользуемся формулой [9] для нахождения издержек на компенсацию потерь электроэнергии в элементах системы электроснабжения для варианта 1 и 2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta P \cdot T_{\text{макс}} \cdot C_{\Delta W}; \quad (24)$$

$$I_{\Delta W1} = 441 \cdot 1689 / 1000 = 0,745 \text{ млн. руб.};$$

$$I_{\Delta W2} = 107,5 \cdot 1689 / 1000 = 0,182 \text{ млн. руб.};$$

где  $C_{\Delta W}$  - удельная стоимость потерь электроэнергии, принимается равным 1689 руб/МВт·ч, [19];

$T_{\max}$ , – число часов максимальных потерь, 5500 ч;

$\Delta P$  – потери активной мощности по результату расчёта режима, приложение А, МВт.

В данной работе воспользуемся формулой [9] для нахождения суммарных издержек для варианта 1 и 2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$I = I_{AM} + I_{\Delta P} + I_{\Delta W}; \quad (25)$$

$$I_1 = 28,4 + 54 + 0,745 = 83,2 \text{ млн. руб.};$$

$$I_2 = 38,1 + 64,8 + 0,182 = 103,1 \text{ млн. руб.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [9] для нахождения приведенных затрат для варианта 1 и 2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$Z = E \cdot K + I \quad (26)$$

$$Z_1 = 0,1 \cdot 1079,9 + 83,2 = 191,2 \text{ млн. руб.};$$

$$Z = 0,1 \cdot 1295,8 + 103,1 = 232,6 \text{ млн. руб.};$$

где  $E$  – норматив дисконтирования, 0,1.

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу сравнения разработанных вариантов сети по приведенным затратам, таблица 7 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 7 – Затраты для вариантов сети

Сравниваемый показатель	1	2
$I_{Э.Р}$ , млн.руб	28,4	38,1
$I_{АМ}$ , млн.руб	54,0	64,8
$\Delta W$ , МВт·ч	441,0	107,5
Ставка на оплату потерь ЭЭ в сети 110 кВ, руб/МВт·ч	1689	1689
$I_{\Delta W}$ , млн.руб	0,745	0,182
$I$ , млн.руб	83,2	103,1
$K$ , млн.руб	1079,9	1295,8
Ставка рефинансирования	10,00%	10,00%
$Z$ , млн.руб	191,2	232,6

Выбираем вариант 1, так как затраты различаются более чем на 5%:

$$\frac{232,6 - 191,2}{232,6} \cdot 100\% = 18\% .$$

## 5 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ДЛЯ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ПС ОРЕМИФ

Суть расчёта режимов состоит в расчёте потокораспределения по выбранному участку сети для определения уровней напряжения в узлах схемы.

Схема замещения сети для расчёта нормального режима показана на рисунке 4.

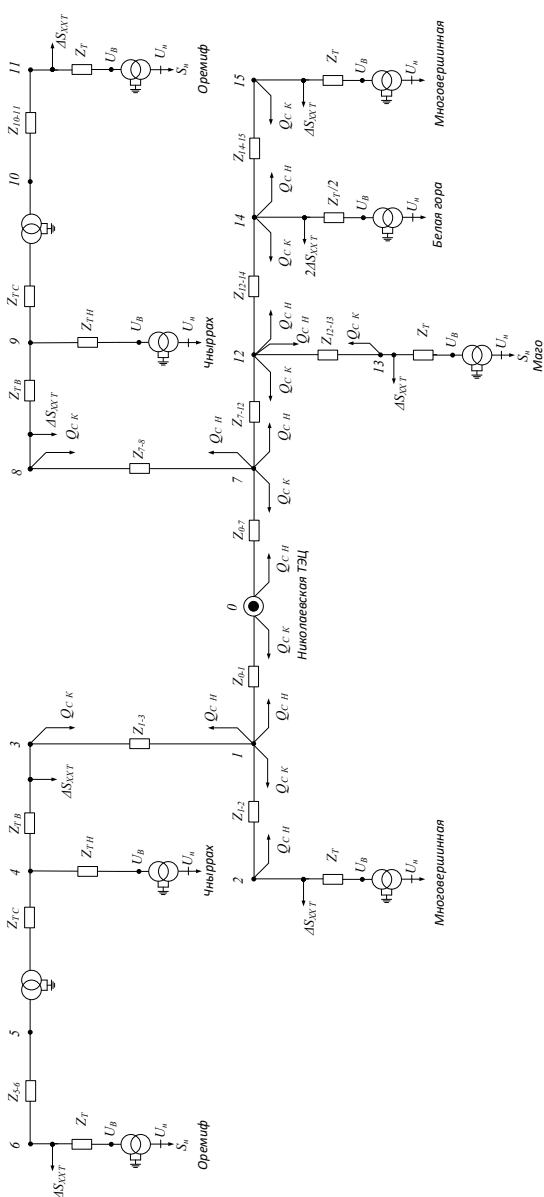


Рисунок 4 - Схема сети для расчёта нормального режима

В нормальном режиме включено всё необходимое оборудование для наиболее экономичной передачи электрической мощности. Расчёт нормального

режима производится для оценки возможности качественного электроснабжения потребителей [5].

В нормальном режиме линии 110 кВ НТЭЦ – Чныррах и 35 кВ Чныррах – Оремиф работают отдельно. Результаты расчёта нормального режима по прогнозируемым нагрузкам при подключении ПС Оремиф согласно варианту № 1, приведены в таблицах 8-10.

Таблица 8 – Сопротивления участков и зарядные мощности линий

Участок	Z, Ом	Qc, МВАр
0-1	0,12+0,405i	0,017
1--2	26,136+53,592i	2,156
1--3	3,564+7,308i	0,294
5--6	4,896+6,736i	
7--12	8,132+17,009i	0,686
10--11	4,896+6,736i	
0-7	0,12+0,405i	0,017
12--13	0,832+1,705i	0,069
12--14	10,149+17,709i	0,672
14--15	14,108+24,499i	0,928
7--8	3,564+7,308i	0,294

Таблица 9 – Нагрузки узлов для нормального режима

узел	S, МВА	Z <sub>гр</sub> , Ом
2	6,21+0,97·i	7,935+138,863i
4	1,35+0,54·i	26,657+225,665i
6	1,89+0,75·i	2,565+22,969i
13	1,29+0,43·i	4,649+86,789i
14	8,66+2,37·i	8,33+110,208i
15	8,73+1,83·i	7,935+138,863i
9	1,35+0,54·i	26,657+225,665i
11	1,89+0,75·i	2,565+22,969i

Таблица 10 - Результаты расчёта нормального режима

Подстанции	U <sub>ВН</sub> ном, кВ	U <sub>ВН</sub> расч, кВ	Δ, %	U <sub>НН</sub> треб, кВ	U <sub>НН</sub> расч, кВ	U <sub>НН</sub> рег, кВ	Δ, %	N рпн
Чныррах	110	113,763	3,4%	10,5				
	35	37,868	8,2%	10,5	10,84	10,524	-0,2%	2
Белая гора	110	113,192	2,9%	6,6	6,496	6,61	-0,2%	1
Маго	110	113,02	2,7%	10,5	10,811	10,43	0,7%	-2
Многовершинная Т1	110	111,659	1,5%	6,6	6,408	6,64	-0,6%	2
Многовершинная Т2	110	114,378	4,0%	6,6	6,564	6,56	0,6%	0
Оремиф	35	38,096	8,8%	10,5	11,973	10,54	-0,4%	-8

Схема замещения сети для расчёта послеаварийного режима показана на рисунке 5.

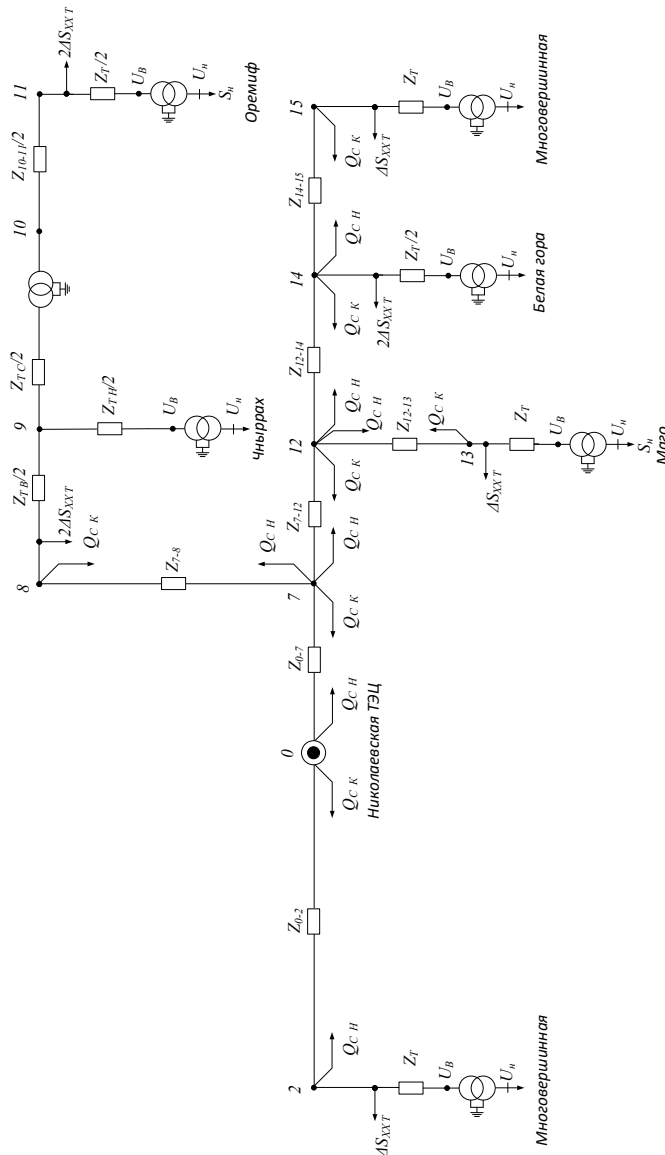


Рисунок 5 - Схема сети для расчёта послеаварийного режима

В послеаварийном режиме проводится отключение линии 110 кВ НТЭЦ – Чныррах, таким образом, что Т1 и Т2 на ПС Чныррах питаются по одной линии НТЭЦ –Чныррах. Также проводится отключение одной цепи линии 35 кВ Чныррах-Оремиф. Результаты расчёта послеаварийного режима по прогнозируемым нагрузкам при подключении ПС Оремиф согласно варианту № 1, приведены в таблицах 11-16.



Таблица 11 – Сопротивления участков и зарядные мощности линий

Участок	Z, Ом	Qc, МВАр
0--2	26,256+53,997i	2,173
7--12	8,132+17,009i	0,686
10--11	4,896+6,736i	
0-7	0,12+0,405i	0,017
12--13	0,832+1,705i	0,069
12--14	10,149+17,709i	0,672
14--15	14,108+24,499i	0,928
7--8	3,564+7,308i	0,294

Таблица 12 - Результаты расчёта послеаварийного режима

Подстанции	U <sub>ВН</sub> ном, кВ	U <sub>ВН</sub> расч, кВ	Δ, %	U <sub>НН</sub> треб, кВ	U <sub>НН</sub> расч, кВ	U <sub>НН</sub> рег, кВ	Δ, %	N рпн
Чныррах	110	113,763	3,4%	10,5				
	35	37,868	8,2%	10,5	10,84	10,524	-0,2%	2
Белая гора	110	113,192	2,9%	6,6	6,496	6,61	-0,2%	1
Маго	110	113,02	2,7%	10,5	10,811	10,43	0,7%	-2
Многовер- щинная Т1	110	111,659	1,5%	6,6	6,408	6,64	-0,6%	2
Многовер- щинная Т2	110	114,381	4,0%	6,6	6,564	6,56	0,6%	0
Оремиф	35	38,096	8,8%	10,5	11,973	10,54	-0,4%	-8

Таблица 13 – Активные потери в трансформаторах, МВт

Чныррах110	Чныррах35	Белая гора	Маго	Многоверщинная Т1	Многоверщинная Т2	Оремиф
0,03	0,01	0,055	0,001	0,052	0,026	0,009

Таблица 14 – Анализ расчета потерь активной мощности

Режим	Потери полные		Потери в трансформаторах		Потери в линиях	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%
нормальный	0,966	3,1%	0,183	0,6%	0,783	2,5%
Послеаварийный	0,944	3,0%	0,183	0,6%	0,761	2,4%

Таблица 15 – Потери в ЛЭП нормальный режим и послеаварийный режим

нормальный режим			
Участок	Поток мощности, МВА	Потери, МВА	Потери, МВт
0-1	9,659-1,491i	0,001+0,003i	0,001
1--2	6,339-2,624i	0,085+0,175i	0,085
1--3	3,319+1,163i	0,004+0,008i	0,004
5--6	1,923+0,892i	0,018+0,024i	0,018
7--12	19,6+6,06i	0,271+0,568i	0,271
10--11	1,923+0,892i	0,018+0,024i	0,018
0-7	22,925+7,209i	0,006+0,019i	0,006
12--13	1,312+0,442i	0	0
12--14	18,017+5,05i	0,281+0,491i	0,281
14--15	8,895+2,069i	0,095+0,164i	0,095
7--8	3,319+1,163i	0,004+0,008i	0,004
Всего			0,783
послеаварийный режим			
0--2	6,34-2,657i	0,086+0,176i	0,086
0-7	22,925+7,209i	0,006+0,019i	0,006
7--8	3,319+1,163i	0,004+0,008i	0,004
10--11	1,923+0,892i	0,018+0,024i	0,018
7--12	19,6+6,06i	0,271+0,568i	0,271
12--13	1,312+0,442i	0	0
12--14	18,017+5,05i	0,281+0,491i	0,281
14--15	8,895+2,069i	0,095+0,164i	0,095
Всего			0,761

Таблица 16 – Анализ экономической плотности тока в ЛЭП

Участок	Ирасч, А	Идоп, А	S, мм <sup>2</sup>	J факт, А/мм <sup>2</sup>	J доп, А/мм <sup>2</sup>
нормальный режим					
0-1	51	610	240	0,21	1
1--2	33	410	120	0,28	1
1--3	17	450	150	0,11	1
5--6	32	265	70	0,34	1
7--12	103	450	150	0,69	1
10--11	32	265	70	0,34	1
0-7	120	610	240	0,50	1
12--13	7	450	150	0,05	1
12--14	95	450	150	0,63	1
14--15	47	410	120	0,39	1
7--8	17	450	150	0,11	1
послеаварийный режим					
0--2	36	410	120	0,30	1
0-7	126	610	240	0,53	1
7--8	18	450	150	0,12	1
10--11	11	265	70	0,12	1
7--12	108	450	150	0,72	1
12--13	7	450	150	0,05	1
12--14	98	450	150	0,66	1
14--15	48	410	120	0,40	1

Исходя из результатов расчётов режимов, можно сделать следующие выводы:

- Напряжение всех узлов соответствует с ГОСТ 32144-2013 в нормальном и послеаварийном режимах;
- Токовая нагрузка оборудования в послеаварийных режимах не превышает длительно допустимые;
- Провода ВЛ по экономической плотности тока загружены оптимально;
- Предложенная схема подключения ПС Оремиф способна обеспечивать качественное электроснабжение вводимых потребителей как в нормальном, так и в послеаварийных режимах.

