

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы внешнего электроснабжения промышленно-  
го объекта в с. Оремиф, Хабаровский край

Исполнитель

студент группы 342 зсб1

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Т. Г. Борзых

И.О.Ф.

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А. Н.Козлов

И.О.Ф.

Нормоконтроль

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А. Н. Козлов

И.О.Ф.

Благовещенск 2017

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ**

К бакалаврской работе студента Борзых Татьяны Геннадьевны

1.

Тема бакалаврской работы: Проектирование системы внешнего электроснабжения промышленного объекта в с. Оремиф, Хабаровский край

(утверждено приказом от 23.11.2016 № 2584-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_
3. Исходные данные к бакалаврской работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого предприятия
4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 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; оценка экономической эффективности предлагаемого варианта реконструкции.
5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): бакалаврская работа содержит 109 с., 16 рисунков, 39 таблиц, 23 источника, 6 листов графической части.
6. Консультанты по бакалаврской работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания: 23 ноября 2016г.

Руководитель бакалаврской работы: Козлов А.Н., доцент, канд.техн.наук.

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

\_\_\_\_\_ Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 128 с., 14 рисунков, 40 таблиц, 23 источника, 7 приложений.

ПОДСТАНЦИЯ, СИСТЕМА, НАГРУЗКА, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ШИНА, ИЗОЛЯТОР, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО.

Объектом проектирования является подстанция «Оремиф» в Хабаровском крае. Проект, включает в себя строительство воздушных линий и подстанции 35 кВ.

Основными этапами проекта являются: анализ существующей сети, прогнозирование электрических нагрузок, выбор варианта реконструкции сети 35 кВ, расчет и анализ установившихся режимов расчёт токов КЗ, выбор распределительных устройств и оборудования подстанций, расчёт выбор технических средств для поддержания напряжения на шинах подстанций, расчёт молниезащиты ПС, расчёт надёжности электроснабжения, расчет релейной защиты и автоматики.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Обоснование необходимости обеспечения электроснабжения	8
2 Определение нагрузки рыбоперерабатывающего комбината	10
3 Выбор вариантов внешнего электроснабжения	12
3.1 Энергоэкономическая и климато-географическая характеристика района проектирования	12
3.2 Расчёт электрических нагрузок по сети в целом	13
3.3 Прогнозирование электрических нагрузок	14
3.4 Компенсация реактивной мощности	15
3.5 Принципы построения сетей	16
3.6 Разработка, сравнение и отбор вариантов конфигураций сети	17
3.7 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	46
8.1 Выбор и проверка выключателей	46
8.2 Выбор и проверка разъединителей	52
8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	53
8.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	57
8.5 Выбор и проверка токоведущих частей	60
8.6 Выбор и проверка изоляторов	62
8.7 Выбор и проверка ячеек КРУ	64
8.8 Выбор ОПН	66
8.9 Выбор системы оперативного тока	68
8.10 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд	68

9 Релейная защита и автоматика	70
9.1 Микропроцессорная дифференциальная защита трансформатора	70
9.2 Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)	71
9.3 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)	73
9.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)	76
9.5 Максимальная токовая защита трансформатора	77
9.6 Газовые защиты трансформатора и РПН	79
10 Заземление и молниезащита подстанции	81
10.1 Расчёт заземления подстанции Оремиф	83
10.2 Расчет молниезащитных устройств	90
11 Оценка надежности предлагаемой схемы электроснабжения	96
12 Техника безопасности	99
12.1 Безопасность при строительстве подстанции	99
12.2 Безопасность при эксплуатации элегазовых выключателей	101
Заключение	107
Библиографический список	108
Приложение А – Расчёт режимов	111
Приложение Б	123
Приложение В	124
Приложение Г	125
Приложение Д	126
Приложение Е	127
Приложение Ж	128

## ВВЕДЕНИЕ

Территории опережающего социально-экономического развития (ТОР) - это часть территории субъекта РФ, на которой устанавливается особый правовой режим ведения предпринимательской и других видов деятельности. В частности, предусмотрены льготные налоговые условия, упрощенные административные процедуры и др.

Они образуются не только в целях развития отраслей экономики и привлечения инвестиций (как особые экономические зоны, ОЭЗ), но и для создания комфортных условий проживания населения.

Территория опережающего развития создается на 70 лет, срок ее существования может быть продлен, что не предусмотрено в отношении особых экономических зон (они создаются на 49 лет) и зон территориального развития (срок действия - 12 лет). Заявку на создание ТОР может подать руководство любого субъекта РФ, в отличие от зон территориального развития. Перечень регионов, на которых могут быть образованы ЗТР, составляет правительство РФ.

В ТОРах разрешено вести разработку месторождений полезных ископаемых и производить подакцизные товары, что практически полностью запрещено в ОЭЗ (за исключением производства легковых автомобилей и мотоциклов) и частично - в зонах территориального развития (запрет на производство подакцизных товаров, за исключением легковых автомобилей и мотоциклов, добычу сырой нефти, природного газа, драгоценных металлов, драгоценных и полудрагоценных камней).

О создании на территории России подобных территорий впервые заявил президент РФ Владимир Путин в своем ежегодном послании Федеральному собранию 12 декабря 2013 г. Глава государства предложил "создать на Дальнем Востоке и в Сибири сеть специальных территорий и зон опережающего экономического развития с особыми условиями для создания несырьевых производств, ориентированных в том числе и на экспорт".

В первые три года ТОРы могут создаваться только в Дальневосточном федеральном округе и на территориях моногородов (населенный пункт с одним градообразующим предприятием) с наиболее сложным социально-экономическим положением (соответствующий перечень утверждает правительство России). Затем они будут сформированы и в других регионах страны, [23].

Целью работы является определение оптимального способа подключения подстанции Оремиф для осуществления электроснабжения рыбоперерабатывающего комбината.

Данная тема выпускной квалификационной работы является актуальной на сегодняшний день, так как настоящее состояние сети 35 кВ показывает, что действующая схема сети не позволяет обеспечить электроснабжение с требуемой степенью надёжности.

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;
- Оценка экономической эффективности предлагаемого варианта реконструкции.

В ходе решения дипломного проекта были использованы ПВК «RastrWin-3», «MathCad-15», а также пакет офисных программ «Microsoft Office- 2010.

## 1 ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В 2017 году рассматривается возможность создания новой ТОР «Николаевский». Необходимые условия обсуждалась на совещании под руководством министра Российской Федерации по развитию Дальнего Востока в Хабаровске.

Дальнему Востоку, территорию которого омывает два океана, нужна ТОР со специализацией в рыбном промысле и рыбообработке, обсуждали на совещании.

В рамках ТОР «Николаевский» потенциальными резидентами планируется реализация девяти инвестиционных проектов на сумму 3,95 миллиардов рублей с созданием 1 395 рабочих мест. Ожидается, что в этом случае налоговые отчисления за 10 лет составят 2,2 миллиарда рублей. Для создания энергетической инфраструктуры ТОР требуется финансирование из бюджета на 800 миллионов рублей, [22].

В рамках ТОР «Николаевск» ожидается пуск в работу на новые производственные мощности рыболовецкой артели (колхоза) имени Блюхера, село Оремиф. Географическое расположение Николаевского района и села Оремиф показано на рисунке 1.1.

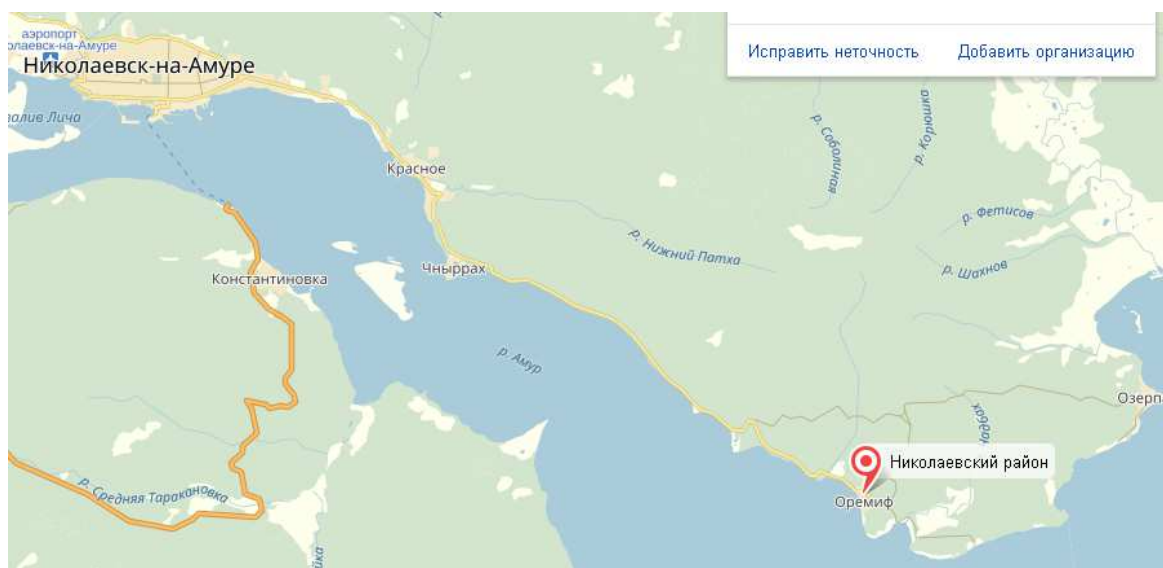


Рисунок 1.1 – Географическое расположение Николаевского района



Краткая справка по потребителю:

Основным видом деятельности рыболовецкой артели имени Блюхера (село Оремиф) является вылов рыбы и водных биоресурсов в открытых районах Мирового океана и внутренних морских водах сельскохозяйственными товаропроизводителями. Полное наименование — рыболовецкая артель (колхоз) им. блюхера. Юридический адрес: 682432, Хабаровский край, Николаевский район, с. Оремиф, ул. Центральная, д. 1.

## 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ РЫБОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО КОМБИНАТА

На производствах рыбной продукции выделяют несколько этапов переработки:

1. Разморозка продукции.
2. Очистка от грязи, чешуи и несъедобных частей рыбы.
3. Очистка от голов и плавников, а также других частей с малой питательностью.
4. Потрошение.
5. Придание рыбе определенной формы (этот этап проводится только при передачи изделий в рестораны и кафе).

В рассматриваемом объекте электроснабжения планируются специальные линии по переработке рыбы, работающие в промышленных масштабах. Оттаивание рыбы осуществляется в воздухе, в воде или комбинированным методом. На следующем этапе рыбу очищают от грязи и удаляют чешую. В настоящее время вручную этот процесс не осуществляется, применяются специальные станки, что позволяет существенно ускорить процесс

Оснащенность каждой линии рыбопереработки электроприемниками составляет:

1. Контейнер-рефрижератор.
2. Ванная для разморозки
3. Ванны для мытья.
4. Технологический стол (упаковка, взвешивание, .
6. Ванны для засолки.
7. Камеры для копчения.

Первичная переработка рыбы проводится на конвейерах, характеристики которых указаны в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика производственных линий

Условный проход трубной обвязки	по воде/воздуху, дюйм $\frac{3}{4}$ / $\frac{1}{2}$
Расход воды, л/мин	120
Расход воздуха, л/мин	500
Скорость движения конвейерной ленты, мм/с	450±50
Угол подъема конвейера, °	0-45
Производительность насоса (объемная подача), м <sup>3</sup> /ч	9
Установленная мощность $P_{уст}$ , кВт	50
Напряжение питания, В	3N~ 50Гц 380В±
Потребляемая электрическая мощность, кВт, не более	35
Рабочее давление воздуха, МПа, не более	2,0

Ориентировочное количество конвейеров потребителя для обеспечения требуемой производственной мощности  $N_{конв} = 100$  шт. Таким образом, суммарная нагрузка вводимого объекта с учетом коэффициента одновременности для обеспечения ремонта и обслуживания нерабочих линий  $K_o = 0,7$ :

$$P_{\max} = P_{уст} \cdot N_{конв} \cdot K_o, \quad (2.1)$$

$$P_{\max} = 50 \cdot 100 \cdot 0,7 = 3500 \text{ кВт.}$$

### 3 ВЫБОР ВАРИАНТОВ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

#### 3.1 Энергоэкономическая и климато-географическая характеристика района проектирования

Город Николаевск-на-Амуре представляет собой крупный морской порт и промышленный и культурный центр Нижнего Приамурья, [2].

Николаевский район расположен на северо-востоке Хабаровского края граничит на юге с Ульчским районом, западе – Тугуро-Чумиканским районом. На севере ограничен водами Охотского моря, на северо-востоке – Сахалинского залива, востоке Амурского лимана и юго-востоке Татарского пролива.

Центр района г.Николаевск-на-Амуре расположен в устье реки Амур на его левом берегу. Город стоит на ровном спокойном плато с небольшим уклоном к реке Амур выше уровня моря на 21 метр.

Географическое положение района определяется координатами 138 градусов 40 секунд и 141 градус 30 секунд восточной долготы и 51 градус 31 секунда, 54 градуса 20 секунд северной широты. Его территория в современных границах составляет 17188,3 км<sup>2</sup>.

Центр района - г.Николаевск-на-Амуре - расположен на левом берегу р.Амур вблизи его устья. Находится на расстоянии 582-х километров к северо-востоку от г.Комсомольска-на-Амуре и в 977-и километрах к северо-востоку от г.Хабаровска.

Прочие населенные пункты расположены вдоль реки Амур (села Иннокентьевка, Сахаровка, Константиновка, Подгорное, Красное, Оремиф, поселок Маго, поселок Чныррах), вблизи озер (села Чля и Орель-Чля), на побережье Сахалинского залива, Амурского лимана (поселки Пуир, Озерпах и Лазарев), а также на разрабатываемых месторождениях (приисках) – поселок Многовершинный.

Территория г.Николаевска-на-Амуре и Николаевского района относится к умеренно-холодному, влажному климату. Формирование климата района происходит под влиянием Охотского моря. Продолжительность периода с тем-

пературой 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.

Основными отраслями хозяйства города и района являются:

- добыча цветных металлов;
- судостроение и судоремонт;
- строительство;
- энергетика;
- заготовка и переработка древесины;
- добыча и переработка рыбы.

### 3.2 Расчёт электрических нагрузок по сети в целом

Текущие нагрузки подстанций Николаевского энергорайона определяются на момент зимнего контрольного замера 2016 года. Нагрузка проектируемой подстанции Чныррах принимается на основании данных, заявленных потребителем – 2,5 МВт. Нагрузка подстанции Оремиф определена ранее и составляет 3,5 МВт.

Для определения средней активной нагрузки ПС Оремиф  $P_{cp}$  используется формула:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}. \quad (3.1)$$

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

где  $k_{max}$  – коэффициент максимума, для Николаевского энергорайона составляет 1,1.

В таблице 3.1 покажем результаты зимнего замера 2016 года совместно с рассчитанными величинами.

Таблица 3.1 - Данные зимнего замера 2016 года

Подстанция	Максимальная нагрузка за 2016 год			tg(φ)	Средняя нагрузка за 2016 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

Для расчёта прогнозируемых нагрузок на существующих ПС воспользуемся пересчётом с помощью формулы сложных процентов на существующих ПС. На проектируемой ПС Оремиф прогноз нагрузки рассчитывается исходя из предположения о наращивании темпов производства рыбоперерабатывающего комплекса.

По формуле сложных процентов определяем прогнозируемую мощность.

$$P_{cp}^{прог} = P_{cp}^{\bar{}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{\bar{}}}, \quad (3.2)$$

$$P_{макс}^{прог} = P_{макс}^{\bar{}} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прог} - t_{\bar{}}}, \quad (3.3)$$

где  $P_{cp}^{\bar{}}$  – средняя мощность на текущий период ( $P_{CP}$ );

$\varepsilon$  - относительный прирост электрической нагрузки (для ТОР Николаевск  $\varepsilon = 1,5\%$ );

$t_{прог}$  - год, на который определяется электрическая нагрузка;

$t_0$  - год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Пример расчёта максимальной прогнозируемой нагрузки покажем на примере ПС Оремиф:

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

Значения остальных вероятностных характеристик определяются аналогично. Реактивная мощность определяется по фактическому коэффициенту мощности.

Полученные для всех рассматриваемых ПС вероятностные характеристики сведём в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 - Прогнозируемые вероятностные характеристики

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

Таким образом, получены спрогнозированные вероятностные характеристики для рассматриваемого участка сети.

### 3.4 Компенсация реактивной мощности

Для ПС Многовершинная Т1 расчетный коэффициент мощности определяется по формуле:

$$\begin{aligned} \operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}} &= \frac{Q_{\text{max}}}{P_{\text{max}}}, \\ \operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}} &= \frac{1,7}{8,1} = 0,21, \end{aligned} \quad (3.4)$$

где  $P_{\text{max}}$  – максимальная активная мощность потребителя;

$Q_{\text{max}}$  – максимальная реактивная мощность потребителя.

Вывод = установка БК на ПС Многовершинная не требуется.

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].

Установка батарей конденсаторов не производится, на проектируемых подстанциях Чныррах и Оремиф коэффициент мощности принят равным 0,4 по [7].

### 3.5 Принципы построения сетей

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надёжность электроснабжения, требуемое качество энергии у приёмников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность её дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

В проектной практике для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший. Намечаемые варианты не должны быть случайными – каждый основывается на ведущем принципе построения сети (радиальная сеть, кольцевая и т.д.).



### **3.6 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 3.1. В данном варианте предлагается включить проектируемую ПС Оремиф по тупиковой схеме двухцепной ВЛ-35 кВ от ПС Чныррах.

Рисунок 3.1 – 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 3.2.

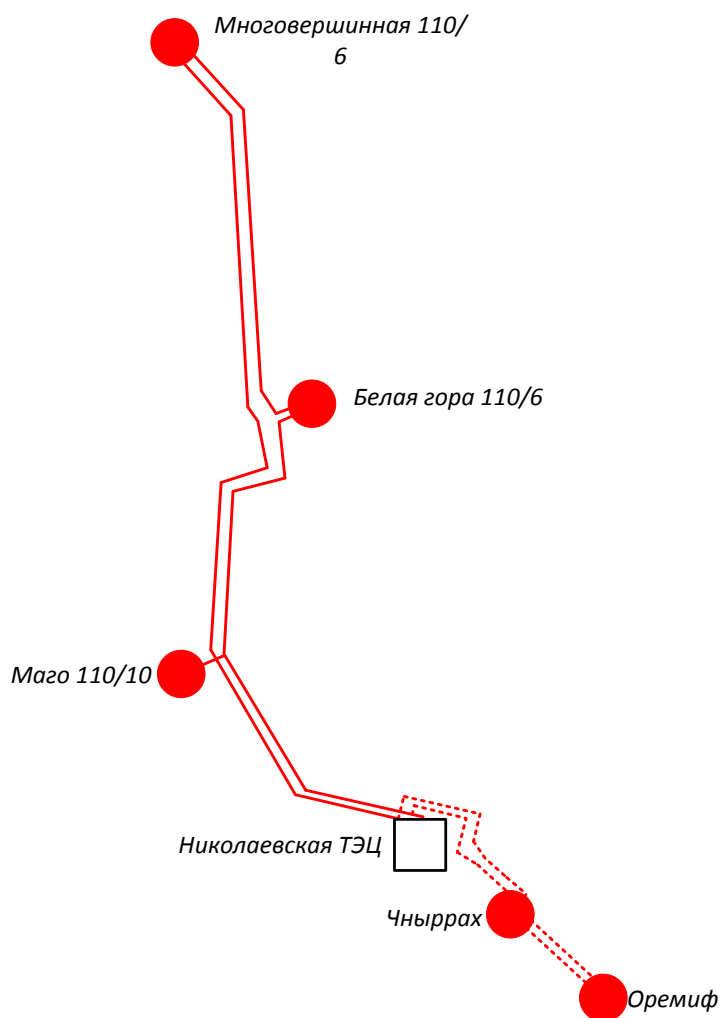


Рисунок 3.2 –Вариант 2

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 3.3.