## 6 ВЫБОР ВАРИАНТА ИСПОЛНЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ВН ПС ОРЕМИФ

РУВН подстанции Оремиф выполнено на базе ОРУ-35 кВ по схеме блок-трансформатор-линия с элегазовыми выключателями и неавтоматической перемычкой. По типу ПС Оремиф является тупиковой [10].

Экономические критерии применения:

- Требуется две ячейки выключателей на четыре присоединения два трансформатора и две линии.

- Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений.

- Наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений.

Критерии надежности:

- Отказ линии или выключателя приводит к отключению по одному трансформатору на всех смежных подстанциях, подключенных к данной линии. Рассматриваемые отказы не должны приводить к ограничению электропитания потребителей при достаточной нагрузочной способности оставшихся в работе трансформаторов, а также действию автоматического ввода резерва на стороне низшего напряжения трансформатора.

- Является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35 кВ.

Эксплуатационные критерии

- Простая и наглядная.

- Электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны.

- Минимизированы отказы по вине персонала.

РУНН 10 кВ выполнено по схеме с одной секционированной системой сборных шин [10].

#### Критерии надежности:

- При отказе нормально включенного секционного выключателя возможно полное погашение распределительного устройства.

- Установка второго последовательно включенного секционного выключателя для исключения погашения распределительного устройства нецелесообразна с технико-экономических позиций.

- Является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35 кВ.

#### Эксплуатационные критерии

- Простая и наглядная.

- Электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны.

- Минимизированы отказы по вине персонала.

Конструктивно выполняется ЗРУ на ячейках КРУ.

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Результаты расчетов токов КЗ при проектировании системы электропитания 35 кВ будут использованы для выбора по отключающей способности выключателей 35-10 кВ, и проверке по условиям электродинамической и термической стойкости. При расчёте уставок срабатывания и проверке чувствительности средств РЗА также используются результаты расчётов тока КЗ.

Рассчитываем токи КЗ в сети 35-110 кВ в соответствии с рисунком 6.

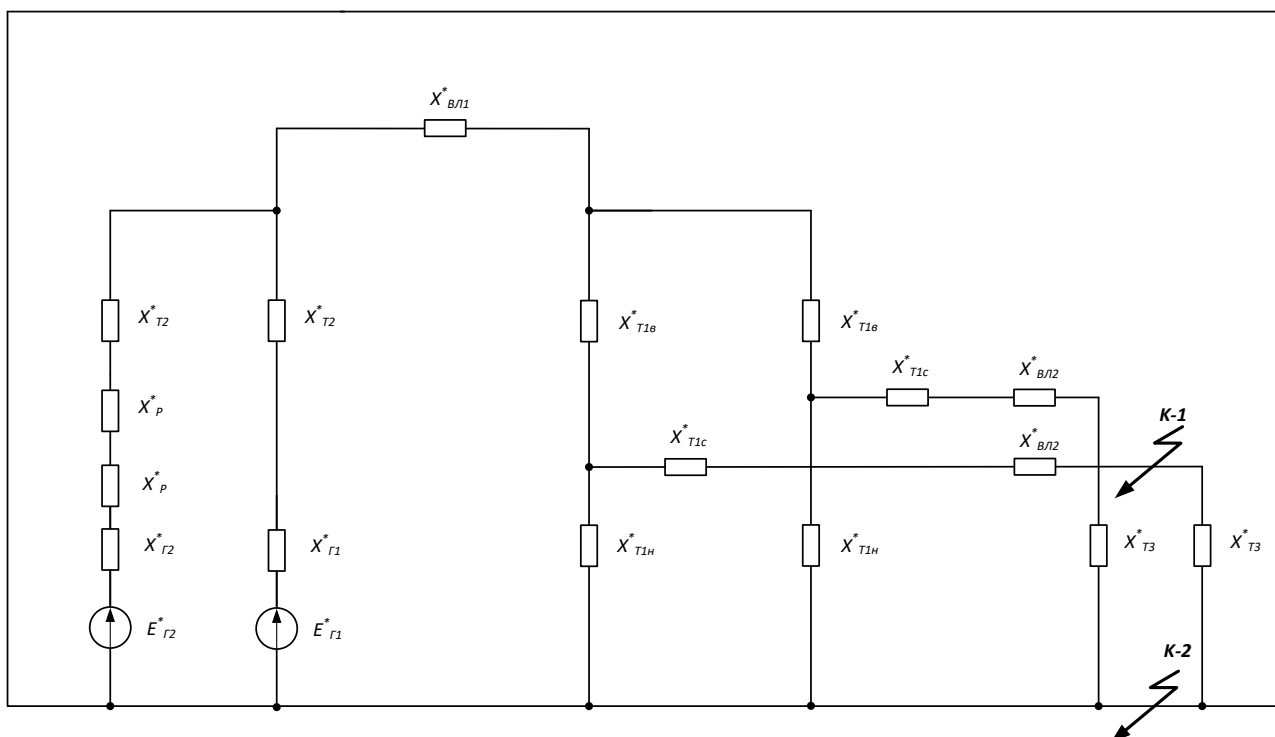


Рисунок 6 – Схема замещения

Расчет ведется в относительных единицах [12] согласно схеме замещения (рисунок 2), поэтому принимаем определенные базисные условия:  $S_B = 63 \text{ МВА}$ ,  $U_{Б1} = 6.3 \text{ кВ}$ ,  $U_{Б2} = 10,5 \text{ кВ}$ ,  $U_{Б3} = 37 \text{ кВ}$ ,  $U_{Б4} = 115 \text{ кВ}$ .

Генератор 1 – генератор марки ТВФ-63,  $P_{НОМГЕН1} = 63 \text{ МВт}$ ,  $\cos \varphi_H = 0.8$ ,  $X''_{d1} = 0.139 \text{ Ом}$ , [14].

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения приведенных ЭДС и сопротивления генератора Г1 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$X_{\Gamma}^* = \frac{S_B \cdot \cos \varphi_H}{P_{НОМГЕН}} \cdot X_d'' \quad (27)$$

$$X_{\Gamma 1}^* = \frac{63 \cdot 0.8}{63} \cdot 0.139 = 0,111 \text{ о.е.}$$

$$E_{\Gamma}^* = \sqrt{(1 + \sin \varphi_H \cdot X_d'' )^2 + (X_d'' \cdot \cos \varphi_H)^2} \quad (28)$$

$$E_{\Gamma 1}^* = \sqrt{(1 + 0.6 \cdot 0.139)^2 + (0.139 \cdot 0.8)^2} = 1.056 \text{ о.е.}$$

Генератор 2 – генератор марки Т-2-12-2,  $P_{НОМГЕН 2} = 12$  МВт,  $\cos \varphi_H = 0.8$ ,  $X_{d2}'' = 0.183$  Ом, [8].

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения приведенных ЭДС и сопротивления генератора Г2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$X_{\Gamma 2}^* = \frac{63 \cdot 0.8}{12} \cdot 0.183 = 0,769 \text{ о.е.}$$

$$E_{\Gamma 2}^* = \sqrt{(1 + 0.6 \cdot 0.183)^2 + (0.183 \cdot 0.8)^2} = 1.076 \text{ о.е.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения приведенного сопротивления реактора в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$X_P^* = \frac{X'_P \cdot S_B}{U_{Б1}^2} \quad (29)$$

$$X_P^* = \frac{0.25 \cdot 63}{6,3^2} = 0.397 \text{ о.е.}$$

где  $X'_p$  - данные для расчета по [8], 0,25 Ом;

$U_{Б1}$  - базисное напряжение 1 ступени, 6,3 кВ.

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения приведенного сопротивления линий Николаевская ТЭЦ-Чныррах и Чныррах - Оремиф в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$X^*_{л} = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_Б}{U_Б^2} \quad (30)$$

$$X^*_{л1} = 0,4 \cdot 19 \cdot \frac{63}{115^2} = 0,036$$

$$X^*_{л2} = 0,4 \cdot 16 \cdot \frac{63}{2 \cdot 37^2} = 0,147$$

где  $L$  - длина линии, км;

$X_{уд}$  - удельное сопротивление линии выполненной проводом АС-95, АС-150, принимается  $X_{уд} = 0,4$  Ом/км по [8].

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения сопротивления трансформаторов Николаевской ТЭЦ и ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$X^*_{тр} = \frac{U_к}{100} \cdot \frac{S_б}{S_н}; \quad (31)$$

$$X^*_{т2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{63}{63} = 0,105;$$

$$X^*_{т3} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{63}{2 \cdot 4} = 0,59;$$



где  $U_k$  - напряжение КЗ, для Николаевской ТЭЦ 10,5%, для ПС «Оремиф» 7,5%;

$S_H$  - номинальная мощность трансформатора Николаевской ТЭЦ 63 МВА, для ПС «Оремиф» 4 МВА.

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения приведенного сопротивления трансформаторов ПС «Чныррах» в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$X_{m1\epsilon}^* = \frac{(u_{квс} + u_{квн} - u_{кcn})}{200} \cdot \frac{S_б}{S_{тном}}, \quad (32)$$

$$X_{m1\epsilon}^* = \frac{(10,5 + 17 - 6)}{200} \cdot \frac{63}{2 \cdot 6,3} = 0,54,$$

$$X_{m1c}^* = \frac{(u_{квс} + u_{кcn} - u_{квн})}{200} \cdot \frac{S_б}{S_{тном}}, \quad (33)$$

$$X_{m1c}^* = \frac{(6 + 10,5 - 17,5)}{200} \cdot \frac{63}{2 \cdot 6,3} = -0,01 = 0,$$

где  $U_k$  - напряжение КЗ,  $U_{квс}=10,5\%$ ,  $U_{квн}=17\%$ ,  $U_{кcn}=6\%$ ;

$S_H$  - номинальная мощность трансформатора, 6,3 МВА.

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения эквивалентной ЭДС и сопротивления по рисунку 7.1 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$E_1 = \frac{E_{Г2}^* \cdot \frac{1}{(X_{Г2}^* + X_P^* + X_P^* + X_{Т2}^*)} + E_{Г1}^* \cdot \frac{1}{(X_{Г1}^* + X_{Т2}^*)}}{\frac{1}{(X_{Г2}^* + X_P^* + X_P^* + X_{Т2}^*)} + \frac{1}{(X_{Г1}^* + X_{Т2}^*)}}, \quad (34)$$

$$E_1 = \frac{1,076 \cdot \frac{1}{(0,769 + 0,397 + 0,397 + 0,105)} + 1,056 \cdot \frac{1}{(0,111 + 0,397)}}{\frac{1}{(0,769 + 0,397 + 0,397 + 0,105)} + \frac{1}{(0,111 + 0,397)}} = 1,058,$$

$$X_1 = \frac{1}{\frac{1}{(X_{r2}^* + X_p^* + X_p^* + X_{r2}^*)} + \frac{1}{(X_{r1}^* + X_{r2}^*)}}, \quad (35)$$

$$X_1 = \frac{1}{\frac{1}{(0,769 + 0,397 + 0,397 + 0,105)} + \frac{1}{(0,111 + 0,397)}} = 0,191 \text{ o.e.},$$

$$X_2 = X_1 + X_{л1}^* + X_{m1\epsilon}^* + X_{m1c}^* + X_{л2}^*, \quad (36)$$

$$X_2 = 0,191 + 0,036 + 0,54 + 0,147 = 0,912.$$

Эквивалентная схема показана на рисунке 7.

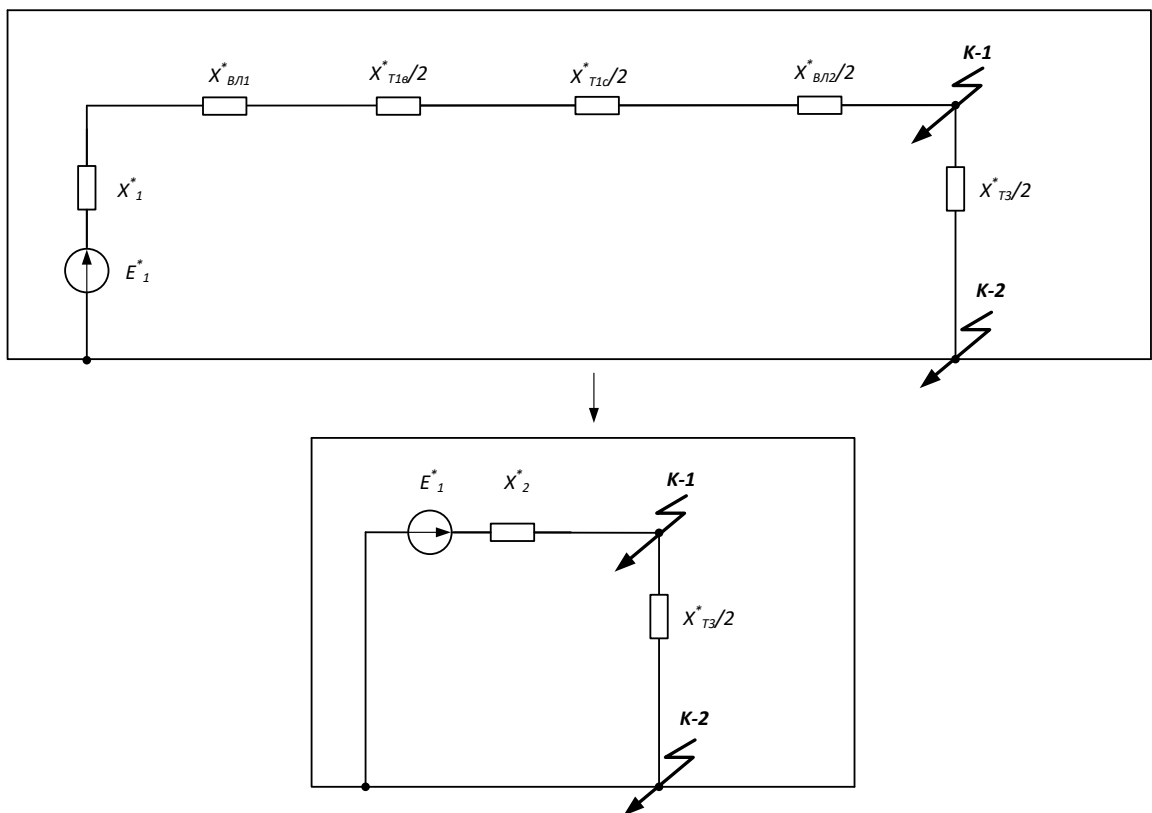


Рисунок 7 - Эквивалентная схема

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения базисного тока КЗ в точке К1 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_3}, \quad (37)$$

$$I_{\sigma} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,98 \text{ кА.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения тока трехфазного КЗ в точке К1 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$I_{no} = \frac{E_1}{X_2} \cdot I_{\sigma}, \quad (38)$$

$$I_{no} = \frac{1,058}{0,912} \cdot 0,98 = 1,14 \text{ кА.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения апериодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный и произвольный период времени в точке К1 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{no}, \quad (39)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 1,14 = 1,6 \text{ кА,}$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{0.01}{T_s}}, \quad (40)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 1,14 \cdot 0,6 = 1 \text{ кА.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения ударного тока КЗ в точке К1 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$k_{y0} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_s}}, \quad (41)$$

$$k_{y0} = 1 + e^{-\frac{0.01}{0.02}} = 1,6,$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{но}, \quad (42)$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 1,6 = 2,6 \text{ кА.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения базисного тока КЗ в точке К2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_2}, \quad (43)$$

$$I_{\sigma} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3,47 \text{ кА.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения тока трехфазного КЗ в точке К2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$I_{no} = \frac{E_1}{X_2 + X_{т3}^*} \cdot I_{\sigma}, \quad (44)$$

$$I_{no} = \frac{1,058}{0,912 + 0,59} \cdot 3,47 = 2,44 \text{ кА.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения апериодической составляющей тока трехфазного КЗ в начальный и произвольный период времени в точке К2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{no}, \quad (45)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 2,44 = 3,5 \text{ кА,}$$

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{0.01}{T_s}}, \quad (46)$$

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

В данной работе воспользуемся формулой [12] для нахождения ударного тока КЗ в точке К2 в условиях использования справочных параметров оборудования и элементов сети:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_s}}, \quad (47)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0.01}{0.01}} = 1,4,$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no}, \quad (48)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,4 \cdot 1,4 = 4,8 \text{ кА.}$$

Составим таблицу 17, куда сведём результаты расчёта токов симметричного КЗ.

Таблица 17 – Токи симметричного КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{по}}^{(3)}$ , кА	$i_a$ , кА	$i_{\text{ат}}$ , кА	$T_a$ , с	$K_{\text{уд}}$	$I_{y\partial}$ , кА
К1	1,1	1,6	1,0	0,020	1,6	2,6
К2	2,4	3,5	1,4	0,010	1,4	4,8

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

### 8.1 Выбор и проверка выключателей

На стороне 35 кВ ПС «Оремиф» выбираем вводные и секционный элегазовые выключатели типа ВГБ-35-630 УХЛ1 с электромагнитным приводом ПЭМ-1 [15].

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия выбора выключателей 35 кВ по напряжению установки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (49)$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия выбора выключателей 35 кВ по максимальному току в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{P_{\max CH}} = \frac{S_{CH}}{\sqrt{3} \cdot U_2}, \quad (50)$$

$$I_{P_{\max BH}} = \frac{4,1}{\sqrt{3} \cdot 35} = 67 \text{ А},$$

$$I_{\max} \leq I_{ном}; \quad (51)$$

$$67 \text{ А} \leq 1600 \text{ А};$$

где  $S_{CH}$  - максимальная нагрузка ПС «Оремиф», МВА.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия выбора выключателей 35 кВ по току отключения КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном}; \quad (52)$$

$$1,1 \text{ кА} \leq 13,8 \text{ кА}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки выключателей 35 кВ по термической стойкости к КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$B_k = I_{п.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}), \quad (53)$$

$$B_k = 1,1^2 \cdot (0,103 + 0,03 + 1,5) = 2,1 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (54)$$

$$B_{кном} = 12,5^2 \cdot 3 = 469 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{кном} \geq B_k; \quad (55)$$

$$469 \text{ кА}^2\text{с} \geq 2,1 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $t_{отк}$  – собственное время отключения выключателя типа ВГБ-35-630 УХЛ1, 0.103 с;

$t_{сел}$  - степень селективности РЗ, 1,5 с.

$I_{терм}$  - ток термической стойкости выключателя типа ВГБ-35-630 УХЛ1;

$t_{терм}$  - время протекания КЗ выключателя типа ВГБ-35-630 УХЛ1.



В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки выключателей 35 кВ по отключению выключателем составляющих тока КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл. ном}, \quad (56)$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.4 \cdot 13,8 = 7,8 \text{ кА};$$

$$i_{a.ном} \geq i_{at}; \quad (57)$$

$$7,8 \text{ кА} \geq 1 \text{ кА};$$

$$I_{п.о} \leq I_{откл. ном}; \quad (58)$$

$$1,1 \text{ кА} \geq 13,8 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{но.к1}^{(3)} + i_{atk1} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (59)$$

$$\sqrt{2} \cdot 1,1 + 1,5 \leq \sqrt{2} \cdot 13,8 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$3,2 \text{ кА} \leq 27 \text{ кА}.$$

где  $\beta_H$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя типа ВГБ-35-630 УХЛ1, 40%;

$I_{откл. ном}$  – номинальный ток отключения выключателя типа ВГБ-35-630 УХЛ1, 13,8 кА.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки выключателей 35 кВ по динамической стойкости к токам КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$i_{yd} \leq i_{скв}; \quad (60)$$

$$1,4 \leq 35 \text{ кА.}$$

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу сравнения расчётных и номинальных данных выключателей 35 кВ, таблица 18 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 18 – Выбор выключателей 35 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $i_{скв} = 35 \text{ кА}$ $W_{к.ном} = 469 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 13,8 \text{ кА}$ $I_{откл} = 13,8 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 7,8 \text{ кА}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 67 \text{ А}$ $i_{yd} = 1,4 \text{ кА}$ $W_{к.} = 2,1 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 1,1 \text{ кА}$ $I_{пт} = 1,1 \text{ кА}$ $i_{ат} = 1 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{yd}$ $W_{к.ном} \geq W_{к.}$ $I_{по} \geq I_{вкл}$ $I_{пт} \geq I_{откл}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на стороне 35 кВ ПС устанавливаем выключатели типа ВГБ-35-630

На стороне 10 кВ ПС выбираем вакуумные выключатели. Принимаем вводные выключатели типа ВВ/Тел-10–20/630 УХЛ2 с приводом БУ/TEL-220-10У2.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия выбора выключателей 10 кВ по напряжению установки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия выбора выключателей 10 кВ по максимальному току в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{2 \cdot S_{\text{номТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_3},$$

$$I_{P_{\max HH}} = \frac{2 \cdot 4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 462 \text{ А,}$$

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$462 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

где  $S_{\text{номТ}}$  - номинальная мощность трансформаторов на ПС «Оремиф», 4 МВА.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия выбора выключателей 10 кВ по току отключения КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл ном}};$$

$$2,4 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки выключателей 10 кВ по термической стойкости к КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$B_K = I_{\text{но К2}}^{(3)2} \cdot (t_{\text{отк}} + T_a),$$

$$B_K = 2,4^2 \cdot (0,045 + 1,0 + 0,01) = 6,3 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} ;$$

$$B_{\text{Кном}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{К.ном}} \geq B_K;$$

$$1600 \text{ кА}^2\text{с} \geq 6,3 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $t_{\text{отк}}$  – собственное время отключения выключателя ВВ/Tel-10–20/630 УХЛ2, 0.045 с;

$t_{\text{сел}}$  - ступень селективности РЗ, 1,0 с.

$I_{\text{терм}}$  - ток термической стойкости выключателя типа ВВ/Tel-10–20/630 УХЛ2;

$t_{\text{терм}}$  - время протекания КЗ выключателя типа ВВ/Tel-10–20/630 УХЛ2.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки выключателей 10 кВ по отключению выключателем составляющих тока КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл ном}} ,$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,5 \cdot 20 = 14,1 \text{ кА},$$

$$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}};$$

$$14,1 \text{ кА} \geq 1,4 \text{ кА};$$

$$I_{н.о} \leq I_{откл. ном};$$

$$2,4 \text{ кА} \geq 20 \text{ кА};$$

$$\sqrt{2} \cdot I_{нок-2}^{(3)} + i_{атк2} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 2,4 + 1,4 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{50}{100}\right);$$

$$4,8 \text{ кА} \leq 42 \text{ кА},$$

где  $\beta_n$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя типа ВВ/Tel-10–20/630 УХЛ2, 50%;

$I_{откл. ном}$  – номинальный ток отключения выключателя типа ВВ/Tel-10–20/630 УХЛ2, 20 кА.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки выключателей 10 кВ по динамической стойкости к токам КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$i_{уд} \leq i_{скв};$$

$$4,8 \text{ кВ} \leq 40 \text{ кА}.$$

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу сравнения расчётных и номинальных данных выключателей 10 кВ, таблица 19 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 19 – Выбор выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
ввод Т1, ввод Т2		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 14,1 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 462 \text{ А}$ $i_{уд} = 4,8 \text{ кА}$ $В_{к.} = 6,3 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 2,4 \text{ кА}$ $I_{пт} = 2,4 \text{ кА}$ $i_{ат} = 1,4 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $В_{к.ном} \geq В_{к.}$ $I_{по} \geq I_{вкл}$ $I_{пт} \geq I_{откл}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
СВ		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 14,1 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 462 \text{ А}$ $i_{уд} = 4,8 \text{ кА}$ $В_{к.} = 6,3 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 2,4 \text{ кА}$ $I_{пт} = 2,4 \text{ кА}$ $i_{ат} = 1,4 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $В_{к.ном} \geq В_{к.}$ $I_{по} \geq I_{вкл}$ $I_{пт} \geq I_{откл}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
линейные		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 14,1 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 462/10 = 46 \text{ А}$ $i_{уд} = 4,8 \text{ кА}$ $В_{к.} = 6,3 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 2,4 \text{ кА}$ $I_{пт} = 2,4 \text{ кА}$ $i_{ат} = 1,4 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $В_{к.ном} \geq В_{к.}$ $I_{по} \geq I_{вкл}$ $I_{пт} \geq I_{откл}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на стороне 35 кВ ПС устанавливаем выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2.

## 8.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбираем вводные и шинные разъединители на стороне 35 кВ РНДЗ-3.1-35/1600 (РНДЗ-3.2-35/1600) с приводом ПРГ-2Б УХЛ1.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия выбора разъединителей 35 кВ по напряжению установки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия выбора разъединителей 35 кВ по максимальному току в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{\max} \leq I_{\text{ном}};$$

$$67 \text{ A} \leq 1600 \text{ A};$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки разъединителей 35 кВ по термической стойкости к КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$B_K = I_{\text{п.о.К1}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}),$$

$$B_K = 1,1^2 \cdot (0,103 + 0,03 + 1,5) = 2,1 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{Кном}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{Кном}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{К.ном}} \geq B_K;$$

$$469 \text{ кА}^2\text{с} \geq 2,1 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $I_{\text{терм}}$  - ток термической стойкости разъединителей РНДЗ-3.1-35/1600.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки разъединителей 35 кВ по динамической стойкости к токам КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$i_{y\partial} \leq i_{ckв};$$

$$1,4 \leq 32 \text{ кА.}$$

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу сравнения расчётных и номинальных данных разъединителей 35 кВ, таблица 20 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 20 – Выбор разъединителей 35 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $i_{ckв} = 32 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 67 \text{ А}$ $i_{y\partial} = 1,4 \text{ кА}$ $В_{к.} = 2,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{ckв} \geq i_{y\partial}$ $В_{к.ном} \geq В_{к.}$

По данным сравнения выбранная марка разъединителей подходит, следовательно, на ПС устанавливаем разъединители РНДЗ-3.1-35/1600.