Таблица 3.3 – 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

Выбор номинальной мощности трансформаторов на ПС производится по средней активной и некомпенсированной реактивной мощностям нагрузки в зимний период года. Мощность трансформаторов определяется именно по средней мощности, так как СТ рассчитан на перегрузки и способен выдержать кратковременные пики нагрузки. Средняя активная мощность на проектируемой ПС Оремиф была рассчитана ранее.

Мощность трансформатора определяется по формуле:

$$S_{ном} \geq S_p = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{HECK}^2}}{N \cdot k_3}, \quad (3.5)$$

где  $N$  – количество трансформаторов на ПС;

$k_3$  – коэффициент загрузки( принимается  $k_3 = 0,7$  при  $N = 2$ )

После выбора номинальной мощности трансформатора необходимо проверить, чтобы:

$k_3 = 0,5 \dots 0,7$  (0,75) – для нормального режима работы;

$k_3 = 1 \dots 1,4$  – для послеаварийного режима, когда один из трансформаторов ПС выходит из строя и потребители получают электроэнергию от оставшегося в работе СТ, [4].

Данное условие проверяется при помощи коэффициента загрузки, определяемого по формулам:

$$k_3^{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{СРзим}}^2 + Q_{\text{HECK}}^2}}{N \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (3.6)$$

$$k_3^{\text{н/ав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{СРзим}}^2 + Q_{\text{HECK}}^2}}{(N-1) \cdot S_{\text{НОМ}}} \quad (3.7)$$

Если  $k_3^{\text{н/ав}} > 1,4$ , то в случае аварии необходимо отключить часть потребителей III категории, если таковые имеются. В противном случае необходимо выбрать более мощный СТ и произвести расчет заново.

Покажем расчёт выбора трансформаторов для ПС Оремиф 35 кВ. Определяется расчётная мощность трансформатора, МВА:

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

Исходя из средней нагрузки проектируемой ПС Оремиф выбираем для неё трансформаторы ТМН 4000/35.

Проверяем загрузку трансформаторов ПС Оремиф в нормальном и послеаварийном режиме:

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

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

Так как данный коэффициент загрузки в послеаварийном режиме не превышает допустимый, принимаем трансформатор ТМН 4000/35.

Для остальных подстанций и вариантов исполнения ПС Оремиф и Чныррах результаты выбора и проверки трансформаторов показаны в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Выбор и проверка силовых трансформаторов

Подстанция	Р <sub>ср</sub> , МВт	Q <sub>ср</sub> , Мвар	N <sub>тр</sub>	Расчетная мощность тр-ов S <sub>расч</sub> , МВА	Фактическая мощность тр-ов S <sub>факт</sub> , МВА	Факти- ческая загрузка тр-ов	Послеава- рийная загрузка тр-ов
Многовер- шинная Т1	7,9	1,7	1	11,6	16	0,51	0,86
Многовер- шинная 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 загружены оптимально.

Суммарное сечение проводников ВЛ принимается по табл. 43.4, 43.5, [2] в зависимости от расчетного тока  $I_p$ , номинального напряжения линии, материала и количества цепей опор, района по гололеду и региона страны.

Расчетными для выбора экономического сечения проводов являются: для линий основной сети – расчетные длительные потоки мощности; для линий распределительной сети – совмещенный максимум нагрузки подстанций, присоединенных к данной линии, при прохождении максимума энергосистемы.

При определении расчетного тока не следует учитывать увеличения тока при авариях или ремонтах в каких-либо элементах сети. Значение  $I_p$  определяется по выражению:

$$I_p = I_5 \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T \quad (3.8)$$

где  $I_5$  - ток линии на пятом году ее эксплуатации;

$\alpha_i$  - коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T$  - коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_M$  и ее значение в максимуме ЭЭС (определяется коэффициентом  $K_M$ ).

Введение коэффициента  $\alpha_i$  учитывает фактор одновременности затрат в технико-экономических расчетах. Для ВЛ 110—220 кВ принимается  $\alpha_i = 1,05$ , что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки.

Значение  $K_M$  принимается равным отношению нагрузки линии в час максимума нагрузки энергосистемы к собственному максимуму нагрузки линии. Усредненные значения коэффициента  $\alpha_T$  принимаются по данным табл. 43.6, [2].

Для определения тока на 5 год эксплуатации мы изначально при проектировании спрогнозировали нагрузки в разделе 3. Таким образом, мы уже оперируем прогнозируемыми нагрузками. Тогда для нахождения тока на пятом году эксплуатации нам необходимо найти максимальный ток, протекающий по линии:

$$I_5 = \frac{\sqrt{(P_{\max}^3)^2 + (Q_{\text{неск}})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_c}, \quad (3.9)$$

где  $P_{\max}^3$  - максимальная зимняя (прогнозируемая) активная мощность ПС;

$Q_{\text{неск}}$  - некомпенсированная зимняя (прогнозируемая) реактивная мощность ПС;

$U_{\text{ном}}$  - номинальное напряжение линии;

$n_c$  - количество цепей в линии.

Для Хабаровского края принимается 3 район по гололёду.

Для подключения ПС Оремиф на напряжении 110 кВ максимальный и расчётный токи в нормальном режиме равны:

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

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

Для проектируемой отпайки принимается провод АС 70 с экономической токовой нагрузкой до 35 А (для одноцепной 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.

Для остальных вариантов подключения ПС Оремиф и Чныррах результаты показаны в таблице 3.5-3.6.

Таблица 3.5 – Выбор проводов ВЛ

Участок сети	$P_{МАКС}$ , МВт	$Q_{НЕСК}$ , Мвар	U, кВ	НЦ	$I_{max}$ , 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	1	0,037	1,05	1	0,038	36-120	150
Чныррах-оремиф	3,77	1,51	35	1	0,067	1,05	1	0,070	до 35	70
НТЭЦ-Чныррах	6,46	2,59	110	1	0,037	1,05	1	0,038	36-120	150
Чныррах-оремиф	3,77	1,51	110	1	0,021	1,05	1	0,022	до 35	70

Таблица 3.6 – 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

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму эквивалентных затрат.

$$Z = E \cdot K + I \quad (4.1)$$

где  $E$  – норматив дисконтирования, составляет 0,1;

$K$  – суммарные капиталовложения, необходимые для сооружения электрической сети;

$I$  – суммарные издержки при сооружении и эксплуатации сети.

Затраты, необходимые для сооружения электрической сети включают в себя затраты на сооружения подстанций и воздушных линий электропередач:

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} \quad (4.2)$$

Капиталовложения на сооружения подстанций состоят из: капиталовложений необходимых для приобретения трансформаторов, компенсирующих устройств, сооружения открытого распределительного устройства и постоянных затрат включающих в себя затраты на благоустройство территории, подвода коммуникаций, покупку земли:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ОРУ} + K_{ПОСТ} \quad (4.3)$$

Для определения примерной рыночной стоимости оборудования используем показатели [5].

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году (1й квартал 2017г) с помощью коэффициента инфляции 2000 года  $K_{инф}^{2000} = 4,28$ , согласно



[6]. По [5] учитываем коэффициенты повышения стоимости сооружения  $K_{новВЛ} = 1,4$  и  $K_{новПС} = 1,3$  для Дальнего Востока.

Рассчитаем капиталовложения в трансформаторы ПС для варианта 1, тыс. руб.:

$$K_{TP} = 2 \cdot K_{110/35} + 2 \cdot K_{35};$$

$$K_{TP} = 2 \cdot 4075 + 2 \cdot 1825 = 11800.$$

Рассчитаем капиталовложения в трансформаторы ПС для варианта 2, тыс. руб.:

$$K_{TP} = 2 \cdot K_{110} + 2 \cdot K_{110};$$

$$K_{TP} = 2 \cdot 3240 + 2 \cdot 3400 = 13280;$$

Рассчитаем капиталовложения в ячейки РУ для варианта 1, тыс. руб.:

$$K_{РУ} = K_{2блок110} + K_{2блок35} + K_{1секц35} + 2 \cdot K_{выкл\ элегаз110} + 5 \cdot K_{выкл\ элегаз35};$$

$$K_{РУ} = 15200 + 1200 + 1800 + 2 \cdot 7300 + 5 \cdot 600 = 35800.$$

Рассчитаем капиталовложения в ячейки РУ для варианта 2, тыс. руб.:

$$K_{РУ} = 2 \cdot K_{2блок110} + 4 \cdot K_{выкл\ элегаз110};$$

$$K_{РУ} = 2 \cdot 15200 + 4 \cdot 7300 = 59600.$$

Постоянная часть затрат на сооружение ПС для варианта 1, тыс.руб.:

$$K_{ПОСТ} = K_{2блок110/35} + K_{2блок35};$$

$$K_{ПОСТ} = 7250 + 5000 = 12250.$$

Постоянная часть затрат на сооружение ПС для варианта 2, тыс.руб.:

$$K_{\text{ПОСТ}} = 2 \cdot K_{2\text{блок}110};$$

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

Капиталовложения на сооружение подстанций для варианта 1, млн. руб.:

$$K_{\text{ПС}} = K_{\text{ТР}} \cdot K_{\text{ИНФ}}^{2000} \cdot K_{\text{новПС}} + K_{\text{РУ}} \cdot K_{\text{ИНФ}}^{2000} \cdot K_{\text{новПС}} + K_{\text{ПОСТ}} \cdot K_{\text{ИНФ}}^{2000} \cdot K_{\text{новПС}}$$

$$K_{\text{ПС}} = 11800 \cdot 4,28 \cdot 1,3 + 35800 \cdot 4,28 \cdot 1,3 + 12250 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 333.$$

Капиталовложения на сооружение подстанций для варианта 2, млн. руб.:

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

Капиталовложения для строительства ВЛ рассчитываются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}} = K_0 \cdot l \cdot K_{\text{ИНФ}}^{91} \cdot K_{\text{новВЛ}}$$

где  $K_0$  – удельная стоимость сооружения 1 км линии, тыс. руб.;

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

Для варианта 1 стоимость линий составляет, млн. руб.:

$$K_{\text{ВЛ}} = (K_{\text{уд}95-1-35} \cdot l_{95-1-35} + K_{\text{уд}150-1-110} \cdot l_{150-1-110}) \cdot K_{\text{ИНФ}}^{2000} \cdot K_{\text{новВЛ}},$$

$$K_{\text{ВЛ}} = (970 \cdot 32 + 1050 \cdot 36) \cdot 4,28 \cdot 1,4 = 412,5,$$

Для варианта 2 стоимость линий составляет, млн. руб.:

$$K_{\text{ВЛ}} = (K_{\text{уд}150-1-110} \cdot l_{150-1-110}) \cdot K_{\text{ИНФ}}^{2000} \cdot K_{\text{новВЛ}},$$

$$K_{\text{ВЛ}} = (1050 \cdot 68) \cdot 4,28 \cdot 1,4 = 427,8,$$

Суммарные издержки на эксплуатацию сети состоят из:

- издержек на эксплуатацию и ремонт ( $I_{Э,Р}$ );
- издержек на амортизацию ( $I_{АМ}$ );
- издержек потерь электроэнергии ( $I_{ΔW}$ ).

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле, млн. руб.:

$$I_{Э,Р} = \alpha_{Э,Р.ВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{Э,Р.ПС} \cdot K_{ПС}, \quad (4.4)$$

где  $\alpha_{Э,Р.ВЛ}$ ,  $\alpha_{Э,Р.ПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ и ПС, согласно [5]  $\alpha_{Э,Р.ВЛ} = 0.008$ ;  $\alpha_{Э,Р.ПС} = 0.059$ .

Издержки на эксплуатацию и ремонт для варианта 1 определяются по формуле, млн. руб.:

$$I_{Э,Р} = 0,008 \cdot 412,5 + 0,049 \cdot 333 = 19,6,$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт для варианта 2 определяются по формуле, млн. руб.:

$$I_{Э,Р} = 0,008 \cdot 427,8 + 0,049 \cdot 466,7 = 26,3,$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{СЛ} = 20$  лет), млн. руб.:

$$I_{АМ} = \frac{K}{T_{СЛ}}. \quad (4.5)$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы для варианта 1 ( $T_{СЛ} = 20$  лет), млн. руб.:

$$I_{AM} = \frac{745,5}{20} = 37,3.$$

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы для варианта 2 ( $T_{СЛ} = 20$  лет), млн. руб.:

$$I_{AM} = \frac{894,5}{20} = 44,7.$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии, тыс. руб.:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} \quad (4.6)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  - удельная стоимость потерь электроэнергии, принимается равным 1689 руб/МВт\*ч, согласно [7].

Потери электроэнергии определяются по результатам расчёта режимов для вариантов 1 и 2, МВт\*ч:

$$\Delta W = \Delta P \cdot T_{\max} \quad (4.7)$$

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

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

Для варианта 1:

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

$$I = 19,6 + 37,3 + 0,745 = 57,6 \text{ млн. руб.}$$

$$Z = 0,1 \cdot 745,5 + 57,6 = 132,2 \text{ млн. руб.}$$

Для варианта 2:

$$I_{\Delta W} = 107,5 \cdot 1689 / 1000 = 0,182$$

$$I = 26,3 + 44,7 + 0,182 = 71,2 \text{ млн. руб.}$$

$$Z = 0,1 \cdot 894,5 + 71,2 = 160,7 \text{ млн. руб.}$$

Расчеты приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Затраты для вариантов сети

Сравниваемый показатель. № варианта	1	2
$I_{\text{Э.Р}}$ , млн.руб	3,3	3,4
$I_{\text{АМ}}$ , млн.руб	16,3	22,9
$\Delta W$ , 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	57,6	71,2
$K$ , млн.руб	745,5	894,5
Ставка рефинансирования	10,00%	10,00%
$Z$ , млн.руб	132,2	160,7

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

$$I_{\Delta W} = \frac{160,7 - 132,2}{160,7} \cdot 100\% = 18\% .$$

## 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 5.1.

Рисунок 5.1 - 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.

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 5.1-5.3.

Таблица 5.1 – 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 5.2 – Нагрузки узлов для нормального режима

узел	S, МВА	Zтр, 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 5.3 - 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 5.2.

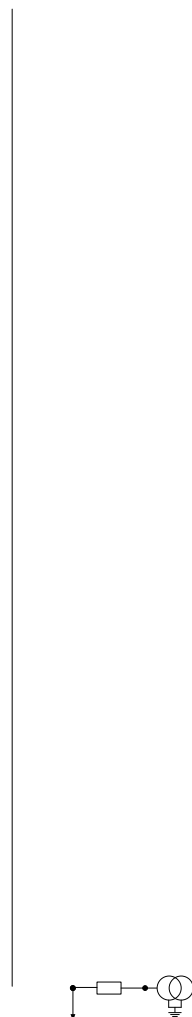


Рисунок 5.2 - Схема сети для расчёта послеаварийного режима

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 5.4-5.6.



Таблица 5.4 – 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 5.5 - Результаты расчёта послеаварийного режима

Подстанции	U <sub>ВН ном</sub> , кВ	U <sub>ВН расч</sub> , кВ	Δ, %	U <sub>НН треб</sub> , кВ	U <sub>НН расч</sub> , кВ	U <sub>НН рег</sub> , 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 5.6 – 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 5.7 – 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 5.8 – 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 5.9 – 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 [10] 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 [8].

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

Расчеты токов КЗ проводятся [6]:

1. для определения допустимости режимов возможных КЗ;
2. для выбора электрических аппаратов и проводников по условиям электродинамической и термической стойкости;
3. для проектирования и настройки РЗА.

Расчитываем токи КЗ в сети 6 кВ на каждой ТП в соответствии с рисунком 7.1.

Рисунок 7.1 – Схема замещения

Расчет ведется в относительных единицах согласно схеме замещения (рисунок 2), поэтому принимаем определенные базисные условия:

$$S_B = 63 \text{ МВА};$$

$$U_{B1} = 6.3 \text{ кВ.}$$

$$U_{B2} = 10,5 \text{ кВ.}$$

$$U_{B3} = 37 \text{ кВ.}$$

$$U_{B4} = 115 \text{ кВ.}$$

Генератор 1 – генератор марки ТВФ-63, его данные:

$$P_{НОМГЕН1} = 63 \text{ МВт}, \cos \varphi_H = 0.8, X''_{d1} = 0.139 \text{ Ом}, [4].$$

Сопротивление генератора находится по формуле:

$$X^*_{Г1} = \frac{S_B \cdot \cos \varphi_H}{P_{НОМГЕН}} \cdot X''_{d1} \quad (7.1)$$

$$X^*_{Г1} = \frac{63 \cdot 0.8}{63} \cdot 0.139 = 0.111 \text{ о.е.}$$

где  $S_B$  - базисная мощность.

ЭДС генератора в перевозбуждённом режиме для получения максимального тока подпитки определяем по формуле:

$$E^*_{Г1} = \sqrt{(1 + \sin \varphi_H \cdot X''_{d1})^2 + (X''_{d1} \cdot \cos \varphi_H)^2} \quad (7.2)$$

$$E^*_{Г1} = \sqrt{(1 + 0.6 \cdot 0.139)^2 + (0.139 \cdot 0.8)^2} = 1.056 \text{ о.е.}$$

Генератор 2 – генератор марки Т-2-12-2, его данные:

$$P_{НОМГЕН2} = 12 \text{ МВт}, \cos \varphi_H = 0.8, X''_{d2} = 0.183 \text{ Ом}, [4].$$

Сопротивление генератора находится по формуле:

$$X^*_{Г2} = \frac{63 \cdot 0.8}{12} \cdot 0.183 = 0.769 \text{ о.е.}$$

ЭДС генератора определяем по формуле:

$$E^*_{Г2} = \sqrt{(1 + 0.6 \cdot 0.183)^2 + (0.183 \cdot 0.8)^2} = 1.076 \text{ о.е.}$$

Сопротивление реактора определяется по формуле:

$$X^*_P = \frac{X'_P \cdot S_B}{U_{Б1}^2} \quad (7.3)$$

$$X_{\rho}^* = \frac{0.25 \cdot 63}{6,3^2} = 0.397 \text{ o.e.}$$

где  $X'_{\rho}$  - данные для расчета по [4], 0,25 Ом;

$U_{Б1}$  - базисное напряжение 1 ступени, для реактора оно равно 6,3 кВ.

Сопротивление линий Николаевская ТЭЦ-Чныррах и Чныррах - Оремиф определяется по формуле:

$$X_{л}^* = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_{Б}}{U_{Б}^2} \quad (7.4)$$

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].