### 8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

На выключателях 35 кВ ПС используются встроенные трансформаторы тока ТВЭ-3. Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ показывается в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-350 М		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	0.12		0.12

В данной работе воспользуемся формулой [21] для нахождения номинального сопротивления вторичной обмотки ТТ 10 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (61)$$



$$Z_{2H} = \frac{25}{5^2} = 1 \text{ Ом};$$

где  $S_{2H}$  - мощность вторичной обмотки для класса точности 0,2 ТТ 35 кВ, 25 ВА.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для нахождения сопротивления приборов вторичной обмотки ТТ 35 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (62)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0.5}{25} = 0.02 \text{ Ом},$$

где  $S_{\text{ПРИБ}}$  – мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  – вторичный номинальный ток прибора, 5 А.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для нахождения сопротивления проводов АКРВГ (4х4) протяженностью 60 м вторичной обмотки ТТ 35 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (63)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 60}{4} = 0.424 \text{ Ом}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для нахождения полного сопротивления вторичной обмотки ТТ 35 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

(64)

$$z_2 = 0,05 + 0,424 + 0,02 = 0,494 \text{ Ом},$$

где  $r_{\text{конт}}$  - сопротивление контактов, 0.05 Ом.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки ТТ 35 кВ по сопротивлению вторичной обмотки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (65)$$

$$0,494 \text{ Ом} \leq 1 \text{ Ом}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия выбора ТТ 35 кВ по напряжению установки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}};$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия выбора ТТ 35 кВ по максимальному току в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{\text{мах}} \leq I_{\text{НОМ}};$$

$$67 \text{ А} \leq 100 \text{ А}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки ТТ 35 кВ по термической стойкости к КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$B_K = I_{н.о.К1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}),$$

$$B_K = 1,1^2 \cdot (0,103 + 0,03 + 1,5) = 2,1 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм},$$

$$B_{Кном} = 12,5^2 \cdot 3 = 469 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{Кном} \geq B_K;$$

$$469 \text{ кА}^2\text{с} \geq 2,1 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $I_{терм}$  - ток термической стойкости трансформатора тока ТВЭ-3;

$t_{терм}$  - время протекания КЗ трансформатора тока ТВЭ-3.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки ТТ 35 кВ по динамической стойкости к токам КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$i_{уд} \leq i_{скв};$$

$$1,4 \leq 35 \text{ кА}.$$

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу сравнения расчётных и номинальных данных ТТ 35 кВ, таблица 22 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 22 – Выбор ТТ 35 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 100 \text{ А}$ $i_{скв} = 35 \text{ кА}$ $W_{к.ном} = 469 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2НОМ} = 1 \text{ Ом}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 67 \text{ А}$ $i_{уд} = 1,4 \text{ кА}$ $W_{к.} = 2,1 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 0,494 \text{ Ом}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $W_{к.ном} \geq W_{к.}$ $Z_2 \leq Z_{2НОМ}$

По данным сравнения выбранная марка ТТ подходит, следовательно, на стороне 35 кВ ПС «Оремиф» устанавливаем ТТ типа ТВЭ-3.

На вводах 10 кВ ПС «Оремиф» и на секционном выключателе выбираем ТТ марки ТОЛ-10-1. Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ показана в таблице 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-350 М		0.5	
Счетчик АЭ	ПСЧ-4ТМ.05	0.12		0.12
Ватметр	Д 8002	0.5		0.5
Варметр	Н 3095	0.5		0.5
Итого		1.12	0.5	1.12

В данной работе воспользуемся формулой [21] для нахождения номинального сопротивления вторичной обмотки ТТ 10 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2},$$

$$Z_{2Н} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом.}$$

где  $S_{2Н}$  - мощность вторичной обмотки для класса точности ТТ 10 кВ 0,2, 12,5 ВА.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для нахождения сопротивления приборов вторичной обмотки ТТ 10 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,12}{5^2} = 0,0448 \text{ Ом.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для нахождения сопротивления проводов АКРВГ (4х4) протяженностью 5 м вторичной обмотки ТТ 10 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q},$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 5}{4} = 0,035 \text{ Ом.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для нахождения полного сопротивления вторичной обмотки ТТ 10 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$z_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}},$$

$$z_2 = 0,1 + 0,035 + 0,0448 = 0,23 \text{ Ом},$$

где  $r_{\text{конт}}$  - сопротивление контактов, 0,1 Ом.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки ТТ 10 кВ по сопротивлению вторичной обмотки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}},$$

$$0,23 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия выбора ТТ 10 кВ по напряжению установки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия выбора ТТ 10 кВ по максимальному току в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$231 \text{ А} \leq 300 \text{ А}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки ТТ 10 кВ по термической стойкости к КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$B_K = I_{н.о.КЗ}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}),$$

$$B_K = 2,4^2 \cdot (0,045 + 1,0 + 0,01) = 6,3 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм},$$

$$B_{Кном} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с}.$$

$$B_{К.ном} \geq B_K;$$

$$768 \text{ кА}^2\text{с} \geq 6,3 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $I_{\text{терм}}$  - ток термической стойкости трансформатора тока ТОЛ-10-1;

$t_{\text{терм}}$  - время протекания КЗ трансформатора тока ТОЛ-10-1.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для соблюдения условия проверки ТТ 10 кВ по динамической стойкости х токам КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{скв}};$$

$$4,8 \leq 40 \text{ кА}.$$

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу сравнения расчётных и номинальных данных ТТ 10 кВ, таблица 24 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 24 – Выбор ТТ 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
Ввод Т1 ввод Т2		
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 40 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 231 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 4,8 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 6,3 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 0,23 \text{ Ом}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.}}$ $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
СВ		
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 300 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 40 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 231 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 4,8 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 6,3 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 0,23 \text{ Ом}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.}}$ $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
линейные		
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 40 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{ном}} = 0,4 \text{ Ом}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 46 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 4,8 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 6,3 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 0,23 \text{ Ом}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к.}}$ $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

По данным сравнения выбранная марка ТТ подходит, следовательно, на стороне 10 кВ ПС устанавливаем ТТ типа ТОЛ-10-1.

#### 8.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

На стороне 35 кВ ПС «Оремиф» выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ показывается в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ

Прибор	Тип	S <sub>потр.</sub> В·А/Вт	Число приборов	cos(φ)	sin(φ)	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-350 М	2	2	1	0	4	-
Ватметр	Д 8002	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	СЭТ- 4ТМ.03М	5	6	0,38	0,2325	30	73,0
		5	6	0,38	0,2325	30	73,0
Итого	-	-	-	-	-	67	146

В данной работе воспользуемся формулой [8] для нахождения сопротивления приборов вторичной обмотки ТН 35 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2)}; \quad (66)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(67^2 + 146^2)} = 161 \text{ ВА.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия проверки ТН 35 кВ по сопротивлению вторичной обмотки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$S_{2У} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (67)$$

$$161 \text{ ВА} \leq 360 \text{ ВА.}$$



В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия выбора ТН 35 кВ по напряжению установки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу сравнения расчётных и номинальных данных ТН 35 кВ, таблица 26 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 26 – Выбор трансформатора напряжения 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $S_{2У} = 161 \text{ ВА}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $S_{ном} = 360 \text{ ВА}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$ $S_{2У} \leq S_{ном}$

По данным сравнения выбранная марка ТН подходит, следовательно, на стороне 35 кВ ПС «Оремиф» устанавливаем ТН типа НАМИ - 35 УХЛ1.

На стороне 10 кВ ПС «Оремиф» выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 10 УХЛ1.

Вторичная нагрузка ТН 10 кВ ПС «Оремиф» приведена в таблице 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S <sub>потр.</sub> В·А/Вт	Число приборов	cos(φ)	sin(φ)	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	Э-350 М	2	2	1	0	4	-
Ватметр	Д 8002	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	ПСЧ- 4ТМ.05	2	13	0,38	0,2325	26	63,3
		2	13	0,38	0,2325	26	63,3
Итого	-	-	-	-	-	59	127

В данной работе воспользуемся формулой [8] для нахождения сопротивления приборов вторичной обмотки ТН 10 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

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

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(59^2 + 127^2)} = 140 \text{ ВА.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия проверки ТН 10 кВ по сопротивлению вторичной обмотки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$S_{2У} \leq S_{\text{НОМ}} ,$$

$$140 \text{ ВА} \leq 200 \text{ ВА.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия выбора ТН 10 кВ по напряжению установки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}} ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу сравнения расчётных и номинальных данных ТН 10 кВ, таблица 28 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 28 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $S_{2У} = 140 \text{ ВА}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $S_{\text{НОМ}} = 200 \text{ ВА}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$ $S_{2У} \leq S_{\text{НОМ}}$

По данным сравнения выбранная марка ТН подходит, следовательно, на стороне 10 кВ ПС «Оремиф» устанавливаем ТН типа НАМИ - 10 УХЛ1.

## 8.5 Выбор и проверка токоведущих частей

На ОРУ 35 кВ ПС «Оремиф» применяем гибкие шины, выполненные проводами АС-70. Гибкие провода применяются для соединения трансформаторов с ОРУ.

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия выбора гибких шин 35 кВ по нагреву допустимым током в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{мак}} ; \quad (68)$$

$$265 \text{ A} \geq 67 \text{ A}.$$

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе. Проверка гибких шин по условиям схлестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 35 кВ ПС меньше 20 кА [8].

В ЗРУ 10 кВ ПС «Оремиф» применяем жёсткие шины, рисунок 8.

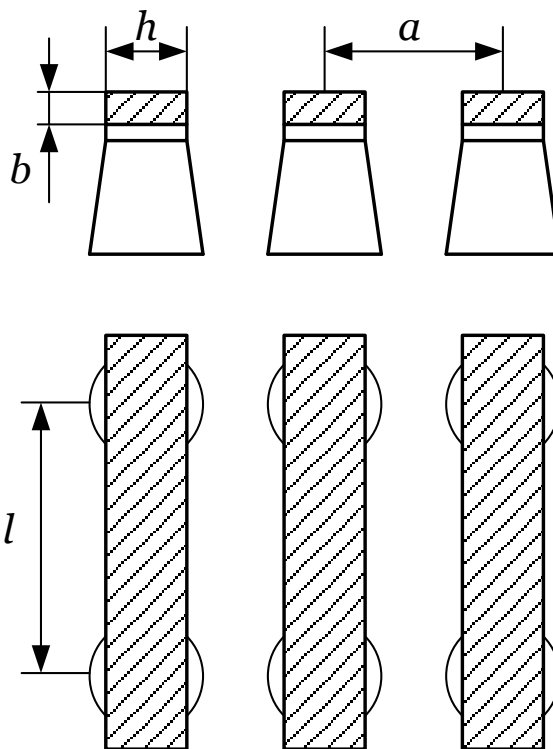


Рисунок 8 – Жёсткая ошиновка РУ 10 кВ

Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения  $60 \times 8 \text{ мм}^2$ , марки АДЗ1Т.

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия выбора жёстких шин 10 кВ по нагреву допустимым током в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}};$$

$$1025 \text{ А} \geq 462 \text{ А}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия проверки жёстких шин 10 кВ по термической стойкости к токам КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \quad (69)$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{6,3 \cdot 10^6}}{91} = 27 \text{ мм}^2,$$

$$q \geq q_{\text{min}}, \quad (70)$$

$$480 \text{ мм}^2 \geq 27 \text{ мм}^2.$$

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия проверки жёстких шин 10 кВ по механической прочности к ударным токам КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}; \quad (71)$$

$$W = \frac{0.8^2 \cdot 6}{6} = 0.64 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (72)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{4800^2 \cdot 0.9^2}{0.64 \cdot 0.45} = 1,1 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}; \quad (73)$$

$$1,1 \text{ МПа} < 75 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7 \sigma_{\text{разр}}; \quad (74)$$

$$1,1 \text{ МПа} \leq 0.7 \cdot 130 = 91 \text{ МПа};$$

где  $a$  - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно 0,45 м;

$l$  - длина пролета между опорными изоляторами, 0,9 м.

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу сравнения расчётных и номинальных данных жёстких шин 10 кВ, таблица 29 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 29 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\text{max}} = 462 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 1,1 \text{ МПа}$ $q_{\text{min}} = 27 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\text{min}}$

## 8.6 Выбор и проверка изоляторов

Выбираем опорные изоляторы на стороне 10 кВ ПС «Оремиф» марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с  $F_{\text{разр}} = 3000 \text{ Н}$ .

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия выбора опорных изоляторов 10 кВ по напряжению установки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия проверки опорных изоляторов 10 кВ на механическую прочность при изгибе в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (75)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{4800^2 \cdot 0.9}{0.8} = 4,5 \text{ Н}.$$

$$F_{дон} = 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (76)$$

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н}.$$

$$F_{доп} \geq F_{расч}; \quad (77)$$

$$1800 \text{ Н} \geq 4,5 \text{ Н}.$$

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу сравнения расчётных и номинальных данных опорных изоляторов 10 кВ, таблица 30 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 30 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$F_{расч} = 4,5 \text{ Н}$	$F_{доп} = 1800 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

На стороне 35 кВ ПС «Оремиф» выбираем опорные изоляторы марки ИОР-35-3,75 УХЛ с  $F_{разр} = 3750 \text{ Н}$ .

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия выбора опорных изоляторов 35 кВ по напряжению установки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия проверки опорных изоляторов 35 кВ на механическую прочность при изгибе в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} ,$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{2600^2 \cdot 0.9}{0.8} = 1,3 \text{ Н}.$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр} ,$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н}.$$

$$F_{доп} \geq F_{расч};$$

$$2250 \text{ Н} \geq 1,3 \text{ Н.}$$

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу сравнения расчётных и номинальных данных опорных изоляторов 10 кВ, таблица 31 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 31 – Выбор опорных изоляторов 35 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$F_{расч} = 1,3 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

### 8.7 Выбор и проверка ячеек КРУ

На стороне 10 кВ ПС выбираем КРУ К-63.

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия выбора КРУ 10 кВ по напряжению установки в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия выбора КРУ 10 кВ по максимальному току в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$462 \text{ А} \leq 1000 \text{ А.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия выбора КРУ 10 кВ по току отключения КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:



$$I_{по} \leq I_{откл\ ном};$$

$$2,4 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия проверки КРУ 10 кВ по термической стойкости к КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$B_K = I_{но\ КЗ}^{(3)2} \cdot (t_{отк} + T_a),$$

$$B_K = 2,4^2 \cdot (0,045 + 1,0 + 0,01) = 6,3 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{Кном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} ;$$

$$B_{Кном} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{К.ном} \geq B_K;$$

$$1600 \text{ кА}^2\text{с} \geq 6,3 \text{ кА}^2\text{с},$$

где  $t_{отк}$  – собственное время отключения выключателя ВВ/Тел-10–20/630 УХЛ2, 0.045 с;

$t_{сел}$  - степень селективности РЗ, 1,0 с.

$I_{терм}$  - ток термической стойкости КРУ К-63;

$t_{терм}$  - время протекания КЗ КРУ К-63.

В данной работе воспользуемся формулой [8] для соблюдения условия проверки КРУ 10 кВ по динамической стойкости к токам КЗ в условиях использования справочных параметров оборудования:8

$$i_{y\partial} \leq i_{ck\delta};$$

$$4,8 \text{ кВ} \leq 40 \text{ кА}.$$

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу сравнения расчётных и номинальных данных КРУ 10 кВ, таблица 32 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 32 – Выбор КРУ 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
ввод Т1, ввод Т2		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $i_{ck\delta} = 40 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 462 \text{ А}$ $i_{y\partial} = 4,8 \text{ кА}$ $В_{к.} = 6,3 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 2,4 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{ck\delta} \geq i_{y\partial}$ $В_{к.ном} \geq В_{к.}$ $I_{по} \geq I_{откл}$
СВ		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $i_{ck\delta} = 40 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 462 \text{ А}$ $i_{y\partial} = 4,8 \text{ кА}$ $В_{к.} = 6,3 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 2,4 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{ck\delta} \geq i_{y\partial}$ $В_{к.ном} \geq В_{к.}$ $I_{по} \geq I_{откл}$
линейные		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $i_{ck\delta} = 40 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 462/10=46 \text{ А}$ $i_{y\partial} = 4,8 \text{ кА}$ $В_{к.} = 6,3 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 2,4 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{ck\delta} \geq i_{y\partial}$ $В_{к.ном} \geq В_{к.}$ $I_{по} \geq I_{откл}$

## 8.8 Выбор ОПН

На стороне НН ПС «Оремиф» выбирается ОПН – РВ/TEL У1.

В данной работе воспользуемся формулой [14] для нахождения энергии поглощения ОПН 35 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ocm}}{z} \cdot U_{ocm} \cdot 2 \cdot T \cdot n; \quad (78)$$

$$\mathcal{E} = \frac{100 - 40,5}{50} \cdot 40,5 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 15,31 \text{ кДж};$$

где  $U$  - величина неограниченного перенапряжения, 100 кВ, [14].

$U_{ост}$  - остающееся напряжение ОПН, 40,5 кВ;

$z$  - волновое сопротивление провода, 50 Ом;

$n$  - количество последовательных токовых импульсов;

$T$  - время распространения волны, 7,94 мкс:

В данной работе воспользуемся формулой [14] для нахождения удельной энергии поглощения ОПН 35 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{номОПН}}, \quad (79)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{15,31}{35} = 0,4 \text{ кДж/кВ}.$$

ОПН проходит по всем параметрам с учётом 1 класса по энергоемкости до 1,1 кДж/кВ.

На стороне НН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1.

В данной работе воспользуемся формулой [14] для нахождения энергии поглощения ОПН 10 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \cdot U_{ост} \cdot 2 \cdot T \cdot n;$$

$$\mathcal{E} = \frac{60 - 43}{485} \cdot 100 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 11 \text{ кДж}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [14] для нахождения удельной энергии поглощения ОПН 10 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}},$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{10} = 1,13 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ) [14].

### 8.9 Выбор системы оперативного тока

Для питания сетей управления, автоматики и сигнализации, а также для освещения ПС используется установки постоянного тока с аккумуляторными батареями. В качестве оперативного тока используется оперативный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток. В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанций используются аккумуляторные батареи типа СК на напряжение 220 В без элементного коммутатора, работающие в режиме постоянного подзаряда.

### 8.10 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд

Мощность трансформаторов СН выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, согласно таблице 33.

Таблица 33 – Потребители СН

Нагрузка	P, кВт	tg (φ)	Q, Квар
Охлаждение трансформатора	2	0,62	1
подогрев выключателей ВН	7	0,33	2
подогрев выключателей НН	13	0,33	4
Подогрев приводов разъединителей	3	0,33	1
ЗРУ 10 кВ	20	0,33	7
ОПУ	10	0,33	3
Освещение ОРУ	2	0,48	1
Подзарядно- зарядный агрегат	23	0	0
Маслохозяйство	20	0,62	12
Всего	100		32

В данной работе воспользуемся формулой [21] для нахождения расчётной нагрузки ТСН 10 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (80)$$

$$S_{расч} = 0,8 \cdot \sqrt{100^2 + 32^2} = 84 \text{ кВА},$$

где  $k_c$  – коэффициент одновременности загрузки, 0,8 [14];

$P_{расч}$ ,  $Q_{расч}$  – суммарная мощность потребителей СН.

В данной работе воспользуемся формулой [21] для нахождения мощности ТСН 10 кВ в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{\kappa_3 \cdot N_T}, \quad (81)$$

$$S_T = \frac{84}{0,7 \cdot 2} = 60 \text{ кВА},$$

где  $\kappa_3$  – коэффициент загрузки, 0,7 [21];

$N_T$  – количество ТСН на ПС.

Выбирается трансформатор ТСЗ 63/10.

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Устанавливаем устройство микропроцессорной защиты фирмы «РАДИ-УС Автоматика» - терминал «Сириус-Т». Терминал предназначен для выполнения функции основной защиты двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35-220 кВ [22].

Терминал реализует следующие функции:

1. Двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора;
2. Прием сигналов газовой защиты трансформатора;
3. Прием сигналов газовой защиты РПН;
4. Прием сигналов от технологических защит трансформатора;
5. Защита трансформатора от перегрузки.

### 9.1 Микропроцессорная дифференциальная защита трансформатора

Определим первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяем соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока  $k_I$  и коэффициентов схемы  $k_{сх}$  (таблица 9.1).

### 9.2 Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Выбору подлежит:  $I_{диф}/I_{ном}$  – относительное значение уставки срабатывания отсечки [17].

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу расчета дифференциальной токовой защиты, таблица 34 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 34 – Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 231$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$k_I$	100/5	300/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номB} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{62}{20} = 3,1$	$\frac{231}{60} = 3,5$
Принятые значения	$I_{номВН}, I_{номНН}$	3.1	3,5
Размах РПН		13,5 %	

В данной работе воспользуемся формулой [18] для нахождения уставки срабатывания ДЗТ-1 для трансформаторов ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{диф} / I_{ном} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.вн.макс*}, \quad (82)$$

$$I_{диф} / I_{ном} \geq 1,2 \cdot 0,7 \cdot 2,4 / 0,21 \geq 9,6.$$

где  $K_{нб(1)}$  - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ;

$K_{отс}$  - коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

$I_{кз.вн.макс}$  - отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора,  $2,4 \text{ кА} / 0,21 \text{ кА} = 11,4$ .

Принимаем уставку 10.

### 9.3 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

В данной работе воспользуемся формулой [18] для нахождения уставки срабатывания ДЗТ-2 для трансформаторов ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{ДИФ} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв}. \quad (83)$$

$$I_{ДИФ} = 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,135 + 0,04) \cdot 2,4 = 1,1.$$

где  $K_{отс}$  - коэффициент отстройки, 1,2;

$\Delta U_{РПН}$  - погрешность РПН, 13,5%;

$K_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим, 2;

$K_{одн}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока, 1;

$\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме, 0,1;

$\Delta f_{добав}$  - погрешность ТТ, 0,04.

В данной работе воспользуемся формулой [18] для нахождения коэффициента снижения тормозного тока ДЗТ-2 для трансформаторов ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$K_{сн.т.} = \sqrt{1 - (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}, \quad (84)$$

$$K_{сн.т.} = \sqrt{1 - (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,135 + 0,04)} = 0,791.$$

В данной работе воспользуемся формулой [10] для нахождения коэффициента торможения ДЗТ-2 для трансформаторов ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$K_{торм} = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав}) \cdot 100}{K_{сн.т.}}; \quad (85)$$



$$K_{\text{торм}} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,135 + 0,04) \cdot 100}{0,791} = 56,89.$$

Принимаем  $K_{\text{ТОРМ}} = 57$ . Вторая точка излома тормозной характеристики принимается при  $I_{T2}/I_{\text{НОМ}} = 1,5$ .

В данной работе воспользуемся формулой [18] для нахождения первой точки излома тормозной характеристики ДЗТ-2 для трансформаторов ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{m1} / I_{\text{НОМ}} = \frac{(I_{\text{д1}} / I_{\text{НОМ}}) \cdot 100}{K_{\text{торм}}}; \quad (86)$$

$$I_{m1} / I_{\text{НОМ}} = \frac{(0,3) \cdot 100}{57} = 0,526 \leq 1,5.$$

Уставка блокировки от второй гармоники принимается  $I_{\text{дт2}}/I_{\text{дт1}} = 0,15$ .

#### 9.4 Защита от перегрузки

Рекомендуемые значения уставок:  $I_{\text{д}}/I_{\text{НОМ}} = 0,1$ ;  $T = 10$  сек.

В данной работе воспользуемся формулой [22] для нахождения уставки сигнала перегрузки для трансформаторов ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{\text{с.з.пер.}} = K_{\text{отс}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ.}}}{K_{\text{в}}}, \quad (87)$$

$$I_{\text{с.з.пер.ВН}} = 1,05 \cdot \frac{62}{0,95} = 69 \text{ А},$$

где  $K_{\text{в}}$  – коэффициент возврата, 0,95.

В данной работе воспользуемся формулой [22] для нахождения тока срабатывания защиты от перегрузки для трансформаторов ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{с.р.пер.ВН} = \frac{I_{с.з.пер.ВН}}{K_I} \quad (88)$$

$$I_{с.р.пер.ВН} = \frac{62}{100/5} = 3,5 \text{ А.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [22] для нахождения уставки на включение обдувов для трансформаторов ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{с.з.обд} = 0,98 \cdot I_{ном.} \quad (89)$$

$$I_{с.з.обд.ВН} = 0,98 \cdot 62 = 61 \text{ А.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [22] для нахождения тока срабатывания включения обдува для трансформаторов ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{с.р.обд.ВН} = \frac{I_{с.з.обд.ВН}}{K_I} \quad (90)$$

$$I_{с.р.обд.ВН} = \frac{62}{100/5} = 3,1 \text{ А.}$$

## 9.5 Максимальная токовая защита трансформатора

Первичный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от номинального тока трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита по выражению:

$$I_{\text{сз.вн-1}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{вн.мах}}, \quad (91)$$

$$I_{\text{сз.вн-1}} = 1,2 \cdot 62 = 75 \text{ А},$$

где  $k_{\text{отс}}=1,2$  – коэффициент отстройки.

В данной работе воспользуемся формулой [22] для нахождения тока срабатывания МТЗ трансформаторов ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{\text{с.р.вн-1}} = \frac{I_{\text{сз.вн-1}}}{K_I}, \quad (92)$$

$$I_{\text{с.р.вн-1}} = \frac{75}{100/5} = 3,7 \text{ А}.$$

В данной работе воспользуемся формулой [22] для нахождения чувствительности МТЗ трансформаторов ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,895 \cdot I_{\text{КЗ.НН.мин}}}{I_{\text{с.з.вн-1}}}, \quad (93)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,895 \cdot 2400}{75} = 28,6 \geq 1,5,$$

В данной работе воспользуемся формулой [22] для нахождения тока срабатывания блоков МТЗ трансформаторов ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$I_{\text{сз.нн}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нн.мах}}, \quad (94)$$

$$I_{\text{сз.нн}} = 1,2 \cdot 210 = 252 ,$$

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу расчета МТЗ, таблица 35 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 35 – Расчет уставок МТЗ ВН и МТЗ НН

Параметр	Обозначение	Значение	
		МТЗ-1 ВН	МТЗ НН
Ток срабатывания защиты	$I_{\text{сз}}$	75	252
Ток срабатывания реле	$I_{\text{ср}}$	3,5	3,7
Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}}$	28,6	8,5

## 9.6 Газовые защиты трансформатора и РПН

Газовая защита выполнена на терминале Сириус Т.

В устройстве предусматриваются дискретные входы газовой защиты трансформатора и газовой защиты РПН. Срабатывания ГЗТ и ГЗ РПН по сигналам от указанных дискретных входов происходит без выдержек времени.

При срабатывании указанных защит выдается соответствующее сообщение на индикатор лицевой панели терминала и загорается соответствующий светодиод.

Для оперативного перевода ГЗТ на сигнал предусматривается кнопка «ГЗТ» на лицевой панели устройства, а также программируемый дискретный вход. Указанная сигнализация ГЗТ предназначена для информирования о срабатывании сигнальной ступени ГЗТ.

## 10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ

### 10.1 Расчёт заземления подстанции Оремиф

Для того чтобы исключить возможность прикосновения человека находящегося за пределами подстанции к силовому оборудованию дополнительно вынесем забор на 1,5 метра за пределы сетки заземлителя:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (94)$$

$$S = (36 + 2 \cdot 1,5) \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) = 1870 \text{ м}^2.$$

где  $A$  - ширина территории подстанции (36 м);

$B$  - длина территории подстанции (45 м).

В данной работе воспользуемся формулой [13] для проверки сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (95)$$

$$F_{M.П} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

где  $R$  - радиус провода, 6 мм.