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

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

Сопротивления трансформаторов определяются по формуле:

$$X_{тр}^* = \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{н}}; \quad (7.4)$$

где  $U_{к}$  - напряжение КЗ, справочная величина, %;

$S_{н}$  - номинальная мощность трансформатора, справочная величина, %;

Сопротивления трансформаторов ПС Чныррах,  $S_{н} = 6,3$  МВА,

$U_{к\text{BC}} = 10,5\%$ ,  $U_{к\text{ВН}} = 17\%$ ,  $U_{к\text{СН}} = 6\%$ ,



$$X_{m1\epsilon}^* = \frac{(u_{квс} + u_{квн} - u_{кчн})}{200} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{тнорм}}}, \quad (7.5)$$

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

$$X_{m1\epsilon}^* = \frac{(u_{квс} + u_{кчн} - u_{квн})}{200} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{\text{тнорм}}},$$

$$X_{m1\epsilon}^* = \frac{(6 + 10,5 - 17,5)}{200} \cdot \frac{63}{2 \cdot 6,3} = -0,01 = 0,$$

Сопротивления трансформаторов Николаевской ТЭЦ,  $S_{\text{H}}=63$  МВА,  
 $U_{\text{к}}=10,5\%$ :

$$X_{\text{т2}}^* = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{63}{63} = 0,105$$

Сопротивления трансформаторов ПС Оремиф,  $S_{\text{H}}=4$  МВА,  $U_{\text{квс}}=7,5\%$ :

$$X_{\text{т3}}^* = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{63}{2 \cdot 4} = 0,59$$

По рисунку 2, ветви с ЭДС объединяются в одну по формуле:

$$E_{\text{Э}} = \frac{E_1 \cdot \frac{1}{X_1} + E_2 \cdot \frac{1}{X_2} + E_3 \cdot \frac{1}{X_3} + E_n \cdot \frac{1}{X_n}}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_n}} \quad (7.6)$$

В общем случае сложение параллельных сопротивлений производится согласно формуле и рисунку 2:

$$X_{\text{Э}} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_n}}. \quad (7.7)$$

По формулам и согласно рисунку 3 имеется:

$$E_1 = \frac{E_{r2}^* \cdot \frac{1}{(X_{r2}^* + X_p^* + X_p^* + X_{r2}^*)} + E_{r1}^* \cdot \frac{1}{(X_{r1}^* + X_{r2}^*)}}{\frac{1}{(X_{r2}^* + X_p^* + X_p^* + X_{r2}^*)} + \frac{1}{(X_{r1}^* + X_{r2}^*)}}$$

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

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

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

Эквивалентная схема показана на рисунке 7.2.

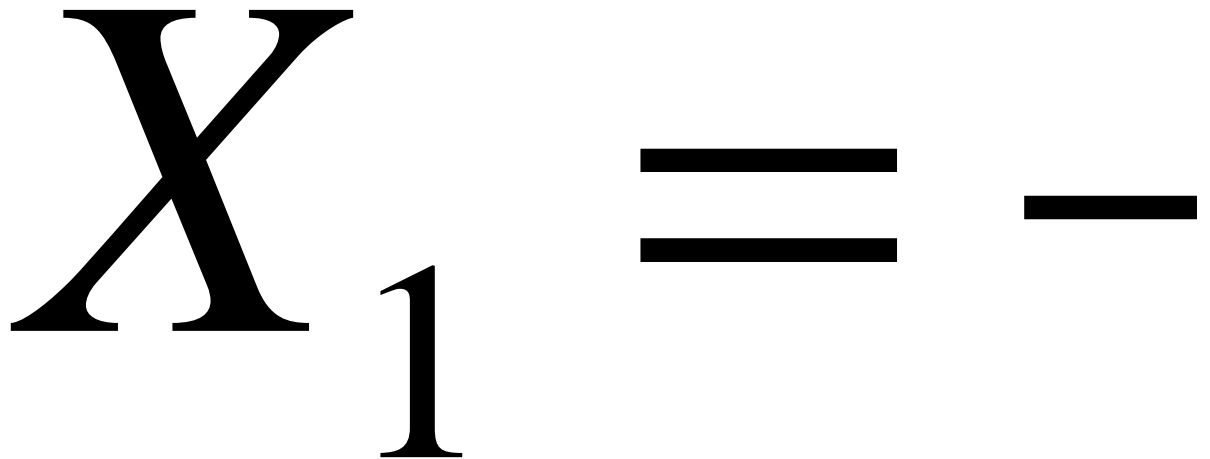


Рисунок 7.2 - Эквивалентная схема

Найдём ток трёхфазного КЗ в точке К1:

$$X_2 = X_1 + X_{Л1}^* + X_{m1e}^* + X_{m1c}^* + X_{Л2}^*,$$

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

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_3}, \quad (7.8)$$

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

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА:

$$I_{no} = \frac{E_1}{X_2} \cdot I_{\sigma}, \quad (7.9)$$

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

Апериодическая составляющая:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{no}, \quad (7.10)$$

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

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_s}}, \quad (7.11)$$

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

Ударный ток:

$$k_{y\delta} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_s}}, \quad (7.12)$$

$$k_{y\delta} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,02}} = 1,6,$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{no}, \quad (7.13)$$

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

Найдём ток трёхфазного КЗ в точке К2:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_2}, \quad (7.14)$$

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

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА:

$$I_{no} = \frac{E_1}{X_2 + X_{т3}^*} \cdot I_{\sigma}, \quad (7.15)$$

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

Апериодическая составляющая:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{no}, \quad (7.16)$$

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

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_s}}, \quad (7.17)$$

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

Ударный ток:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_s}}, \quad (7.18)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,01}} = 1,4,$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no}, \quad (7.19)$$

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

Составим таблицу 7.1, куда сведём результаты расчёта токов симметричного КЗ.

Таблица 7.1 – 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

В процессе выполнения работы производится выбор следующих токоведущих частей и аппаратов:

- высоковольтных выключателей, разъединителей и другой коммутационной аппаратуры (выключателей нагрузки, короткозамыкателей, отделителей и т.п.) для всех основных цепей;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- сборных шин на всех напряжениях;
- токоведущих частей (шин), связывающих основное оборудование с распределительными устройствами и основными аппаратами;
- контрольных кабелей;
- устройств для защиты от перенапряжений.

Выбранные токоведущие части и электрические аппараты должны обеспечивать надёжную работу электроустановок не только в нормальном режиме, но и в аварийном. При выборе следует учитывать конкретные условия, а именно: географическое расположение электростанции, т.е. климатические условия, род установки (наружный или внутренний). В РУ 35 кВ и выше целесообразно устанавливать однотипное оборудование, хотя отдельные аппараты могут отличаться своими параметрами.

### 8.1 Выбор и проверка выключателей

Согласно рисунку 8.1, проводим выбор выключателей 35 кВ.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам:  
по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

по длительному току:

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

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

$$I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}};$$

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

по отключающей способности:

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

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

### Рисунок 8.1 – Выключатель ВГБ-35-63УХЛ1

На стороне 35 кВ выбираем вводные и секционный элегазовые выключатели типа ВГБ-35-630 УХЛ1 с электромагнитным приводом ПЭМ-1. Проверка данного выключателя:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{\text{н.о.к1}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}}),$$

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

где  $t_{отк}$  – собственное время отключения выключателя, принимаем  $t_{отк} = 0.103$  с;

$t_{сел}$  - ступень селективности РЗ, принимается 0,5 с от времени срабатывания вводных и секционного выключателя 10 кВ, принимается 1,5 с.

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

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

где  $I_{терм}$  - ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{терм}$  - время протекания КЗ (справочная величина).

2. Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $t$ :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл.ном},$$

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

где  $\beta_H$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_H = 40\%$ ;

$I_{откл.ном}$  – номинальный ток отключения.

3. Проверим по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{откл.ном}.$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{п.к1}^{(3)} + i_{атк1} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right);$$

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

$$3,2 \leq 27 \text{ кА}.$$



4. По динамической стойкости:

$$i_{y\partial} \leq i_{скв}.$$

$$1,4 \leq 35 \text{ кА}.$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точки К2. Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя должны быть больше значений, полученных при расчете.

Сопоставление приведено в таблице 8.1-8.2.

Таблица 8.1 –Справочные данные при выборе выключателей 35 кВ

Справочные данные	Вводной
$U_{уст}$	35 кВ
$I_{ном}$	1600 А
$i_{скв}$	35 кА
$B_{к.ном}$	469 кА <sup>2</sup> с
$I_{вкл}$	13,8 кА
$I_{откл}$	13,8 кА
$i_{а.ном}$	7,8 кА

Таблица 8.2 –Расчётные данные при выборе выключателей 35 кВ

Справочные данные	Вводной
$U_{ном}$	35 кВ
$I_{рmax}$	67 А
$i_{y\partial}$	2,6 кА
$B_{к.}$	2,1 кА <sup>2</sup> с
$I_{по}$	1,1 кА
$I_{пт}$	1,1 кА
$i_{at}$	1 кА

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем выключатели типа ВГБ-35-630

Согласно рисунку 8.2, проводим выбор выключателей 10 кВ.

Выбор выключателей 10 кВ ПС производят по следующим параметрам: по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} ;$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$

по длительному току:

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

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

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}};$$

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

по отключающей способности:

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

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



Рисунок 8.2 – Ячейка КРУ К-63 с вакуумным выключателем ВВ/Тел-10–20-20/630 УХЛ2

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

Проведем проверку по термической устойчивости выключателя:

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

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

где  $t_{\text{отк}}$  – собственное время отключения выключателя, принимаем  $t_{\text{отк}} = 0,045\text{с}$ , с учётом ступени селективности 1с.

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

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

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

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА},$$

где  $\beta_{\text{н}}$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_{\text{н}} = 50\%$ ;

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

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

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

$$4,8 \leq 42 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 8.3-8.4.

Таблица 8.3 –Справочные данные при выборе выключателей 10 кВ

Справочные данные	Вводной	Секционный	Отходящие присоеди- нения
$U_{уст}$	10 кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{ном}$	1000 А	1000 А	630 А
$i_{скв}$	40 кА	40 кА	40 кА
$B_{к.ном}$	1600 кА <sup>2</sup> с	1600 кА <sup>2</sup> с	1600 кА <sup>2</sup> с
$I_{вкл}$	20 кА	20 кА	20 кА
$I_{откл}$	20 кА	20 кА	20 кА
$i_{а.ном}$	11,31 кА	11,31 кА	11,31 кА

Таблица 8.4 –Расчётные данные при выборе выключателей 10 кВ

Справочные данные	Вводной	Секционный	Отходящие присоеди- нения
$U_{ном}$	10 кВ	10 кВ	10 кВ
$I_{рmax}$	462 А	462 А	462/10=46 А
$i_{уд}$	4,8 кА	4,8 кА	4,8 кА
$B_{к.}$	6,3 кА <sup>2</sup> с	6,3 кА <sup>2</sup> с	6,3 кА <sup>2</sup> с
$I_{по}$	2,4 кА	2,4 кА	2,4 кА
$I_{пт}$	2,4 кА	2,4 кА	2,4 кА
$i_{ат}$	1,4 кА	1,4 кА	1,4 кА

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит, следовательно, на головных участках линий устанавливаем выключатели типа ВВ/Тел-10–12,5-20/630 УХЛ-2.

## 8.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор разъединителей производится так же, как выключателей, но без проверок на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

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

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

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

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

$$B_{кном} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{\text{ном}} = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Сопоставление приведено в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителей 35 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{\text{Н}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{Н}} = 1600 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 63 \text{ кА}$ $B_{\text{к.ном}} = 12,15 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{р}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 67 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 2,6 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 2,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{Н}} \geq U_{\text{р}}$ $I_{\text{Н}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $B_{\text{к.ном}} \geq B_{\text{к}}$

### 8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока на ПС выбираются:

по напряжению установки

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

по току

$$I_{\text{ном}} (I_{\text{max}}) \leq I_{1\text{ном}}.$$

При этом номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

по конструкции и классу точности;

по электродинамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{эд}} \sqrt{2} I_{1\text{ном}},$$

где  $K_{\text{эд}}$  – кратность электродинамической стойкости, величина справочная;

$I_{1\text{ном}}$  – номинальный первичный ток трансформатора тока.

по термической стойкости:

$$B_{\text{к}} \leq (K_{\text{т}} \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{т}},$$

где  $K_{\text{т}}$  – кратность термической стойкости, величина справочная,

$t_T$  – время термической стойкости, величина справочная.

по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (8.1)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$  – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx r_2$ . Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $r_{\text{приб}}$ , соединительных проводов  $r_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $r_{\text{к}}$ :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}}. \quad (8.2)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине соединенных проводов. В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше  $4 \text{ мм}^2$  и для алюминиевых жил и  $3,8 \text{ мм}^2$  для медных жил.

На выключателях 35 кВ ПС используются встроенные трансформаторы тока ТВЭ-3. Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ показывается в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

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

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на шинах 35 кВ ПС.

$$B_K = I_{n.o.K1}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}),$$

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

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T,$$

$$B_{HK} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H}=25 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2},$$

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

Общее сопротивление приборов:

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

$$r_{приб} = \frac{0,5}{25} = 0,02 \text{ Ом},$$

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

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

Выбираем провод сечением  $q=4 \text{ мм}^2$  АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=60 \text{ м}$ .

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{q},$$

$$r_{пр} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,424 \text{ Ом},$$

где  $r_{КОНТ}$  - сопротивление контактов ( $r_{КОНТ} = 0,05 \text{ Ом}$ ).

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

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

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице

8.7.

Таблица 8.7 – Выбор трансформатора тока 35 кВ на ПС

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_{P \text{ ввод}} = 67 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P \text{ max}}$
$Z_{2H} = 1 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0.49 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 2,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{ДИН} = 40 \text{ кА}$	$I_{УД} = 2,6 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$

Выбираются трансформаторы тока на вводах 10 кВ и секционном выключателе 10 кВ ПС.

Таблица 8.8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-350 М		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	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

Из таблицы 8.8 видно что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. На вводах 10 кВ и на секционном выключателе выбираем ТТ марки ТОЛ-10-1. Паспортные данные берём из [5].

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на шинах 10 кВ ПС:

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

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

$$B_{HK} = I_T^2 \cdot t_T,$$

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

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H} = 12.5 \text{ ВА}$ .

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}$$



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

Общее сопротивление приборов:

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

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

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

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

Выбираем провод сечением  $q=4 \text{ мм}^2$  АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho=0,0283$ . Длину проводов примем  $l=5 \text{ м}$ .

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

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

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

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

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Выбор трансформатора тока на шинах 10 кВ ПС

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{H \text{ ввод}} = 300 \text{ А}$ $I_{H \text{ лин}} = 100 \text{ А}$	$I_P \text{ ввод} = 231 \text{ А}$ $I_P \text{ лин} = 46 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P \text{ max}}$
$Z_{2H} = 0,4 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{HP} = 0,23 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$V_{KH} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KP} = 6,3 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{ДИН} = 40 \text{ кА}$	$I_{УД} = 4,8 \text{ кА}$	$I_{ДИН} \geq I_{УД}$

#### 8.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

по напряжению установки:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

по конструкции и схеме соединения;

по классу точности;

по вторичной нагрузке:

$$S_{2у} \leq S_{ном}, \quad (8.3)$$

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

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

По аналогии с выбором трансформаторов тока для проверки на соответствие классу точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок (таблица 13).

На стороне 35 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформатора приведена в таблице 8.10.

Таблица 8.10 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ

Прибор	Тип	$S_{потр.}$ В*А/Вт	Число приборов	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	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

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_{2\Sigma} = 67 \text{ Вт},$$

$$Q_{2\Sigma} = 146 \text{ Вар},$$

$$S_{2\Sigma} = 161 \text{ ВА.}$$

В таблице 8.11 приведены результаты выбора ТН-35 кВ.

Таблица 8.11 – Выбор трансформатора напряжения 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$ $S_P = 161 \text{ ВА}$	$U_{HT} = 35 \text{ кВ}$ $S_H = 360 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

На стороне 10 кВ выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 10 УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформатора приведена в таблице 8.12.

Таблица 8.12 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	$S_{\text{потр.}}$ В*А/Вт	Число приборов	$\cos(\varphi)$	$\sin(\varphi)$	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

Вторичная нагрузка трансформатора составит:

$$P_{2\Sigma} = 59 \text{ Вт,}$$

$$Q_{2\Sigma} = 127 \text{ Вар,}$$

$$S_{2\Sigma} = 140 \text{ ВА.}$$

В таблице 8.13 приведены результаты выбора ТН-10 кВ.

Таблица 8.13 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
------------------	-------------------	----------------

$U_H = 10 \text{ кВ}$ $S_P = 140 \text{ ВА}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 200 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$
---	---	-------------------------------------

### 8.5 Выбор и проверка токоведущих частей

В РУ 35-220 кВ применяем гибкие шины, выполненные проводами АС. Гибкие провода применяются для соединения трансформаторов с ОРУ.

Выбор сечения по нагреву:

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

Принимаем сечение по допустимому току.

35 кВ - АС –95, т. к.  $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$  больше  $I_{\text{макс}} = 67$ , то условие выполняется.

Проверка на термическое действие КЗ не производится, т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не производится, т. к. согласно ПУЭ, минимально допустимое сечение проводов по условию коронирования на 35 кВ составляет  $70 \text{ мм}^2$ .

Проверка гибких шин по условиям схлестывания не проводится, так как периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на шинах 35 кВ ПС меньше 20 кА [7].

Проверка по экономической плотности тока не производится так как шины расположены на ОРУ, [7].

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 6 –10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин.

В РУ 6-10 кВ применяется жёсткая ошиновка, рисунок 8.3.

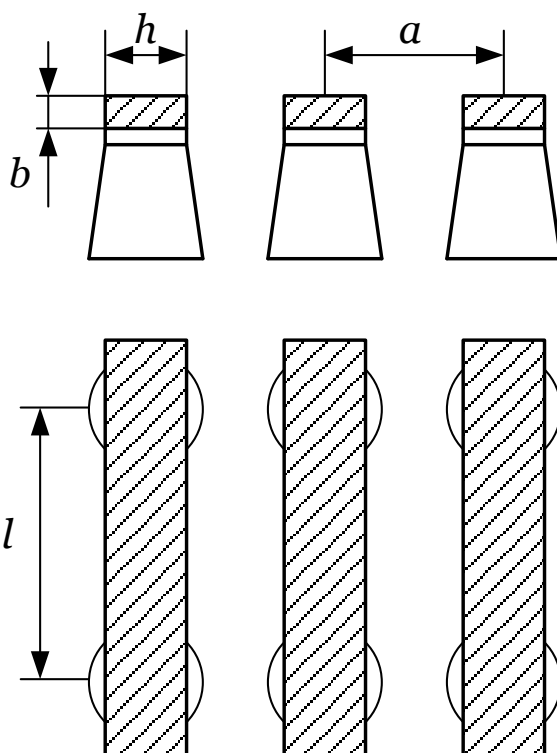


Рисунок 8.3 – Жесткая ошиновка РУ 10 кВ

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения  $60 \times 8 \text{ мм}^2$ , марки АДЗ1Т - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные;  $I_{дон} = 1025 \text{ А}$ .

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:  
 $I_{\max} = 462 \text{ А} \leq I_{дон} = 1025$ .

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \quad (8.4)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{6,3 \cdot 10^3}}{91} = 0,9 \text{ мм}^2$$

Определяется пролёт  $l$  при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 1,2 \text{ м}. \quad (8.5)$$

где  $l$  - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 1,2 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУ К-63 расстояние 0,9 м;

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} - \text{момент инерции шины};$$

$$J = \frac{0.8 \cdot 6^3}{12} = 14.4 \text{ см}^4$$

$q$  - поперечное сечение шины, равное  $480 \text{ мм}^2$ .

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \text{ МПа}, \quad (8.6)$$

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

где  $W = \frac{0.8 \cdot 6}{6} = 0.6$  - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия,  $\text{см}^3$ ,

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

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

Шины механически прочны, если  $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$ , т. е.  $1,1 < 75$  МПа, а также  $\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7 \sigma_{\text{разр}}$ , т. е.  $1,1 \leq 0.7 \cdot 130 = 91$ . Условия механической прочности соблюдены.