В данной работе воспользуемся формулой [13] для проверки сечения горизонтальных проводников по условиям термической стойкости ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.З}}{400 \cdot \beta}}, \quad (96)$$

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{4396^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 21,5 \text{ мм}^2,$$

где  $I_K^{(1)}$  - ток короткого замыкания, А;

$t_{P.З}$  - время протекания тока КЗ, 0,2 с;

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

В данной работе воспользуемся формулой [13] для проверки сечения горизонтальных проводников по условиям коррозионной стойкости ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{ПП} + S_{CP}), \quad (97)$$

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (98)$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 2,024 \text{ мм}^2;$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 2,024 \cdot (12 + 7,11) = 89 \text{ мм}^2.$$

$a_K, b_K, c_K, d_K$  – коэффициенты аппроксимации, зависящие от грунта, для средней коррозионной активности,  $a_K = 0,0026$ ,  $b_K = 0,00915$ ,  $c_K = 0,0104$ ,  $d_K = 0,0224$ ;

$T$  - расчетный срок службы заземлителя, 240 мес;

В данной работе воспользуемся формулой [13] для нахождения фактического сечения горизонтальных проводников заземлителя ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$F_{\Phi} = F_{КОР} + F_{T.C}. \quad (99)$$

$$F_{\phi} = 89 + 21,5 = 110,6 \text{ мм}^2.$$

В данной работе воспользуемся формулой [13] для нахождения фактического радиуса горизонтальных проводников заземлителя ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{F_{\phi}}{\pi}}, \quad (100)$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{110,6}{3,14}} = 6 \text{ мм.}$$

Фактический диаметр принимаем 12 мм.

В данной работе воспользуемся формулой [13] для нахождения общей длины горизонтальных проводников заземлителя ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$L_{\Gamma} = \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (A + 2 \cdot 1,5), \quad (101)$$

$$L_{\Gamma} = \frac{(36 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) + \frac{(45 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (36 + 2 \cdot 1,5) = 624 \text{ м,}$$

где  $l_{\Pi-\Pi}$  - расстояние между полосами, 6 м.

В данной работе воспользуемся формулой [13] для нахождения количества вертикальных электродов заземлителя ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (102)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1870}}{12} = 28,83.$$

где  $a$  - расстояние между вертикальными электродами.

Принимаем количество вертикальных электродов равным 29.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта. Состав грунта в местности расположения я ПС «Оремиф» песчанно-глинистый и щербисто-древесный.

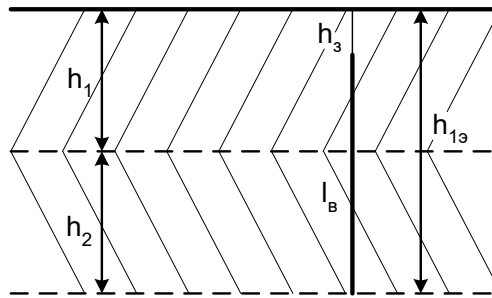


Рисунок 9 – Двухслойная модель грунта

В данной работе воспользуемся формулой [13] для нахождения эквивалентного сопротивления первого слоя в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$\rho_{1э} = \frac{l_B + h_3}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (103)$$

$$\rho_{1э} = \frac{5 + 0,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 214,12 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

где  $l_B$  - длина вертикального электрода, 5 м;

$h_3$  - глубина заложения электрода 0,5...0,7 м.

В данной работе воспользуемся формулой [13] для нахождения толщины второго слоя в условиях использования справочных параметров оборудования:



$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B, \quad (104)$$

$$H_{РАСЧ} = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м.}$$

В данной работе воспользуемся формулой [13] для нахождения эквивалентного сопротивления второго слоя в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$\rho_{2Э} = \frac{H_{РАСЧ} - h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (105)$$

$$\rho_{2Э} = \frac{7 - 5,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 48,8 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$$

Для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить:

$$\frac{h_{1Э} - h_3}{l_B} = \frac{5,7 - 0,7}{5} = 1; \quad (106)$$

$$\frac{\rho_{1Э}}{\rho_{2Э}} = \frac{214,12}{48,8} = 4,38. \quad (107)$$

Из результата расчета данных отношений определяем  $\frac{\rho_{ЭКВ}}{\rho_{2Э}} = 3$  [14], откуда  $\rho_{ЭКВ} = 146,4 \text{ Ом}\cdot\text{м.}$

В данной работе воспользуемся формулой [14] для нахождения стационарного сопротивления одного вертикального и горизонтального электрода в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right), \quad (108)$$

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{146,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,7 + 5)}\right) = 35,2 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot l_{\Gamma}} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot l_{\Gamma}}{\sqrt{b \cdot h_3}}\right), \quad (109)$$

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{146,4}{2 \cdot 43,5} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot 43,5}{\sqrt{2 \cdot 0,024 \cdot 0,7}}\right) = 9,8 \text{ Ом.}$$

где  $b = 2 \cdot d$  ширина полосы полосового заземлителя.

В данной работе воспользуемся формулой [14] для нахождения общего стационарного сопротивления заземлителя ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$R_{\text{СТ}} = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_{\Gamma} \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (110)$$

$$R_{\text{СТ}} = \frac{35,2 \cdot 9,8}{0,75 \cdot (29 \cdot 9,8 + 15 \cdot 35,2)} = 0,566 \text{ Ом.}$$

где  $\eta$  - коэффициент использования сложного заземлителя, 0,75.

В данной работе воспользуемся формулой [14] для нахождения импульсного сопротивления электродов заземлителя ПС «Оремиф» в условиях использования справочных параметров оборудования:

$$R_{\text{И}} = \frac{R_0}{n \cdot \eta}, \quad (111)$$

$$R_{IB} = \frac{35,2}{29 \cdot 0,75} = 1,618 \text{ Ом},$$

$$R_{IG} = \frac{9,8}{15 \cdot 0,75} = 0,87 \text{ Ом},$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = \frac{R_{IG} \cdot R_{IB}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{IG} + n_G \cdot R_{IB})}, \quad (112)$$

$$R_{II} = \frac{0,87 \cdot 1,618}{0,75 \cdot (29 \cdot 0,87 + 15 \cdot 1,618)} = 0,04 \text{ Ом}.$$

Полученное значение  $R_{II}$  сравнивается с предельно допустимым сопротивлением 4 Ом для напряжения 35 кВ [28], после чего делаем вывод о приемлемости данного вида заземления.

## 10.2 Расчет молниезащитных устройств

На ОРУ ПС «Оремиф» устанавливаем молниеотводы высотой 17 м по краям линейного портала и на противоположной стороне подстанции устанавливаем отдельно-стоящий молниеотвод высотой 24 м.

Определим эффективную высоту и радиус основания конической зоны защиты молниеотвода [14]:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot h, \quad (113)$$

$$h_{\text{ЭФ1}} = h_{\text{ЭФ2}} = 0,85 \cdot 24 = 20,4 \text{ м};$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (114)$$

$$r_{01} = r_{02} = (1,1 - 0,002 \cdot 24) \cdot 24 = 25,25 \text{ м.}$$

где  $h$  - высота молниеотвода, 24 м.

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте защищаемого объекта:

$$r_i = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}}\right), \quad (115)$$

$$r_{i1} = r_{i2} = 25,25 \cdot \left(1 - \frac{7}{20,4}\right) = 16,584 \text{ м.}$$

где  $h_i$  - высота защищаемого объекта (шинный портал 7 м).

Расчет для молниеотводов одинаковой высоты:

Половина ширины внутренней зоны защиты и высота на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты 1-2:

$$h_{\text{СТ}} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h), \quad (116)$$

$$h_{\text{СТ}} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (15,6 - 24) = 21,8 \text{ м.}$$

$$r_{c0} = r_0, \quad (117)$$

$$r_{c0} = 25,25 \text{ м.}$$

Границы внутренней области защиты молниеотводов 1-2 определяется по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \left( \frac{h_{CF} - h_i}{h_i} \right), \quad (118)$$

$$r_{ci} = 25,248 \cdot \left( \frac{21,8 - 7}{21,8} \right) = 17,174 \text{ м.}$$

Высота и половина ширины внутренней зоны защиты внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами разной высоты 1-3:

$$h_{CF} = \frac{h_{CF1} + h_{CF2}}{2}, \quad (119)$$

$$r_{c0} = \frac{r_{01} + r_{02}}{2}, \quad (120)$$

$$h_{CF} = \frac{15,368 + 8,357}{2} = 11,915 \text{ м,}$$

$$r_{c0} = \frac{25,248 + 18,122}{2} = 21,685 \text{ м.}$$

Выбирается табличный способ отображения полученных данных по итогу расчета молниезащиты ОРУ 35 кВ ПС «Оремиф», таблица 36 включает в себя все необходимые для анализа данные.

Таблица 36 – Зоны защиты молниеотводов ПС «Оремиф»

Молниеотвод	1	2	3
1	2	3	4
H, м	24	24	17
h <sub>эф</sub> , м	20,4	20,4	14,45
r <sub>0</sub> , м	25,25	25,25	18,12
r <sub>i</sub> , м	16,58	16,58	9,34
h <sub>ср</sub> , L=15,6	21,8		
h <sub>ср1</sub> , L=51,8	15,41		
h <sub>ср2</sub> , L=51,8	8,36		

1	2	3	4
hcr, L=51,8		11,92	
hcr1, L=52,4			15,37
hcr2, L=52,4			8,25
hcr, L=52,4			11,81
rci, L=15,6		17,17	
rci, L=51,8		8,945	
rci, L=52,4			8,83
rc0, L=15,6		25,25	
rc0, L=51,8		21,69	
rc0, L=52,4			21,69

В итоге расчётов получены зоны молниезащиты ПС «Оремиф» на уровне земли и на уровне защищаемого объекта, рисунок 10.

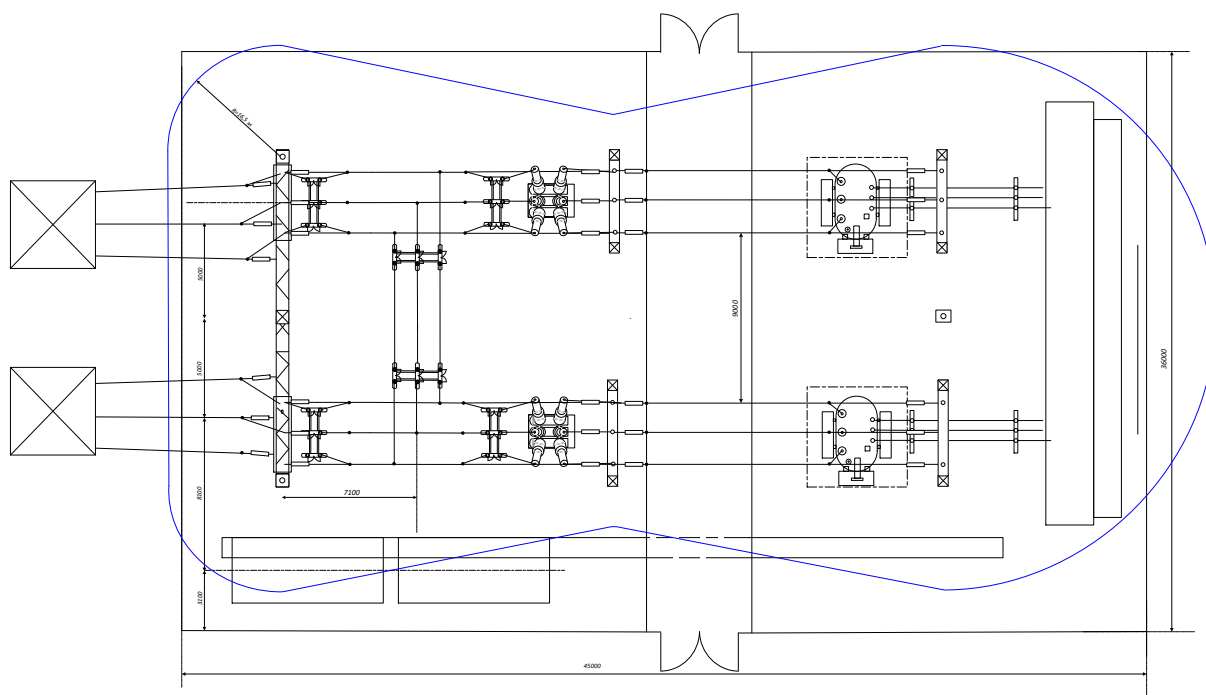


Рисунок 10 – Молниезащита ОРУ ПС «Оремиф»

## 11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе работы будут рассмотрены вопросы обеспечения безопасности при сооружении ПС 35/10 кВ «Оремиф», вопросы экологичности при её функционировании и утечку элегаза из бака элегазовых выключателей 35 кВ на ОРУ ПС «Оремиф» в качестве чрезвычайной ситуации.

### 11.1 Безопасность

В соответствии с [23] выполняется монтаж, ремонт и осмотры электроустановок ПС «Оремиф». Использование подъёмных механизмов, трансформтных средств, выполнение верхолазных работ и работ, связанных с подъёмом и нахождением на высоте выше собственного роста проводится при соответствии условиям безопасного проведения подобных работ.

Все технологические карты на безопасное проведение строительных и монтажных работ подвергаются проверке и необходимым корректировкам на предмет строго соответствия требованиям безопасной для задействованного персонала на ПС «Оремиф».

Осуществление работ вблизи находящихся под напряжением электроустановок и токоведущих частей на ПС «Оремиф» с помощью вспомогательных механизмов и устройств допускается только при том условии, что соблюдены безопасные расстояния до токоведущих частей либо использованы заземляющие устройства, обеспечивающие безопасное проведение любых работ на тех механизмах или оборудовании, которое может приближаться на недопустимо малое расстояние до токоведущих частей на ПС «Оремиф».

Перед началом работ на включенном под напряжение оборудовании ПС «Оремиф» оформляется наряд-допуск, проводится инструктаж по безопасным методам и способам проведения работ, устраивается рабочее место для соблюдения требований безопасности.

Подъёмные аппараты и механизмы для работы на ПС «Оремиф» проверяются на соответствие их грузоподъёмности с весами, планируемыми к

работе на территории ПС, так как падения и опрокидывания подъёмных аппаратов и механизмов в стесненных условиях расстановки оборудования на ПС приведут к негативным последствиям для жизни и здоровья работников.

Запрещено проводить грузоподъёмные работы на ПС работниками, не имеющими действующего допуска к проведению таких работ.

Работы связанные с подъёмами грузов на территории ПС запрещены при наличии неисправностей или сбоев в работе подъёмных аппаратов и механизмов.

Не допускается использовать поврежденные или неисправные крепежные материалы, стропы, канаты, удерживающие устройства, срок поверки и испытаний крепежных материалов должен быть на каждом наименовании таких устройств и должен быть действующим на момент их использования в работе на ПС.

Запрещено проводить грузоподъёмные работы на ПС механизмами и аппаратами, если нарушено соответствие между их грузоподъёмностью и поднимаемой массой.

Работы связанные с подъёмами грузов на территории ПС запрещены в охранной зоне ВЛ вне зависимости от их состояния и фактического нахождения под напряжением, так как заходы на ПС выполнены ВЛ напряжением 35 кВ, то визуально определить находится ли ВЛ в работе не представляется возможным ввиду отсутствия шума коронирующих разрядов от проводов ВЛ.

Запрещено проводить грузоподъёмные работы на ПС «Оремиф» механизмами и аппаратами, если наряд-допуск на их проведение не оформлен или оформлен с нарушениями в части безопасного метода ведения работ.

Подъём грузов и элементов на территории ПС без проверки наличия посторонних предметов или незакрепленных частей оборудования, падение которых возможно в процессе их подъёма, а также подъём оборудования без обеспечения его целостности при данной операции на ПС запрещён.

Сварочные работы на ПС и работы по монтажу силового оборудования проводятся после того, как проверена исправность рабочего инструмента,



сварочных трансформаторов, кабюелейц подключения сварочного оборудования к источнику напряжения.

Подъём колонок изоляторов на опоры или порталы ПС«Оремиф» без использования вспомогательных и подъёмных механизмов запрещён для снижения уровня опасности падения работников при работах с весами.

Запрещены любые работы на территории ПС на открыто расположенном оборудовании при неблагоприятных условиях: снег, дождь, порывистый ветер, туман.

ПС оборудована силовыми элегазовыми выключателями 35 кВ, поэтому требуется соблюдать меры безопасности при их монтаже и обслуживании [24].

Перед работами на элегазовых выключателях 35 кВ ОРУ ПС«Оремиф» всем работникам, занятым на работах по монтажу, наладке и обслуживанию, проводится инструктаж на требуемые виды работ, доводится до сведения работников также устройство и принцип работы выключателей 35 кВ.

Без стравливания газа из баков выключателя 35 кВ ПС запрещено приступать к работам по его разборке. Проверка отсутствия газа в баках проверяется исправными манометрами и газоанализаторами, прошедшими проверку.

Запрещено приступать к работам по разборке выключателей 35 кВ ПС«Оремиф» не убедившись в отсутствии напряжения на его выводах, силовых цепях и цепях управления, обогрева привода выключателя.

Перед работами на элегазовых выключателях 35 кВ ОРУ ПС«Оремиф» оборудуются блокировки и стопорные механизмы для исключения непреднамеренных срабатываний полюсов выключателя 35 кВ ОРУ ПС«Оремиф».

Запрещено приступать к операциям включения и отключения выключателей 35 кВ ПС если в баке выключателя отсутствует давление элегаза или имеются признаки его утечки.

Детали связи полюсов выключателей 35 кВ ПС разрешено снимать и устанавливать после того, как будут сняты механические усилия с отключающей привод пружины привода [24].

Работы по осмотру и контролю состояния изоляторов вводов выключателей 35 кВ ПС проводятся после того, как будет понижено давление в баке выключателя до 0,03...0,05 МПа. В случае если выключатели 35 кВ ПС установлены на фундаменте или раме и выполнении работ предполагает использование подъемника, то работники должны быть пристегнуты страховочными тросами к страховочным местам.

Работы по заправке элегазом бака выключателей 35 кВ ПС до рабочего давления выполняют работники, расположенные с наветренной стороны выключателей 35 кВ ПС. После того, как работы по заправке элегазом бака выключателей 35 кВ ПС завершены, соединительные шланги и компрессор должны быть прочищены сжатым воздухом, для работников в таком случае обязательно наличие индивидуальных средств защиты – защитной каски, резиновых перчаток, герметичных очков с бесцветным стеклом, защитного фартука, респиратора типа РПТ марки В, костюма из х/б ткани [24].

Безопасный способ откачки элегаза из бака выключателей 35 кВ ПС «Оремиф» определяется производителем работ и в общем случае состоит в использовании резервуара с нейтрализующим элегаз раствором, в который посредством шлангов длиной не более 8 м осуществляется стравливание элегаза из бака выключателей 35 кВ ПС. Процесс контролируется по мере учащения образования в нейтрализующем растворе пузырей без допущения его интенсивного нарастания. По манометрам отслеживается момента уравнивания давления в баке выключателей 35 кВ ПС «Оремиф» и резервуаром с нейтрализующим раствором, в случае, когда давление сравняется, шланг от бака выключателя может быть отсоединен. Применение сухого азота после откачки элегаза из бака выключателя 35 кВ ПС выполняется для прочистки полостей бака. Процесс удаления азота из бака выключателей 35 кВ ПС аналогичен процессу откачки элегаза. Работы по вакуумизации бака

выключателя 35 кВ ПС проводятся с учётом выброса газа через нейтрализующий раствор.

Параметры резервуара с нейтрализующим раствором для использования на ПС допускаются по требованиям [24]. В отношении объёма резервуара должна быть выдержана величина не менее 50 л, в отношении высоты должен быть выдержан габарит в 0,8 м, состав нейтрализующего раствора допускается NaOH, KOH, NaCO в пропорции 0,2 кг/10 л воды, в течении 24 часов с момента подготовки раствора допускается его использование для нейтрализации элегаза или азота с включениями элегаза.

Работы по очистке внутренних поверхностей выключателя 35 кВ ПС проводятся непосредственно после того, как сняты все крепления крышек бака и получен доступ к внутренним поверхностям бака выключателя 35 кВ ПС, после чего проволится сбор продуктов разложения элегаза при помощи промышленного пылеудалителя с бумажным фильтром.

После завершения работ по сбору продуктов разложения элегаза проводится нейтрализация всего задействованного оборудования в течении 24 часов, учитывая состояние отдельного оборудования, находящегося в контакте с продуктами разложения элегаза длительное время, нейтрализация должна проводиться немедленно после окончания работ для избежания скапливания элегаза в труднодоступных частях оборудования.

После завершения работ по нейтрализации продуктов разложения элегаза проводится утилизация протирочного материала, фильтров пылесборника, резиновых уплотнителей и деталей.

## **11.2 Экологичность**

Для данного раздела будет проведен расчёт маслоприёмника ПС «Оремиф» с целью снижения вреда окружающей среде от вероятного разлива трансформаторного масла в связи с повреждением трансформатора по каким-либо причинам.

Проектируемая ПС «Оремиф» должна быть оборудована двумя открыто расположенными силовыми трансформаторами ТМН–4000/35.

Типовые параметры используемых трансформаторов на ПС «Оремиф»: масса масла 2360 кг, габариты АхВхН – 2,820 х 3,280 х 3,510 м [26]. На рисунке 11 приведены габаритные размеры трансформатора ТМН–4000/35.

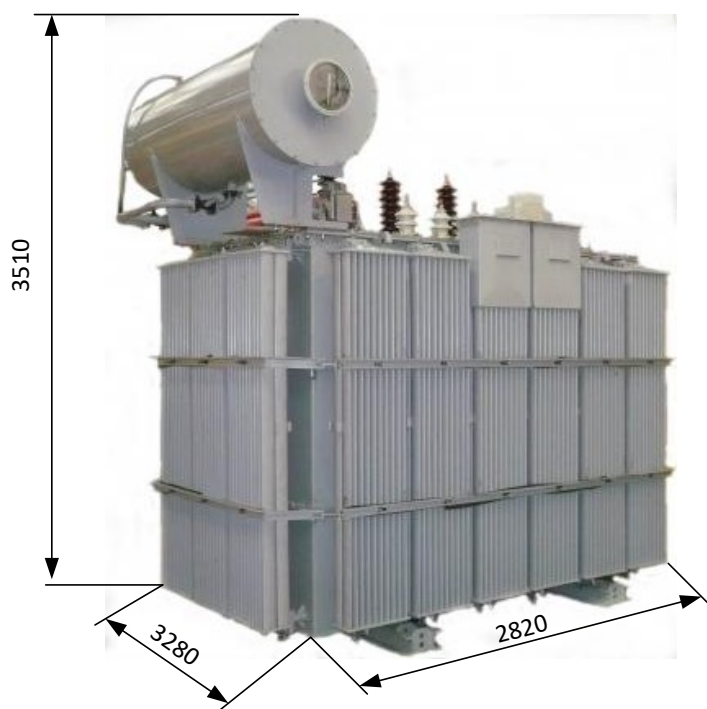


Рисунок 11 - Габариты трансформатора ТМН-4000/35

Требования [28] с учётом справочных параметров трансформаторов ТМН-4000/35 обосновывают конструктивные особенности маслоприёмника, а именно, отвод масла из маслоприёмника не предусматривается, так как масса масла менее 20 т (справочная величина 2,36 т), конструкция маслоприёмника заглубленного типа, сверху устанавливается металлическая решетка, на которой располагается слой гравия 0,25 м минимум, от решетки до верхнего уровня масла выдерживается зазор 0,05 м.

Требования к объёму маслоприёмника также должны быть учтены в части способности маслоприёмника удерживать полный объём масла трансформатора и 80% воды от средств пожаротушения с учётом интенсивности орошения маслоприёмника и боковых поверхностей трансформатора 0,2 л/с·м<sup>2</sup> в течение 0,5 ч.

В данной работе воспользуемся формулой [27] для нахождения площади маслоприемника в условиях использования справочных параметров:

$$S_{мп} = (A+2 \cdot \delta) \cdot (B+2 \cdot \delta), \quad (121)$$

$$S_{мп} = (2,82 + 2 \cdot 1) \cdot (3,28 + 2 \cdot 1) = 25,44 \text{ м}^2.$$

где  $\delta$  – величина, на которую габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора, для массы трансформаторного масла ТМН-4000/35 согласно [28],  $\delta = 1$  м.

В данной работе воспользуемся формулой [27] для нахождения объёма масла в условиях использования справочных параметров:

$$V_{тм} = M/\rho, \quad (122)$$

$$V_{тм} = 2360 / (0,88 \cdot 10^3) = 2,681 \text{ м}^3.$$

где  $\rho$  – средняя величина плотности трансформаторного масла,  $0,88 \cdot 10^3$  кг/м<sup>3</sup> [29].

В данной работе воспользуемся формулой [27] для нахождения площади боковых поверхностей трансформатора в условиях использования справочных параметров:

$$S_{бт} = 2 \cdot (A+B) \cdot H; \quad (123)$$

$$S_{бт} = 2 \cdot (2,82+3,28) \cdot 3,51 = 42,822 \text{ м}^2,$$

В данной работе воспользуемся формулой [27] для нахождения объёма воды для средств пожаротушения для орошения боковых поверхностей трансформатора в условиях использования справочных параметров:

$$V_{\text{воды}} = I_{\text{п}} \cdot t \cdot (S_{\text{мп}} + S_{\text{бр}}). \quad (124)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (42,822 + 25,44) = 24,58 \text{ м}^3.$$

где  $I_{\text{п}}$  – коэффициент интенсивности пожаротушения, равный согласно [28]  $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$ ;

$t$  – время пожаротушения, равное 1800 с.

В данной работе воспользуемся формулой [27] для нахождения объёма воздушного зазора от металлической решетки до поверхности масла в условиях использования справочных параметров:

$$V_{\text{вз}} = S_{\text{мп}} \cdot h_{\text{вз}}, \quad (125)$$

$$V_{\text{вз}} = 25,44 \cdot 0,05 = 1,27 \text{ м}^3,$$

где  $h_{\text{вз}}$  – высота воздушного зазора, 0,05 м [28].

В данной работе воспользуемся формулой [27] для нахождения объёма слоя графия поверх металлической решетки в условиях использования справочных параметров:

$$V_{\text{гр}} = S_{\text{мп}} \cdot h_{\text{гр}}, \quad (126)$$

$$V_{\text{гр}} = 25,44 \cdot 0,25 = 6,36 \text{ м}^3,$$

где  $h_{\text{гр}}$  – высота слоя графия, 0,25 м [28].

В данной работе воспользуемся формулой [27] для нахождения объёма маслоприемника в условиях использования справочных параметров:

$$V_{\text{мп}} = V_{\text{тм}} + 0,8 \cdot V_{\text{воды}} + V_{\text{вз}} + V_{\text{гр}}. \quad (127)$$

$$V_{\text{МП}} = 2,681 + 0,8 \cdot 24,58 + 1,27 + 6,36 = 29,98 \text{ м}^3.$$

В данной работе воспользуемся формулой [27] для нахождения высоты маслоприемника в условиях использования справочных параметров:

$$h_{\text{МП}} = (V_{\text{ТМ}} + V_{\text{воды}} \cdot 0,8) / S_{\text{МП}} + h_{\text{вз}} + h_{\text{гр}}, \quad (128)$$

$$h_{\text{МП}} = ((2,681 + 24,58 \cdot 0,8) / 25,44) + 0,05 + 0,25 = 1,18 \text{ м}.$$

Габариты маслоприёмника без отвода масла ПС «Оремиф» с силовыми трансформаторами ТМН-4000/35 показаны на рисунке 12.