Таблица 8.14 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\text{max}} = 462 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 1,1 \text{ МПа}$ $q_{\text{min}} = 0,9 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\text{min}}$

## 8.6 Выбор и проверка изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{\text{н\ddot{o}}} \leq U_{\text{и\ddot{i}}} , \quad (8.7)$$

$$F_{\text{расч}} = 0,6F_{\text{разр}} = F_{\text{доп}} . \quad (8.8)$$

Выбор опорных изоляторов 10 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с  $F_{\text{разр}} = 3000$

Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} , \quad (8.9)$$

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

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{\text{доп}} = 0.6 \cdot F_{\text{разр}} ,$$

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

Таблица 8.15 – Выбор опорных изоляторов 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{\text{РАСЧ}} = 4,5 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} = 1800 \text{ Н}$	$F_{\text{ДОП}} \geq F_{\text{РАСЧ}}$

Выбор опорных изоляторов 35 кВ:

Выбираем опорные изоляторы марки ИОР-35-3,75 УХЛ с  $F_{\text{разр}} = 3750$  Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

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

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

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр},$$

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

Таблица 8.16 – Выбор опорных изоляторов 35 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 1,3 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2250 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Все изоляторы выбраны правильно.

### 8.7 Выбор и проверка ячеек КРУ

В курсовом проекте рационально принять КРУ серии К-63. Шкаф КРУ состоит из жесткого металлического корпуса, внутри которого размещена вся аппаратура. Выключатель с приводами установлен на выкатной тележке. В верхней и нижней частях тележки расположены подвижные разъединяющие контакты, которые при вкатывании тележки в шкаф замыкаются с шинным и линейным неподвижными контактами. При выкатывании тележки с предварительно отключенным выключателем разъёмные контакты отключаются, и выключатель при этом будет отсоединен от сборных шин и кабельных вводов. Когда тележка находится вне корпуса шкафа, обеспечивается удобный доступ к выключателю и его приводу для ремонта.

Выбор ячеек КРУ 10 кВ ПС производят по следующим параметрам:  
по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$10 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ};$$



по длительному току:

$$I_{\max} \leq I_{\text{НОМ}};$$

$$462 \text{ А} \leq 630 \text{ А};$$

Проведем проверку по термической устойчивости ячейки:

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

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

где  $t_{\text{отк}}$  - собственное время отключения выключателя, принимаем  $t_{\text{отк}} = 0,045\text{с}$ , с учётом ступени селективности 1с.

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

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

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{\text{откл.НОМ}},$$

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,31 \text{ кА},$$

где  $\beta_H$  – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_H = 50\%$ ;

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

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

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

$$4,8 \leq 42 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 8.17.

Таблица 8.17 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе КРУ 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ $i_{скв} = 40 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 462 \text{ А}$ $i_{уд} = 4,8 \text{ кА}$ $B_{к.} = 6,3 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{ат} = 1,4 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка КРУ подходит.

### 8.8 Выбор ОПН

ОПН – предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозových и внутренних перенапряжений.

На стороне СН выбирается ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 35 кВ, для которых  $U_{ост} = 40,4 \text{ кВ}$ ,  $U = 100 \text{ кВ}$ , волновое сопротивление провода, принимается 50 Ом, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 35 кВ:

Энергия поглощения ОПН, кДж:

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

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

где  $U$  - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 100 кВ в соответствии с [6].

$U_{ост}$  - остающееся напряжение ОПН, 40,5 кВ в соответствии с каталожными данными;

$z$  - волновое сопротивление провода, 50 Ом;

$n$  - количество последовательных токовых импульсов;

$T$  - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v}, \quad (8.10)$$

где  $l$  и  $v$  - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН, кДж/кВ:

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

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

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

На стороне НН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых  $U_{\text{ост}} = 43$  кВ,  $U = 60$  кВ, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 10 кВ:

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

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

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

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [6].

## 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 ряде случаев в качестве оперативного тока используется оперативный ток или выпрямленный специальными тиристорными (вентильными) преобразователями постоянный ток.

Постоянный оперативный ток применяется на подстанциях 110-220 кВ со сборными шинами этих напряжений, на подстанциях 35-220 кВ без сборных шин на этих напряжениях с масляными выключателями с электромагнитным приводом, для которых возможность включения от выпрямительных устройств при зависимом питании не подтверждена заводом-изготовителем. В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанций используются аккумуляторные батареи типа СК на напряжение, как правило, 220 В без элементного коммутатора, работающие в режиме постоянного подзаряда.

Используем постоянный оперативный ток.

## 8.10 Выбор и проверка трансформатора собственных нужд

Мощность трансформаторов СН выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, согласно таблице 8.18.

Таблица 8.18 – 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

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot \sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}, \quad (8.11)$$

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

где  $k_c$  – коэффициент одновременности загрузки, принимается 0,8 по [4];  
 $P_{расч}$ ,  $Q_{расч}$  – суммарная мощность потребителей СН по таблице 26, кВт,  
Квар.

Определяем мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{расч}}{k_3 \cdot N_T} ,, \tag{8.12}$$

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

где  $k_3$  – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [7];  
 $N_T$  – количество ТСН на ПС.

Выбирается трансформатор ТСЗ 63/10.

## 9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформатора ПС «Оремиф» устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Аналогично МТЗ предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Также устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

В настоящее время используются релейные защиты на микропроцессорной технике. Рассмотрим подробнее такие виды защит применительно к нашей проектируемой сети.

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

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  $k_{cx}$  (таблица 9.1).

## 9.2 Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1)

Выбору подлежит:  $I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}}$  – относительное значение уставки срабатывания отсечки.

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.

Таблица 9.1 – 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	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$k_I$	100/5	300/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{\text{номВ}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot k_{cx}}{k_I}$	$\frac{62}{20} = 3,1$	$\frac{210}{60} = 3,5$
Принятые значения	$I_{\text{номВН}}, I_{\text{номНН}}$	3.1	3,5
Размах РПН		13,5 %	

Отстройка от броска намагничивающего тока.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному  $5 \cdot \sqrt{2} = 7$ . Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику

этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна  $2,5 \times I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}}$ . Минимально возможная уставка по первой гармонике  $I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}}$  равна 4, что соответствует  $2,5 \cdot 4 = 10$  по отношению амплитуды к действующему значению или  $10/\sqrt{2} = 7$  по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстройке отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания.

Расчеты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает 0,35 от амплитуды броска. Если амплитуда равна семи действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно  $7 \times 0,35 = 2,46$ . Следовательно, даже при минимальной уставке в  $4 \times I_{\text{ном}}$  отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Существуют формулы для такой отстройки, учитывающие все три составляющие тока небаланса. Однако при небольших предельных кратностях отечественных трансформаторов тока амплитуда тока небаланса может достигать амплитуды максимального тока внешнего КЗ. В этих условиях рекомендуется выбирать уставку по условию:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{ном}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{кз.вн.макс*}}, \quad (9.1)$$

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

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

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

Если и на стороне ВН, и на стороне НН используются ТТ с вторичным номинальным током 5 А, можно принимать  $K_{\text{нб}(1)} = 0,7$ . Если на стороне ВН используются ТТ с вторичным номинальным током 1 А, то следует принимать  $K_{\text{нб}(1)} = 1,0$ .



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

Принимаем уставку 10.

### 9.3 Дифференциальная защита (ДЗТ-2)

Выбору подлежат:

$I_{\text{д1}}/I_{\text{ном}}$  - базовая уставка ступени;

$K_{\text{торм}}$  - коэффициент торможения (наклон тормозной характеристики на втором ее участке);

$I_{\text{т2}}/I_{\text{ном}}$  - вторая точка излома тормозной характеристики;

$I_{\text{дг2}}/I_{\text{дг1}}$  - уставка блокировки от второй гармоники.

Базовая уставка  $I_{\text{д1}}/I_{\text{ном}}$  определяет чувствительность рассматриваемой ступени защиты. Следует стремиться иметь уставку в пределах 0,3 - 0,5 для обеспечения чувствительности к полным витковым замыканиям в переплетенных обмотках и к межкатушечным замыканиям в любых обмотках.

Коэффициент торможения должен обеспечить несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики (примерно от 1,0 до 3,0  $I_{\text{ном}}$ ). Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АВР секционных выключателей, АПВ питающих линий.

Расчетный ток небаланса, порождаемый сквозным током, состоит из трех составляющих:

$$I_{\text{нб.расч.}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{добав}}) \cdot I_{\text{скв}} \quad (9.2)$$

В первом слагаемом (обусловленным погрешностями трансформаторов тока):  $K_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим;  $K_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока;  $\varepsilon$  - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока в установившемся режиме.

Несмотря на относительно небольшие уровни сквозных токов рекомендуется принимать:  $K_{одн} = 1,0$ ;  $\varepsilon = 0,1$ ;  $K_{пер} = 2,5$ , если доля двигательной нагрузки в общей нагрузке трансформатора более 50 % или  $K_{пер} = 2,0$ , если доля двигательной нагрузки менее 50 %.

Второе слагаемое обусловлено наличием РПН. В устройстве имеется автоматическая подстройка под существующий коэффициент трансформации силового трансформатора. Однако подстройка действует медленно и действует лишь при нагрузке трансформатора свыше 30 %. При малых нагрузках подстройка отключена. Поэтому за расчетный следует принимать случай недействия подстройки и считать  $\Delta U_{рпн}$  равным полному размаху РПН. Очевидно, что действие подстройки создаст дополнительный запас по отстройке от тока небаланса.

Третье слагаемое обусловлено неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН - округлением при установке, а также некоторыми метрологическими погрешностями, вносимыми элементами устройства. По данным фирмы-изготовителя расчетное значение можно принимать  $\Delta f_{добав} = 0,04$ .

Для надежной отстройки от тока небаланса, следует его умножить на коэффициент отстройки  $K_{отс}$ , который следует принимать равным 1,1 - 1,3.

Если по защищаемому трансформатору проходит сквозной ток  $I_{скв}$ , он может вызвать дифференциальный ток:

$$I_{диф} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{скв} = 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,135 + 0,04) \cdot 2,4 = 1,1 \quad (9.3)$$

Введем понятие коэффициента снижения тормозного тока, рассчитывается по формуле:

$$K_{сн.т.} = \sqrt{1 - (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав})} = \sqrt{1 - (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,135 + 0,04)} = 0,791 \quad (9.4)$$

Для надежного несрабатывания защиты, коэффициент торможения в процентах должен определяться по выражению:

$$K_{ТОРМ} = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{добав})}{K_{сн.т.}} = \frac{100 \cdot 1,2 \cdot (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,135 + 0,04)}{0,791} = 56,89 \quad (9.5)$$

Принимаем  $K_{ТОРМ} = 57$ .

Вторая точка излома тормозной характеристики.

$I_{Т2}/I_{НОМ}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагруженном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_T/I_{НОМ} = 1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_T/I_{НОМ} = 1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется уставка  $I_{Т2}/I_{НОМ} = 1,5-2$ .

Принимаем  $I_{Т2}/I_{НОМ} = 1,5$ .

Первая точка излома тормозной характеристики вычисляется в блоке защиты автоматически и равна:

$$I_{m1}/I_{НОМ} = \frac{(I_{д1}/I_{НОМ}) \cdot 100}{K_{торм}} = \frac{0,3 \cdot 100}{57} = 0,526 \leq 1,5 \quad (9.6)$$

При больших уставках ( $I_{д1}/I_{НОМ}$ ) следует убедиться, что первая точка не заходит за вторую.

Уставка блокировки от второй гармоники  $I_{дг2}/I_{дг1}$  на основании опыта фирм, давно использующих такие защиты, рекомендуется на уровне 12-15 %, принимаем значение  $I_{дг2}/I_{дг1} = 0,15$ .

#### 9.4 Сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты (ДЗТ-3)

Уставка по току выбирается меньше, чем минимальная уставка чувствительной ступени ДЗТ-2 ( $I_{д1}/I_{ном}$ ), а уставка по времени порядка нескольких секунд, что позволяет выявлять неисправности в токовых цепях дифференциальной защиты.

Рекомендуемые значения уставок:

$$I_{д}/I_{ном} = 0,1;$$

$$T = 10 \text{ сек.}$$

Для контроля перегрузки двухобмоточного трансформатора достаточно следить за токами в одной из его обмоток. Для удобства пользования можно вводить контроль токов как в обмотке стороны ВН трансформатора, так и в обмотке стороны НН.

Произведем расчет контроля перегрузки и включения обдува трансформатора для стороны ВН.

Уставка сигнала перегрузки принимается равной, А:

$$I_{с.з.пер.} = K_{отс} \cdot \frac{I_{ном.}}{K_{в}}, \quad (9.7)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимаем равным 1,05;

$K_{в}$  – коэффициент возврата, в данном устройстве равен 0,95.

$$I_{с.з.пер.ВН} = K_{отс} \cdot \frac{I_{ном.ВН}}{K_{в}} = 1,05 \cdot \frac{62}{0,95} = 69,$$

$$I_{c.p.пер.ВН} = \frac{I_{c.з.пер.ВН}}{K_I} = \frac{62}{100/5} = 3,5. \quad (9.8)$$

Уставка на включение обдувов трансформатора принимается равной, А:

$$I_{c.з.обд} = 0,98 \cdot I_{ном.}, \quad (9.9)$$

$$I_{c.з.обд.ВН} = 0,98 \cdot I_{ном.ВН} = 0,98 \cdot 62 = 61,$$

$$I_{c.p.обд.ВН} = \frac{I_{c.з.обд.ВН}}{K_I} = \frac{62}{100/5} = 3,1. \quad (9.10)$$

### 9.5 Максимальная токовая защита трансформатора

Повреждение, являющееся внешним по отношению к трансформатору, приводит к перегрузке, которая может вызвать повреждение трансформатора, если повреждение в сети не устранено своевременно. Трансформатор можно изолировать от повреждения, прежде чем оно не привело к поломке, с помощью МТЗ. В небольших трансформаторах МТЗ могут также использоваться для защиты от внутренних повреждений. В более мощных трансформаторах такая защита обеспечивает резервирование дифференциальной защиты. Функция максимальной токовой защиты довольно проста, но ее применение ограничивается нечувствительной уставкой и срабатыванием с большой выдержкой времени, в том случае, если требуется согласование с другими МТЗ.

Функцию МТЗ не следует путать с защитой от перегрузки, которая является основной защитой силового трансформатора и обычно использует реле с обратозависимой характеристикой выдержки времени, определяемой тепловым состоянием элементов трансформатора.

МТЗ – это селективная защита от системных повреждений, выполняющая функции дальнего резервирования, несмотря на то, что ее уставки могут не отличаться от уставок защиты от перегрузки. Функция не снабжена памятью (теплового состояния) и всегда начинает набор выдержки времени с нуля.

Произведем расчет уставок для МТЗ ВН, МТЗ НН. Первичный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от номинального тока трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита по выражению:

$$I_{сз.ВН-1} = k_{отс} \cdot I_{ВН.мах} = 1,2 \cdot 62 = 75 \text{ А}, \quad (9.11)$$

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

Ток срабатывания реле:

$$I_{с.р.ВН-1} = \frac{I_{сз.ВН-1}}{K_1} = \frac{75}{100/5} = 3,7 \text{ А}. \quad (9.12)$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_ч = \frac{0,895 \cdot I_{КЗ.НН.мин}}{I_{сз.ВН-1}} = \frac{0,895 \cdot 2400}{75} = 28,6 \geq 1,5, \quad (9.13)$$

$$I_{сз.НН} = k_{отс} \cdot I_{НН.мах} = 1,2 \cdot 210 = 252,$$

$$I_{с.р.НН-1} = \frac{I_{сз.НН-1}}{K_1} = \frac{252}{300/5} = 4,2,$$

$$K_ч = \frac{0,895 \cdot I_{КЗ.НН.мин}}{I_{сз.НН-1}} = \frac{0,895 \cdot 2400}{252} = 8,5 \geq 1,5.$$

Расчет сведем в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Расчет уставок МТЗ ВН и МТЗ НН

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

## 9.6 Газовые защиты трансформатора и РПН

Газовая защита устанавливается на трансформаторах, автотрансформаторах и реакторах с масляным охлаждением, имеющих расширители.

Применение газовой защиты является обязательным на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и более.

Действие газовой защиты основано на том, что всякие, даже незначительные, повреждения, а также повышенные нагревы внутри бака трансформатора (автотрансформатора) вызывает разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования и химический состав газа зависят от характера и размеров повреждения. Поэтому защита выполняется так, чтобы при медленном газообразовании подавался предупредительный сигнал, а при бурном газообразовании, что имеет место при коротких замыканиях, происходило отключение поврежденного трансформатора (автотрансформатора). Кроме того, газовая защита действует на сигнал и на отключение или только на сигнал при опасном понижении уровня масла в баке трансформатора или автотрансформатора.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформаторов (автотрансформаторов) от внутренних повреждений. Она реагирует на такие опасные повреждения, как замыкания между витками обмоток, на которые не реагируют другие виды защит из-за недостаточного значения тока при этом виде повреждения.

Газовая защита осуществляется с помощью специальных газовых реле, которые подразделяются на поплавковые, лопастные и чашечные.

Газовое реле представляет собой металлический кожух, врезанный в маслопровод между баком трансформатора (автотрансформатора) и расширителем, как показано на рисунке. Реле заполнено маслом. Кожух реле имеет смотровое окно со шкалой, с помощью которой определяется объем скопившегося в реле газа. На крышке газового реле имеется краник для выпуска воздуха и взятия пробы газа для его анализа, а также расположены зажимы для подключения кабеля с контактом, находящимся внутри кожуха. У поплавковых реле внутри

кожуха укреплены на шарнирах два поплавка, представляющих собой полые металлические цилиндры (или пластмассовые шарики). На поплавках укреплены ртутные контакты, соединенные с выводными зажимами на крышке реле.

Ртутный контакт представляет собой стеклянную запаянную колбочку с впаянными в ее верхнюю часть двумя контактами. Колбочка содержит небольшое количество ртути, которая при определенном положении колбочки замыкает между собой оба контакта, чем создает цепь через реле.

Таким образом, для защиты трансформатора ПС «Шахтаум» должна быть применена газовая защита трансформатора и газовая защита бака РПН.

Защита выполняется на реле ВФ 80/Q производства ГДР, и предназначена для защиты от всех внутренних повреждений, сопровождающихся газовыделением, а также от недопустимого понижения уровня масла.

При малом газовыделении и понижении уровня масла срабатывает сигнальный элемент реле, а при повреждениях с большим газовыделением и перетоком масла в расширитель - отключающий элемент.

На РПН устанавливается струйное реле URF-25/10 производства ГДР, действующее на отключение трансформатора.

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

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Сопротивление, которое оказывают току заземлитель и грунт, называется сопротивлением растеканию. В практике сопротивлению растекания соответствует термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоев земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоев с различным сопротивлением и практически с горизонтальными границами. В горизонтальном направлении удельное сопротивление обычно изменяется незначительно. В верхнем слое до глубины примерно 3 м наблюдаются заметные сезонные изменения удельного сопротивления, вызываемые изменениями температуры, количества и интенсивности выпадающих осадков и другими факторами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные

мероприятия по расширению заземляющих устройств. Для получения достоверных результатов измерение удельного сопротивления следует производить для всех сезонов года. Чаще они проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при высыхании или промерзании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

Искусственные заземлители обычно выполняются из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 – 0,7 м. При этом способе сопротивление заземления относительно стабильно из-за малости изменения влажности и температуры грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Устойчивость к коррозии электрода в земле в основном определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для этих условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, имеющие при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2 – 5 м, а электродов из стального уголка 2,5 – 3 м. Применение электродов большей длины целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 – 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. Обычно заземлитель состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих проводников. Метод расчета допускает замену сложного заземлителя с примерно регулярным размещением электродов квадратной расчетной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителя  $S_1$ , общей длины  $L_T$  горизонтальных полос и глубины их заложения  $t$ , числа  $n$  и длины  $l_v$  вертикальных заземлителей.

### 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:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (10.1)$$

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

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

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

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{M.П} = \pi \cdot R^2, \quad (10.2)$$

где  $R$  - радиус провода, принимаем равным 6 мм<sup>2</sup>.

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

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.З}}{400 \cdot \beta}}, \quad (10.3)$$

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

$t_{P.З}$  - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты, и полного времени отключения выключателя (с);

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

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

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d_{ПП} + S_{CP}), \quad (10.4)$$

где  $S_{CP}$  - средняя глубина коррозии (мм).

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$S_{CP} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (10.5)$$

где  $T$  - расчетный срок службы заземлителя (240 мес.);

$a_K, b_K, c_K, d_K$  - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 7,11 \cdot (12 + 7,11) = 427 \text{ мм}^2.$$

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\Phi} = F_{КОР} + F_{T.C}. \quad (10.6)$$

$$F_{\Phi} = 427 + 21,5 = 448,5 \text{ мм}^2.$$

Из расчетов видно, что фактическое сечение больше сечения определенного по механической прочности. Значит необходимо уточнить радиус прутка:

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{F_{\phi}}{\pi}}, \quad (10.7)$$

$$R_{\phi} = \sqrt{\frac{448,5}{3,14}} = 11,9 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимаем равным 12 мм.

По ниже приведенной формуле произведем расчет общей длины полос заземлителя (м):

$$L_{\Gamma} = \frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (B+2 \cdot 1,5) + \frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} \cdot (A+2 \cdot 1,5). \quad (10.8)$$

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

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

Определим число горизонтальных полос на стороне  $A$ :

$$\frac{(A+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(36+2 \cdot 1,5)}{6} = 7. \quad (10.9)$$

Определим число горизонтальных полос на стороне  $B$ :

$$\frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} = \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} = 8. \quad (10.10)$$

Определяем длину горизонтальных полос (м), при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ . При этом количество ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (10.11)$$

$$m = \frac{624}{2 \cdot \sqrt{1870}} - 1 = 6 \text{ м.}$$

Определяем длину стороны ячейки (м):

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (10.12)$$

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{1870}}{6} = 6,97 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1). \quad (10.13)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1870} \cdot (6+1) = 624 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (10.14)$$

где  $a$  - расстояние между вертикальными электродами (м);

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

Принимаем количество вертикальных электродов равным 29.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Грунты в тех местах, где расположена подстанция такие: песчанно-глинистые и щербисто-древесные.

Рисунок 10.1 – Двухслойная модель грунта

Определяем эквивалентное сопротивление первого слоя (Ом\*м):

$$\rho_{1Э} = \frac{h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (10.15)$$

где  $h_{1Э} = l_B + h_3$  - граница разделения слоев двухслойной модели (м);

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

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

Толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели (м) определяется расчетной глубиной:

$$\begin{aligned} H_{РАСЧ} &= (1,3 \div 1,4) \cdot l_B, \\ H_{РАСЧ} &= 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м.} \end{aligned} \quad (10.16)$$

Эквивалентное сопротивление второго слоя (Ом\*м):

$$\rho_{2Э} = \frac{H_{РАСЧ} - h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (10.17)$$

Эта формула используется при увеличении удельного сопротивления по глубине:

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

Для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить:

$$\frac{h_{1\varepsilon} - h_3}{l_B} = \frac{5,7 - 0,7}{5} = 1; \quad (10.18)$$

$$\frac{\rho_{1\varepsilon}}{\rho_{2\varepsilon}} = \frac{214,12}{48,8} = 4,38. \quad (10.19)$$

Из результата расчета данных отношений определяем  $\frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_{2\varepsilon}} = 3$  [14], от-

куда  $\rho_{\text{ЭКВ}} = 146,4 \text{ Ом*м.}$

Определим стационарное сопротивление одного вертикального электрода (Ом):

$$R_{\text{ЭВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right), \quad (10.20)$$

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

Аналогичная величина для горизонтального электрода:

$$R_{\text{ЭГ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot l_{\Gamma}} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot l_{\Gamma}}{\sqrt{b \cdot h_3}}\right), \quad (10.21)$$

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

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



Общее стационарное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{CT} = \frac{R_{ЭВ} \cdot R_{ЭГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ЭГ} + n_G \cdot R_{ЭВ})}, \quad (10.22)$$

где  $\eta$  - коэффициент использования сложного заземлителя учитывающий ухудшение растекание тока молнии из-за взаимного экранирования (0,75).

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

Импульсное сопротивление вертикальных электродов определяется:

$$R_{ИВ} = \alpha_{И} \cdot R_{ЭВ}, \quad (10.23)$$

где  $\alpha_{И}$  - импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода 1).

Сложный заземлитель, состоящий из n однотипных элементов (Ом):

$$R_{И} = \frac{R_0}{n \cdot \eta}, \quad (10.24)$$

где  $R_0$  - сопротивление единичного заземлителя (вертикального или горизонтального);

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

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент:

$$\alpha_{И} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{Г}}{3 \cdot \tau_{\Phi} \cdot R_{ЭГ}}, \quad (10.25)$$

где  $\tau_\phi$  - длительность фронта тока молнии ( $I_M = 60$  кА  $\tau_\phi = 2$  мкс);

$L_0$  - индуктивность заземлителя на единицу длины (мкГн/м):

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{l_\Gamma}{r} - 0,31 \right) \quad (10.26)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{43,5}{0,01} - 0,31 \right) = 1,61 \text{ мкГн/м};$$

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{1,61 \cdot 43,5}{3 \cdot 2 \cdot 9,8} = 2,19;$$

$$R_{II\Gamma} = \frac{9,8 \cdot 2,19}{15 \cdot 0,75} = 1,908 \text{ Ом.}$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{II} = \frac{R_{II\Gamma} \cdot R_{IIB}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{II\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{IIB})}, \quad (10.27)$$

$$R_{II} = \frac{1,908 \cdot 1,618}{0,75 \cdot (29 \cdot 1,908 + 15 \cdot 1,618)} = 0,0517 \text{ Ом.}$$

Полученное значение  $R_{II}$  сравнивается с предельно допустимым сопротивлением 4 Ом для напряжения 35 кВ [6], после чего делаем вывод о приемлемости данного вида заземления.

## 10.2 Расчет молниезащитных устройств

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное

действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а типа Б — 95% и выше.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше (зона А).

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Оценка надежности молниезащиты на различных высотах производится проектировщиком, который в случае необходимости уточняет параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

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 (м) [16]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (10.28)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (10.29)$$

где  $h$  - высота молниеотвода (м).

$$h_{\text{ЭФ}1} = h_{\text{ЭФ}2} = 0,85 \cdot 24 = 20,4 \text{ м};$$

$$h_{\text{ЭФ}3} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ м};$$

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

$$r_{03} = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,12 \text{ м}.$$

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте защищаемого объекта (м):

$$r_i = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}} \right), \quad (10.30)$$

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

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

$$r_{i3} = 18,12 \cdot \left( 1 - \frac{7}{14,45} \right) = 9,343 \text{ м}.$$

Расчет для молниеотводов одинаковой высоты:

Границы внутренней области защиты (м) определяется по формуле:

$$r_{Ci} = r_{C0} \cdot \left( \frac{h_{CG} - h_i}{h_i} \right), \quad (10.31)$$

где  $h_{CG}, r_{C0}$  - высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты. Определяются по формулам:

$$h_{CF} = h_{ЭФ} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h). \quad (10.32)$$

$$r_{c0} = r_0. \quad (10.33)$$

Расчет для молниеотводов разной высоты:

Высота внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами разной высоты:

$$h_{CF} = \frac{h_{CF1} + h_{CF2}}{2}. \quad (10.34)$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами разной высоты:

$$r_{C0} = \frac{r_{01} + r_{02}}{2}. \quad (10.35)$$

Рассчитаем участок между молниеотводами 1 и 2, расстояние между которыми равно 15,6 м.

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

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

Рассчитаем участок между молниеотводами 1 и 3, расстояние между которыми равно 51,8 м.

$$h_{CF1} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (51,8 - 24) = 15,414 \text{ м.}$$

$$h_{CF2} = 14,45 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 17) \cdot (51,8 - 17) = 8,357 \text{ м.}$$

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

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

$$r_{ci} = 21,685 \cdot \left( \frac{11,915 - 7}{11,915} \right) = 8,945 \text{ м.}$$

Рассчитаем участок между молниеотводами 2 и 3, расстояние между которыми равно 52,4 м.

$$h_{CF1} = 20,4 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 24) \cdot (52,4 - 24) = 15,368 \text{ м.}$$

$$h_{CF2} = 14,45 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 17) \cdot (51,8 - 17) = 8,251 \text{ м.}$$

$$h_{CF} = \frac{15,368 + 8,251}{2} = 11,809 \text{ м.}$$

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

$$r_{ci} = 21,685 \cdot \left( \frac{11,809 - 7}{11,809} \right) = 8,831 \text{ м.}$$

Т.о. была рассчитана зона молниезащиты на уровне земли и на уровне защищаемого объекта, рисунок 10.2.

Рисунок 10.2 – Молниезащита ОРУ ПС «Оремиф»

## 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ПРЕДЛАГАЕМОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В данном подразделе оценим надежность предлагаемой схемы электроснабжения ПС Оремиф. Также определим количество недоотпущенной электроэнергии и предполагаемый ущерб, [19].

Справочные данные элементов для расчета представлены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Данные для расчета

Элемент схемы	$\omega$ , 1/год	$Tв$ , ч
Выключатели 35 кВ, (элегазовые) В11; В21	0,001	20
ВЛ 35 кВ, (одноцепная L=16 км) Л1	0,007	11
ВЛ 35 кВ, (одноцепная L=16 км) Л2	0,007	11
Тр-р 4000/35, Т1; Т2	0,014	70
Выключатели 10 кВ, (вакуумные) В12; В22	0,002	30

На рисунке 11.1 приведена расчетная схема подстанции Оремиф.

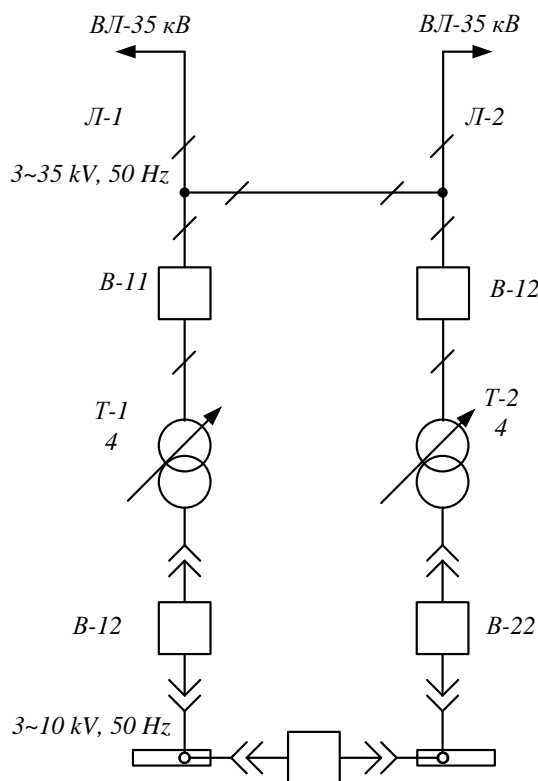


Рисунок 11.1 – Расчетная схема подстанции Оремиф



Составим схему замещения полного погашения относительно шин 35 кВ рисунок 11.2.

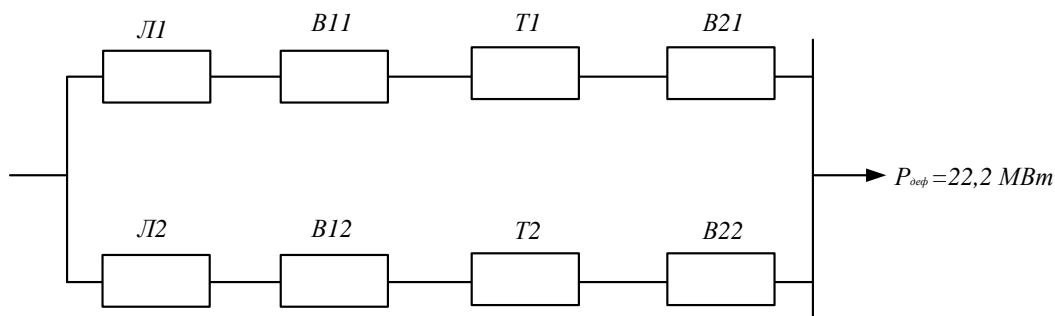


Рисунок 11.2 – Схема замещения

Для определения вероятности полного погашения схемы, необходимо найти вероятность отказа каждого элемента сети. После этого необходимо сложить последовательно соединённые элементы, а затем параллельно. В данной схеме элементы Л1, В11, Т1 и В12, также Л2, В21, Т2 и В22 соединены последовательно. Для полного погашения данной сети должен отказать (Л1 или В11 или Т1 или В12)= $q_I$  и (Л2 или В21 или Т2 или В22)= $q_{II}$ .

Показатели надежности элементов для подстанции Надеждинская приведены в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Показатели надежности элементов

Элемент	$\omega$ , 1/год	$T_{в}$ , ч	$q$
В11; В21	0,001	20	$0,0023 \cdot 10^{-3}$
Л1 (L=16 км)	0,007	11	$0,14 \cdot 10^{-3}$
Л2 (L=16 км)	0,007	11	$0,14 \cdot 10^{-3}$
Т1; Т2	0,014	70	$0,112 \cdot 10^{-3}$
В12; В22	0,002	30	$0,007 \cdot 10^{-3}$

Найдем вероятность отказа последовательно соединённых элементов Л1, В11, Т1, В12 и Л2, В21, Т2, В22:

$$q_I = q_{II} = (0,0023 + 0,112 + 0,007 + 0,14) \cdot 10^{-3} = 0,26 \cdot 10^{-3}$$

Определим полную вероятность полного отказа схемы:

$$q_{\text{полн}} = q_I \cdot q_{II}; \quad (11.1)$$

$$q_{\text{полн}} = q_I \cdot q_{II} = 0,26 \cdot 10^{-3} \cdot 0,26 \cdot 10^{-3} = 0,069 \cdot 10^{-6}.$$

Математическое ожидание количества недоотпущенной электроэнергии:

$$W_{\text{нед}} = P_{\text{деф}} \cdot q_{\text{полн}} \cdot T, \quad (11.2)$$

$$W_{\text{нед}} = 3,77 \cdot 0,069 \cdot 10^{-6} \cdot 8760 = 2,2 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Основной ущерб определяется по выражению:

$$Y_{\text{осн}} = y_0 \cdot W_{\text{нед}}, \quad (11.3)$$

где  $Y_0$  – средняя величина удельного основного ущерба (для рыбной промышленности  $Y_0 = 2,2$  у.е./кВт·ч)

$$Y_{\text{осн}} = 2,2 \cdot 2,2 = 5 \text{ у.е.}$$

Основной ущерб незначительный, поэтому считаем что предлагаемая схема надёжна.

## 12 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

В данном разделе рассматриваются вопросы, касающиеся безопасности проведения мероприятий по сооружению подстанции 35/10 кВ.

### 12.1 Безопасность при строительстве подстанции

При монтаже подстанций, при осмотрах, ремонтах и ревизиях необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок». При выполнении строительных и монтажных работ в действующих электроустановках должны соблюдаться требования строительных норм и правил, регламентирующих технику безопасности в строительстве, [22].

При производстве всего комплекса строительного-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением подъёмных сооружений, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительного-монтажных работ, выполняемых в ходе реконструкции, должны соответствовать требованиям, предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Работы вблизи оборудования, находящегося под напряжением, должны выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от токоведущих частей машин и аппаратов, находящихся под напряжением, до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

Работы вблизи действующего оборудования, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда-допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

Подъёмные сооружения предназначенные для выполнения строительных и грузоподъемных работ, должны обладать достаточной грузоподъемностью, обеспечивающей безопасное выполнение работ. При подъеме должны соблюдаться «Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения».

Безопасность при перемещении грузов и производстве строительно-монтажных работ самоходными кранами обеспечивают лица, ответственные за эти работы.

Категорически запрещается [22]:

а) допускать к работе на подъемных сооружениях работников, не имеющих документов для работы на этих сооружениях;

б) работать на подъемных сооружениях, имеющих неисправности;

в) пользоваться неисправными стропами и грузозахватными средствами, не имеющими бирок с указанием срока проверки;

г) поднимать груз, находящийся в стороне от свободно висящего крюка, а также превышающий грузоподъемность подъемного сооружения;

д) выполнять работы под линиями электропередачи;

е) выполнять работы вблизи установок, находящихся под высоким напряжением, без оформления наряда-допуска.

Перед подъемом элементов и блоков подстанции необходимо проверить состояние болтовых соединений и наличие раскрепления всех частей, так как на этом элементе (блоке) могут оказаться другие конструкции, которые были вложены на период хранения.

Обеспечение безопасности при выполнении электромонтажных и сварочных работ:

перед началом работы нужно проверить исправность механизмов и приспособлений, инструмента, лестниц и т.п.;

транспортировка и подъем электрических аппаратов, колонок изоляторов должны быть полностью механизированы;

на высоте выше 2 метров работы должны выполняться с применением стремянок и лестниц, а при высоте более 4 метров – только с лесов или со специальных механизмов, работать под настилами запрещается;

приступая к сварным работам, необходимо проверить исправность аппаратуры, изоляцию сварных проводов и электродержателя, надежность всех контактных соединений;

выполнять сварку под открытым небом во время дождя и грозы запрещается;

основным мероприятием по защите от поражения электрическим током во время работы с электроинструментом является защитное заземление.

### **12.2 Безопасность при эксплуатации элегазовых выключателей**

Выключатель предназначен для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах, а также работы в цикле АПВ в сетях трехфазного переменного тока частоты 50Гц с номинальным напряжением 110кВ, [22].

Длина пути утечки внешней изоляции соответствует нормам для подстанционной изоляции, категория исполнения II\*: на 110кВ – не менее 280 см.

Выключатели серии ВЭБ относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является элегаз ( $SF_6$ ).

Выключатель состоит из трех полюсов, установленных на общей раме и механически связанных друг с другом посредством передаточного устройства. Все три полюса выключателя управляются одним пружинным приводом типа ППрК-2000СМ.

Принцип работы выключателей основан на гашении электрической дуги потоком элегаза, который создается за счет перепада давления, обеспечиваемого тепловой энергией дуги, а также поршневым устройством. Включение выключателя осуществляется за счет пружин привода, а

отключение – за счет энергии пружины отключающего устройства выключателя.

При эксплуатации выключателя следует соблюдать следующие меры безопасности:

- каждый работник, допускаемый к работе с выключателем, должен пройти соответствующий инструктаж, подробно ознакомиться с устройством выключателя и руководством по эксплуатации;

- запрещается производить разборку выключателя при наличии в них газа под давлением;

- ремонтные работы и обслуживание производить при отсутствии напряжения на выводах выключателя, на силовых цепях, цепях управления и обогрева привода;

- для исключения непреднамеренных срабатываний при ремонтах выключателя стопорить сцепляюще-расцепляющее устройства привода задвижками;

- динамические операции включения и отключения выключателя разрешается производить только при рабочем давлении элегаза;

- снятие и установка деталей междуполюсной связи производить в отключенном положении механизмов при разгруженной отключающей пружине;

- при осмотрах изоляторов с применением лестниц, очистке наружной поверхности от грязи давление в выключателе должно быть снижено до 0,03...0,05 МПа (0,3...0,5 кг/кв.см) с последующим наполнением элегазом до 0,4 МПа (4,0 кг/кв.см)

- монтажные и наладочные работы на высоте должны производиться из корзины подъемника или со специальных лесов, обслуживающий персонал при этом должен быть пристегнут к страховочным местам;

- оперативное включение и отключение выключателя следует выполнять, пользуясь только дистанционным управлением, местное управление выключателем допускается выполнять только после вывода его из работы;

- перед установкой ручки на вал редуктора следует отключить автоматический выключатель SF «Автомат взвода пружин»;

- при медленном доключении выключателя при наладке, во избежание разрыва цепи привода не допускайте «перевключения» выключателя больше, чем это требуется для обеспечения фиксации ведомого рычага во включенном положении;

- отключенное положение определяется по положению тяг, вала привода и механическим указателем положения выключателя.

Элегаз – химическое соединение, образованное одним атомом серы и шестью атомами фосфора. Этот газ был создан в лаборатории и в естественном состоянии не встречается. Элегаз нашел свое применение в электроэнергетике благодаря очень хорошим свойствам гашения электрической дуги. Он намного эффективнее воздушной среды способствует гашению дуги, поэтому некоторые производители используют его в распределительных устройствах, как высоковольтных, так и низковольтных.

При работе с чистым элегазом возникает ряд специфических требований по технике безопасности:

- чистый элегаз - инертный газ, не имеет ни цвета, ни запаха, в 5 раз тяжелее воздуха, не поддерживает горения, не взрывоопасен, не ядовит;

- допустимая концентрация элегаза в помещении: 0,08 % (0,005 г/л) - при длительном пребывании человека в помещении, 1% - при кратковременном пребывании в помещении;

- к смертельному исходу может привести кратковременное пребывание человека в помещении с концентрацией 20 %;

- заполнение выключателя элегазом только при наличии на редукторе баллона или газотехнологической установки поверенного манометра, контролируя показания манометра и сигнализатора выключателя. При отсутствии показаний одного или обоих приборов немедленно прекратите заполнение до выяснения причины и устранения не исправности;

- ревизия и ремонт элегазового выключателя, связанные со вскрытием

бака, должны производиться в специальных помещениях (эти помещения должны быть изолированы от улицы и других помещений; они должны быть особо чистыми; должны быть приняты меры, исключающие попадание пыли; стены и потолок должны быть окрашены пыleneобразующей краской; полы не должны выделять пыль; уборка помещения должна производиться мокрым или вакуумным способом);

- при дозаполнении выключателя элегазом до рабочего избыточного давления необходимо соблюдать следующие меры безопасности:

- персонал должен находиться с наветренной стороны оборудования;
- шланги и редуктор после окончания работ должны продуваться сжатым воздухом;

- должны применяться индивидуальные средства защиты (резиновые перчатки, каски, х/б костюм).

- работы по дозаправке производятся на месте установки выключателей (ОРУ).

При работе с элегазом необходимо соблюдать требования безопасности не только с чистым элегазом, но и с элегазом, загрязненным продуктами его разложения (при ремонте выключателей, которые отключали токи короткого замыкания или токи нагрузки).

В результате актов коммутации, при взаимодействии с электрической дугой происходит нагревание элегаза с выбросом токсичных веществ. Газообразные продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом. Утечки элегаза возможны как при работе энергетического оборудования, так и во время проведения работ по обслуживанию. Токсичные осадки накапливаются внутри технологического оборудования, которое при своей утилизации требует соблюдения определенных мер безопасности:

- присутствие в воздухе даже небольших количеств газообразных продуктов разложения элегаза имеет следующие признаки:

- едкий или неприятный запах (запах тухлых яиц);



- раздражение слизистой оболочки носа, рта, глаз и т.п.
- эти признаки наблюдаются сразу и намного раньше какой-либо токсической реакции;
- если обнаружен едкий или неприятный запах, персонал должен немедленно покинуть помещение, которое затем должно быть тщательно провентилировано;
- при работах по вскрытию выключателя персонал должен применять индивидуальные средства защиты:
  - защитная каска
  - перчатки резиновые
  - герметичные очки с бесцветным стеклом
  - защитный фартук
  - респиратор типа РПТ марки В
  - костюм х/б или комбинезон.
- рукава одежды должны быть плотно застегнуты или завязаны, брюки напущены на ботинки;
- откачка элегаза из выключателя производится следующим образом:
  - один конец шланга, длиной не менее 8 метров, опущен в резервуар с нейтрализующим раствором, второй конец с насадкой наворачивается на выпускной клапан выключателя до появления отдельных всплывающих пузырей, не допуская бурного выделения пузырей из раствора;
  - после того, как давление элегаза в выключателе сравняется с атмосферным, отсоедините шланг от выключателя;
  - заполните выключатель сухим азотом до рабочего давления;
  - стравить азот в соответствии с предыдущими пунктами настоящей инструкции, после чего произведите вакуумирование выключателя с выбросом газа через нейтрализующий раствор в вытяжную систему вентиляции.
- резервуар с нейтрализующим раствором должен быть объемом не менее 50 л и высотой не менее 0,8 м (нейтрализующий раствор должен представлять собой раствор NaOH (KOH или NaCO) в соотношении 0,2 кг на 10

л воды; срок годности раствора - 1 сутки);

- сразу, после вскрытия выключателя, при помощи пылесоса с бумажным фильтром, тщательно собираются твердые продукты разложения элегаза (прилипшие продукты разложения ("серый порошок") собираются при помощи щетки и пылесоса с соблюдением осторожности, не допуская разлетания пыли);

- все узлы и детали выключателя, находившиеся в среде разложившегося элегаза, твердые продукты разложения в фильтре пылесоса, соединительные шланги и арматура, щетки, протирочный материал, инструменты и другие предметы, соприкасавшиеся с загрязненным элегазом, должны подвергнуться нейтрализации в течение 24 ч;

- после нейтрализации резиновые детали, протирочный материал, фильтра пылесоса дальнейшему использованию не подлежат (остальные предметы и инструмент, после нейтрализации, промываются водой, сушатся и могут быть использованы в дальнейшей работе; при попадании на кожу твердых продуктов разложения элегаза, они должны немедленно смываться большим количеством воды).

## 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 Алгоритмы задач электроэнергетики: Методические указания к практическим занятиям// сост.: А.А. Казакул. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014.- 134с.
- 2 Индексы изменения сметной стоимости на I квартал 2017г. Письмо Минстроя России от 19.02.2016 N 4688-ХМ/05 «Об индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных и пусконаладочных работ, индексах изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ и иных индексах на I квартал 2017 года»
- 3 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем СО 153-34.20.118-2003. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.03 № 281.
- 4 Официальный сайт RastrWin [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru> – 13.11.2016 г.
- 5 Официальный сайт АО «ДРСК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.drsk.ru/> – 30.11.2016 г.
- 6 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – 488 с.
- 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 Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчётах: Учебное пособие. Благовещенск, Издательство АмГУ, 1999, 238 с.
- 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 Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.

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 Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. М.: издательство МЭИ, 2002.

14 Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: ЭНАС, 2007. – 648 с.

15 Тарасов А. И., Румянцев Д. Е. «Современное электротехническое элегазовое оборудование», Учебно-методическое пособие, - М.: ИУЭ ГУУ, ВИПКэнерго, ИПКгосслужбы, 2012. – 144 с.

16 РД 153–34.3–35.125–99 «Руководство по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений»/ Под научной ред. Н. Н. Тиходеева – С.-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

17 Беляков Ю.П., Козлов А.Н., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.

18 Ротачёв Ю.А. Релейная защита и автоматика: Учебно-методическое пособие для студентов заочного обучения/ Амурский гос. ун-т – Благовещенск, 2000.

19 Савина. Н.В. Надёжность систем электроэнергетики: Учебное пособие. Благовещенск: Изд-во Амурский гос. ун-т, 2011.-268с.

20 Официальный сайт ПАО «ДЭК» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.dvec.ru/> – 14.01.2017 г.

21 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 24

июля 2013 г. N 328н

22 Официальный сайт Итартасс Дальний Восток [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://dv.land/news/8003>– 14.01.2017 г.

23 Официальный сайт Итартасс [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://tass.ru/info/2215388>– 14.01.2017 г.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчёт режимов

### Приложение А

#### Расчёт режимов

#### Каталожные данные

АС – 12К	АС – 15К	АС – 24К	АС – 95	
$r_{120_0} := 0.24\epsilon$	$r_{150_0} := 0.19\epsilon$	$r_{240_0} := 0.12$	$r_{70_0} := 0.30\epsilon$	$\frac{\text{ОМ}}{\text{КМ}}$
$x_{120_0} := 0.427$	$x_{150_0} := 0.40\epsilon$	$x_{240_0} := 0.40\epsilon$	$x_{70_0} := 0.421$	$\frac{\text{ОМ}}{\text{КМ}}$
$b_{120_0} := 2.66 \cdot 10^{-6}$	$b_{150_0} := 2.7 \cdot 10^{-6}$	$b_{240_0} := 2.81 \cdot 10^{-6}$		$\frac{\text{СМ}}{\text{КМ}}$
$U_i := 11\epsilon$ кВ		$i := \sqrt{-1}$		

#### Параметры схемы замещения

$z_{01} := (r_{240_0} + x_{240_0} \cdot i) \cdot 1$	$z_{01} = 0.12 + 0.405i$	Ом	$Q_{c01} := \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot b_{240_0} \cdot 1$	$Q_{c01} = 0.017$	кВ
$z_{12} := (r_{150_0} + x_{150_0} \cdot i) \cdot 132$	$z_{12} = 26.136 + 53.592i$	Ом	$Q_{c12} := \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot b_{150_0} \cdot 132$	$Q_{c12} = 2.156$	кВ
$z_{07} := z_{01}$ $Q_{c07} := Q_{c01}$					
$z_{13} := (r_{150_0} + x_{150_0} \cdot i) \cdot 1\epsilon$	$z_{13} = 3.564 + 7.308i$	Ом	$Q_{c13} := \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot b_{150_0} \cdot 18$	$Q_{c13} = 0.294$	кВ
$z_{78} := z_{13}$ $Q_{c78} := Q_{c13}$					
$z_{56} := (r_{70_0} + x_{70_0} \cdot i) \cdot 1\epsilon$	$z_{56} = 4.896 + 6.736i$	Ом			
$z_{1011} := z_{56}$					
$z_{712} := (r_{240_0} + x_{240_0} \cdot i) \cdot 2.1 + (r_{150_0} + x_{150_0} \cdot i) \cdot 39.8$			$z_{712} = 8.132 + 17.009i$	Ом	
$Q_{c712} := \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot b_{240_0} \cdot 2.1 + \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot b_{150_0} \cdot 39.8$			$Q_{c712} = 0.686$	квар	
$z_{1213} := (r_{150_0} + x_{150_0} \cdot i) \cdot 4.2$	$z_{1213} = 0.832 + 1.705i$	Ом	$Q_{c1213} := \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot b_{150_0} \cdot 4.2$	$Q_{c1213} = 0.06$	кВ
$z_{1214} := (r_{120_0} + x_{120_0} \cdot i) \cdot 37.1 + (r_{150_0} + x_{150_0} \cdot i) \cdot 4.6$			$z_{1214} = 10.149 + 17.709i$	Ом	
$Q_{c1214} := \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot b_{120_0} \cdot 37.1 + \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot b_{150_0} \cdot 4.6$			$Q_{c1214} = 0.672$	квар	
$z_{1415} := (r_{120_0} + x_{120_0} \cdot i) \cdot 53 + (r_{150_0} + x_{150_0} \cdot i) \cdot 4.6$			$z_{1415} = 14.108 + 24.499i$	Ом	
$Q_{c1415} := \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot b_{120_0} \cdot 53 + \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot b_{150_0} \cdot 4.6$			$Q_{c1415} = 0.928$	квар	

#### Нагрузки

$S_2 := 6.21 + 0.97 \cdot i$       МВА

$$S_4 := 1.35 + 0.54i \quad \text{MBA}$$

$$S_6 := 1.89 + 0.75i \quad \text{MBA}$$

$$S_{13} := 1.29 + 0.43i \quad \text{MBA}$$

$$S_{14} := 8.66 + 2.37i \quad \text{MBA}$$

$$S_{15} := 8.73 + 1.83i \quad \text{MBA}$$

$$S_9 := 1.35 + 0.54i \quad \text{MBA}$$

$$S_{11} := 1.89 + 0.75i \quad \text{MBA}$$

Трансформаторы

Оремиф ТМН-4000/35

$$U_{\text{ВН6}} := 35 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{\text{х6}} := 6.7 \quad \Delta P_{\text{к6}} := 33.5 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\text{к6}} := 7.5 \quad I_{\text{х6}} := 1$$

$$S_{\text{НОМ6}} := 4000 \quad \text{MBA}$$

$$R_{\text{T6}} := \frac{\Delta P_{\text{к6}} U_{\text{ВН6}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{НОМ6}}^2} \quad R_{\text{T6}} = 2.565 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{T6}} := \frac{U_{\text{к6}} U_{\text{ВН6}}^2 \cdot 10^3}{100 S_{\text{НОМ6}}} \quad X_{\text{T6}} = 22.969 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{\text{х6}} := \frac{I_{\text{х6}}}{100} \cdot S_{\text{НОМ6}} \quad \Delta Q_{\text{х6}} = 40 \quad \text{квар}$$

$$z_{\text{T6}} := R_{\text{T6}} + X_{\text{T6}} \cdot i \quad z_{\text{T6}} = 2.565 + 22.969i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{\text{х6}} := (\Delta P_{\text{х6}} + \Delta Q_{\text{х6}} i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{\text{х6}} = 0.007 + 0.04i \quad \text{MBA}$$

Многовершинная ТДН-10000/110

$$U_{\text{ВН2}} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{\text{х2}} := 18 \quad \Delta P_{\text{к2}} := 60 \quad \text{кВт}$$

$$U_{\text{к2}} := 10.5 \quad I_{\text{х2}} := 0.5$$

$$S_{\text{НОМ2}} := 10000 \quad \text{MBA}$$

$$R_{\text{T2}} := \frac{\Delta P_{\text{к2}} U_{\text{ВН2}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{НОМ2}}^2} \quad R_{\text{T2}} = 7.935 \quad \text{Ом}$$

$$X_{\text{T2}} := \frac{U_{\text{к2}} U_{\text{ВН2}}^2 \cdot 10^3}{100 S_{\text{НОМ2}}} \quad X_{\text{T2}} = 138.863 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{\text{х2}} := \frac{I_{\text{х2}}}{100} \cdot S_{\text{НОМ2}} \quad \Delta Q_{\text{х2}} = 90 \quad \text{квар}$$



$$z_{T2} := R_{T2} + X_{T2} \cdot i \quad z_{T2} = 7.935 + 138.863i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x2} := (\Delta P_{x2} + \Delta Q_{x2}i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x2} = 0.018 + 0.09i \quad \text{МВА}$$

#### Маго ТДН-16000/110

$$U_{BH13} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x13} := 21 \quad \Delta P_{k13} := 90 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k13} := 10.4 \quad I_{x13} := 0.8$$

$$S_{НОМ13} := 1600 \quad \text{МВА}$$

$$R_{T13} := \frac{\Delta P_{k13} U_{BH13}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ13}^2} \quad R_{T13} = 4.649 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T13} := \frac{U_{k13} U_{BH13}^2 \cdot 10^3}{100 S_{НОМ13}} \quad X_{T13} = 86.789 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x13} := \frac{I_{x13}}{100} \cdot S_{НОМ13} \quad \Delta Q_{x13} = 136 \quad \text{квар}$$

$$z_{T13} := R_{T13} + X_{T13} \cdot i \quad z_{T13} = 4.649 + 86.789i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x13} := (\Delta P_{x13} + \Delta Q_{x13}i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x13} = 0.021 + 0.136i \quad \text{МВА}$$

#### Белая гора ТМН-6300/110

$$U_{BH14} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x14} := 17.5 \quad \Delta P_{k14} := 50 \quad \text{кВт}$$

$$U_{k14} := 10.4 \quad I_{x14} := 1$$

$$S_{НОМ14} := 630 \quad \text{МВА}$$

$$R_{T14} := \frac{\Delta P_{k14} U_{BH14}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ14}^2} \quad R_{T14} = 16.66 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T14} := \frac{U_{k14} U_{BH14}^2 \cdot 10^3}{100 S_{НОМ14}} \quad X_{T14} = 220.417 \quad \text{Ом}$$

$$\Delta Q_{x14} := \frac{I_{x14}}{100} \cdot S_{НОМ14} \quad \Delta Q_{x14} = 63 \quad \text{квар}$$

$$z_{T14} := \frac{R_{T14}}{2} + X_{T14} \frac{i}{2} \quad z_{T14} = 8.33 + 110.208i \quad \text{Ом}$$

$$\Delta S_{x14} := (\Delta P_{x14} + \Delta Q_{x14}i) \cdot 10^{-3} \quad \Delta S_{x14} = 0.035 + 0.126i \quad \text{МВА}$$

#### Потери мощности в трансформаторах

$$\Delta S_2 := \frac{\operatorname{Re}(S_2)^2 + \operatorname{Im}(S_2)^2}{110^2} \cdot z_{T2} \quad \Delta S_2 = 0.026 + 0.453i \quad \text{МВА}$$

$$\Delta S_{15} := \frac{\operatorname{Re}(S_{15})^2 + \operatorname{Im}(S_{15})^2}{110^2} \cdot z_{T2} \quad \Delta S_{15} = 0.052 + 0.913i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{14} := \frac{\operatorname{Re}(S_{14})^2 + \operatorname{Im}(S_{14})^2}{110^2} \cdot z_{T14} \quad \Delta S_{14} = 0.055 + 0.734i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{13} := \frac{\operatorname{Re}(S_{13})^2 + \operatorname{Im}(S_{13})^2}{110^2} \cdot z_{T13} \quad \Delta S_{13} = 0.001 + 0.013i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_6 := \frac{\operatorname{Re}(S_6)^2 + \operatorname{Im}(S_6)^2}{35^2} \cdot z_{T6} \quad \Delta S_6 = 0.009 + 0.078i \quad \text{MBA}$$

## Нормальный режим

Значения приведённой нагрузки

$$S_6 := S_6 + (\Delta S_6 + \Delta S_{x6}) \quad S_6 = 1.905 + 0.868i \quad \text{MBA}$$

$$S_{14} := S_{14} + 2(\Delta S_{14} + \Delta S_{x14}) \quad S_{14} = 8.841 + 4.09i \quad \text{MBA}$$

$$S_{13} := S_{13} + (\Delta S_{13} + \Delta S_{x13}) \quad S_{13} = 1.312 + 0.579i \quad \text{MBA}$$

$$S_{15} := S_{15} + \Delta S_{15} + \Delta S_{x15} \quad S_{15} = 8.8 + 2.833i \quad \text{MBA}$$

$$S_2 := S_2 + (\Delta S_2 + \Delta S_{x2}) \quad S_2 = 6.254 + 1.513i \quad \text{MBA}$$

Чныррах ТМТН-6300/110/35

$$U_{BH} := 115 \quad \text{кВ}$$

$$\Delta P_{x3} := 17 \quad \Delta P_{k3} := 80 \quad \text{кВт} \quad I_{x3} := 1.2$$

$$S_{НОМ3} := 6300 \quad \text{MBA}$$

$$R_{T3} := \frac{\Delta P_{k3} U_{BH}^2 \cdot 10^3}{S_{НОМ3}^2} \quad R_{T3} = 26.657 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T3B} := \frac{0.5(10.5 + 17 - 6) \cdot U_{BH}^2 \cdot 10^3}{100 S_{НОМ3}} \quad X_{T3B} = 225.665 \quad \text{Ом}$$

$$X_{T3C} := 0$$

$$X_{T3H} := \frac{0.5(17 + 6 - 10.5) \cdot U_{BH}^2 \cdot 10^3}{100 S_{НОМ3}} \quad X_{T3H} = 131.2 \quad \text{Ом}$$

$$Z_{TB} := R_{T3} + i \cdot X_{T3E} \quad Z_{TB} = 26.657 + 225.665i$$

$$Z_{TC} := R_{TC}$$

$$\Delta S_{X3} := \Delta P_{X3} \frac{1}{1000} + i \cdot \frac{I_{X3} S_{НОМ3}}{100 \cdot 1000}$$

$$Z_{ЛH} := R_{TC3} + i \cdot X_{TC3H} \quad Z_{ЛH} = 26.657 + 131.2i$$

$$\Delta S_{X3} = 0.017 + 0.076i \quad \text{MBA}$$

Поток мощности в обмотку СН трансформатора Чныррах

$$\Delta S_{56} := \frac{\left( \operatorname{Re}(S_6)^2 + \operatorname{Im}(S_6)^2 \right)}{35^2} \cdot Z_{5\epsilon}$$

$$\Delta S_{56} = 0.018 + 0.024i \quad \text{MBA}$$

$$S_{56H} := S_6 + \Delta S_{5\epsilon} \quad S_{56H} = 1.923 + 0.892i \quad \text{MBA}$$

Определяем потери мощности в обмотках среднего и низшего напряжения трансформатора

$$\Delta S_{CH} := \frac{\left( \operatorname{Re}(S_{56H})^2 + \operatorname{Im}(S_{56H})^2 \right)}{110^2} \cdot Z_{TC} \quad \Delta S_{CH} = 0.01 \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{HH} := \frac{\left( \operatorname{Re}(S_4)^2 + \operatorname{Im}(S_4)^2 \right)}{110^2} \cdot Z_{ЛH} \quad \Delta S_{HH} = 0.005 + 0.023i \quad \text{MBA}$$

Рассчитываем потоки мощности, втекающие в обмотки НН и СН

$$S_{CH} := S_6 + \Delta S_{CH} \quad S_{CH} = 1.915 + 0.868i \quad \text{MBA}$$

$$S_{HH} := S_4 + \Delta S_{HH} \quad S_{HH} = 1.355 + 0.563i \quad \text{MBA}$$

Рассчитываем мощность, вытекающую из обмотки ВН трансформатора

$$S_{BH} := S_{CH} + S_{HH} \quad S_{BH} = 3.27 + 1.43i \quad \text{MBA}$$

Потери в обмотке ВН

$$\Delta S_{BH} := \frac{\left( \operatorname{Re}(S_{BH})^2 + \operatorname{Im}(S_{BH})^2 \right)}{110^2} \cdot Z_{ТВ} \quad \Delta S_{BH} = 0.028 + 0.238i \quad \text{MBA}$$

$$S_{BH}' := S_{BH} + \Delta S_{BH} \quad S_{BH}' = 3.298 + 1.668i \quad \text{MBA}$$

Расчётные мощности узлов

$$S_3 := S_{BH}' + \Delta S_{BH} + \Delta S_{X3} - (Q_{c13}) \cdot i \quad S_3 = 3.315 + 1.45i \quad \text{MBA}$$

$$S_2 := S_2 - (Q_{c12}) \cdot i \quad S_2 = 6.254 - 0.643i \quad \text{MBA}$$

$$S_{13} := S_{13} - (Q_{c1213}) \cdot i \quad S_{13} = 1.312 + 0.511i \quad \text{MBA}$$

$$S_{14} := S_{14} - (Q_{c1214} + Q_{c1415}) \cdot i \quad S_{14} = 8.841 + 2.49i \quad \text{MBA}$$

$$S_{15} := S_{15} - (Q_{c1415}) \cdot i \quad S_{15} = 8.8 + 1.905i \quad \text{MBA}$$

Расчитываем потоки мощности 0-1-2-3

$$\Delta S_{13} := \frac{(\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2)}{110^2} \cdot z_{13} \quad \Delta S_{13} = 0.004 + 0.008i \quad \text{MBA}$$

$$S_{13n} := S_3 + \Delta S_{13} - (Qc_{13}) \cdot i \quad S_{13n} = 3.319 + 1.163i \quad \text{MBA} \quad \frac{S_{13n}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.017 + 0.006i$$

$$\Delta S_{12} := \frac{(\operatorname{Re}(S_2)^2 + \operatorname{Im}(S_2)^2)}{110^2} \cdot z_{12} \quad \Delta S_{12} = 0.085 + 0.175i \quad \text{MBA}$$

$$S_{12n} := S_2 + \Delta S_{12} - (Qc_{12}) \cdot i \quad S_{12n} = 6.339 - 2.624i \quad \text{MBA} \quad \frac{S_{12n}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.033 - 0.014i$$

$$S_{01k} := S_{13n} + S_{12n} - (Qc_{01}) \cdot i \quad S_{01k} = 9.658 - 1.478i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{01} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{01k})^2 + \operatorname{Im}(S_{01k})^2)}{110^2} \cdot z_{01} \quad \Delta S_{01} = 0.001 + 0.003i \quad \text{MBA}$$

$$S_{01n} := S_{01k} + \Delta S_{01} - (Qc_{01}) \cdot i \quad S_{01n} = 9.659 - 1.491i \quad \text{MBA} \quad \frac{S_{01n}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.051 - 0.008i$$

Расчитываем потоки мощности 7-12-13-14-15

$$\Delta S_{78} := \frac{(\operatorname{Re}(S_3)^2 + \operatorname{Im}(S_3)^2)}{110^2} \cdot z_{78} \quad \Delta S_{78} = 0.004 + 0.008i \quad \text{MBA}$$

$$S_{78n} := S_3 + \Delta S_{78} - (Qc_{78}) \cdot i \quad S_{78n} = 3.319 + 1.163i \quad \text{MBA} \quad \frac{S_{78n}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.017 + 0.006i$$

$$\Delta S_{1213} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{13})^2 + \operatorname{Im}(S_{13})^2)}{110^2} \cdot z_{1213} \quad \Delta S_{1213} = 0 + 0i \quad \text{MBA}$$

$$S_{1213n} := S_{13} + \Delta S_{1213} - (Qc_{1213}) \cdot i \quad S_{1213n} = 1.312 + 0.442i \quad \text{MBA} \quad \frac{S_{1213n}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.007 + 0.002i$$

$$\Delta S_{1415} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{15})^2 + \operatorname{Im}(S_{15})^2)}{110^2} \cdot z_{1415} \quad \Delta S_{1415} = 0.095 + 0.164i \quad \text{MBA}$$

$$S_{1415n} := S_{15} + \Delta S_{1415} \quad S_{1415n} = 8.895 + 2.069i \quad \text{MBA} \quad \frac{S_{1415n}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.047 + 0.011i$$

$$S_{1214k} := S_{1415n} + S_{14} \quad S_{1214k} = 17.736 + 4.559i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{1214} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{1214k})^2 + \operatorname{Im}(S_{1214k})^2)}{110^2} \cdot z_{1214} \quad \Delta S_{1214} = 0.281 + 0.491i \quad \text{MBA}$$

$$S_{1214n} := S_{1214k} + \Delta S_{1214} \quad S_{1214n} = 18.017 + 5.05i \quad \text{MBA} \quad \frac{S_{1214n}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.095 + 0.02i$$

$$S_{712k} := S_{1213n} + S_{1214r} \quad S_{712k} = 19.329 + 5.492i \quad \text{MBA}$$

$$\Delta S_{712} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{712k})^2 + \operatorname{Im}(S_{712k})^2)}{110^2} \cdot z_{712} \quad \Delta S_{712} = 0.271 + 0.568i \quad \text{MBA}$$

$$S_{712n} := S_{712k} + \Delta S_{712}$$

$$S_{712n} = 19.6 + 6.06i$$

MBA

$$\frac{S_{712n}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.103 + 0.032i$$

$$S_{07k} := S_{78n} + S_{712n} - (Q_{c07}) \cdot i$$

$$S_{07k} = 22.919 + 7.207i$$

MBA

$$\Delta S_{07} := \frac{(\operatorname{Re}(S_{07k})^2 + \operatorname{Im}(S_{07k})^2)}{110^2} \cdot z_{07}$$

$$\Delta S_{07} = 0.006 + 0.019i$$

MBA

$$S_{07n} := S_{07k} + \Delta S_{07} - (Q_{c07}) \cdot i$$

$$S_{07n} = 22.925 + 7.209i$$

MBA

$$\frac{S_{07n}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0.12 + 0.038i$$

Находим напряжения в узлах 110 кВ схемы сети

$$U_1 := U_i - \frac{\overline{S_{01n} \cdot z_{01}}}{U_i}$$

$$|U_1| = 114.995 \quad \text{кВ}$$

$$U_2 := U_1 - \frac{\overline{S_{12n} \cdot z_{12}}}{U_1}$$

$$|U_2| = 114.832 \quad \text{кВ}$$

$$U_3 := U_1 - \frac{\overline{S_{13n} \cdot z_{13}}}{U_1}$$

$$|U_3| = 114.819 \quad \text{кВ}$$

$$U_7 := U_i - \frac{\overline{S_{07n} \cdot z_{07}}}{U_i}$$

$$|U_7| = 114.951 \quad \text{кВ}$$

$$U_{12} := U_7 - \frac{\overline{S_{712n} \cdot z_{712}}}{U_7}$$

$$|U_{12}| = 112.694 \quad \text{кВ}$$

$$U_{14} := U_{12} - \frac{\overline{S_{1214n} \cdot z_{1214}}}{U_{12}}$$

$$|U_{14}| = 110.304 \quad \text{кВ}$$

$$U_{13} := U_{12} - \frac{\overline{S_{1213n} \cdot z_{1213}}}{U_{12}}$$

$$|U_{13}| = 112.678 \quad \text{кВ}$$

$$U_{15} := U_{14} - \frac{\overline{S_{1415n} \cdot z_{1415}}}{U_{14}}$$

$$|U_{15}| = 108.72 \quad \text{кВ}$$

### Выбор отпаяк РПН трансформатора Чныррах

Пределы регулирования 8\*1,5%

$$U_{ВН} := 115 \text{ кЕ} \quad U_{СН} := 38.5 \text{ кЕ} \quad U_{НН} := 11 \text{ кЕ}$$

Номинальные коэффициенты трансформации

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 10.455 \quad k_{ВС} := \frac{U_{ВН}}{U_{СН}} \quad k_{ВС} = 2.987$$

Напряжение нулевой точки узла 4

$$\Delta S_{ВН'} := \frac{\left( \operatorname{Re}(S_{ВН})^2 + \operatorname{Im}(S_{ВН})^2 \right)}{110^2} \cdot Z_{ТВ} \quad \Delta S_{ВН'} = 0.03 + 0.255i \quad \text{МВА}$$

$$S_{ВНП} := S_{ВН} + \Delta S_{ВН} \quad S_{ВНП} = 3.328 + 1.923i \quad \text{МВА}$$

$$U_{ВН'} := U_3 - \left( \frac{\operatorname{Re}(S_{ВНП}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{ТВ}) + \operatorname{Im}(S_{ВНП}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{ТВ})}{U_3} - \frac{\operatorname{Re}(S_{ВНП}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{ТВ}) - \operatorname{Im}(S_{ВНП}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{ТВ})}{U_3} \cdot i \right)$$

$$|U_{ВН'}| = 113.763 \quad \text{кЕ}$$

Напряжение средней стороны, приведённое к высокой

$$U_{СНВН} := U_{ВН'} - \left( \frac{\operatorname{Re}(S_{СН}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{ТС}) + \operatorname{Im}(S_{СН}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{ТС})}{U_{ВН'}} - \frac{\operatorname{Re}(S_{СН}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{ТС}) - \operatorname{Im}(S_{СН}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{ТС})}{U_{ВН'}} \cdot i \right)$$

$$|U_{СНВН}| = 113.111 \quad \text{кЕ}$$

Определим напряжение средней стороны

$$U_5 := \frac{U_{СНВН}}{k_{ВС}} \quad |U_5| = 37.868 \quad \text{кЕ}$$

Аналогично для низкой стороны

$$U_{ННВН} := U_{ВН'} - \left( \frac{\operatorname{Re}(S_{НН}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{ТН}) + \operatorname{Im}(S_{НН}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{ТН})}{U_{ВН'}} - \frac{\operatorname{Re}(S_{НН}) \cdot \operatorname{Im}(Z_{ТН}) - \operatorname{Im}(S_{НН}) \cdot \operatorname{Re}(Z_{ТН})}{U_{ВН'}} \cdot i \right)$$

$$|U_{ННВН}| = 113.323 \quad \text{кЕ}$$

$$U_6 := \frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} \quad U_6 = 10.84 \quad \text{кЕ}$$

Желаемый коэффициент трансформации

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 10.793$$

$$p_{ВНЖ} := \left( \frac{k_{ВНЖ}}{k_{ВН}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{ВНЖ} = 2.156$$

$$p_{ВН} := 2$$

Находим напряжение НС после регулирования напряжения

$$U_{ННФ} := \frac{U_{ННВН}}{k_{ВН} \cdot (1 + p_{ВН} \cdot 0.015)} \quad U_{ННФ} = 10.502 + 0.677i \quad \text{кЕ}$$

$$|U_{ннф}| = 10.524 \text{ кЕ}$$

Выбираем номер ответвления ПБВ 2\*2.5

$$k_{всж} := \frac{|U_{снвн}|}{38} \quad k_{всж} = 2.977$$

Желаемый номер отпайки РПН

$$пвсж := \left( \frac{k_{вс}}{k_{всж}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.025} \quad пвсж = 0.14$$

$$пвс := 0 \quad tn := 0.025$$

$$пнж := \left[ \frac{[k_{вс} \cdot [1 + (пвс) \cdot 0.01]]}{k_{всж}} - 1 \right] \cdot \frac{1}{tn} \quad пнж = 0.14$$

$$пн := 0$$

Находим напряжение СН после регулирования.

$$U_{снф} := \frac{U_{снвн} \cdot (1 + пн \cdot tn)}{k_{вс} \cdot (1 + пвс \cdot 0.025)} \quad U_{снф} = 37.82 + 1.891i \text{ кЕ}$$

$$|U_{снф}| = 37.868 \text{ кЕ}$$

Фактическое напряжение Оремиф

$$U_6 := U_{снф} - \frac{S_{56н} \cdot z_{56}}{U_{снф}}$$

$$|U_6| = 37.461 \text{ кЕ}$$

Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Маго

Пределы регулирования 9\*1,78%

$$\Delta U'_{13} := \frac{\operatorname{Re}(S_{13} - \Delta S_{x13}) \cdot \operatorname{Re}(z_{r13}) + \operatorname{Im}(S_{13} - \Delta S_{x13}) \cdot \operatorname{Im}(z_{r13})}{U_{13}}$$

$$\Delta U'_{13} = 0.342 + 0.008i \text{ кЕ}$$

$$U_{ннвн} := U_{13} + \Delta U'_{13} \quad |U_{ннвн}| = 113.02 \text{ кЕ}$$

$$U_{вн} := 115 \quad U_{нн} := 11 \text{ кЕ}$$

$$k_{вн} := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad k_{вн} = 10.455 \quad \frac{|U_{ннвн}|}{k_{вн}} = 10.811$$

$$k_{внж} := \frac{|U_{ннвн}|}{10.5} \quad k_{внж} = 10.764$$

$$пвнж := \left( \frac{k_{вн}}{k_{внж}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad пвнж = -1.614$$

$$пвн := -2$$

$$U'_{13} := \frac{|U_{ннвн}| \cdot (1 + пвн \cdot 0.0178)}{k_{вн}} \quad U'_{13} = 10.43 \text{ кЕ}$$

**Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Белая Гора**

Пределы регулирования 9\*1,78%

$$\Delta U^{14} := \frac{\operatorname{Re}(S_{14} - 2\Delta S_{x14}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T14}) + \operatorname{Im}(S_{14} - 2\Delta S_{x14}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T14})}{U_{14}}$$

$$\Delta U^{14} = 2.896 + 0.128i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_{14} + \Delta U^{14} \quad |U_{\text{ннвн}}| = 113.192 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 115 \quad U_{\text{нн}} := 6.6 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 17.424 \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 6.496$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{6.6} \quad k_{\text{внж}} = 17.15$$

$$p_{\text{внж}} := \left( \frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad p_{\text{внж}} = 0.898$$

$$p_{\text{вн}} := 1$$

$$U^{14} := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.0178)}{k_{\text{вн}}} \quad U^{14} = 6.61 \quad \text{кЕ}$$

**Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Многовершинная Т1**

Пределы регулирования 9\*1,78%

$$\Delta U^{15} := \frac{\operatorname{Re}(S_{15} - \Delta S_{x2}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T2}) + \operatorname{Im}(S_{15} - \Delta S_{x2}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T2})}{U_{15}}$$

$$\Delta U^{15} = 2.954 + 0.177i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_{15} + \Delta U^{15} \quad |U_{\text{ннвн}}| = 111.659 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{вн}} := 115 \quad U_{\text{нн}} := 6.6 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{\text{вн}} := \frac{U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} \quad k_{\text{вн}} = 17.424$$

$$k_{\text{внж}} := \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{6.6} \quad k_{\text{внж}} = 16.918 \quad \frac{|U_{\text{ннвн}}|}{k_{\text{вн}}} = 6.408$$

$$p_{\text{внж}} := \left( \frac{k_{\text{вн}}}{k_{\text{внж}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad p_{\text{внж}} = 1.681$$

$$p_{\text{вн}} := 2$$

$$U^{15} := \frac{|U_{\text{ннвн}}| \cdot (1 + p_{\text{вн}} \cdot 0.0178)}{k_{\text{вн}}} \quad U^{15} = 6.64 \quad \text{кЕ}$$

**Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Многовершинная Т2**

Пределы регулирования 9\*1,78%

$$\Delta U^2 := \frac{\operatorname{Re}(S_2 - \Delta S_{x2}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T2}) + \operatorname{Im}(S_2 - \Delta S_{x2}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T2})}{U_2}$$

$$\Delta U^2 = -0.455 - 0.014i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{\text{ннвн}} := U_2 + \Delta U^2 \quad |U_{\text{ннвн}}| = 114.378 \quad \text{кЕ}$$



$$U_{ВН} := 115 \quad U_{НН} := 6.6 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 17.424$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{6.6} \quad k_{ВНЖ} = 17.33$$

$$p_{ВНЖ} := \left( \frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad p_{ВНЖ} = 0.306$$

$$p_{ВН} := 0$$

$$U^2 := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + p_{ВН} \cdot 0.0178)}{k_{ВН}} \quad U^2 = 6.56 \quad \text{кЕ}$$

$$\frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 6.564$$

### Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Оремиф

Пределы регулирования  $8 \cdot 1,5\%$

$$\Delta U^6 := \frac{\operatorname{Re}(S_6 - \Delta S_{x6}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T6}) + \operatorname{Im}(S_6 - \Delta S_{x6}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T6})}{U_6}$$

$$\Delta U^6 = 0.637 - 0.028i \quad \text{кЕ}$$

$$U_{ННВН} := U_6 + \Delta U^6 \quad |U_{ННВН}| = 38.096 \quad \text{кЕ}$$

$$U_{ВН} := 35 \quad U_{НН} := 11 \quad \text{кЕ}$$

$$k_{ВН} := \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \quad k_{ВН} = 3.182$$

$$k_{ВНЖ} := \frac{|U_{ННВН}|}{10.5} \quad k_{ВНЖ} = 3.628$$

$$p_{ВНЖ} := \left( \frac{k_{ВН}}{k_{ВНЖ}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.015} \quad p_{ВНЖ} = -8.202$$

$$p_{ВН} := -8$$

$$U^6 := \frac{|U_{ННВН}| \cdot (1 + p_{ВН} \cdot 0.015)}{k_{ВН}} \quad U^6 = 10.54 \quad \text{кЕ}$$

$$\frac{|U_{ННВН}|}{k_{ВН}} = 11.973$$

### Послеаварийный режим

$$z_{02} := (r_{240} + x_{240} \cdot i) \cdot 1 + (r_{150} + x_{150} \cdot i) \cdot 132 \quad z_{02} = 26.256 + 53.997i \quad \text{Ом}$$

$$Q_{c02} := \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot b_{240} \cdot 1 + \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot b_{150} \cdot 132 \quad Q_{c02} = 2.173 \quad \text{квар}$$

Значения приведённой нагрузки

$$S_2 := 6.21 + 0.97i \quad \text{МВА}$$

$$S_2 := S_2 + (\Delta S_2 + \Delta S_{x2}) \quad S_2 = 6.254 + 1.513i \quad \text{МВА}$$

Расчётные мощности узлов

$$S_2 := S_2 - (Q_{c02}) \cdot i \quad S_2 = 6.254 - 0.66i \quad \text{МВА}$$

Расчитываем потоки мощности 0-1-2-3

$$\Delta S_{02} := \frac{\left( \operatorname{Re}(S_2)^2 + \operatorname{Im}(S_2)^2 \right)}{110^2} \cdot Z_{02} \quad \Delta S_{02} = 0.086 + 0.176i \quad \text{MBA}$$

$$S_{02n} := S_2 + \Delta S_{02} - (Q_{c02}) \cdot i \quad S_{02n} = 6.34 - 2.657i \quad \text{MBA}$$

Находим напряжения в узлах 110 кВ схемы сети

$$U_2 := U_i - \frac{\overline{S_{02n}} \cdot Z_{02}}{\overline{U_i}}$$

$$|U_2| = 114.856 \quad \text{кВ}$$

**Определим номер отпайки РПН двухобмоточного трансформатора ПС Многовершинная Т2**

Пределы регулирования 9\*1,78%

$$\Delta U'2 := \frac{\operatorname{Re}(S_2 - \Delta S_{x2}) \cdot \operatorname{Re}(z_{T2}) + \operatorname{Im}(S_2 - \Delta S_{x2}) \cdot \operatorname{Im}(z_{T2})}{U_2}$$

$$\Delta U'2 = -0.476 - 0.015i \quad \text{кВ}$$

$$U_{ннвн} := U_2 + \Delta U'2 \quad |U_{ннвн}| = 114.381 \quad \text{кВ}$$

$$U_{вн} := 115 \quad U_{нн} := 6.6 \quad \text{кВ}$$

$$k_{вн} := \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad k_{вн} = 17.424$$

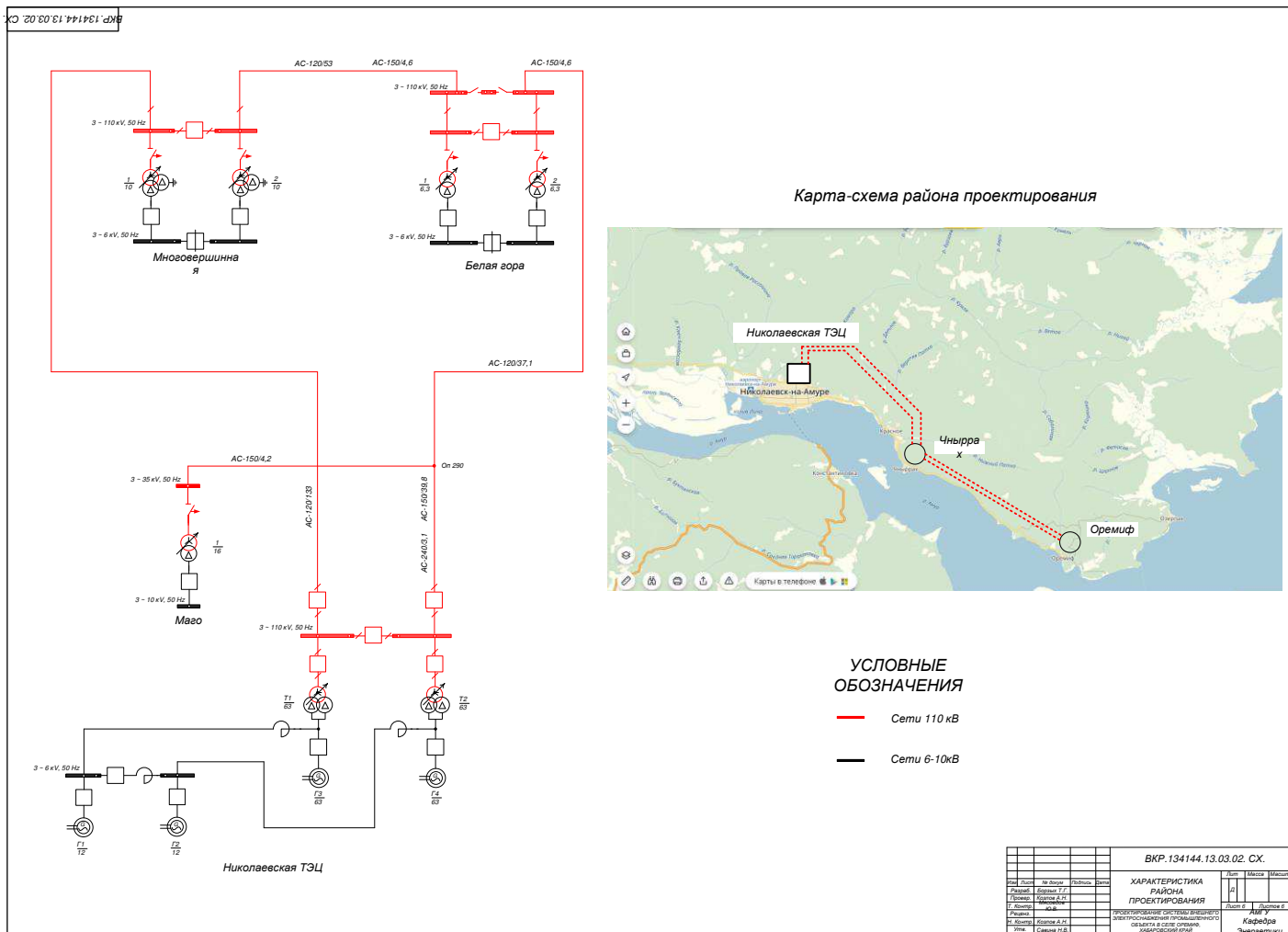
$$k_{внж} := \frac{|U_{ннвн}|}{6.6} \quad k_{внж} = 17.33 \quad \frac{|U_{ннвн}|}{k_{вн}} = 6.564$$

$$пвнж := \left( \frac{k_{вн}}{k_{внж}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0.0178} \quad пвнж = 0.304$$

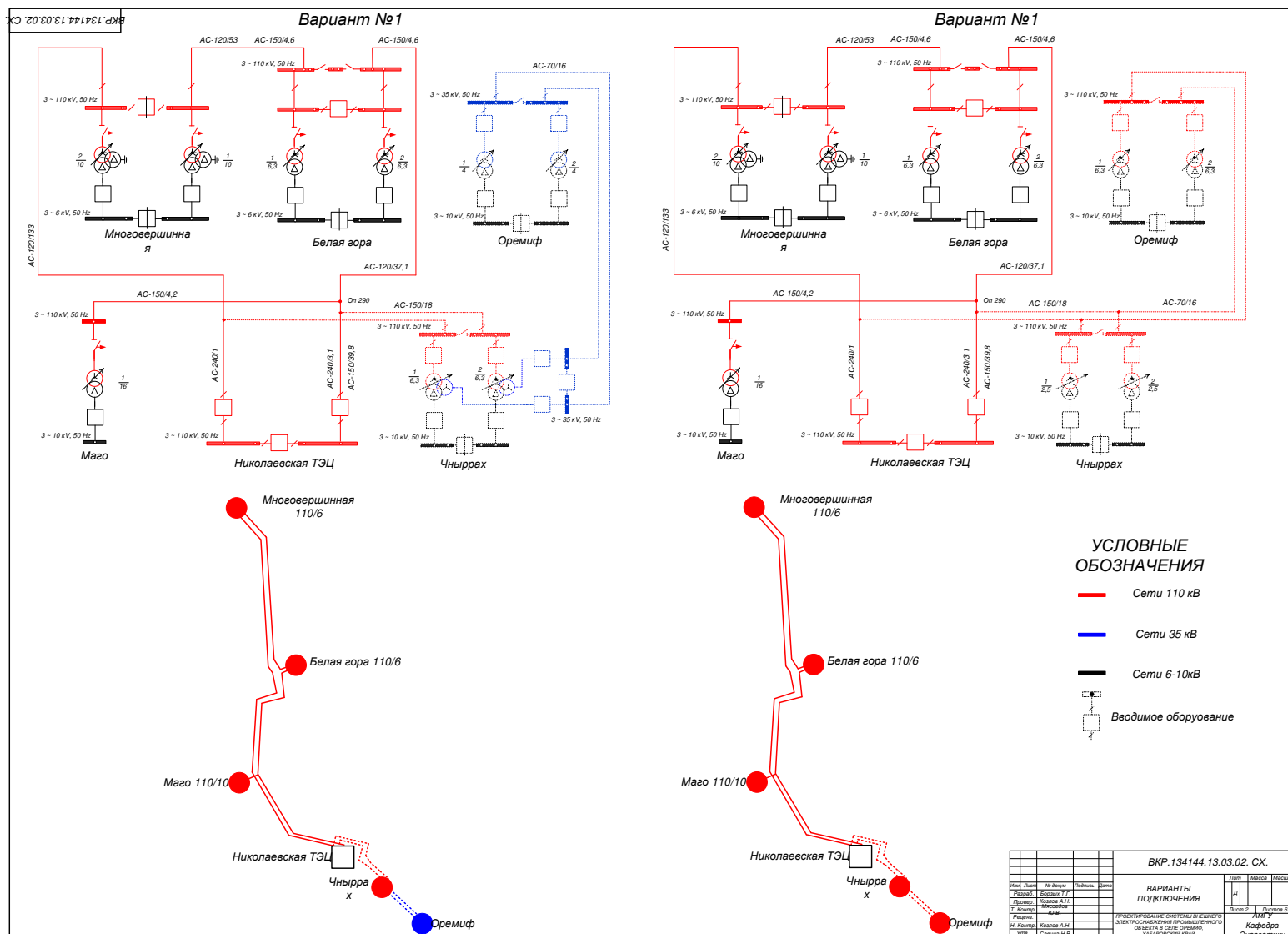
$$пвн := 0$$

$$U'2 := \frac{|U_{ннвн}| \cdot (1 + пвн \cdot 0.0178)}{k_{вн}} \quad U'2 = 6.56 \quad \text{кВ}$$

# ПРИЛОЖЕНИЕ Б

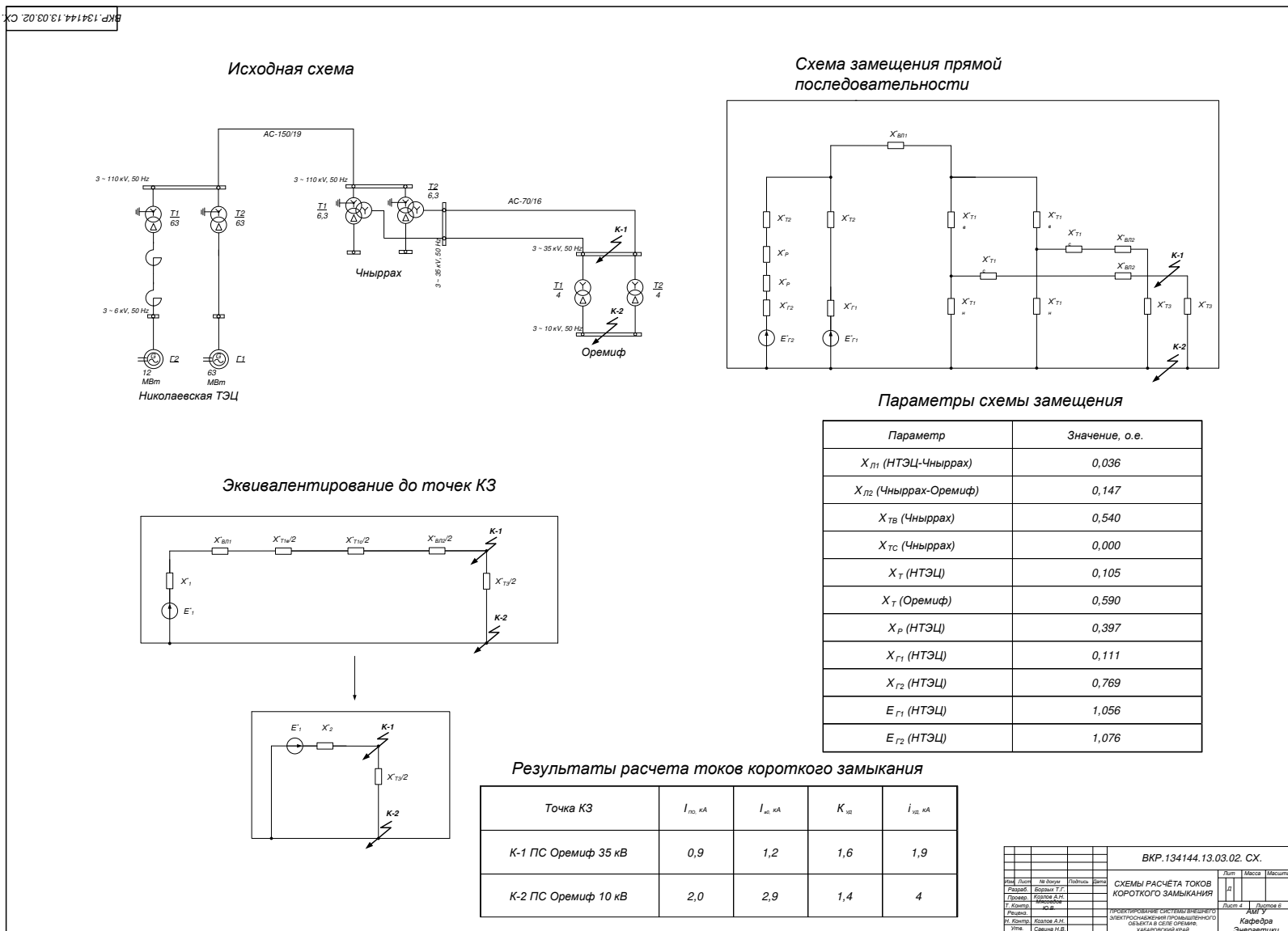


# ПРИЛОЖЕНИЕ В

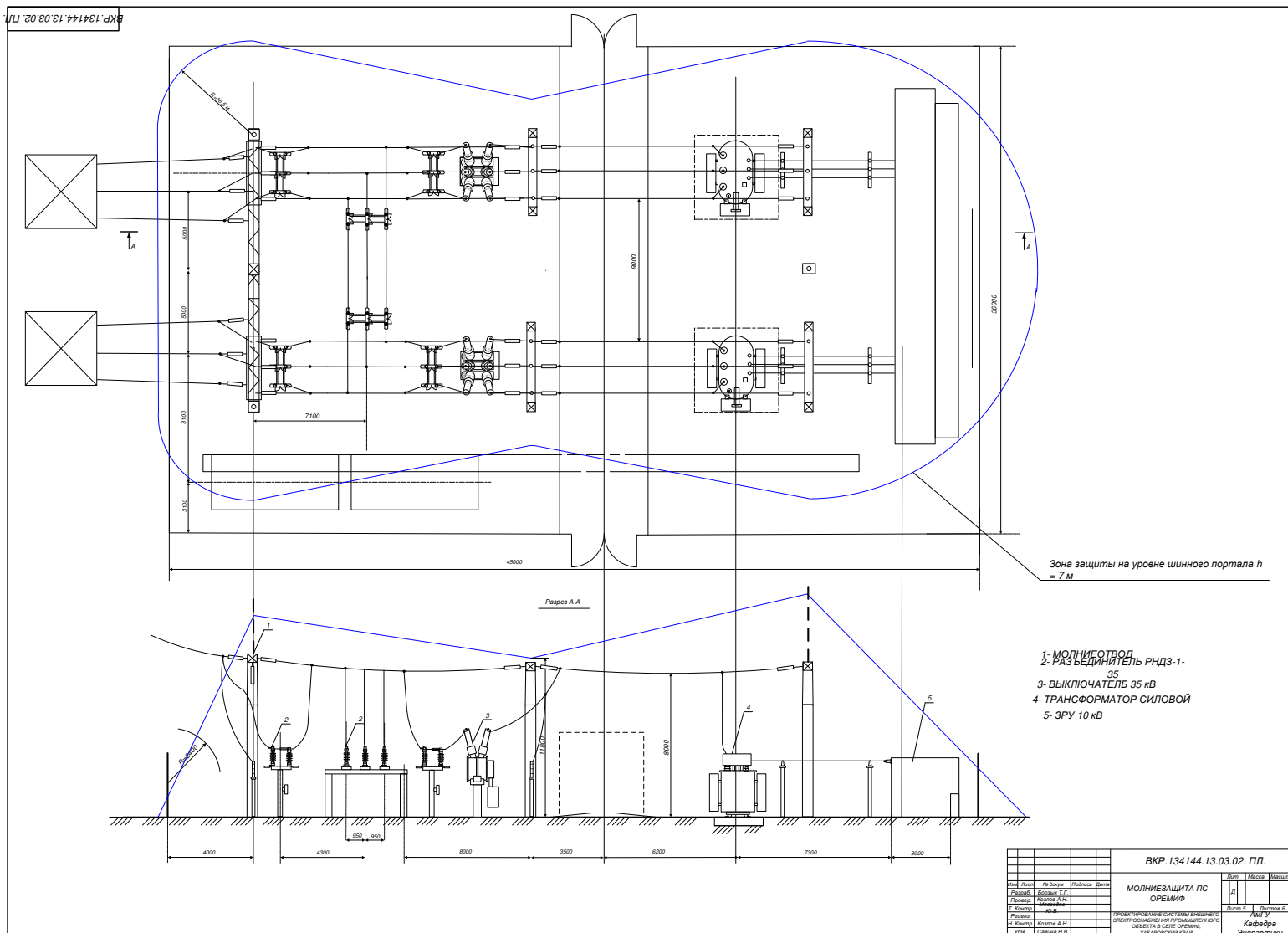




# ПРИЛОЖЕНИЕ Д



# ПРИЛОЖЕНИЕ Е



# ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