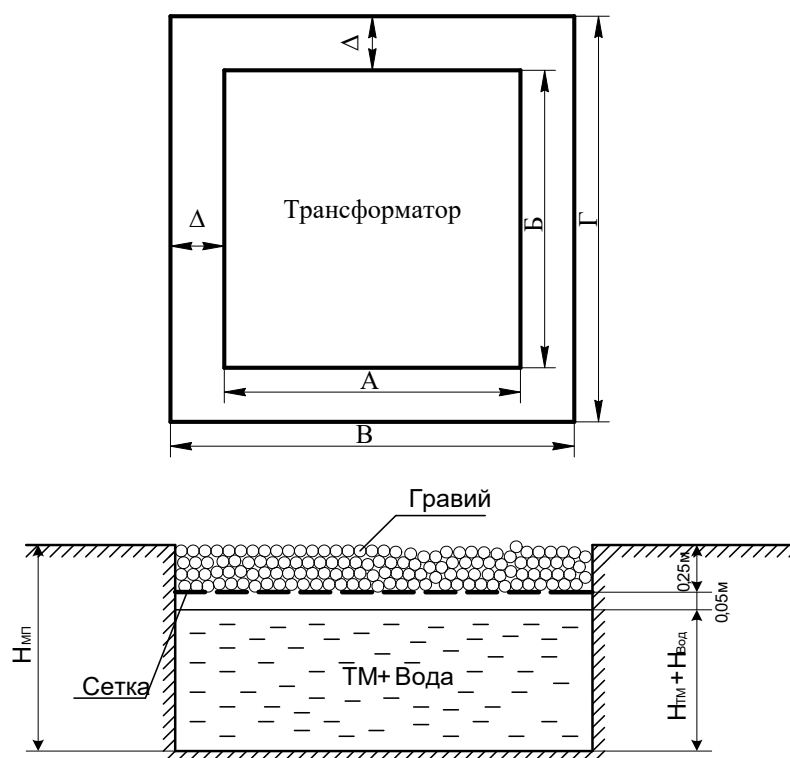


Рисунок 12 - Габариты маслоприёмника без отвода масла ПС «Оремиф» с силовыми трансформаторами ТМН-4000/35

После выполненных расчётов получена минимальная высота маслоприёмника ПС «Оремиф» с силовыми трансформаторами ТМН-4000/35  $h_{\text{МП}} = 1,18 \text{ м}$ , при этом объем маслоприёмника без отвода масла составляет  $V_{\text{МП}} = 29,98 \text{ м}^3$ .

### 11.3 Чрезвычайные ситуации

В качестве чрезвычайной ситуации рассматривается утечка элегаза из бака элегазовых выключателей 35 кВ на ОРУ ПС «Оремиф». Данная чрезвычайная ситуация может произойти на этапе монтажа оборудования при контрольном заполнении бака выключателя элегазом, а также возможны незначительные утечки непосредственно при эксплуатации ПС «Оремиф» во время обхода оборудования и его ревизии. В обоих случаях по близости от выключателей возможно нахождение персонала ПС «Оремиф», поэтому обязательно выполнение требования безопасности в рассматриваемой чрезвычайной ситуации [30].

Величина естественного расхода элегаза на утечки для ПС «Оремиф» обозначается в инструкции завода-изготовителя на оборудование ПС «Оремиф» и составляет 0,5 % в год, регистрация такого уровня расхода элегаза затруднительна и не может быть определена достоверно в процессе эксплуатации.

Постоянный контроль давления и плотности элегаза в отсеках выключателей 35 кВ ПС «Оремиф» осуществляется приборами индикаторного типа, который передают сигнал об изменении давления и плотности элегаза на главный щит диспетчера.

Допускается использовать следующие способы нахождения утечек элегаза выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» или их комбинациями – длительное измерение давления и плотности с помощью встроенных датчиков, измерение концентрации элегаза по близости от выключателей 35 кВ ПС «Оремиф» специальными детекторами, использования пенного раствора для локального поиска утечек.

В случае использования в качестве основного способа нахождения утечек элегаза выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» длительные измерения в расчётах объёма утечки учитываются изменения температуры и атмосферного давления, величине элегаза на период начала наблюдения в баках выключателей 35 кВ ПС «Оремиф», зафиксированную измерительными приборами.



Эффективность обнаружения утечек элегаза выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» обеспечивается использованием течеискателей с чувствительностью к элегазу не менее 20 г/год (10 Па см<sup>3</sup>/с).

Требование по соблюдению условий проверки утечек элегаза выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» щупом течеискателя сводятся к их использованию в местах вероятных утечек по траектории без рывков или скачков течеискателя. Для каждой исследуемой на течь элегаза зоне щуп течеискателя перемещается со скоростью 10-50 мм/с, и не далее 5 мм от исследуемой поверхности.

Если зарегистрирован сигнал или соответствующее показание течеискателя, выполняется процедура подтверждения утечек элегаза выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» при помощи продувки сжатым воздухом исследуемого места утечки, после чего проводится подтверждающее измерение исследуемого участка выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф». Если утечка элегаза выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» единичная или площадь, на которой предположительно обнаружена утечка небольшая, то допускается течеискатель отвести в сторону чистого воздуха, выполнить замер концентрации элегаза и повторно вернуть щуп течеискателя к предполагаемому месту утечки с минимальной скоростью продвижения [31].

После проведения обследования выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» с помощью течеискателя результаты контроля наличия утечек элегаза могут быть приняты достоверными в случае, когда не обнаружено устойчивого относительно фоновых данных превышения показаний течеискателя [31].

По завершении контроля наличия утечек элегаза выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» оформляются протокол, в который заносятся данные о местах утечек с показаниями течеискателя или, при отсутствии течей, указывается формулировка «утечек элегаза (смеси) не обнаружено».

Безопасность для работников, занятых на работах по устранению течи элегаза выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» при вскрытии выключателя 35 кВ обеспечивается применением дополнительного адсорбционного фильтра-

поглотителя, с помощью которого удаляются продукты разложения элегаза или продуктов распада элегаза.

Безопасность работников, выполняющих удаление твердых продуктов разложения элегаза из выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» обеспечивается использованием дополнительных бумажных фильтров на шлангах или гофрах пылеудалителей. Работники должны быть обеспечены костюмами, респираторами, перчатками, резиновой обувью. Адсорбирующий состав нейтрализуется водой или щелочью.

Работы по удалению элегаза из выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» проводятся при соблюдении мер предосторожности, которые позволяют избежать выброс элегаза в область рабочей зоны, где находятся работники.

Откачка элегаза из выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» осуществляется оборудованием для сбора газа, которое может обеспечить откачку всего объема элегаза из единицы оборудования ОРУ ПС «ОРЕМИФ» без переподключения новых резервуаров для сбора элегаза.

Работы по откачке элегаза из выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» проводятся по условиям безопасного проведения работ при температуре окружающего воздуха от минус 20 °С до плюс 40 °С, величина относительной влажности воздуха не должна быть более 80 %, погодные условия должны быть спокойными, без атмосферных осадков [31].

Освещенность контролируемых поверхностей при откачке элегаза из выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» должна быть достаточной и обеспечивается передвижными осветительными установками [32].

К работе с элегазовыми выключателями 35 кВ на ПС «Оремиф» допускаются работники с соответствующей группой допуска по электробезопасности, прошедшие обучение правилам безопасного проведения работ.

При ликвидации последствий выброса твердых продуктов разложения элегаза выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» необходимо предотвращать излишнее пылеобразование. Выполнение работ по ликвидации последствий вы-

броса твердых продуктов разложения элегаза сводится к удалению вредной пыли со всех поверхностей выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф».

Средства индивидуальной защиты, используемые для ликвидации утечек элегаза выключателей 35 кВ на ПС «Оремиф» подлежат машинной стирке или утилизируются [32].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения бакалаврской работы выбран оптимальный вариант подключения к электрической сети 35 кВ ПС Оремиф, находящейся на территории Николаевского района.

В ходе выполнения работы были выполнены анализ существующей сети, прогнозирование электрических нагрузок, разработка возможных вариантов сети 35-110 кВ и выбор оптимального. Для разработанных вариантов проведены расчеты нормальных и послеаварийных режимов и выполнен их анализ.

Для оптимального варианта реконструкции разработана схема ПС 35 кВ Оремиф на напряжение 35 кВ. На подстанции рассчитана система молниезащиты, выполненная молниеотводами установленными на порталах 35 кВ.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Официальный сайт АО «КРДВ»-Описание концепции TOP [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://erdc.ru/about-tor/> (дата обращения: 30.03.2023).

2 План перспективного развития территории опережающего социально-экономического развития "НИКОЛАЕВСК"(в редакции от 22.12.2020 г. Хабаровск) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://https://erdc.ru/upload/20.%20%D0%9F%D0%9F%D0%A0\\_%D0%A2%D0%9E%D0%A0%20%D0%9D%D0%B8%D0%BA%D0%BE%D0%BB%D0%B0%D0%B5%D0%B2%D1%81%D0%BA\\_%D0%B0%D0%BA%D1%82%D1%83%D0%B0%D0%BB%D0%B8%D0%B7%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B9.pdf](http://https://erdc.ru/upload/20.%20%D0%9F%D0%9F%D0%A0_%D0%A2%D0%9E%D0%A0%20%D0%9D%D0%B8%D0%BA%D0%BE%D0%BB%D0%B0%D0%B5%D0%B2%D1%81%D0%BA_%D0%B0%D0%BA%D1%82%D1%83%D0%B0%D0%BB%D0%B8%D0%B7%D0%B8%D1%80%D0%BE%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B9.pdf) (дата обращения: 30.03.2023).

3 Индексы изменения сметной стоимости на II квартал 2023г. Письмо Минстроя России от 11.05.2023 N 26728-ИФ/09 «Об индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ, индексах изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ и иных индексах на II квартал 2023 года»

4 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.

5 Алгоритмы задач электроэнергетики: Методические указания к практическим занятиям// сост.: А.А. Казакул. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014.- 134с.

6 Официальный сайт АО «ДРСК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.drsk.ru/> (дата обращения: 30.03.2023).

7 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

8 Киреева Э. А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) [Текст] / Э. А. Киреева, С. Н. Шерстнев. - 2-е изд., стер. - Москва : КНОРУС, 2013. - 864 с. : табл. - Библиогр.: с. 860-862.

9 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.

10 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007- 29.240.30.010-2008.

11 Савина Н. В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 124 с. – Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/6056.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6056.pdf) (дата обращения: 10.05.2023).

12 РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001.

13 Савина Н. В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. - Режим доступа: [http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7361.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf) (дата обращения: 10.05.2023).

14 Бочаров Ю. Н. Техника высоких напряжений [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. Н. Бочаров, С. М. Дудкин, В. В. Титков. - СПб. : С.-Петербург. политех. ун-т Петра Великого, 2013. - 265 с. - Б. ц. Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/43976> (дата обращения: 24.05.2023).

15 Тарасов А. И., Румянцев Д. Е. «Современное электротехническое элегазовое оборудование», Учебно-методическое пособие, - М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2012. – 144 с.

16 Ротачева А. Г. Проектирование устройств релейной защиты [Электронный ресурс] : метод. указ. для самостоят. работы студентов: учеб. пособие / А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. -

[http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU\\_Edition/7050.pdf](http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7050.pdf) (дата обращения: 24.05.2023).

17 Дьяков А. Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем [Текст] : учеб. пособие : доп. УМО / А. Ф. Дьяков, Н. И. Овчаренко. - 2-е изд., стер. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2010. - 336 с. + 2 л. - Библиогр. : с. 325.

18 Глазырин В. Е. Расчет релейной защиты понижающих автотрансформаторов на базе микропроцессорных шкафов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В. Е. Глазырин, В. А. Давыдов, А. И. Щеглов. - Новосибирск : Новосиб. гос. технич. ун-т, 2011. - 91 с. - Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45156> (дата обращения: 24.05.2023).

19 Официальный сайт ПАО «ДЭК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.dvec.ru/> (дата обращения: 24.05.2023).

20 Собственные нужды электрических станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс для спец. 140204, 140205 (з/о) / АмГУ, Эн.ф. ; сост. А. Г. Ротачева. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 155 с. - Б. ц.

21 Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение [Текст] : учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. - М. : РадиоСофт, 2012. - 328 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 326

22 Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст] : учеб. : рек. Мин. обр. РФ / В. А. Андреев. - 6-е изд., стер. - М. : Высш. шк., 2008. - 640 с. : рис. - Предм. указ. : с. 621 . - Библиогр. : с. 625 . - ISBN 978-5-06-004826-1

23 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года

24 СТО 70238424.29.240.10.006-2011 «Комплектные распределительные устройства элегазовые (КРУЭ). Организация эксплуатации и технического об-

служивания. Нормы и требования». Утверждён приказом НП «ИНВЭЛ» от 04.08.2009 N54.

25 Ремонт и обслуживание электрооборудования [Текст] : учеб. пособие / С.Н. Павлович, Б.И. Фираго. - 4-е изд. - Минск : Вышэйш. шк., 2009. - 247 с. : рис. - Библиогр. : с. 242. - ISBN 978-985-06-1688-3

26 Официальный сайт ГРУППА ВП-АЛЬЯНС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vp-alliance.ru/transformator-maslyanyy-tm-c-pbv-4000-kva-35-10-5-kv-tm-4000-35-10-5> (дата обращения: 24.05.2023).

27 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

28 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – 488 с.

29 ГОСТ 982-80. Масла трансформаторные.

30 РД 16.066-2005 Элегазовое электротехническое оборудование. Технические требования к производству для обеспечения качества элегаза в оборудовании и меры обеспечения санитарно-гигиенической и экологической безопасности

31 ИКЭС-ПР-051-2017 Правила техники безопасности при эксплуатации элегазового оборудования. Утверждён Электроэнергетическим Советом СНГ (протокол от 04.11.2017 № 51).

32 ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС).