

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование релейной защиты и автоматики на переключательном пункте 500 кВ Агорта для обеспечения питания объектов Амурского газохимического комплекса

Исполнитель студент группы 842-об4	_____	А.А. Климачева
	подпись, дата	
Руководитель профессор, канд.техн.наук	_____	Ю.В. Мясоедов
	подпись, дата	
Консультант по безопасности и экологичности доцент, канд.техн.наук	_____	А.Б. Булгаков
	подпись, дата	
Нормоконтроль доцент, канд.техн.наук	_____	А.Н. Козлов
	подпись, дата	

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Климачевой Анастасии Андреевны

1. Тема выпускной квалификационной работы Проектирование релейной защиты и автоматики на переключательном пункте 500 кВ Агорта для обеспечения питания объектов Амурского газохимического комплекса

(утверждено приказом от 15.03.2022 г. № 506-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы 01.06.2022г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Характеристика района проектирования. 2. Выбор силовых трансформаторов и расчет токов короткого замыкания. 3. Выбор оборудования. 4. Релейная защита и автоматика 5. Молниезащита и заземление. 6. Организационно-экономическая часть. 7. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): работа содержит 112 страниц, 133 формулы, 18 рисунков, 26 таблиц, 35 источников, 4 приложения

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

7. Дата выдачи задания 01.02.2022г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: профессор, канд.тех.наук Ю.В. Мясо-едов

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

Задание принял к исполнению (дата): 01.02.2022г.

(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Работа содержит 112 страниц, 133 формулы, 18 рисунков, 26 таблиц, 35 источников, 4 приложения.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, СЕТЕВАЯ АВТОМАТИКА, МИКРОПРОЦЕССОРНЫЙ ТЕРМИНАЛ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ, ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВО, МАСЛОПРИЕМНИК, УРОВЕНЬ ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА.

В бакалаврской работе выполнена реконструкция устройств и систем релейной защиты и сетевой автоматики переключательного пункта и ЛЭП 500 кВ.

Помимо релейной защиты в проекте рассмотрены вопросы выбора электротехнического оборудования подстанции, молниезащиты и заземления; затронуты вопросы обеспечения безопасности жизнедеятельности и экологичности проекта, произведено экономическое обоснование проекта.

## СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района реконструкции	9
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции	9
1.2 Характеристика существующего оборудования и разработка вариантов внешнего электроснабжения	10
1.3 Техничко-экономическая оценка вариантов электроснабжения объекта проектирования	14
2 Выбор силовых трансформаторов и расчет электрических нагрузок	22
2.1 Расчет электрических нагрузок	22
2.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов	24
3 Расчет токов короткого замыкания	27
3.1 Расчет симметричных коротких замыканий	27
3.2 Расчет несимметричного короткого замыкания	36
3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования	41
4 Выбор и проверка первичного оборудования	44
4.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения РУ 500 кВ	44
4.2 Разработка однолинейной схемы ПП Агорта	45
4.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки	47
4.4 Выбор и проверка выключателей	49
4.5 Выбор и проверка разъединителей	52
4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока	53
4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	56
5 Релейная защита и автоматика	59
5.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики	59
5.2 Расчет уставок резервных защит ЛЭП	61
5.3 Расчет уставок основной защиты ЛЭП	74

5.4 Расчет параметров сетевой автоматики	80
5.4.1 Автоматическое повторное включение ЛЭП 500 кВ	80
5.4.2 Устройство резервирования отказа выключателя 500 кВ	82
6 Молниезащита и заземление	84
6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет	84
6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	89
6.3 Выбор и проверка ОПН	92
6.4 Оценка надежности молниезащиты	95
7 Безопасность и экологичность	99
7.1 Безопасность	99
7.2 Экологичность	102
7.3 Безопасность при возникновении чрезвычайных ситуаций	106
Заключение	108
Библиографический список	109
Приложение А. Технико-экономический расчёт	113
Приложение Б. Расчёты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования	119
Приложение В. Расчёты РЗА	146
Приложение Г. Расчёты молниезащиты и заземления	177

## ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР – автоматический ввод резерва;

АПВ – автоматическое повторное включение;

ВН – высокое напряжение;

ВЛ – воздушная линия;

ВЧЗ – высокочастотный заградитель;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство

КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации

КЗ – короткое замыкание;

НН – низкое напряжение;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ОПН – ограничитель перенапряжения;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СН – среднее напряжение;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

## ВВЕДЕНИЕ

Газохимической отрасли экономики в Российской Федерации в настоящее время отводится огромная роль, как финансовая, так и политическая. Это подтверждает политико-экономическая аналитика развития страны за последние 15 лет.

Строительство новых объектов газохимического производства, а также добывающих предприятий затрагивает все большее количество регионов, которые ранее были развиты слабо, а некоторые из них потерпели экономический крах в ходе прошедших кризисов, начиная с начала 90-х годов, заканчивая сложной политико-экономической обстановкой сегодня.

Дальний Восток – перспективный регион для строительства новых объектов такого крупного холдинга как ПАО «Газпром». Таким образом, непосредственно в Амурской области недалеко от г. Свободный уже действует тепловая электрическая станция на газе «Свободненская ТЭС», мощность которой потребуется для обеспечения нужд Амурского газохимического комплекса и Амурского газоперерабатывающего завода.

Уровень потребления данных объектов и стратегическое значение настолько высоко, что требуется разработать проект переключательного пункта 500 кВ для надежного и бесперебойного электроснабжения заводов. Переключательный пункт получил проектное наименование «Агорта» и будет располагаться в 100 км от г. Свободный. Основной потребитель переключательного пункта – подстанция 220 кВ АГПЗ.

Итак, в выпускной работе будет произведено проектирование новых устройств РЗА оборудования переключательного пункта Агорта. Актуальность работы состоит в необходимости проектирования новых устройств РЗА переключательного пункта, в связи с его строительством.

Цель работы – спроектировать устройства релейной защиты и сетевой автоматики основного оборудования переключательного пункта и отходящих ЛЭП 500 кВ.

Актуальность выбранной темы состоит в необходимости реконструкции системы релейной защиты оборудования, в связи с внедрением нового объекта в существующую сеть.

Работа также характерна инвестиционной привлекательностью в части привлечения финансовых потоков в результате строительства новых объектов энергохолдинга ГЭХ Инжиниринг ПАО Газпром.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач:

1 охарактеризовать район пролегания переключательного пункта и ЛЭП, определить объемы реконструкций;

2 выбрать число и мощности силовых трансформаторов на питающейся от переключательного пункта подстанции;

3 выполнить расчет токов короткого замыкания;

4 спроектировать однолинейную схему проектируемого переключательного пункта;

5 выполнить выбор и проверку электрооборудования;

6 выполнить проектирование устройств РЗА вновь вводимой ЛЭП 500 кВ, рассчитать параметры настройки выбранных устройств РЗА;

7 выполнить расчет молниезащиты и заземляющих устройств;

8 оценить безопасность и экологичность проекта.

Следует отметить практическую значимость работы, которая может быть применена для дальнейшей проработки при написании магистерской диссертации, а также может быть использована в проектных институтах и бюро.

При написании работы были использованы методы математического имитационного моделирования в программных комплексах: MathCad, MS Visio.

## 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

Краткая характеристика района реконструкции требуется для выполнения корректного отображения и дальнейшего анализа данных по климатогеографическим показателям, необходимым для проверки и выбора основного оборудования, расчета молниезащиты и заземления ПС.

Также в данном разделе необходимо произвести оценку существующего оборудования прилегающей сети на предмет необходимости его модернизации или реконструкции. Строительство новых ЛЭП 500 кВ влечет за собой необходимость оценки целесообразности реконструкции существующего оборудования. В данном разделе оценим возможный объем необходимых изменений.

### 1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности района реконструкции

Сводная информация по наиболее значимым метеорологическим характеристикам, по метеостанциям представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Расчетные климатические условия

Характеристика	Значение
1	2
Район, край, область	Амурская область
Район по ветру	I
Район по гололеду	I
Нормативное ветровое давление на высоте 10 м над поверхностью земли $W_0$ , Па (скорость ветра $V_0$ , м/сек)	650 (32)
Среднеэксплуатационная температура воздуха $t_{экс}$ , °С	-2,5
Высшая температура воздуха $t_{+max}$ , °С	+35
Низшая температура воздуха $t_{-min}$ , °С	-42
Температура воздуха при гололеде $t_r$ , °С	-10
Температура воздуха при максимальном ветре $t_B$ , °С	-10
Температура наиболее холодной пятидневки, °С	-43
Среднегодовая продолжительность гроз, ч	20 – 40
Степень загрязнения атмосферы	1

## **1.2 Характеристика существующего оборудования и разработка вариантов внешнего электроснабжения**

Проектируемый ПП располагается в черте Свободненского района в 112 км от ПС Амурская и может быть запитана по нескольким вариантам. Рассмотрены 4 основных варианта:

- питание по двум цепям от Зейской ГЭС;
- питание по двум цепям от ПС 500 кВ Амурская;
- питание от ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №1 с выполнением заходов на ПП 500 кВ Агорта;
- питание от ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №1 и №2 по схеме отпайки.

Далее будет произведена разработка и технический анализ для 4 конкурентных вариантов подключения ПП 500 кВ Агорта. 4 варианта наиболее полно отразят возможности реализации различных схем подключения, меньшее количество не отразит всей картины, а большее – будет излишним.

Таким образом, составляем 4 варианта схем подключения нового объекта, из которых в следствии обоснованного отбора должно остаться два варианта. Ниже, на рисунках 1 – 4 и, соответственно, в таблицах 2 – 5 представлены и описаны 4 варианта схем.

Конкурентный отбор будет произведен на данном этапе на основе технического анализа, а именно, по длине вновь возводимых трасс ЛЭП и по количеству вновь устанавливаемых выключателей, что повлечет реконструкцию ячеек прилегающих подстанций: ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Амурская и ЗГЭС. Также, следует отметить, что для проектирования вновь вводимых участков ЛЭП учитывается коэффициент трассы для данного региона – 1,2; при планировании количества выключателей для ПП 500 кВ Агорта на данном этапе отбора принимается схема 17 (1,5 выключателя на присоединение).

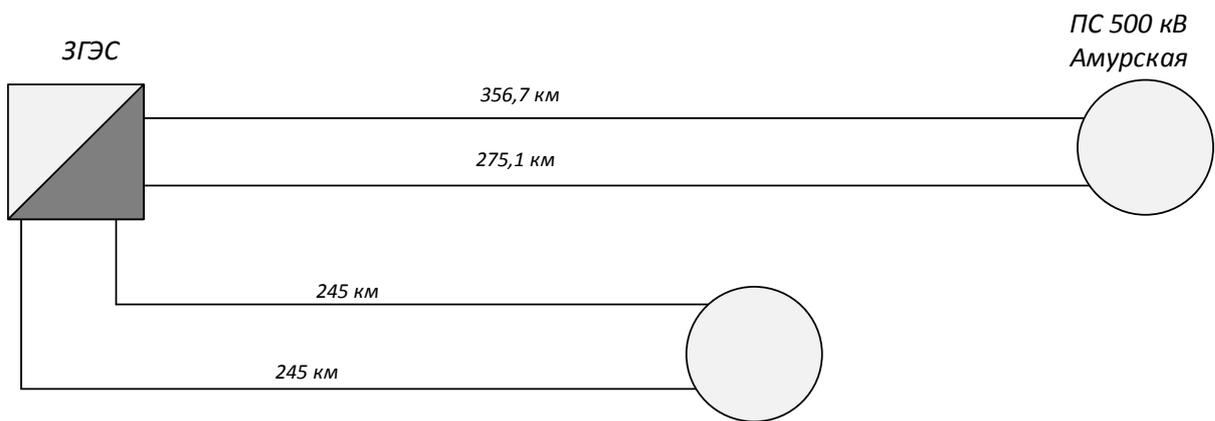


Рисунок 1 – Вариант подключения №1

Описание и технический анализ схемы №1: Схема питания ПП 500 кВ Агорта – тупиковая. Питание ПП 500 кВ Агорта выполнено двумя цепями от РУ 500 кВ Зейской ГЭС. Таким образом, требуется реконструкция ОРУ 500 кВ Зейской ГЭС путем сооружения двух дополнительных линейных ячеек.

Таблица 2 – Длина линий и количество выключателей для схемы №1

Линия	Число цепей	Суммарная длина ЛЭП, км	Количество новых выключателей	Длина новой трассы, км
1	2	3	4	5
ВЛ 500 кВ ЗГЭС – Агорта №1,2	2	588	12	294

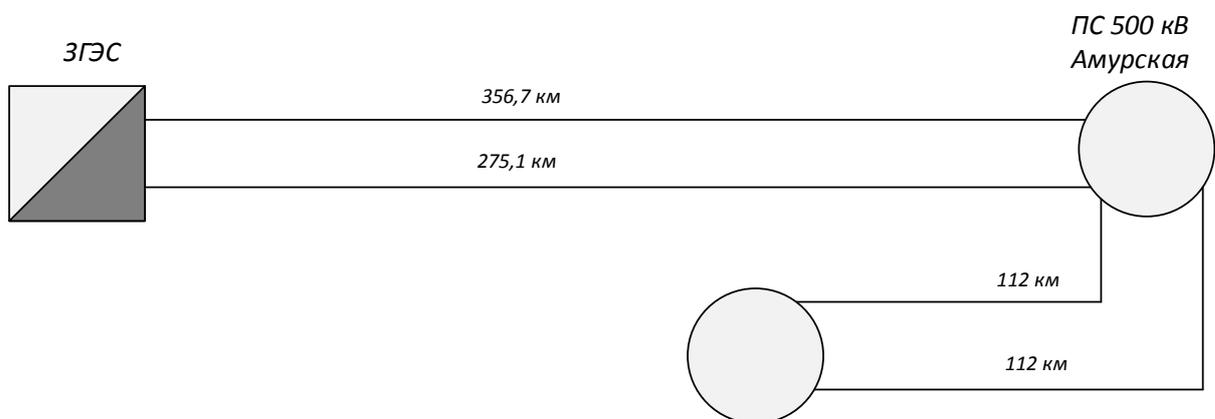


Рисунок 2 – Вариант подключения №2

Описание и технический анализ схемы №2: Схема питания ПП 500 кВ Агорта – тупиковая. Питание ПП 500 кВ Агорта выполнено двумя цепями от РУ 500 кВ ПС 500 кВ Амурская. Таким образом, требуется реконструкция ОРУ 500 кВ ПС 500 кВ Амурская путем сооружения двух дополнительных линейных ячеек.

Таблица 3 – Длина линий и количество выключателей для схемы №2

Линия	Число цепей	Суммарная длина ЛЭП, км	Количество новых выключателей	Длина новой трассы, км
1	2	3	4	5
ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта №1,2	2	268,8	12	134,4

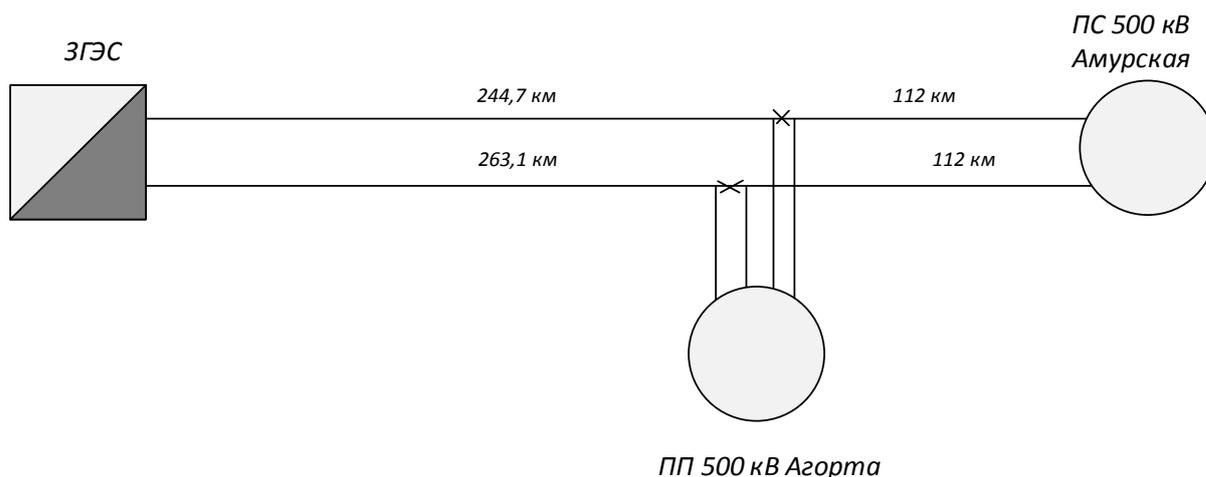


Рисунок 3 – Вариант подключения №3

Описание и технический анализ схемы №3: Схема питания ПП 500 кВ Агорта – транзитная. Питание ПП 500 кВ Агорта выполнено четырьмя цепями, врезкой в двухцепную ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1 и №2. Место врезки – 100 километр трассы от ПС 500 кВ Амурская.

Таблица 4 – Длина линий и количество выключателей для схемы №3

Линия	Число цепей	Суммарная длина ЛЭП, км	Количество новых выключателей	Длина новой трассы, км
1	2	3	4	5
Отпайка на ПП 500 кВ Агорта	4	57,6	12	14,4

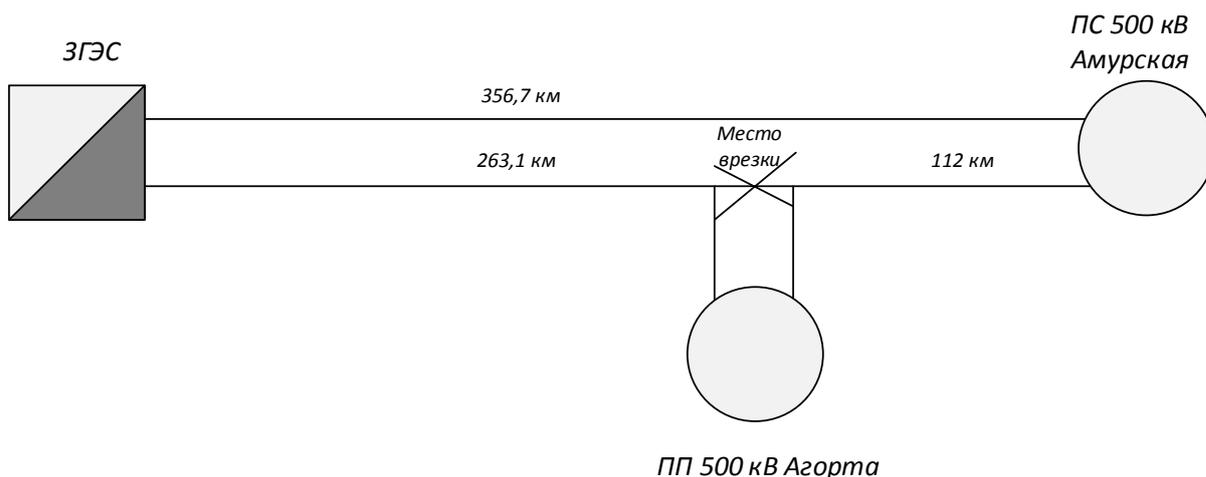


Рисунок 4 – Вариант подключения №4

Описание и технический анализ схемы №4: Схема питания ПП 500 кВ Агорта – транзитная. Питание ПП 500 кВ Агорта выполнено от ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1 путем выполнения заходов на вновь возводимый ПП 500 кВ Агорта. Таким образом образуются новые ЛЭП: ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта и ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта.

Таблица 5 – Длина линий и количество выключателей для схемы №4

Линия	Число цепей	Суммарная длина ЛЭП, км	Количество новых выключателей	Длина новой трассы, км
1	2	3	4	5
ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта	1	134,4	6	14,4
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта	1	283,3		

Технический анализ показал, что наиболее рациональными вариантами для дальнейшего рассмотрения являются схемы №3 и №4. Строительство новых ячеек к дальнейшему рассмотрению не принимается по причине явной экономической необоснованности. Варианты 3 и 4 будут подвергнуты дальнейшей технико-экономической оценке.

### **1.3 Технико-экономическая оценка вариантов электроснабжения объекта проектирования**

Стоимость электрооборудования приводится к текущему году с помощью коэффициента инфляции  $K_{инф} = 2,4$  и коэффициента зоны  $K_{зон} = 1,4$ . Значения укрупненных стоимостных показателей приведены в справочнике [11].

Далее показан алгоритм технико-экономического расчета. В качестве примера представлен расчет для схемы №3. Подробный расчет представлен в приложении Б.

#### *Расчет капитальных вложений.*

Расчет капитальных вложений производим по укрупненным показателям. Вначале определим капитальные вложения по линиям с учетом коэффициента трассы. Расчет производим на год выполнения проекта, т. е. с помощью коэффициента инфляции на 2022 год ( $K_{инфл} = 2,7$ ). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом найдем постоянную часть затрат, стоимость РУ ВН. Найдем суммарные капитальные вложения по каждому конкурентоспособному варианту.

Капитальные вложения в сооружение электрической сети состоят из двух слагаемых [6]:

- капиталовложения на сооружение подстанций,  $K_{ПС}$ ;

- капиталовложения на вооружение ЛЭП,  $K_{ВЛ}$ .

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} . \quad (1)$$

В свою очередь в капиталовложения на сооружение подстанций входят суммы на приобретение трансформаторов и компенсирующих устройств, на

сооружение ОРУ, а также постоянная часть затрат, обусловленная вложениями на покупку земли, проведение коммуникаций, благоустройство территории [6]. В данной работе проектируется переключательный пункт, следовательно, стоимостные показатели трансформаторов не будут учтены, так как ПП Агорта не включает в себя силовые трансформаторы. Силовые трансформаторы входят в зону обслуживания ПС ГХК, питаемой от ПП Агорта. В предыдущем плаве был выполнен балансовый расчет реактивной мощности, где был сделан вывод об отсутствии необходимости установки компенсирующих устройств на ПП Агорта. Таким образом капиталовложения на сооружение подстанции, в данном случае, определяются по формуле:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}, \quad (2)$$

где  $K_{ОРУ}$  – стоимость ОРУ, зависящая от схему РУ и от класса номинального напряжения;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на сооружение воздушных линий определяются по формуле [6]:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l, \quad (3)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость километра линии;

$l$  – длина трассы.

Параметры вновь возводимых участков ЛЭП приведены в предыдущей главе (таблицы 2 – 5).

Приведем пример для варианта №3.

$$K_{ВЛ} = 1,331 \cdot 10^5 \cdot 2,7 \cdot 1,2 = 4,311 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб};$$

$$K_{ПС} = 2,7 \cdot (26000 + 40800) = 1,804 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб};$$

$$K = 4,311 \cdot 10^5 + 1,804 \cdot 10^5 = 6,115 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}.$$

### *Расчет потерь электрической энергии*

Потери электроэнергии рассчитываем отдельно для зимнего и летнего периодов. Для проектируемой сети определим потери в линиях электропередач. Потери в трансформаторах и компенсирующих устройствах определяться не будут, по причине отсутствия необходимости в установке КУ и отсутствия силовых трансформаторов на ПП.

Условно-постоянные потери для воздушных линий – это потери на корону, они определяются по приказу Министерства энергетики РФ [25].

Потери электроэнергии определяются по эффективным мощностям и включают в себя потери в ВЛЭП в зимнее и летнее время года [5]:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ}, \quad (4)$$

где  $\Delta P_K$  – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, равно 0,008.

Потери в воздушных линиях определяются по формуле [3]:

$$\Delta W_{ВЛ} = \frac{(P_{ЭФ}^3)^2 + (Q_{НЕСК.ЭФ}^3)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_3 + \frac{(P_{ЭФ}^Л)^2 + (Q_{НЕСК.ЭФ}^Л)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot R_{ВЛ} \cdot T_Л + \Delta W_K, \quad (5)$$

где  $T_3, T_L$  – количество зимних и летних часов (4800 и 3960 часов соответственно);

$\Delta W_K$  – потери на корону, учитываются в ВЛ свыше 110 кВ включительно.

Потери на корону вычисляется по формуле [3]:

$$\Delta W_K = \Delta P_K \cdot L_n \cdot 8760. \quad (6)$$

Расчет потоков эффективных мощностей по линиям выполняется аналогично расчету потоков максимальных активных мощностей.

Приведем пример расчета для схемы подключения №3.

$$\Delta W_K = 0,008 \cdot 28 \cdot 8760 = 1962 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{ВЛ1} = \frac{(48)^2 + (24)^2}{220^2} \cdot 3,45 \cdot 4800 + \frac{(48)^2 + (24)^2}{220^2} \cdot 3,45 \cdot 3960 = 1612 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{ВЛ2} = \frac{(48)^2 + (24)^2}{220^2} \cdot 3,45 \cdot 4800 + \frac{(48)^2 + (24)^2}{220^2} \cdot 3,45 \cdot 3960 = 1612 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ1} + \Delta W_{ВЛ2} + \Delta W_K = 1612 + 1612 + 4037 = 7261 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

*Расчет эксплуатационных издержек*

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{AM} + I_{РЭО} + I_{\Delta W},$$

(7)

где  $I_{AM}$  – издержки на амортизационные отчисления;

$I_{РЭО}$  – издержки на ремонт и эксплуатационное обслуживание;

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

Издержки на эксплуатацию и ремонт определяются по формуле [6]:

$$I_{PЭО} = \alpha_{тэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{тэоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (8)$$

где  $\alpha_{тэоВЛ}$ ,  $\alpha_{тэоПС}$  – нормы ежегодных отчислений на ремонт, эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС ( $\alpha_{тэоВЛ} = 0,008$ ;  $\alpha_{тэоПС} = 0,059$ ).

Издержки на амортизацию за рассматриваемый период службы ( $T_{СЛ} = 20$  лет), [6]:

$$I_{AM} = \frac{K}{T_{СЛ}}. \quad (9)$$

Издержки стоимости потерь электроэнергии состоят из величины потерь и стоимости потерь электрической энергии [6]:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (10)$$

где  $\Delta W$  - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  – нерегулируемая составляющая в ставке покупки потерь электроэнергии за 2022 год для Амурской области – 2,69 тыс.руб/МВт·ч.

Покажем расчет для схемы №3.

$$I_{\Delta W} = 7621 \cdot 2,69 = 1,953 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб};$$

$$I_{AM} = \frac{6,115 \cdot 10^5}{20} = 3,057 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб};$$

$$I_{PЭО} = 0,008 \cdot 4,311 \cdot 10^5 + 0,059 \cdot 1,804 \cdot 10^5 = 1,409 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб};$$

$$I = 3,057 \cdot 10^4 + 1,409 \cdot 10^4 + 1,953 \cdot 10^4 = 64,194 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

#### *Определение среднегодовых эксплуатационных затрат*

Оптимальным считаем вариант, у которого среднегодовые эксплуатационные затраты меньше. Если среднегодовые эксплуатационные затраты отличаются не более чем на 5-7 %, то принимается в качестве оптимального тот вариант, у которого меньше стоимость потерь электроэнергии.

Выбор оптимального варианта осуществляется по минимуму среднегодовых или приведенных затрат. При экономическом анализе воспользуемся методом расчета приведенных затрат, а не чистого дисконтированного дохода по причине того, что скорость вложений одна и ликвидной стоимости нет так как подстанции являются вновь подключаемыми.

Затраты определяются по формуле [6]:

$$Z = E \cdot K + I, \tag{11}$$

где  $E$  – норматив дисконтирования. Данная величина зависит от ставки, рефинансирования установленной Центробанком Российской Федерации. ( $E = 0,1$ );

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

$I$  – издержки.

Приведем пример расчета затрат для варианта №3.

$$Z = 0,1 \cdot 6,115 \cdot 10^5 + 64,194 \cdot 10^3 = 125,34 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб.}$$

Подробный расчет приведен в приложении А. Результаты технико-экономической оценки вариантов сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты расчета технико-экономических показателей вариантов подключения ПС Агорта

Показатель	Вариант 3	Вариант 4
1	2	3
Суммарные капиталовложения, тыс.руб.	$6,115 \cdot 10^5$	$3,959 \cdot 10^5$
Суммарные издержки, тыс.руб.	$64,194 \cdot 10^3$	$38,674 \cdot 10^3$
Издержки стоимости потерь электроэнергии, тыс.руб.	$19,53 \cdot 10^3$	$6,513 \cdot 10^3$
Среднегодовые эксплуатационные затраты, тыс.руб.	$125,340 \cdot 10^3$	$78,265 \cdot 10^3$

Определим разницу в среднегодовых эксплуатационных затратах для в обоих случаях:

$$\Delta = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100 ;$$

$$\Delta = \frac{125,34 \cdot 10^3 - 78,265 \cdot 10^3}{125,34 \cdot 10^3} \cdot 100 = 38 \% .$$

В результате технико-экономической оценки вариантов внешнего электроснабжения ПП 500 кВ Агорта, можно сделать вывод о том, что очевиден более экономически привлекательный вариант строительства двухцепного захода на переключательный пункт от одной ЛЭП (вариант 4).

Окончательный вариант подключения ПП 500 кВ Агорта к существующей сети представлен на рисунке 5.

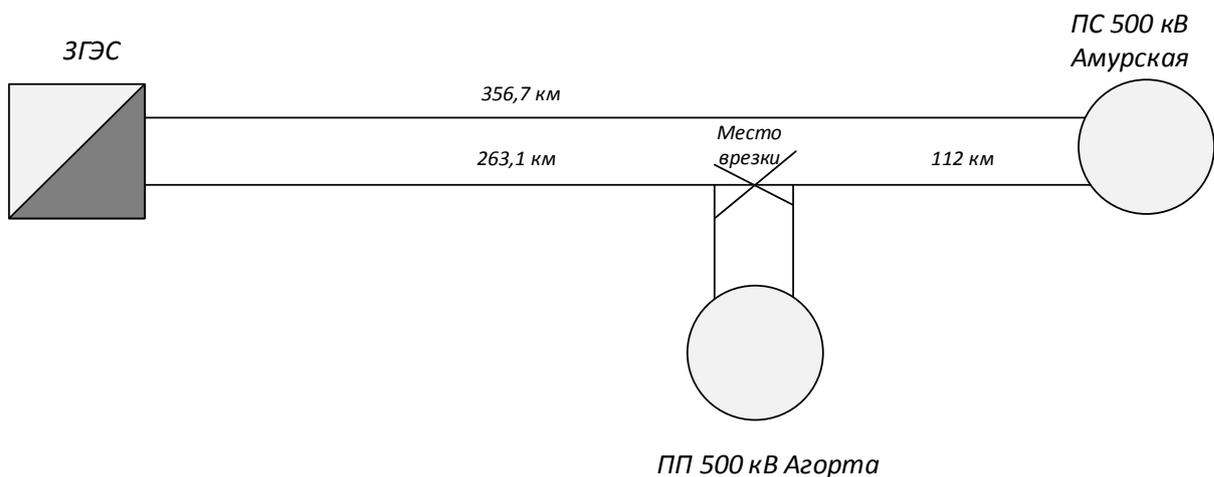


Рисунок 5 – Окончательный вариант подключения

Итак, для дальнейшего проектирования выбран вариант выполнения заходов на проектируемый объект от существующей линии. При данном варианте образуются новые ЛЭП:

- ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта (263,1 км);
- ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта (112 км);

Таким образом, объемом данной работы предусмотрено:

- реконструкция устройств РЗА ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта на ПС 500 кВ Амурская;
- реконструкция устройств РЗА ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта на Зейской ГЭС;
- проектирование устройств РЗА нового ПП 500 кВ Агорта.

Прежде осуществления расчета и выбора устройств РЗА, необходимо произвести выбор силового оборудования новой подстанции, что в свою очередь влечет процесс выбора силовых трансформаторов, расчет нагрузок и токов короткого замыкания.

## 2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

### 2.1 Расчет электрических нагрузок

Процесс анализа нагрузок – один из этапов планирования и проектирования электрической сети. Для грамотного осуществления балансовых расчетов, выбора силового оборудования и т.д. требуется произвести количественный анализ потребления объекта.

Прогнозирование нагрузки является важным фактором при проектировании и реконструкции объектов электроэнергетики. От правильности прогноза зависят показатели экономичности, надежность энергоснабжения, правильность выбора оборудования и т.д.

ПП 500 кВ Агорта питает единственную ПС 220 кВ АГПЗ, требуемую для электроснабжения Амурского газоперерабатывающего завода. Для определения максимальной мощности потребления используем данные, заявленные потребителем на стадии проектирования.

Максимальная мощность – это средняя мощность в период получасового максимума нагрузки энергосистемы. Она определяется для выбора всего оборудования, кроме силовых трансформаторов и сечений проводов линий [9]. По данным заявителя примем максимальное значение активной мощности на ПС 220 кВ АГПЗ – 100 МВт.

Средняя мощность – это математическое ожидание возможных значений нагрузки в течение анализируемого периода времени. Этот вид нагрузки служит для выбора мощности силовых трансформаторов и для расчета электропотребления [9]:

Средняя активная и реактивная мощности:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}}, \quad (12)$$

где  $K_{\max}$  - коэффициент максимума (1,2).

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi , \quad (13)$$

где  $tg\varphi$ - коэффициент мощности нагрузки (0,62).

$$P_{cp} = \frac{100}{1,2} = 83 \text{ МВт} ;$$

$$Q_{cp} = 83 \cdot 0,62 = 52 \text{ Мвар} ;$$

$$Q_{\max} = 100 \cdot 0,62 = 62 \text{ Мвар} ;$$

Далее определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку.треб} = P_{cp} \cdot (tg\phi_{нагр} + tg\phi_{норм}) , \quad (14)$$

где  $tg\phi_{норм}$  – предельный коэффициент мощности, определенный Приказом Министерства энергетики РФ от 23 июня 2015 г. N 380 «О Порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии»;

$P_{cp}$  – средняя мощность, МВт.

$$Q_{ку.треб} = 83 \cdot (0,62 - 0,4) = 18 \text{ Мвар} .$$

Нескомпенсированная мощность на шинах:

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{\text{ку.треб}} ; \quad (15)$$

$$Q_{\text{неск}} = 62 - 18 = 44 \text{ Мвар} .$$

Расчетная нагрузка на шинах ВН, с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{\text{неск}} + \Delta Q_m)^2} , \quad (16)$$

где  $\Delta P_m, \Delta Q_m$  – потери мощности в трансформаторах, МВт, Мвар.

$$S_p = \sqrt{(100 + 2,2)^2 + (44 + 11)^2} = 116 \text{ МВА} .$$

## 2.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов

Выбор силовых трансформаторов – один из важных этапов реконструкции. Силовой трансформатор необходимо выбирать по результатам оценки коэффициента загрузки. Количество силовых трансформаторов определяется категорией потребления. В соответствии с исходными данными, заявленными заказчиком в состав потребления АГПЗ входят потребители особой и первой категорий надежности, что требует 2 силовых трансформатора на ПС 220 кВ АГПЗ. Выполним расчет нагрузки силового трансформатора:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_p}{N \cdot K_3} , \quad (17)$$

где  $K_3$  - коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7 для данной категории потребителей;

$P_{cp}$ ,  $Q_{cp}$  – мощности, приведенные к низкой стороне силового трансформатора.

$$S_{TP} = \frac{116}{2 \cdot 0,7} = 83 \text{ MVA}.$$

В первом приближении выберем силовой трансформатор АТДЦТН-167000/500/220/35 УХЛ1. Напряжение обмоток: высокого напряжения – 500 кВ, среднего напряжения – 230 кВ, низкого напряжения – 38,5 кВ. Трансформатор снабжен устройством РПН. Система охлаждения – ДЦ. Выполним проверку по коэффициенту загрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{S_{TP}}{S_{ном.т}} ; \tag{18}$$

$$K_3^{норм} = \frac{83}{125} = 0,66 ;$$

$$K_3^{авар} = \frac{2 \cdot S_{TP}}{S_{ном.т}} ; \tag{19}$$

$$K_3^{авар} = \frac{2 \cdot 83}{125} = 1,32.$$

Выбранный автотрансформатор удовлетворяет условиям перегрузочной способности. Таким образом, принимаем к установке на ПП 500 кВ Агорта 2 автотрансформатора АТДЦТН-125000/500/220/35 УХЛ1, связывающие РУ 500 кВ переключательного пункта и РУ 500 кВ ПС 220 кВ АГПЗ, далее АТ-501 и АТ-502.

Таблица 7 – Технические характеристики выбранного автотрансформатора  
500 кВ

Параметр	Значение
1	2
Марка	АТДЦТН-125000/500/220/35 УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	125
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	50
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	500
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	11,0
Напряжение КЗ ВН-НН, %	35,0
Напряжение КЗ СН-НН, %	21,5
Полная масса, т	166

## 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

### 3.1 Расчет симметричных коротких замыканий

Упрощенный граф рассматриваемой реконструируемой сети представлен на рисунке 6.

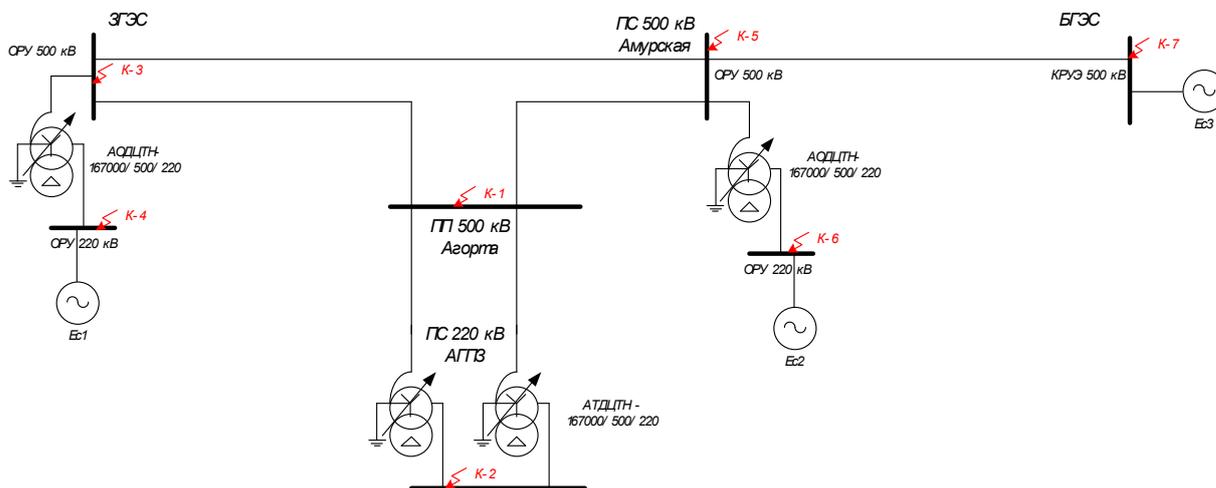


Рисунок 6 – Граф сети для расчета токов КЗ

Далее составим схему замещения прямой (обратной) последовательности, заменив элементы сети эквивалентными сопротивлениями. Полная схема замещения представлена на рисунке 7.

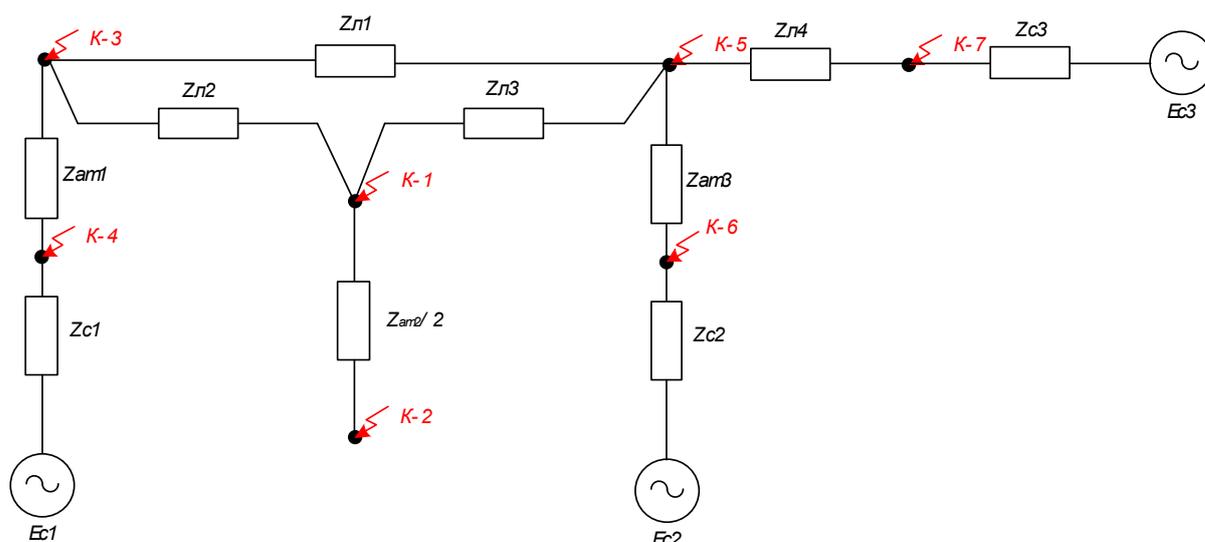


Рисунок 7 – Схема замещения прямой (обратной)  
последовательности

Параметры электрической сети, принимаемы в качестве исходных данных получены в ходе прохождения преддипломной практики на базе предприятия.

Данные по линиям электропередач приведены в таблице 8. Параметры силовых трансформаторов представлены в таблице 9.

Таблица 8 – Параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Длина ЛЭП, км	R, Ом	X, Ом	B, мкСм
1	2	3	4	5	6
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская	3хАС-300/39	356,7	10,48	111,99	587,75
ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС – Амурская	3хАС-300/39	278,7	8,08	85,32	433,87
ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта	3хАС-300/39	263,1	7,336	78,393	412,58
ВЛ 500 кВ Амурская - Агорта	3хАС-300/39	112	3,144	33,6	269,32

Таблица 9 – Параметры силовых трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
Зейская ГЭС	
Марка	АТДЦТН-167000/500/220/35 УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	167
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	50
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	500
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	11,0
Напряжение КЗ ВН-НН, %	35,0
Напряжение КЗ СН-НН, %	21,5
ПС 500 кВ Амурская	
Марка	АТДЦТН-167000/500/220/35 УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	167

1	2
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	50
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	500
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	11,0
Напряжение КЗ ВН-НН, %	35,0
Напряжение КЗ СН-НН, %	21,5
ПС 220 кВ АГПЗ (питание от ПП 500 кВ Агорта)	
Марка	АТДЦТН-125000/500/220/35 У1
Номинальная мощность, МВА	125
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	50
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	500
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5

На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы замещения:

– сопротивление системы, Ом:

$$Z_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}}, \quad (20)$$

где  $U_{ном}$  – номинальное напряжение системы, кВ;

$I_{кз.с}$  – уровень токов КЗ на шинах системы, кА.

Сопротивление ВЛ, Ом:

$$X_{вл} = x_0 \cdot L_{вл}, \quad (21)$$

где  $x_0$  – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$L_{\text{вл}}$  – протяженность ЛЭП, км.

Сопротивление трехобмоточного или автотрансформатора. Сначала определяются напряжения КЗ каждой обмотки, %:

$$u_{\text{кв}\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{кв-н}\%} + u_{\text{кв-с}\%} - u_{\text{кс-н}\%}) ; \quad (22)$$

$$u_{\text{кв}\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{кс-н}\%} + u_{\text{кв-с}\%} - u_{\text{кв-н}\%}) ; \quad (23)$$

$$u_{\text{кв}\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{\text{кс-н}\%} + u_{\text{кв-н}\%} - u_{\text{кв-с}\%}) . \quad (24)$$

Далее определяем сопротивления каждой обмотки, Ом:

$$X_m = \frac{u_{\text{к}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} , \quad (25)$$

где  $U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

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

$u_{\text{к}\%}$  – напряжение КЗ, %.

Выполним расчет параметров для схемы замещения прямой последовательности. В качестве примера покажем расчет для одной из ветвей, остальные параметры схемы замещения определяются аналогично, полный расчет приведен в приложении А.

Значение уровней токов КЗ системы получено в ходе преддипломной практики в отделе расчетов Службы РЗА. Для примера выполним расчет для Системы 1 (к шинам 220 кВ Зейской ГЭС):

$$I_{кз.с1} = 11,5 \text{ кА};$$

$$Z_{с1} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 11,5} = 11,4 \text{ Ом}.$$

Значения для остальных параметров системы приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивления ЛЭП на примере КВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская:

$$X_{л.1} = 0,314 \cdot 356,7 = 111,99 \text{ Ом};$$

$$R_{л.1} = 0,0293 \cdot 356,7 = 10,48 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{л.1} = \sqrt{111,99^2 + 10,48^2} = 112,5 \text{ Ом}.$$

Для ЛЭП 500 кВ следует выполнить расчет проводимости на землю. Значение удельной проводимости принимаем на основании справочных данных [10].

$$B_{л.500.3ГЭС.Сков} = b_0 \cdot L_{вл} = 3,82 \cdot 10^{-6} \cdot 153,7 = 587,75 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Значения для остальных параметров ЛЭП приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивлений обмоток трансформатора на примере автотрансформатора связи на Зейской ГЭС.

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (35 + 11 - 21,5) = 12,25 \% ;$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (21,5 + 11 - 35) = -1,25 \% ;$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (21,5 + 35 - 11) = 22,75 \% ;$$

$$X_{am501.в} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{500^2}{501000} = 61,1 \text{ Ом} ;$$

$$X_{am501.с} = \frac{-1,25}{100} \cdot \frac{230^2}{501000} = -1,32 \text{ Ом} ;$$

$$X_{am501.н} = \frac{22,75}{100} \cdot \frac{38,5^2}{167000} = 2,02 \text{ Ом} .$$

Далее в качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К1.

Исходную схему замещения, изображенную на рисунке 7, приводим к виду, изображенному на рисунке 8, применяя метод преобразования треугольника в звезду.

$$Z_{12} = \frac{Z_{л1} \cdot Z_{л2}}{Z_{л1} + Z_{л2} + Z_{л3}} ; \tag{26}$$

$$Z_{13} = \frac{Z_{\pi 1} \cdot Z_{\pi 3}}{Z_{\pi 1} + Z_{\pi 2} + Z_{\pi 3}} ; \quad (27)$$

$$Z_{23} = \frac{Z_{\pi 2} \cdot Z_{\pi 3}}{Z_{\pi 1} + Z_{\pi 2} + Z_{\pi 3}} ; \quad (28)$$

$$Z_{12} = \frac{112,5 \cdot 78,7}{112,5 + 78,7 + 33,7} = 39,4 \text{ Ом} ;$$

$$Z_{13} = \frac{112,5 \cdot 33,7}{112,5 + 78,7 + 33,7} = 16,9 \text{ Ом} ;$$

$$Z_{23} = \frac{78,7 \cdot 33,7}{112,5 + 78,7 + 33,7} = 11,8 \text{ Ом} ;$$

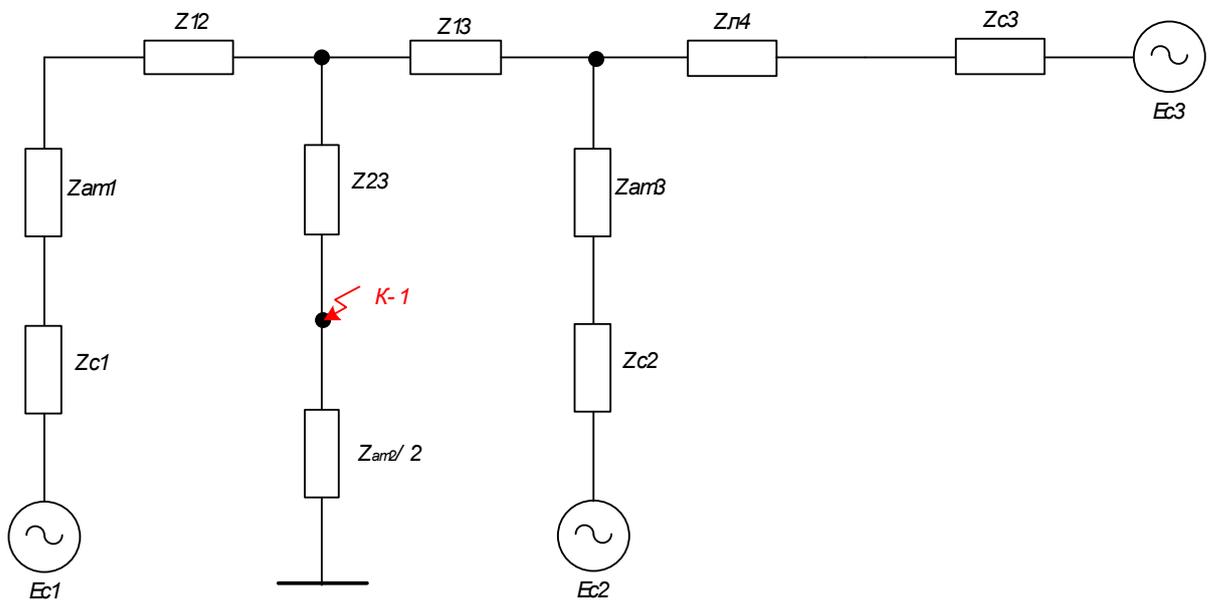


Рисунок 8 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Далее приведем схему к виду, показанному на рисунке 8:

$$Z_1 = Z_{am.501\epsilon} + Z_{c1} \cdot (k_{m1})^2 ; \quad (29)$$

$$Z_2 = \frac{(Z_{л4} + Z_{c3}) \cdot (Z_{c2} \cdot (k_{m1})^2 + Z_{am503\epsilon})}{Z_{л4} + Z_{c3} + Z_{c2} \cdot (k_{m1})^2 + Z_{am503\epsilon}} ; \quad (30)$$

$$Z_3 = Z_{am201\epsilon} ; \quad (31)$$

$$Z_1 = 61,1 + 11,4 \cdot 5,014 = 118,5 \text{ Ом} ;$$

$$Z_2 = \frac{(85,7 + 11,2) \cdot (11,2 \cdot 5,014 + 61,1)}{85,7 + 11,2 + 11,2 \cdot 5,014 + 61,1} = 53,1 \text{ Ом} ;$$

$$Z_3 = 295 \text{ Ом} .$$

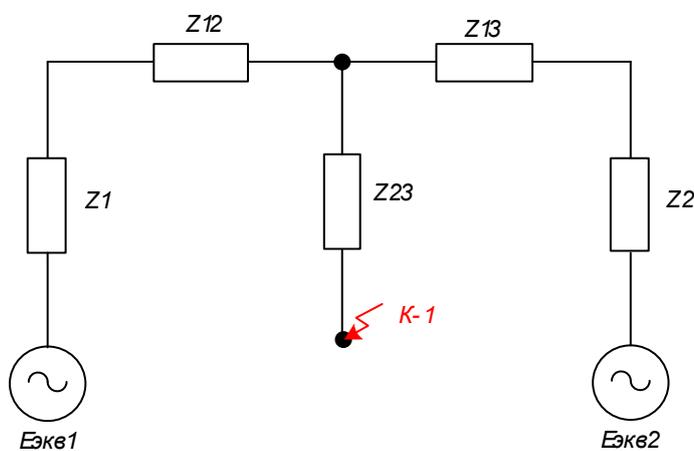


Рисунок 9 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

$$Z_4 = Z_1 + Z_{12} ; \quad (32)$$

$$Z_5 = Z_2 + Z_{13} ; \quad (33)$$

$$Z_6 = Z_{23} ; \quad (34)$$

$$Z_4 = 118,5 + 39,4 = 157,9 \text{ Ом};$$

$$Z_5 = 53,1 + 16,9 = 69,9 \text{ Ом};$$

$$Z_6 = 11,8 \text{ Ом}.$$

Результирующее сопротивление:

$$Z_{\text{экв.К1}} = \frac{Z_4 \cdot Z_5}{Z_4 + Z_5} + Z_6 ; \quad (35)$$

$$Z_{\text{экв.К1}} = \frac{157,9 \cdot 69,9}{157,9 + 69,9} + 11,8 = 60,3 \text{ Ом}.$$

Значение эквивалентных сопротивлений для остальных точек КЗ приведены в приложении А. Далее осуществляется расчет тока трёхфазного КЗ. Выполним расчет тока для точки К1. Рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{1.n} = \frac{E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{сумм}}} , \quad (36)$$

где  $E_{\text{ном}}$  – номинальное значение ЭДС, кВ;

$Z_{\text{сумм}}$  – суммарное значение сопротивления для расчетной точки КЗ, Ом.

$$I_{1,n} = \frac{515}{\sqrt{3} \cdot 60,3} = 4,93 \text{ кА}.$$

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в приложении А. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 10.

### 3.2 Расчет несимметричного короткого замыкания

Составим также схему замещения нулевой последовательности для расчета токов КЗ на землю в сети с заземленной нейтралью. Схема замещения нулевой последовательности включает в себя обмотки силовых трансформаторов, соединенных в треугольник. Схема представлена на рисунке 10.

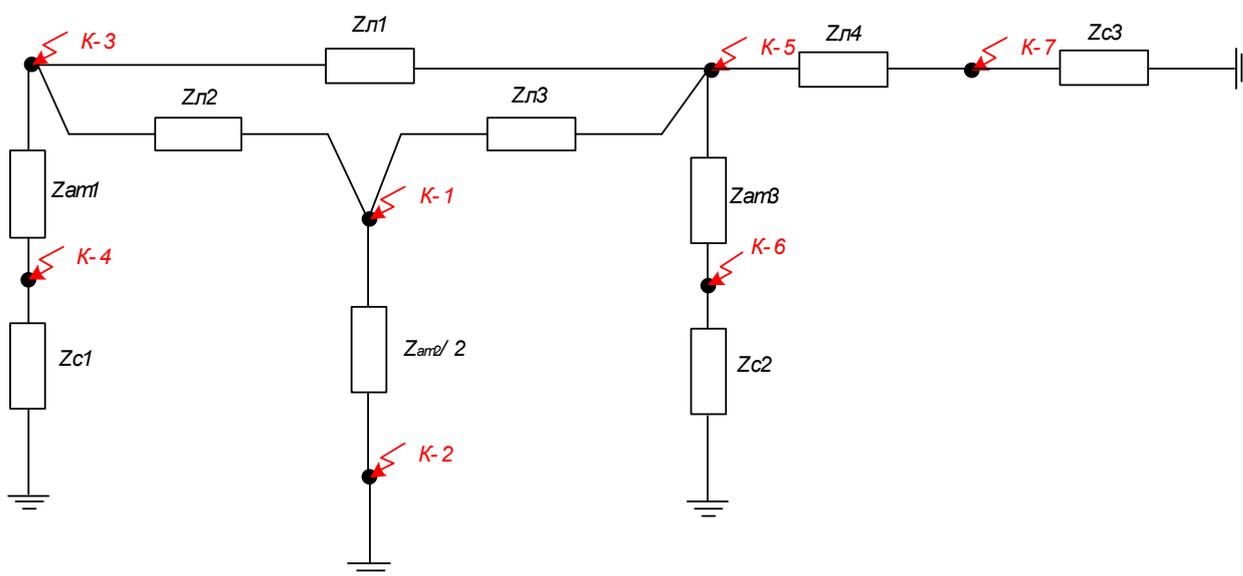


Рисунок 10 – Схема замещения нулевой последовательности

Далее необходимо определить параметры схемы замещения нулевой последовательности. В справочной литературе [9] имеется возможность применения прямой связи параметров схемы замещения прямой и нулевой последовательностей, воспользовавшись которыми можно упростить расчет рассматриваемой сети. Расчет параметров схемы нулевой последовательности представлен в приложении А.

Расчет тока КЗ покажем в качестве примера для точки К1. После расчета параметров схемы замещения нулевой последовательности, преобразуем схему к виду, изображенном на рисунке 11.

$$Z_{012} = \frac{Z_{0.л1} \cdot Z_{0.л2}}{Z_{0.л1} + Z_{0.л2} + Z_{0.л3}} ; \quad (37)$$

$$Z_{013} = \frac{Z_{0.л1} \cdot Z_{0.л3}}{Z_{0.л1} + Z_{0.л2} + Z_{0.л3}} ; \quad (38)$$

$$Z_{023} = \frac{Z_{0.л2} \cdot Z_{0.л3}}{Z_{0.л1} + Z_{0.л2} + Z_{0.л3}} ; \quad (39)$$

$$Z_{012} = \frac{281,2 \cdot 236,2}{281,2 + 236,2 + 101,2} = 107,4 \text{ Ом} ;$$

$$Z_{013} = \frac{281,2 \cdot 101,2}{281,2 + 236,2 + 101,2} = 46,02 \text{ Ом} ;$$

$$Z_{023} = \frac{236,2 \cdot 101,2}{281,2 + 236,2 + 101,2} = 38,7 \text{ Ом} .$$

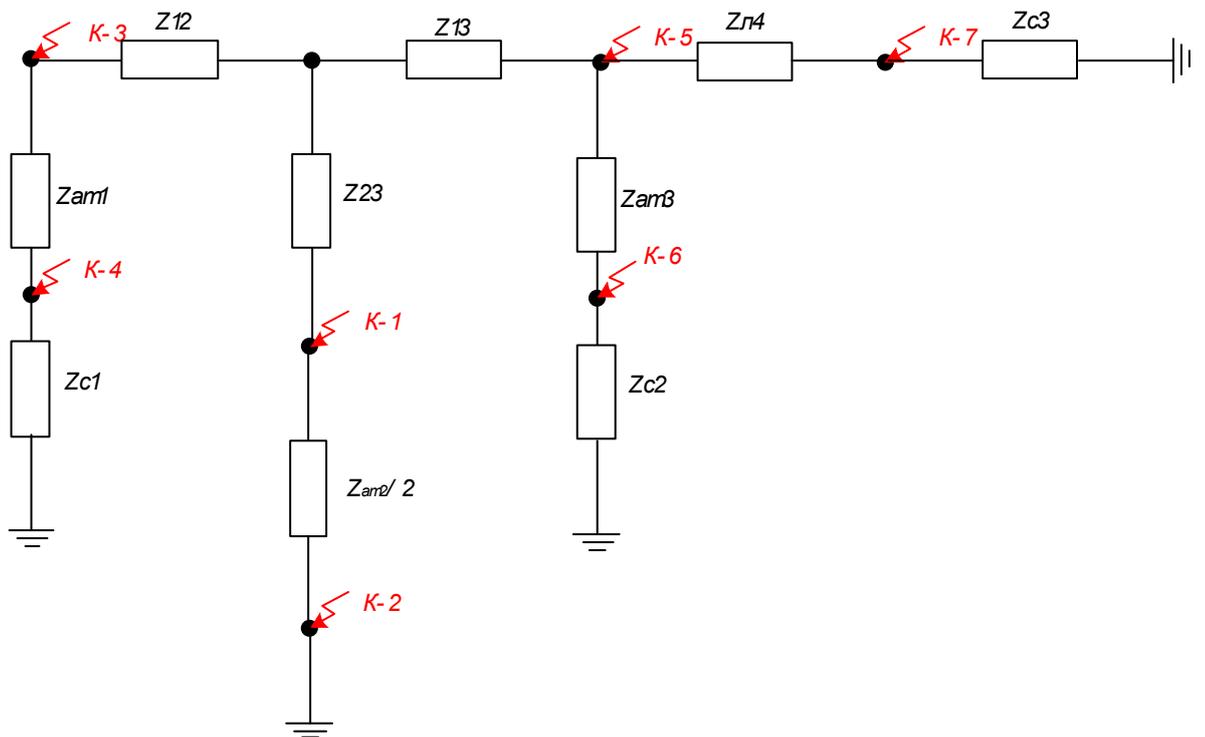


Рисунок 11 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-1

$$Z_{01} = Z_{0c1} \cdot k_{m01}^2 + Z_{am501\epsilon} + Z_{012} ; \quad (40)$$

$$Z_{02} = \frac{(Z_{0r4} + Z_{0c3}) \cdot (Z_{0c2} \cdot (k_{m01})^2 + Z_{am503\epsilon})}{Z_{0r4} + Z_{0c3} + Z_{0c2} \cdot (k_{m01})^2 + Z_{am503\epsilon}} ; \quad (41)$$

$$Z_{03} = \frac{Z_{01} \cdot Z_{02}}{Z_{01} + Z_{02}} + Z_{023} ; \quad (42)$$

$$Z_{01} = 11,4 \cdot 5,014 + 61,1 + 107,4 = 225,9 \text{ Ом} ;$$

$$Z_{02} = \frac{(11,2 + 257,1) \cdot (11,2 \cdot 5,014 + 61,1)}{11,2 + 257,1 + 11,2 \cdot 5,014 + 61,1} = 127,6 \text{ Ом} ;$$

$$Z_{03} = \frac{225,9 \cdot 127,6}{225,9 + 127,6} + 38,7 = 120,2 \text{ Ом} .$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 12.

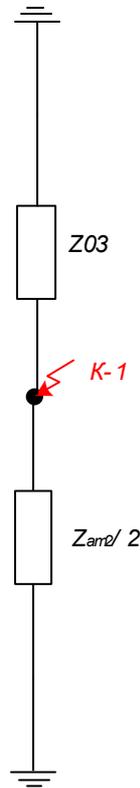


Рисунок 12 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-1

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности для расчетной точки К1 равно:

$$Z_{0экв.К1} = \frac{Z_{03} \cdot \frac{Z_{am201\epsilon}}{2}}{Z_{03} + \frac{Z_{am201\epsilon}}{2}} ; \quad (43)$$

$$Z_{0_{\text{экв.К1}}} = \frac{120,2 \cdot \frac{295}{2}}{120,2 + \frac{295}{2}} = 66,2 \text{ Ом} .$$

Значение эквивалентных сопротивлений для остальных точек КЗ приведены в приложении А. Далее осуществляется расчет утроенного тока нулевой последовательности при КЗ на землю. Выполним расчет тока для точки К1. Рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ.

$$3I_{0.n} = \frac{3 \cdot E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{\text{эквКi}} + Z_{0_{\text{эквКi}}})} , \quad (44)$$

где  $E_{\text{ном}}$  – номинальное значение ЭДС, кВ;

$Z_{\text{эквКi}}$  – суммарное значение сопротивления прямой последовательности для расчетной точки КЗ, Ом;

$Z_{0_{\text{эквКi}}}$  – суммарное значение сопротивления нулевой последовательности для расчетной точки КЗ, Ом.

$$3I_{0.n.К1} = \frac{3 \cdot 515}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 60,3 + 66,2)} = 4,78 \text{ кА} .$$

Выполним также расчет периодической составляющей двухфазного КЗ:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.n} , \quad (45)$$

где  $I_{1.n}$  - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ, кА.

Для точки расчетной точки К-1:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,93 = 4,27 \text{ кА}.$$

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в приложении А. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета токов КЗ

Расчетная точка	Периодическая составляющая тока 3-фазного КЗ, кА	Периодическая составляющая тока 2-фазного КЗ, кА	Периодическая составляющая тока 1-фазного КЗ, кА
1	2	3	4
К-1	4,93	4,27	4,78
К-2	3,2	2,77	2,93
К-3	5,23	4,53	4,82
К-4	15,51	13,43	15,19
К-5	7,31	6,33	5,95
К-6	17,25	14,93	16,85
К-7	28,45	24,64	28,12

### 3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования

В процессе выбора нового оборудования и проверки уже существующего необходимо выполнить расчет на его устойчивость токам КЗ в момент возникновения аварии. Для этого необходимо рассчитать ток, оказывающий наибольшее динамические и электростатические воздействия на первичное оборудование.

Из рассчитанных в п.3.2 токов выбираем наибольшие в расчетных точках для дальнейшего рассмотрения.

Расчет покажем для примера в расчетной точке К-1. Наибольшим током здесь является периодическая составляющая тока 3-фазного КЗ. В первую очередь, выполним расчет ударного тока КЗ.

$$I_{i,y\delta} = k_{y\delta} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i,n} , \quad (46)$$

где  $k_{y\delta}$  - ударный коэффициент. Допускается принять из справочных данных [5]. Для каждого класса напряжения представлен в приложении А.

$I_{i,n}$  - периодическая составляющая расчетного вида КЗ, кА.

$$I_{1,y\delta} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 4,93 = 12,42 \text{ кА}.$$

Рассчитываем апериодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot I_{1,n} ; \quad (47)$$

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot 4,93 = 6,98 \text{ кА}.$$

Аналогично выполняется расчет для остальных расчетных точек. Подробный расчет приведен в приложении А. Результаты расчета сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Результаты расчета токов КЗ для выбора и проверки оборудования

Расчетная точка	Расчетный вид КЗ	Периодическая составляющая тока КЗ, кА	Апериодическая составляющая тока КЗ, кА	Ударный ток КЗ, кА
1	2	3	4	5
К-1	3-фазное	4,93	6,98	12,42
К-2	3-фазное	3,2	4,53	8,2
К-3	3-фазное	5,23	7,4	13,16
К-4	3-фазное	15,51	21,93	39,69
К-5	3-фазное	7,31	10,33	18,39
К-6	3-фазное	17,25	24,39	44,15
К-7	3-фазное	28,45	40,24	71,62

Далее произведём расчет наибольших рабочих токов по присоединениям для оценки правильности работы оборудования в номинальном режиме загрузки.

Рассчитаем наибольший рабочий ток через силовые трансформаторы.

$$I_{\text{раб.т}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.тр}}}, \quad (48)$$

где  $S_{\text{тр}}$  - номинальная мощность стороны силового трансформатора, кВА;

$U_{\text{ном.тр}}$  - номинальное напряжение стороны силового трансформатора, кВ.

Рабочие токи через стороны автотрансформатора на ПС 220 кВ АГПЗ, питающейся от ПП 500 кВ Агорта:

$$I_{\text{раб.ат5.в}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 500} = 314 \text{ A};$$

$$I_{\text{раб.ат5.с}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 937 \text{ A};$$

$$I_{\text{раб.ат5.н}} = \frac{125000 \cdot 0,5}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 937 \text{ A}.$$

## 4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПЕРВИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Реконструкция ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Амурская №1 с перевооружением ее в ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта требует соответствующей реконструкции на ПС Амурская и на Зейской ГЭС с образованием новых распределительных устройств 500 кВ.

### 4.1 Разработка вариантов конструктивного исполнения РУ 500 кВ

На сегодняшний день наиболее надежным из всех представленных типов распределительных устройств на рынке высоковольтного оборудования электроэнергетики является КРУЭ – распределительное устройство с элегазовой изоляцией. Данный тип РУ выполняется для классов напряжения от 35 до 750 кВ. Одним из особенностей выполнения распределительного устройства в виде КРУЭ является экономия пространства на территории ПС, что особенно актуально для уже построенных объектов и особенностей уже сложившегося рельефа.

Таким образом, на ПП 500 кВ Агорта устройство выполняется в виде КРУЭ. К установке примем КРУЭ фирмы 550 SR ООО «Хендэ Электросистемы». Технические данные ячеек выбранного оборудования указаны в таблице 12.

КРУЭ 500 кВ исполнения 550 SR отвечает требованиям потребителей по экономической эффективности, компактности, высокой надежности, низким эксплуатационным затратам и долговечности. Выключатель оснащен хорошо зарекомендовавшим себя гидравлическим приводом. Благодаря горизонтальному расположению выключатель экономит занимаемое пространство и гарантирует легкость обслуживания.

Особенности:

– одnorазрывный выключатель;

- высокая способность и надежность гидравлического механизма для автоматического выключателя;
- сертифицированы по стандартам IEC и ГОСТ;
- однофазное исполнение.

Таблица 12 – Основные параметры КРУЭ HYUNDAI 550 SR

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	500
Номинальный ток сборных шин и присоединений, А	4000
Номинальный ток отключения, кА	63
Ток электродинамической стойкости, кА	120
Ток термической стойкости, кА/с	63

#### 4.2 Разработка однолинейной схемы ПП Агорта

Перед производством проектирования электрической части РУ 500 кВ, выбора и проверки первичного оборудования требуется разработать однолинейную схему объекта.

Для ПП 500 кВ Агорта необходимо выбрать однолинейную схему для КРУЭ 500 кВ.

По итогам принятых решений по объемам реконструкции планируется разрезание ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1 и выполнение заходов на ПП 500 кВ Агорта с появлением двух ЛЭП 500 кВ, питающих ПП 500 кВ Агорта.

Исходя из количества присоединений и требований к надежности, на ПП 500 кВ Агорта принимаем схему №17 «Полуторная», которая применяется при 4 и более присоединениях, при повышенных требованиях к обеспечению надежного подключения присоединений. Схема 17 - с «полупутора» выключателями на присоединение применяются в РУ мощных узловых ПС 220-750 кВ, т.к. сохранение в работе ВЛ указанных напряжений во много раз превышает экономию на стоимости ячеек РУ. Данная схема изображена на рисунке 13.

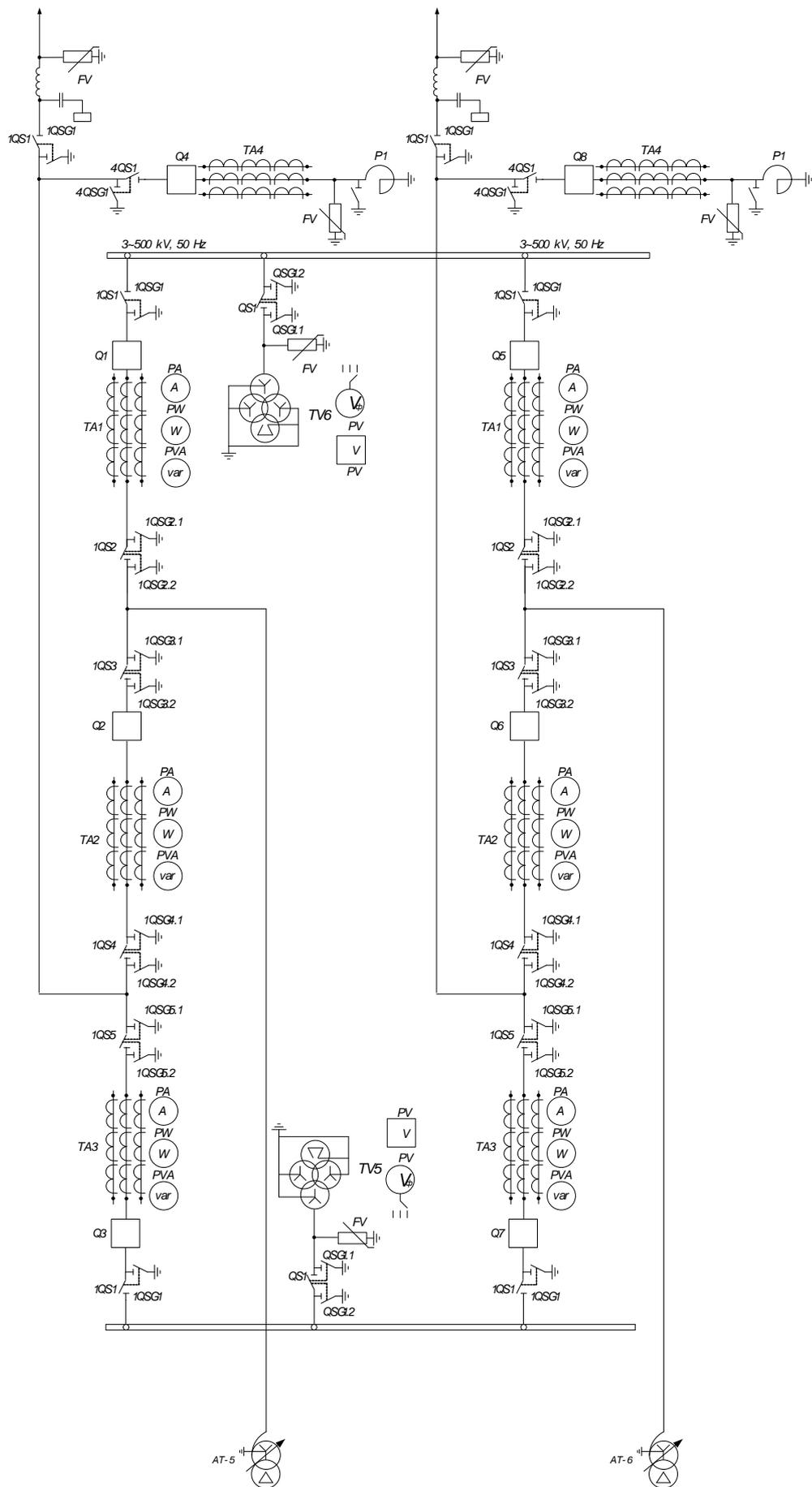


Рисунок 13 – Однолинейная схема РУ 500 кВ на ПП 500 кВ Агорта

### 4.3 Выбор и проверка гибкой ошиновки

Шинные конструкции на подстанции представляют собой совокупность жесткой и гибкой ошиновки. На открытой части подстанции отсутствуют элементы жестких шин. Гибкая ошиновка представляет собой набор проводов марки АС, которые соединяют первичное оборудование, с силовыми трансформаторами. Помимо этого, часть гибкой ошиновки пролегает по открытой части распределительного устройства от силовых трансформаторов к зданию КРУЭ.

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Так для сборных шин приняты расстояния: при 500 кВ – 10 м; 220 кВ – 4 м; 110 кВ – 3 м. При таких расстояниях силы взаимодействия между фазами невелики, а поэтому расчета на электродинамическое действие для гибких шин обычно не производят. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода сначала отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу. Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины марки АС - 400/39, допустимый ток которых  $I_{доп} = 1500 \text{ А}$  [1].

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА [9].

Проверка по условиям коронирования.

Условие проверки:

$$1,07E \geq 0,9E_0, \quad (49)$$

где  $E_0$  – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, определяется по формуле:

$$E_0 = 30,3m \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (50)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m = 0,82$ );

$r_0$  – радиус провода;

$E$  – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{D_{CP} \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_0}}, \quad (51)$$

где  $D_{CP}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

При горизонтальном расположении фаз:

В результате расчета получим следующие значения напряженностей

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \left( 1 - \frac{0,299}{\sqrt{0,7}} \right) = 34,2 \text{ кВ/см};$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 500}{0,7 \cdot \lg \frac{500}{0,7}} = 38,98 \text{ кВ/см}.$$

Проверяем по условию:

$$1,07E \geq 0,9E_0;$$

$$1,07 \cdot 38,98 \geq 0,9 \cdot 34,2;$$

$$41,7 \geq 30,78.$$

Таким образом, гибкая ошиновка принята в виде АС-400/39.

#### **4.4 Выбор и проверка выключателей**

Выбор выключателей производится по значению номинального напряжения. Проверку следует производить по термической устойчивости. Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для определенного момента времени. Помимо этого, производится проверка по динамической стойкости, сравнивая значение завода со значением ударного тока КЗ.

Итак, проверку по термической стойкости производят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (52)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Тепловой импульс для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени для срабатывания релейной защиты. Таким образом время отключения равно:

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{отклвыкл}, \quad (53)$$

где  $t_{рз}$  - выдержка времени для селективного срабатывания релейной защиты.

Проверку по способности отключения апериодической составляющей тока КЗ производят по следующей формуле:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (54)$$

где  $\beta_n$  - номинальное значение относительного содержания апериодической

составляющей в отключаемом токе.

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток.

Центральным элементом распределительного устройства с элегазовой изоляцией является модуль силового выключателя с однополюсной изоляцией, состоящий из двух компонентов:

- дугогасительной камеры
- привода.

Благодаря современным производственным технологиям возможно размещение привода в компактном корпусе. Расположение пружин включения и выключения в блоке привода обеспечивает простоту и надежность конструкции. За счет этого снижается количество компонентов, приводимых в движение. Использование в приводе подшипников качения и не требующего технического обслуживания механизма взвода пружины является предпосылкой для его надежной эксплуатации в течение нескольких десятилетий. Также, применяются хорошо зарекомендовавшие себя конструктивные решения, например, такие, как вибростойкие защелки и не требующее механической энергии устройство деблокировки механизма взвода пружины.

В дугогасительной камере, предназначенной для гашения дуги в силовом выключателе, используется автокомпрессионный принцип. Вследствие малой энергии привода, необходимой для коммутаций, необходимы небольшие механические усилия, что положительно сказывается на нагрузке выключателя и корпуса.

Таким образом, предварительно, выбираем элегазовый выключатель 500 кВ в составе КРУЭ марки 550 SR. Для данного выключателя ток отключения составляет 63 кА, доля апериодической составляющей – 40%, полное время отключения – 0,048 с. Выполним расчеты, согласно формулам:

$$t_{откл} = 5,0 + 0,048 = 5,048 \text{ с} ;$$

$$V_k = 4,93^2 (5,048 + 0,02) = 123 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} ;$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 63 = 35,6 \text{ кА} .$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 13

Таблица 13 - Сравнение каталожных и расчетных данных для В 500 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	500	500
Номинальный ток, А	4000	144
Номинальный ток включения/отключения, кА	63	4,93
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	35,6	6,98
Ток термической стойкости, кА	63	4,93
Допустимый тепловой импульс, кА <sup>2</sup> с	2000	123
Ток динамической стойкости, кА	120	12,41

Таким образом, выключатель 550 SR удовлетворяет произведенным проверкам и может быть принят к установке в выбранное КРУЭ 500 кВ 550 SR ООО «Хендэ Электросистемы».

#### **4.5 Выбор и проверка разъединителей**

Расчет разъединителей аналогичен расчету для выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под нагрузкой.

Что касается разъединителей и заземлителей КРУЭ, они поставляются совместно с ячейками и не подлежат проверке на электродинамическую стойкость, поскольку выключатели прошли данную проверку.

У КРУЭ фирмы 550 SR ООО «Хендэ Электросистемы» и КРУЭ 220 кВ на Shandong Taikai High-voltage Switchgear Co штифтовой контакт заземлителя имеет изолированный от корпуса вывод. В таком исполнении они применяются преимущественно в комбинации с разъединителем, однако возможно и исполнение в собственном корпусе в качестве отдельного модуля. Находящийся под потенциалом земли, подвижный штифтовой контакт входит в неподвижный контакт. Если заземлитель быстродействующий, он оснащается пружинным приводом. Пружина, сохраняющая необходимую энергию, оснащена встроенным электродвигателем, а в аварийном случае взводится вручную.

Общие признаки разъединителей и заземлителей:

1. Три фазы одной ячейки имеют надежное механическое соединение через тягу привода вне корпуса, поэтому все три фазы приводятся в движение одним приводом.

2. Контакты вспомогательного переключателя и указатель коммутационного положения надежно соединены механически непосредственно с приводным валом.

3. В разъединителях и рабочих заземлителях используются отдельные, но одинаковые приводы.

4. Возможно аварийное включение/отключение вручную.

5. По желанию заказчика корпус может быть оснащен смотровыми окнами.

#### 4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ}, \quad (55)$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2НОМ}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому принимаем равенство  $Z_2 \approx R_2$ .

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{ПРИБ}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{ПР}$  и переходного сопротивления контактов  $R_K$ :

$$R_2 = R_{ПРИБ} + R_{ПР} + R_K. \quad (56)$$

Необходимо определить число и тип измерительных приборов. Их минимальные сечения должны быть 2,5 мм<sup>2</sup> для меди. Максимальные сечения, соответственно – 6 мм<sup>2</sup>. Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая, что  $Z_{ПРОВ}=R_{ПРОВ}$ . Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
<b>ПП Агорта</b>					
Линии 500 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,2	0,2	0,2
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	1,0	1,0	1,0
<i>Итого</i>	-	-	4,8	4,8	4,8

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum (Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}); \quad (57)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}; \quad (58)$$

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{НОМ}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}. \quad (59)$$

где  $r_{\text{ПР}}$  - сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}}=20$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$r_{\text{ПРИБ}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН.

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПРИБ}}}{I_{2\text{Н}}^2}, \quad (60)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,05$  Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (61)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;  
 $\rho = 0,0175$  - удельное сопротивление материала (медь).

Сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}. \quad (62)$$

В качестве примера приведем расчет для стороны 500 кВ, согласно формул 55 – 62. Предварительно выберем для проверки трансформаторы тока 550 SR в составе одноименного КРУЭ.

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2} = \frac{4,8}{5^2} = 0,192 \text{ Ом};$$

$$r_{ПП} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 20 - 0,192 - 0,05 = 19,76 \text{ Ом};$$

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{19,76} = 0,1 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение кабеля: КВВГНг-5х2,5. Уточняем сопротивление провода:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом} ;$$

$$Z_2 = r_2 = r_{приб} + r_{np} + r_k = 0,192 + 0,7 + 0,05 = 0,942 \text{ Ом} .$$

Расчеты для остальных классов напряжения приведены в приложении А. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторов тока представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ КРУЭ 500 кВ на ПП Агорта

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	500	500
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	600-400-300-250-150	193
Односекундный ток термической стойкости, кА	40	4,93
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	102	12,42
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, Ом	20	0,942

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы тока 550 SR в составе КРУЭ 500 кВ на ПП Агорта

#### 4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;

- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 16.

Таблица 16 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка Р, Вт
1	2	3	4
<b>ПП Азорта</b>			
Шины 500 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
Линии 500 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	5
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	5
Варметр	2	ЦП 8506/120	8
Счетчик комплексный	2	СЕ 304	8
<i>Итого</i>	-	-	52

В КРУЭ фирмы 550 SR ООО «Хендэ Электросистемы» каждый индуктивный трансформатор напряжения с однополюсной изоляцией монтируется в отдельном корпусе и образует тем самым отдельный газонепроницаемый модуль. Трансформатор напряжения состоит из:

- первичной;
- одной или нескольких вторичных обмоток на каркасе;
- обмотки стального сердечника.

Находящийся под давлением внутри герметично закрытого корпуса элегаз образует вместе с изоляцией обмоток высоковольтную изоляцию. Высоковольтное присоединение к распределительному устройству реализовано через первичную обмотку, закрепленную на герметичном проходном изоляторе.

Выполним расчет вторичной нагрузки ТН 500 кВ:

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2}; \quad (63)$$

$$S_p = \sqrt{52^2 + (52 \cdot 0,65)^2} = 62 \text{ ВА}.$$

Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения 500 кВ на ПП Агорта выполняется аналогично и приведен в приложении А. Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 17.

Таблица 17 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 500 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	615	575
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	500	500
Предельная мощность ТН, ВА	300	62

Таким образом, принимаем к установке трансформаторы напряжения в составе КРУЭ 500 кВ.

## 5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данной главе произведен выбор устройств РЗА для вновь образующихся ЛЭП: ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта и ВЛ 500 кВ Амурская - Агорта. Выбраны комплексы микропроцессорных терминалов среди отечественных производителей, осуществляющие функции основных, резервных защит и сетевой автоматики, и управления выключателями 500 кВ.

Выполнен расчет параметров настройки выбранных защит и сетевой автоматики. Расчет произведен на основании методических указаний производителей [23], руководящих указаний по расчету релейной защиты и автоматики [13], норм нормативно технической документации, ПУЭ, ПТЭ.

### **5.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики**

Необходимо произвести выбор устройств РЗА и набор функций выбранных устройств для защиты ЛЭП. Таким образом, произведем выбор устройств РЗА и расчет параметров их настройки для ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта со стороны ПС 500 кВ Агорта. Расчет ВЛ 500 кВ Амурская - Агорта аналогичен и представлен в приложении В.

В соответствии с ПУЭ [8], для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от всех видов коротких замыканий.

В качестве основной защиты ЛЭП принимаем к установке терминал производства АВВ типа RED670, включающий в себя дифференциальную защиту линии с комплектом ступенчатых защит и устройством ОАПВ. Терминал включает в себя следующие основные функции:

- ДЗЛ;
- 5-ступенчатую ДЗ;
- МТЗ;
- 5-ступенчатую ТЗНП;
- МТО;
- ОАПВ;

– УРОВ.

Так как на основании руководящих документов и нормативных требований ПУЭ и ПТЭ на ЛЭП 500 кВ необходима установка двух независимых комплектов основной защиты, отметим, что в качестве второй основной защиты выполняется телеускорение (ТУ) ступенчатых защит.

Телеускорение – ускорение до минимально возможного времени срабатывания ступеней резервных защит от однофазных или междуфазных КЗ с использованием аппаратуры передачи команд. Пуск команд с противоположной стороны ВЛ осуществляется по факту действия защит на отключение (отключающая команда), или по факту срабатывания направленных пусковых и измерительных органов (разрешающая команда). С приемной стороны телеускоряемые ступени могут действовать на отключение одной фазы (с пуском ОАПВ), либо 3-х фаз (с пуском ТАПВ).

В качестве резервной защиты ЛЭП принимаем к установке терминал производства АВВ типа REL670 производства «АББ Системы» в г. Липецк, включающий в себя комплект ступенчатых защит с логикой телеускорения по ВЧ или ВОЛС каналам связи. Терминал включает в себя следующие основные функции:

- 5-ступенчатую ДЗ;
- МТЗ;
- 5-ступенчатую ТЗНП;
- МТО;
- ОАПВ;
- логику ТУ.

В качестве устройства автоматики управления выключателем принимаем к установке терминал производства АББ REC670 производства «АББ Системы» в г. Липецк, включающий в себя функции автоматики управления выключателем (АУВ), защиты от неполнофазного включения и неполнофазного режима работы (ЗНФ, ЗНФР). Терминал включает в себя следующие основные функции:

- АУВ;
- ЗНФ;
- ЗНФР;
- ОАПВ;
- ТАПВ;
- УРОВ.

## 5.2 Расчет уставок резервных защит ЛЭП

В качестве защиты от междуфазных замыканий выступает ДЗ. В качестве примера покажем расчет ДЗ ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта со стороны ПС Агорта. Расчет с противоположной стороны аналогичен. Расчет произведен в соответствии с Руководящими указаниями по РЗ [16].

В качестве расчетных данных принимаем токи КЗ из таблицы 10. Параметры сопротивлений линий приведен ранее в таблице 8. Параметры сопротивлений трансформаторов приведен в таблице 9.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{cpl} = 0,85 \cdot Z_l , \quad (64)$$

где  $Z_l$  - сопротивление защищаемой линии;

$$Z_{cpl} = 0,85 \cdot 82,97 = 70,5 \text{ Ом} .$$

Выдержка времени первой ступени, как правило, принимается равной минимально возможному значению, обеспечивающему быстроедействие. Для быстродействующих микропроцессорных терминалов принимаем значение выдержки времени 1 ступени ДЗ – 0,05 с для отстройки от времени пуска осциллографов (0,04 с).

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

1) отстройка от КЗ на шинах НН(СН) предыдущей ПС;

$$Z_{спII} = 0,85 \cdot \left( Z_{л.} + \frac{Z_m}{k_{ток}} \right), \quad (65)$$

где  $Z_{л.}$  – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

$Z_m$  – сопротивление трансформатора, на шинах НН(СН) которого рассматривается КЗ, Ом;

$k_{ток}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току через трансформатор при рассматриваемом виде КЗ, о.е.

$$Z_{спII} = 0,85 \cdot \left( 82,97 + \frac{61}{0,729} \right) = 141,7 \text{ Ом} .$$

2) согласование с 1 степенью защиты предыдущей ЛЭП;

$$Z_{спII} = 0,85 \cdot Z_{л.} + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л.пред}, \quad (66)$$

где  $Z_{л.}$  – сопротивление защищаемой ЛЭП, Ом;

$Z_{л.пред}$  – сопротивление предыдущей ЛЭП, Ом;

$K_{ток}$  – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в защите к току в защите предыдущей ЛЭП при КЗ в конце зоны резервирования защиты ЛЭП, с которой проводится согласование, о.е.

По данному условию согласование не производится ввиду отсутствия согласуемых линий на территории рассматриваемой сети.

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ( $\Delta t = 0,5\text{с}$ ) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{с.з}^{II} = t_{с.з.сМ}^I + \Delta t ; \quad (67)$$

$$t_{с.з}^{II} = 0,5 + 0,5 = 1,0 \text{ с.}$$

Чувствительность второй ступени проверяется при металлических КЗ на шинах приемной подстанции (режим ближнего резервирования):

$$k_{\psi}^{II} = \frac{Z_{с.з}^{II}}{Z_{л}} ; \quad (68)$$

$$k_{\psi}^{II} = \frac{141,7}{82,97} = 1,7 > 1,2.$$

Согласно требованиям ПУЭ, при наличии основной защиты, коэффициент чувствительности резервных защит не должен быть менее 1,2. Коэффициент чувствительности удовлетворяет требованиям ПУЭ.

Уставка срабатывания третьей ступени выбирается по условию отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается по длительно допустимому току нагрева провода:

$$Z_{сз}^{III} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{сз} \cdot I_{раб.макс} \cdot k_{н} \cdot k_{\psi} \cdot \cos(\varphi_{л} - \varphi_{раб})} , \quad (69)$$

где  $U_{мин}$  – минимальное значение напряжения сети ( $0,9U_{ном}$ ), В;

$I_{\text{раб.макс}}$  – максимальный рабочий ток ЛЭП, А;

$k_{\text{сз}}$  – коэффициент самозапуска;

$k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности;

$k_{\text{е}}$  – коэффициент возврата реле;

$\phi_{\text{л}}$  – угол линии, °;

$\phi_{\text{раб}}$  – угол нагрузки, °;

$$Z_{\text{сз}}^{\text{III}} = \frac{0,9 \cdot 500}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 580 \cdot 1,2 \cdot 0,95 \cdot \cos(85 - 30)} = 508 \text{ Ом}.$$

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при КЗ в конце смежной линии (режим дальнего резервирования):

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{Z_{\text{с.з}}^{\text{III}}}{Z_{\text{л}} + Z_{\text{см.л}}} ; \quad (70)$$

$$k_{\text{ч}}^{\text{III}} = \frac{508}{143,9} = 3,5 \geq 1,2 .$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается по условию селективности с согласуемыми защитами, а также отстройки от периода качаний:

$$t_{\text{с.з}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з.пред}} + t_{\text{кач}} + \Delta t , \quad (71)$$

где  $t_{\text{с.з.см}}^{\text{II}}$  – выдержка времени ступени ДЗ защиты, с которой производится согласование, с;

$t_{\text{кач}}$  – время периода качаний (0,2 с);

$\Delta t$  – степень селективности (0,5 с).

$$t_{с.з}^{III} = 1,0 + 2,0 + 0,5 = 3,5 \text{ с.}$$

Выполнив расчет уставок и проверку их чувствительности на основании руководящих указаний, необходимо выполнить перевод уставок ДЗ круговой характеристики в полигональную для терминалов. Перевод осуществляется с помощью формул:

$$X_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \varphi_{мч})}{2}; \quad (72)$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \varphi_{мч}}, \quad (73)$$

где  $Z_{уст}$  - уставка ДЗ, выбранная для круговой характеристики;

$\varphi_{мч}$  - угол максимальной чувствительности линии.

Например, для 1 ступени ДЗ:

$$X_{уст} = \frac{70,53 \cdot (1 + \sin 84,7)}{2} = 70,4 \text{ Ом};$$

$$R_{уст} = \frac{70,53}{2 \cdot \sin 84,7} = 35,4 \text{ Ом.}$$

На основании полученных расчетов, строится характеристика ДЗ. Подробный расчет, а также расчет ВЛ 500 кВ Амурская - Агорта приведен в приложении В. Результаты расчетов сведены в таблицы 18 и 19.

Таблица 18 – Результаты расчета ДЗ ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта со стороны ПС Агорта

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	70,4	7,0
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	35,4	3,5
Наклон характеристики I ступени, °	84,7	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	141,4	14,1
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	71,1	7,1
Наклон характеристики II ступени, °	84,7	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	506	50,6
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	255	25,5
Наклон характеристики III ступени, °	84,7	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	1,0	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	3,5	

Таблица 19 – Результаты расчета ДЗ ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта со стороны ПС Агорта

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	30,0	1,2
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	15,1	0,6
Наклон характеристики I ступени, °	84,7	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	108,1	4,3
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	54,4	2,2
Наклон характеристики II ступени, °	84,7	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	293	11,7
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	147	5,9
Наклон характеристики III ступени, °	84,7	
Задержка на срабатывание I ст. ДЗ, с	0,05	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	1,0	
Задержка на срабатывание II ст. ДЗ, с	3,0	

В качестве защиты от замыканий на землю принята токовая направленная защита нулевой последовательности. В ходе расчета были выбраны уставки срабатывания ТЗНП в первичных величинах. Для выбора уставок

были использованы расчетные токи КЗ нулевой последовательности в узлах, в том числе, подтекающие через заземленные нейтрали трансформаторов.

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадаения представлены на Рисунке 14.

Подробный расчет покажем на примере ТЗНП ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Агорта со стороны ПС Агорта. Расчет с противоположной стороны аналогичен. В качестве исходных данных используются параметры линий и трансформаторов, рассчитанные в предыдущих главах.

Ток срабатывания первой ступени защиты выбирается по условию отстройки от замыкания на землю на шинах предыдущей ПС:

$$I_{0.сз}^I = k_{отс} \cdot I_{0.кз.расч} , \quad (74)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.кз.расч}$  - ток в рассматриваемой защите при КЗ на землю на шинах предыдущей ПС.

$$I_{0.сз}^I = 1,3 \cdot 1200 = 1560 \text{ А}.$$

1200 А – ток нулевой последовательности при КЗ на шинах ПС СН ЗГЭС.

Выдержка времени первой ступени защиты принимается минимально возможной, отстроенной от времени неполнофазного режима при одновременности включения фаз выключателя:

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} , \quad (75)$$

где  $t_{НПФ}$  - время неполнофазного включения выключателя (0,3 с).

$$t_{cз}^I = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с.}$$

Ток срабатывания второй ступени защиты выбирается по условию согласования с 1 ступенью защиты на предыдущем участке:

$$I_{0.сз}^{II} = k_{отс} \cdot k_{ток} \cdot I_{0.сз.пред}^I, \quad (76)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки (1,1-1,3);

$I_{0.сз.пред}^I$  - ток срабатывания ступени защиты, с которой производится согласование, кА;

$k_{ток}$  - коэффициент токораспределения, равный отношению тока нулевой последовательности в защите к току в защите, с которой производится согласование.

$$I_{0.сз}^{II} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 1560 = 1014 \text{ А,}$$

где 1560 А – ток срабатывания первой ступени ТЗНП АТ-501 на ЗГЭС. Подробно ток рассчитан в приложении Б.

Выдержка времени 2 ступени принимается равной по условию селективности с согласуемой ступенью, а также со временем УРОВ смежной ПС:

$$t_{cз}^{II} = t_{созл} + t_{УРОВ} + \Delta t, \quad (77)$$

где  $t_{УРОВ}$  - время работы УРОВ смежной ПС. На ПС 500 кВ Агорта время работы УРОВ принято 0,3 с.

$$t_{cз}^{II} = 0,3 + 0,3 + 0,5 = 1,1 \text{ с.}$$

Ток срабатывания 3 ступени защиты выбирается:

- по условию необходимой чувствительности;
- по условию отстройки от БТН силового трансформатора смежной ПС.

$$I_{сз}^{III} = k_{отс} \cdot I_{БТН} , \quad (78)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки;

$I_{БТН}$  – величина броска тока намагничивания силового трансформатора ПС, от которого выполняется отстройка ( $2-7I_{ном}$ ), А;

$$I_{сз}^{III} = 1,3 \cdot 0,5 \cdot 578 = 422 \text{ А} ,$$

где 578 А – рабочий ток автотрансформатора АТ-501 на ЗГЭС.

Время срабатывания 3 ступени выбирается по условию селективности с согласуемыми ступенями защит:

$$t_{сз}^{III} = t_{созл} + \Delta t ; \quad (79)$$

$$t_{сз}^{III} = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с} .$$

Чувствительность 3 ступени защиты оценивается при замыкании на землю в конце зоны резервирования:

$$k_{ч}^{III} = \frac{I_{0кз}}{I_{0.сз}^{III}} ; \quad (80)$$

$$k_{ч}^{III} = \frac{1520}{578} = 2,6 > 1,2 .$$

Ток срабатывания 4 ступени выбирается по условию отстройки от тока небаланса при трёхфазных КЗ за силовым трансформатором предыдущей ПС.

$$I_{сз}^{IV} = k_{отс} \cdot I_{кз.тр} , \quad (81)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки (0,1);

$I_{кз.тр}$  – величина тока КЗ в трансформаторе при КЗ на шинах НН.

$$I_{сз}^{IV} = 0,1 \cdot 1760 = 176 \text{ A} ;$$

$$k_{ц}^{IV} = \frac{1150}{176} = 6,5 > 1,2 .$$

Время срабатывания принимается аналогично: по условию селективности с согласуемыми ступенями защит.

$$t_{сз}^{IV} = t_{созл} + \Delta t ; \quad (82)$$

$$t_{сз}^{IV} = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с} .$$

Далее покажем расчет МТО со стороны ПС Агорта.

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{срМТО} = k_{отс} \cdot I_{кз} , \quad (83)$$

где  $I_{кз}$  – ток в защите при междуфазном КЗ в конце линии, А;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки (1,1 – 1,3).

$$I_{cpMTO} = 1,1 \cdot 960 = 1056 \text{ A}.$$

Подробный расчет и расчет ТЗНП и МТО со стороны ПС Агорта приведен в приложении В. Результаты расчетов ТЗНП, МТО сведены в таблицы 20 и 21. Расчет чувствительности МТО определяется графически. Расчет эффективности МТО представлен на рисунках 14 и 15.

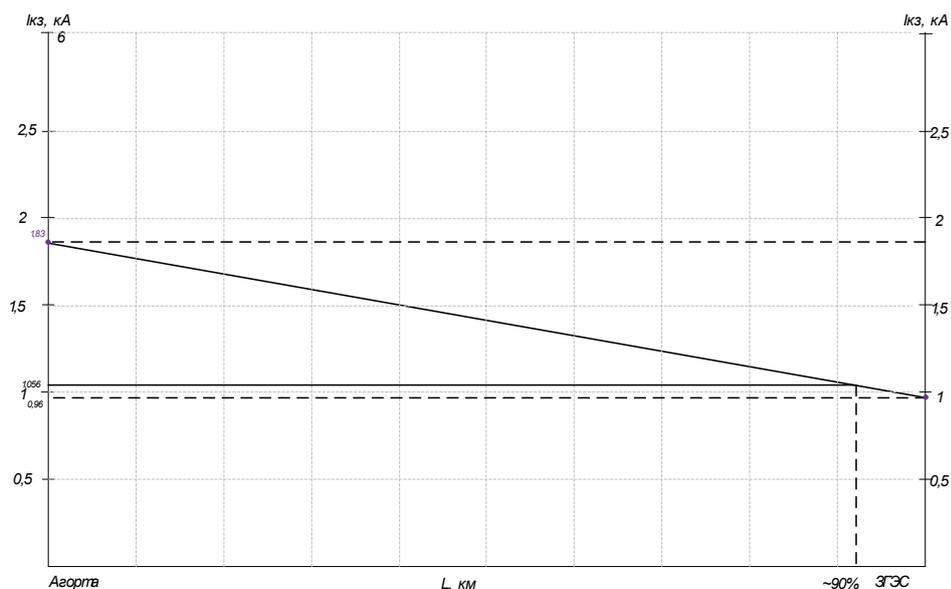


Рисунок 14 – Кривые спадания токов для определения уставок МТО

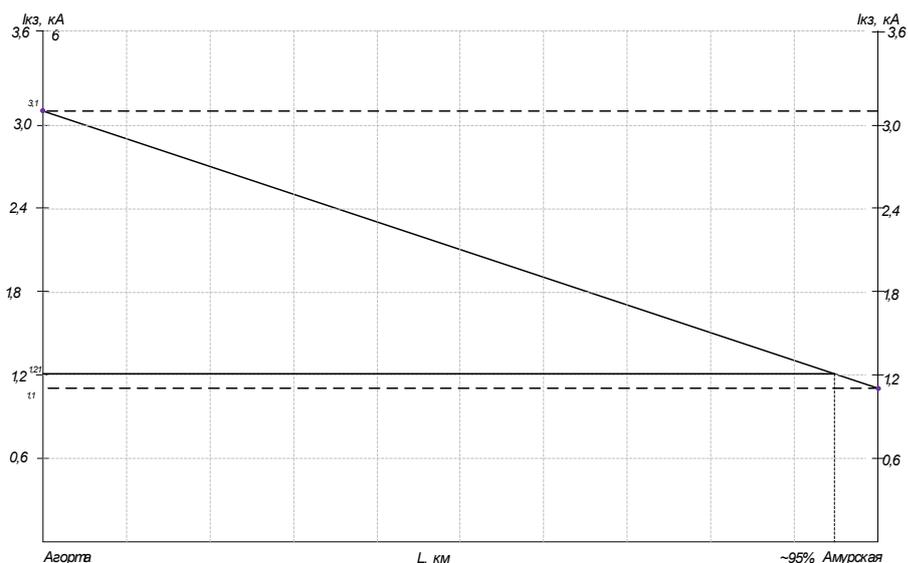


Рисунок 15 – Кривые спадания токов для определения уставок МТО

Из рисунка видно, что целесообразно применение МТО на защищаемой ЛЭП, так как обеспечивается чувствительность намного выше 20% защищаемой зоны с обеих стороны.

Таблица 20 – Результаты расчета ТЗНП и МТО ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Агорта со стороны ПС Агорта

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	2470	4,94
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	1014	2,03
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	578	1,2
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	176	0,35
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	1056	2,1
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	

Таблица 21 – Результаты расчета ТЗНП и МТО ВЛ 500 кВ Амурская - Агорта со стороны ПС Агорта

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	1170	5,85
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	887	4,44
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	578	2,89
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	242	1,21
Задержка на срабатывание I ст. ТНЗНП, с	0,3	
Задержка на срабатывание II ст. ТНЗНП, с	1,1	
Задержка на срабатывание III ст. ТНЗНП, с	1,6	
Задержка на срабатывание IV ст. ТНЗНП, с	2,1	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	1210	6,05
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	

### 5.3 Расчет уставок основной защиты ЛЭП

В качестве основной защиты ЛЭП 500 кВ принята ДЗЛ в составе шкафа RED670. Дифференциальная защита двухконцевой линии основана на пофазном сравнении векторов токов по концам защищаемой линии. Для отстройки от возможных небалансов в дифференциальном токе при внешних КЗ применено торможение с возможностью выбора способа задания формирования тормозной величины.

Комплект терминалов, установленных на разных концах ВЛ, представляет собой устройство с единой системой векторов сигналов (токов). Для этого

в терминалах обеспечивается одновременность взятия цифровых отсчетов аналоговых сигналов и синхронность цифровой обработки сигналов. Точность синхронизации векторов в устройствах на разных концах линии определяется разностью времени передачи данных по каналу связи в прямом и обратном направлениях. Если указанная разность имеет стационарный характер, то она может быть скомпенсирована путем задания уставки несимметричности канала.

Определение времени задержки передачи данных по каналу связи в процессе работы осуществляется автоматически.

Для протяженных воздушных и кабельных линий с значительным емкостным током предусмотрено выравнивание токов по концам линии при внешних повреждениях (компенсация емкостного тока), что позволяет не учитывать зарядный ток линии при расчете уставок по току срабатывания.

В устройстве реализована система обмена сигналами команд между полуккомплектами. Четыре из них использованы для ускорения дистанционной и токовой защиты, для передачи сигналов УРОВ и телеотключения. Дополнительная передача и прием 16 команд позволяет использовать их для обмена сигналами между любыми внешними устройствами, например, для телеуправления выключателями или для обмена внутренними для терминалов логическими сигналами, общими для двух полуккомплектов защиты.

Связь между полуккомплектами ДЗЛ может осуществляться:

- по выделенному оптическому каналу;
- с использованием стандартного 64 Кбит/с – 512 Кбит/с синхронного канала с подключением к мультиплексу через электрический интерфейс X.21 или G703 или оптический интерфейс S37.94.

Для двухтерминального применения каналы связи могут дублироваться по разным трассам прокладки оптического кабеля или на каналах разного типа. Это повышает надежность передачи команд.

Далее покажем расчет уставок ДЗЛ. Расчёт тока срабатывания, отстройка от ёмкостного тока линий.

$$I_C \geq 3,43 \cdot 10^{-6} C_{уд} l_L f_{НОМ} U_{НОМ}, \quad (84)$$

где  $C_{уд}$  - удельная ёмкость линий, нФ/км;

$l_L$  - длина линии, км;

$f_{НОМ}$  - номинальная частота, Гц;

$U_{НОМ}$  - номинальное напряжение линии, кВ.

$$I_{СЗ} \geq k_{отс} \cdot I_C, \quad (85)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент отстройки,  $k_{отс}=1,3$ .

$$I_C \geq 3,43 \cdot 10^{-6} \cdot 18,78 \cdot 263,1 \cdot 50 \cdot 500 = 423,7 \text{ А};$$

$$I_{СЗ} \geq 1,1 \cdot 423,7 = 466 \text{ А}.$$

Отстройка от нагрузочного режима:

$$I_{СЗ} \geq I_{нагр};$$

Ток нагрузки принимаем максимальный из рассчитанных. Расчеты был произведён в приложении А и представлен выше в разделе 3.1.

$$I_{СЗ} \geq 578 \text{ А}.$$

Принимаем  $I_{СЗ} = 466 \text{ А}$ .

Коэффициент чувствительности согласно ПУЭ  $k_q \geq 2$ .

$$k_{\tau} \geq \frac{960}{466} = 2,06.$$

Определение характеристик торможения. Используем секторную характеристику несрабатывания ДЗЛ, представленную на рисунке 16.

Коэффициент торможения и угол блокирования определим по номограммам. Определим постоянную времени апериодической составляющей тока КЗ:

$$\tau = \frac{X}{\omega R} ; \tag{86}$$

$$\tau = \frac{0,314}{314 \cdot 0,0293} = 34 \text{ мс} .$$

Кратность тока КЗ составит:

$$K = \frac{5229}{578} = 9 .$$

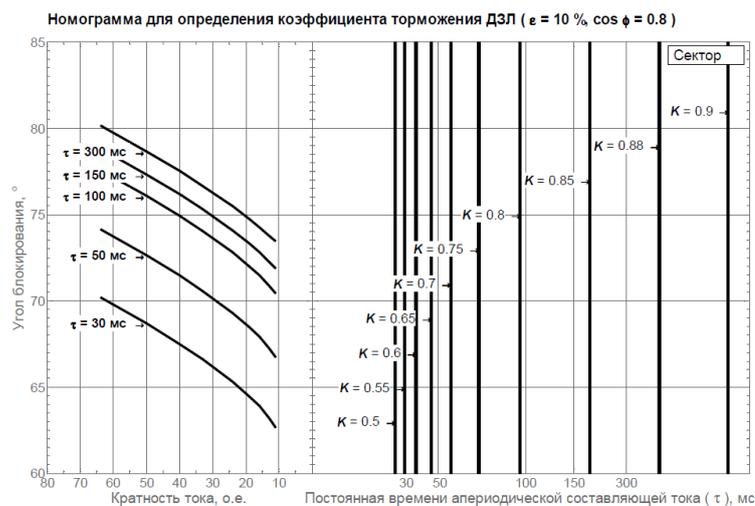


Рисунок 16 - Номограмма для определения коэффициента торможения и угла блокировки ДЗЛ

$$k_{ТОРМ} = 0,5 \quad \phi_{БЛОК} = 60^\circ .$$

Принятые уставки ДЗЛ ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта и ВЛ 500 Кв Амурская - Агорта представлены в таблицах 22 и 23. Все величины приводим в первичных величинах и в относительных единицах. Базисный ток принимаем по умолчанию – 1000 А.

Таблица 22 – Результаты расчёта ДЗЛ ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Агорта

Параметр (первич/вторич)	Диапазон (первич/вторич)	Значение	
		Первичное	Вторичное
1	2	3	4
Базисный ток, А/А	300 – 2000 / 0,1 – 16,0	1000	2,5
Ток срабатывания ДЗЛ, А/о.е.	200 – 2000 / 0,2-2	466	0,466
Коэффициент торможения ДЗЛ, о.е.	0,3 – 0,9	0,5	
Вид торможения	Сумма модулей, сумма векторов, сектор	Сектор	
Угол сектора блокировки, °	0 – 89	60	
Компенсация ёмкостного тока	Предусмотрена/ не предусмотрена	Предусмотрена	
Работа на ВЛ с ответвлениями	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена	
Задержка на срабатывание ДЗЛ, с	0 – 0,150	0,05	

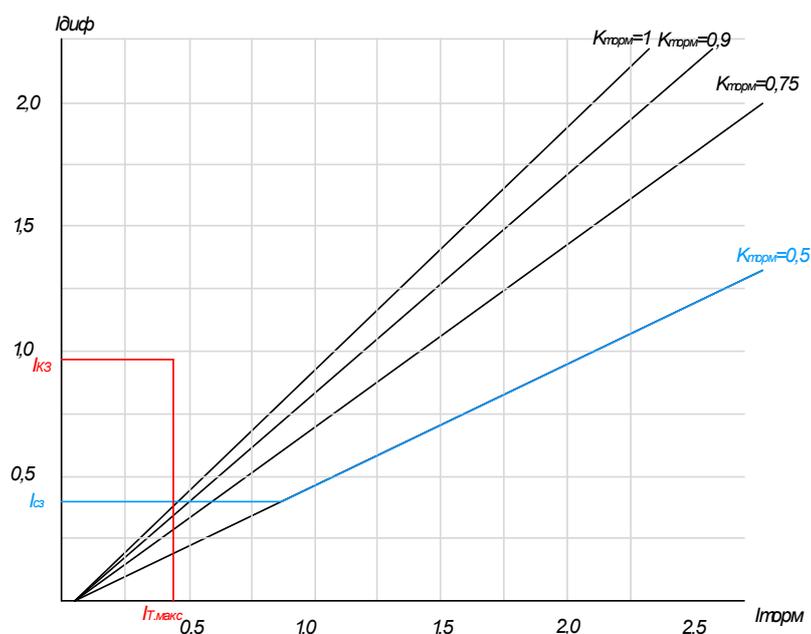


Рисунок 17 – Характеристика работы ДЗЛ ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС - Агорта

Таблица 23 – Результаты расчёта ДЗЛ ВЛ 500 кв Амурская - Агорта

Параметр (первич/вторич)	Диапазон (первич/вторич)	Значение	
		Первичное	Вторичное
1	2	3	4
Базисный ток, А/А	300 – 2000 / 0,1 – 16,0	1000	2,5
Ток срабатывания ДЗЛ, А/о.е.	200 – 2000 / 0,2-2	361	0,361
Коэффициент торможения ДЗЛ, о.е.	0,3 – 0,9	0,9	
Вид торможения	Сумма модулей, сумма векторов, сектор	Сектор	
Угол сектора блокировки, °	0 – 89	70	
Компенсация ёмкостного тока	Предусмотрена/ не предусмотрена	Предусмотрена	
Работа на ВЛ с ответвлени- ями	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена	
Задержка на срабатывание ДЗЛ, с	0 – 0,150	0,05	

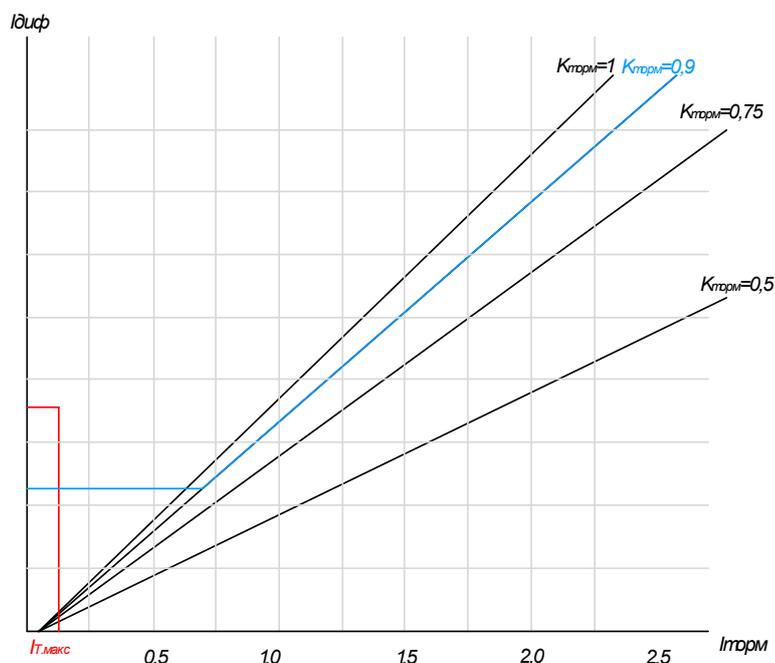


Рисунок 18 – Характеристика работы ДЗЛ ВЛ 500 кВ Амурская - Агорта

Из графика видно, что при заданном виде КЗ торможения не происходит, следовательно, принятый минимальный коэффициент торможения рассчитан корректно. Чувствительность ДЗЛ отвечает требованиям ПУЭ и нормативно-методических материалов.

## 5.4 Расчет параметров сетевой автоматики

### 5.4.1 Автоматическое повторное включение ЛЭП 500 кВ

Согласно с ПУЭ [8] Должно предусматриваться автоматическое повторное включение воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линий всех типов напряжением выше 1 кВ. Отказ от применения АПВ должен быть в каждом отдельном случае обоснован.

Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при:

- 1) отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;
- 2) автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

3) отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов и вращающихся машин, устройствами противоаварийной автоматики, а также в других случаях отключений выключателя, когда действие АПВ недопустимо. Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможность многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства. Устройства АПВ должны выполняться с автоматическим возвратом. [8]

Рассмотрим однократное однофазное АПВ линии 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта. При повреждении линию следует отключить с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте КЗ. Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{г.п.} + t_{зап.}; \quad (87)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + t_{зап.}; \quad (88)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2max} - t_{защ.1min} + t_{откл.Q2} - t_{откл.Q1} - t_{вкл.Qi} + t_{д.с.} + t_{зап.}, \quad (89)$$

где  $t_{г.п.}$  - время готовности привода, равное 0,5 с;

$t_{д.с.}$  - время деионизации среды в месте КЗ, равное 0,3 с;

$t_{вкл.Q}$  - время включения выключателя, равное 0,05 с;

$t_{гот.Q}$  - время готовности выключателя, равное 20 с;

$t_{в.защ.}$  - время возврата релейной защиты, установленной со стороны источника питания, равное 0,8 с;

$t_{зап.}$  - время запаса, равное 0,5 с;

$t_{PЗmaxc}$  - максимальная выдержка времени релейной защиты после включения выключателя на устойчивое КЗ, равное 2,5 с;

$t_{откл.Q}$  - время отключения выключателя, принимается равным 0,8 с;

$t_{паузы1}$  - время, допустимое по условиям работы выключателей, принимаемое равным 15 с.

Таким образом, можно записать выражения:

$$t_{АПВ-1} \geq 0,5 + 0,5 = 1 \text{ с};$$

$$t_{АПВ-1} \geq 0,3 - 0,8 + 0,5 = 0 \text{ с};$$

$$t_{АПВ-1} \geq 3,5 - 0,05 + 0,06 - 0,06 - 0,8 + 0,3 + 0,5 = 3,5 \text{ с}.$$

Окончательно принимаем:

$$t_{АПВ-1} = 3,5 \text{ с}.$$

#### 5.4.2 Устройство резервирования отказа выключателя 500 кВ

Устройство входит в состав всех современных микропроцессорных терминалов, или выполняется отдельным для электромеханических защит. Его задача: выдать сигнал в случае отказа, который направляется в схему РЗА вышестоящего присоединения.

Следует учесть, что в цепях отключения вводных и секционных выключателей при этом собираются воедино сигналы отключения от УРОВ от всех присоединений питаемой ими секции.

Для того, чтобы сформировался сигнал УРОВ, необходимо совпадение следующих событий:

- срабатывание релейной защиты присоединения;
- продолжение аварийного процесса после формирования команды на

отключение собственного выключателя, либо отсутствие сигнала о том, что выключатель отключился.

Расчет уставки тока срабатывания:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном} , \quad (90)$$

где  $k_{отс}$  - коэффициент, равный 0,1 – 0,2;

$I_{ном}$  - номинальный ток присоединения, принимаемый равным первичному току трансформатора тока отходящего присоединения.

$$I_{сз} = 0,15 \cdot 2000 = 300 \text{ A} .$$

Расчет уставки времени срабатывания УРОВ:

$$t_1 = t_{откл.Q} + t_{возв} + t_{зан} + t_{погр} , \quad (91)$$

где  $t_{откл.Q}$  - время отключения выключателя (0,06 с);

$t_{возв}$  - время возврата схемы (0,01 с);

$t_{зан}$  - время запы (0,1 с)

$t_{погр}$  - погрешность схемы выдержки времени схемы УРОВ (0,025 с).

$$t_1 = 0,06 + 0,01 + 0,1 + 0,025 = 0,195 \text{ с} .$$

Окончательно принимаем рекомендованное производителем значение:

$$t_1 = 0,25 \text{ с} .$$

Выдержку времени УРОВ «на себя» принимаем по рекомендации производителя:  $t_2 = 0,1 \text{ с}$ .

## 6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной главе необходимо выполнить количественную и качественную оценку молниезащиты и заземляющего устройства вновь проектируемого распределительного устройства 500 кВ ПП Агорта. Здание КРУЭ, как правило, надежно защищено от прямых ударов молнии, помех и имеет несколько точек заземления, тем не менее, требуется разработать систему молниезащиты и заземления еще и открытой части вновь проектируемого распределительного устройства 500 кВ.

Защита электрооборудования всех классов напряжения от набегающих волн атмосферных и коммутационных перенапряжений производится ОПН.

Контрольные кабели частично проложены по кабельным конструкциям в металлических коробах, частично в наземных ж/б лотках.

Цепи управления и сигнализации выполнены экранированным кабелем с двухсторонним заземлением экрана.

На подстанции применяется микропроцессорная аппаратура РЗА, АСУ и связи. Аппаратура установлена в ОПУ, КРУН 10 кВ, КРУН 35 кВ.

### **6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет**

В соответствии с требованиями нормативно-технической документации [16] в качестве материала заземлителя применён стальной горячеоцинкованный прокат. Заземляющее устройство подстанции представляет собой сетку из полосовой оцинкованной стали сечением 40x4 мм, проложенную на глубину 0,7 м в пределах ограждения подстанции и на глубину 1 м за территорией подстанции, а также 41 вертикальных оцинкованных стальных заземлителей диаметром 18 мм длиной 5 м.

Определяющей величиной при проектировании системы заземления является допустимое сопротивление растеканию. В электроустановках напряжением выше 1000 В сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года должно быть не более

0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей [19].

Определение величины стационарного сопротивления заземления контура ОРУ.

Удельное эквивалентное сопротивление грунта с учетом коэффициента сезонности.

$K_c = 1,4$  - для расчета грозозащиты при средней влажности грунта.

$$\rho_3 = \rho_{изм} K_c ; \quad (92)$$

$$\rho_3 = 140 \cdot 1,4 = 140 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

В целях улучшения растекания тока, заземлители закладываются в грунт на глубину 0,5 – 0,7 м (для вертикальных заземлителей это глубина закладки верхней кромки), т.к. на глубине грунт в меньшей степени подвержен высыханию в жаркие летние месяцы года.

Выбираем заземлитель опоры в виде двух горизонтальных лучей и трех вертикальных электродов длиной 5 м и диаметром 20 мм.

Сопротивление горизонтальных электродов

$$R_r = \left( \frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left( \ln \left( \frac{1,5l}{h_3 d} \right) \right) ; \quad (93)$$

$$R_r = \left( \frac{140}{3,14 \cdot 5} \right) \left( \ln \frac{1,5 \cdot 5}{\sqrt{0,7 \cdot 0,02}} \right) = 37 \text{ Ом}.$$

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)} ; \quad (94)$$

$$R_B = \frac{140}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \ln \frac{4 \cdot 5(2 \cdot 0,7 + 5)}{0,02(4 \cdot 0,7 + 5)} = 30 \text{ Ом.}$$

Сопротивление n-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле:

$$R_M = \frac{R_B R_\Gamma}{n_B R_\Gamma + n_\Gamma R_B} ; \quad (95)$$

$$R_M = \frac{37 \cdot 30}{3 \cdot 37 + 2 \cdot 30} = 6,5 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем контур сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования минимум на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

$$A = 106,5 \text{ м; } B = 92,7 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5)(B + 2 \cdot 1,5) ; \quad (96)$$

$$S = (106,5 + 2 \cdot 1,5)(92,7 + 2 \cdot 1,5) = 10480 \text{ м}^2 .$$

Принимаем нормативное расстояние между полосами сетки, равное 5 м. Тогда общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_{\Gamma} = (A + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right) ; \quad (97)$$

$$L_{\Gamma} = (106,5 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{92,7 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (92,7 + 2 \cdot 1,5) \left( \frac{106,5 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 4192 \text{ м} .$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} ; \quad (98)$$

$$m = \frac{4192}{2 \cdot \sqrt{10480}} = 20,5 .$$

Принимаем  $m=21$ .

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} (m + 1) ; \quad (99)$$

$$L = 2\sqrt{10480} (22 + 1) = 4504 \text{ м} .$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a} ; \quad (100)$$

$$n_B = \frac{4\sqrt{10480}}{5} = 82.$$

При достаточной густоте сетки, что характерно для современных подстанций,  $R$  практически не зависит от диаметра и глубины укладки электродов и подсчитывается по эмпирической формуле:

$$R_{ПС} = \rho_s \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right), \quad (101)$$

где  $L$  – длина горизонтальных электродов;

$A$  – коэффициент подобия, принимается по справочным данным [17] и зависит от отношения:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0.094, \text{ принимаем } A=0,15.$$

$$R_{ПС} = 140 \left( \frac{0,15}{\sqrt{10480}} + \frac{1}{4504 + 82 \cdot 5} \right) = 0,234 \text{ Ом}.$$

Контур заземлителя сетки, расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{стаци} = \frac{R_{ест} \cdot R_{иск}}{R_{ест} + R_{иск}}; \quad (102)$$

$$R_{стаци} = \frac{6,5 \cdot 0,234}{6,5 + 0,234} = 0,226 < 0,5 \text{ Ом}.$$

Далее определим импульсное сопротивление заземляющего контура во время грозового сезона. Для этого следует определить импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_m + 45)}} , \quad (103)$$

где  $I_m = 55$  А – среднестатистическое значение тока молнии

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{10480}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,83.$$

Импульсное сопротивление заземляющего контура:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{стац} ; \quad (104)$$

$$R_u = 1,83 \cdot 0,226 = 0,412 \text{ Ом}.$$

## 6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Расчёт зоны защиты молниеотводов.

Размеры открытой части рассматриваемого распределительного устройства ПП 500 кВ Агорта – 106,5x92,7 м. Территория распределительного устройства подстанции защищается от прямых ударов молнии восьмью отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленными на базе высокомачтовых опор со стационарной короной ВГН-50, высотой 60 м.

Установка молниеотводов на линейном портале нецелесообразна ввиду малой высоты. Высота линейного портала от земли до траверсы составляет

17,5 м. Отметим, что именно на этой высоте будут рассмотрены зоны защиты выбранных молниеотводов. Помимо этого, рассмотрены еще две зоны защиты – на уровне автотрансформаторного ввода 500 кВ, высотой 10 м и на уровне земли для защиты заземляющего устройства от ударов молнии.

Покажем расчет зон защиты молниеотводом на примере молниеотвода М01 и М02. Подробный расчет представлен в приложении В, масштабное отображение расчетных значений показано в графической части выпускной квалификационной работы.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 60 \text{ м};$$

$$h_2 = 60 \text{ м}.$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 47 \text{ м}.$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эф}i} = 0.85h_i ; \tag{105}$$

$$h_{\text{эф}1} = 0.85h_1 = 0,85 \cdot 60 = 51 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002h_i)h_i ; \tag{106}$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 60) 60 = 58,8 \text{ м.}$$

Далее покажем расчет зоны защиты молниеотвода М01 на уровне ввода автотрансформатора. Высота защищаемого объекта:  $h_x=10$  м. Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left( 1 - \frac{h_x}{h_{\text{эфи}}} \right); \quad (107)$$

$$r_{x1} = 58,8 \left( 1 - \frac{10}{51} \right) = 47,3 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между М01 и М02:

$$h_{cxij'} = h_{\text{эфи}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i); \quad (108)$$

$$h_{cxij''} = h_{\text{эфи}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j); \quad (109)$$

$$h_{cxij} = \frac{h_{cxij'} + h_{cxij''}}{2}; \quad (110)$$

$$h_{cx12'} = 51 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 60)(47 - 60) = 53,4 \text{ м};$$

$$h_{cx12''} = 51 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 60)(47 - 60) = 53,4 \text{ м};$$

$$h_{cx12} = \frac{53,4 + 53,4}{2} = 53,4 \text{ м.}$$

Остальные параметры, как было отмечено, рассчитаны в Приложении В. Сведем результаты расчета в таблицу 24.

Таблица 24 – Результаты расчета зон молниезащиты

Параметр	Значение							
	2	3	4	5	6	7	8	9
1	М01	М02	М03	М04	М05	М06	М07	М08
Молниеотвод	М01	М02	М03	М04	М05	М06	М07	М08
Высота, м	60	60	60	60	60	60	60	60
Эффективная высота, м	51	51	51	51	51	51	51	51
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3	47,3
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6	38,6

### 6.3 Выбор и проверка ОПН

Основной задачей ограничителя перенапряжений является защита оборудования от воздействия перенапряжений. В нормальных условиях работы ОПН не должен отрицательно влиять на энергосистему. Кроме того, ОПН должен выдерживать стандартные импульсы перенапряжений без каких-либо повреждений. Этим требованиям соответствуют нелинейные резисторы со следующими свойствами:

- низкое сопротивление во время импульсов перенапряжения, благодаря чему перенапряжения ограничиваются;
- высокое сопротивление во время нормальной работы, что позволяет избежать негативных эффектов для энергосистемы;
- достаточная способность поглощать энергию для обеспечения стабильной работы.

При применении такого типа нелинейных резисторов при приложении длительно допустимого напряжения через них протекает лишь небольшой ток.

При появлении перенапряжения, большое количество энергии может быть отведено из энергосистемы разрядным током ОПН. Выбор и проверка ОПН произведен в соответствии с Методическими указаниями ФСК ЕЭС [19].

Наибольшее рабочее напряжение сети в соответствии с ПУЭ:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} ; \quad (111)$$

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot 500 = 575 \text{ кВ} .$$

Соответствующее минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} . \quad (112)$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземлённой нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4).

$$U_{нро} = 1,4 \cdot 1,05 \cdot \frac{575}{\sqrt{3}} = 488 \text{ кВ} .$$

Остающееся напряжение ограничителя при грозовых перенапряжениях при импульсе тока 8/20 мкс с амплитудой 10000 А при номинальном напряжении 500 кВ составляет 1050 кВ. Остающееся напряжение ограничителя при коммутационных перенапряжениях при импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и при амплитуде тока 1000 А (500 А):

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} ; \quad (113)$$

$$U_{ост.к} = \frac{1546}{1,2} = 1289 \text{ кВ},$$

где  $U_{ки}$  - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50}; \quad (114)$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 900 = 1546 \text{ кВ},$$

где  $U_{исн50}$  - одноминутное испытательное напряжение (900 кВ) [19], кВ;

$k_u$  - коэффициент ионизации (1,35);

$k_k$  - коэффициент кратности тока (0,9).

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{вб} = 1,2 \cdot I_{но}; \quad (115)$$

$$I_{вб} = 1,2 \cdot 8,51 = 10,2 \text{ кА}.$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{ут} = 1,2 \cdot L_{ут.обор}, \quad (116)$$

где  $L_{ут.обор}$  - длина утечки оборудования.

$$L_{ут.обор} = \lambda_s \cdot U_{нр}, \quad (117)$$

где  $\lambda_s$  - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{ут.обор} = 1,2 \cdot 2,8 \cdot 575 = 1932 \text{ мм.}$$

Подробный расчет приведен в приложении В. Принимаем к установке ограничитель перенапряжений в составе КРУЭ 500 кВ 550 SR. Технические данные ОПН приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Технические характеристики ОПН 550 SR

Параметр	Заводское значение	Расчетное значение
1	2	3
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	600	575
Длительное рабочее напряжение, кВ	525	500
Номинальное напряжения ОПН, кВ	500	500
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	1500	1050
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	1500	1289
Ток взрывобезопасности, кА	30	10,2
Длина пути утечки оборудования, см	50	19,32
Класс энергоёмкости ОПН, кДж	До 7	5,1

#### 6.4 Оценка надежности молниезащиты

Определяем число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

Волновое сопротивление ошиновки составляет:

$$Z_{ош} = 318,762 \text{ Ом.}$$

Разрядное напряжение для импульса отрицательной полярности:

$$U_{50\%} = 569,954 \text{ кВ};$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ои}} ; \quad (118)$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ои}} = \frac{2 \cdot 569,954}{318,762} = 3,576 \text{ кА}.$$

Доля опасных перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку РУ, минуя молниеотводы:

$$P_{нр} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} ; \quad (119)$$

$$P_{нр} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} = e^{-0,04 \cdot 3,576} = 0,867.$$

Импульсное сопротивление заземлителя:  $R_u = 0,399 \text{ Ом}$ ;

$$I_{он} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} ; \quad (120)$$

$$I_{он} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} = \frac{569,954}{0,48 + 0,3 \cdot 13} = 130,13 \text{ кА}.$$

Вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$P_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{он}} ; \quad (121)$$

$$P_{он} = e^{-0,04 \cdot I_{он}} = e^{-0,04 \cdot 130,13} = 0,0055.$$

Вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ минуя молниеотводы (для класса номинального напряжения до 750 кВ):  $p_\alpha = 0,005$ .

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при разрядах молнии в ПС, минуя молниеотводы:

$$\eta_{np} = 0,9.$$

Вероятность перехода импульсного перенапряжения изоляции в силовую дугу при обратных перекрытиях:

$$\eta_{он} = 0,9.$$

Максимальная высота сооружения на РУ:

$$h_c = 6,3 \text{ м.}$$

Эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды при  $h_c \leq 30$ :

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30}; \quad (122)$$

$$R_{\text{экв}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} = 5 \cdot 17,5 - \frac{2 \cdot 17,5^2}{30} = 67,1 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на  $1 \text{ км}^2$  поверхности:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{\text{з.ч}}; \quad (123)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,ч} = 0,05 \cdot 49 = 2,45;$$

Тогда число случаев перекрытия изоляции при прорывах прямых ударов молнии и обратных перекрытий:

$$N_{ny} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{эке}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{эке}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_{\alpha} \cdot p_{np} + \eta_{on} \cdot p_{on}) \cdot 10^{-6}; \quad (124)$$

$$\begin{aligned} N_{ny} &= 2,45 \cdot (50 + 2 \cdot 67,1) \cdot (60 + 2 \cdot 67,1) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,867 + 0,9 \cdot 0,0055) \cdot 10^{-6} = \\ &= 7,76 \cdot 10^{-4}. \end{aligned}$$

Определим среднюю повторяемость в годах опасных перенапряжений на ПС из-за грозových разрядов в РУ (в годах):

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}}; \quad (125)$$

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} = \frac{1}{7,76 \cdot 10^{-4}} = 1290 \text{ лет.}$$

## 7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Переключательный пункт ПП 500 кВ Агорта необходим для питания, соответственно, подстанции ПС 220 кВ АГПЗ, обеспечивающей электроснабжение Амурского ГПЗ в г. Свободный.

В частности, бакалаврской работой предусмотрена реконструкция оборудования 500 кВ, которая была произведена в главе 4. Таким образом, на ПП 500 кВ Агорта и ПС 220 кВ АГПЗ, запитанной от шин ПП 500 кВ Агорта приняты следующие объемы первичного оборудования 220-500 кВ:

– КРУЭ 500 кВ типа 550 SR производства России ООО «Хендэ Электро-системы»;

– 2 силовых автотрансформатора АТДЦТН-125000/500/220/35 У1;

При строительстве переключательного пункта образовались две новые связи 500 кВ::

– реконструированная ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта, выполненная расщепленным проводом 3хАС-300/39, протяженностью 263,1 км;

– реконструированная ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта, выполненная расщепленным проводом 3хАС-300/39, протяженностью 112 км

В данной главе будут рассмотрены вопросы безопасности и экологичности на объекте, а также безопасности при возникновении чрезвычайных ситуаций.

### 7.1 Безопасность

В данном подразделе приведем основные требования безопасности при эксплуатации устройств РЗА на переключательном пункте Агорта.

Для обеспечения безопасности работ, проводимых в цепях измерительных приборов, устройств релейной защиты и электроавтоматики, вторичные цепи (обмотки) измерительных трансформаторов тока и напряжения должны иметь постоянные заземления. В сложных схемах релейной защиты для

группы электрически соединенных вторичных обмоток измерительных трансформаторов допускается выполнять заземление только в одной точке. Все работы в схемах устройств сложных защит выполняются по программам, в которых в том числе должны быть указаны меры безопасности.

При необходимости разрыва токовой цепи измерительных приборов, устройств релейной защиты, электроавтоматики цепь вторичной обмотки трансформатора тока предварительно закорачивается на специально предназначенных для этого зажимах или с помощью испытательных блоков.

Во вторичной цепи между трансформаторами тока и установленной закороткой не допускается производить работы, которые могут привести к размыканию цепи.

При работах во вторичных устройствах и цепях трансформаторов напряжения с подачей напряжения от постороннего источника должны быть приняты меры, исключающие возможность обратной трансформации.

Производителю работ, имеющему группу IV, из числа персонала, обслуживающего устройства релейной защиты, электроавтоматики, средства измерений, приборы учета и вторичные цепи, разрешается совмещать обязанности допускающего. При этом он определяет меры безопасности, необходимые для подготовки рабочего места. Подобное совмещение разрешается, если для подготовки рабочего места не требуется выполнения отключений, заземления, установки временных ограждений в части электроустановки напряжением выше 1000 В.

Производителю работ, имеющему группу IV по электробезопасности, единолично, а также членам бригады, имеющим группу III по электробезопасности, разрешается работать отдельно от других членов бригады во вторичных цепях и устройствах релейной защиты, электроавтоматики, если эти цепи и устройства расположены в РУ и помещениях, где токоведущие части напряжением выше 1000 В отсутствуют, полностью ограждены или расположены на высоте, не требующей ограждения.

Работники энергоснабжающих и энергосбытовых организаций работу с приборами учета потребителя, имеющего в штате оперативный (оперативно-ремонтный) персонал, проводят на правах командированного персонала. Эти работы проводятся бригадой в составе не менее двух работников. Работы выполняются по распоряжению, выдаваемому персоналом потребителя. Подготовку рабочего места и допуск работников энергоснабжающих и энергосбытовых организаций к работе с приборами учета выполняет в этом случае персонал потребителя.

В помещениях РУ записывать показания электросчетчиков допускается работнику энергоснабжающей или энергосбытовой организации, имеющему группу III, в присутствии представителя потребителя электроэнергии.

Работы по установке и замене приборов учета электроэнергии должны проводиться со снятием напряжения. В цепях электросчетчиков, подключенных к измерительным трансформаторам, при наличии испытательных коробок следует снимать напряжение со схемы электросчетчика в указанных коробках.

Работу с однофазными электросчетчиками оперативный (оперативно-ремонтный) персонал энергоснабжающих, энергосбытовых или территориальных электросетевых организаций, имеющий группу III по электробезопасности, имеет право проводить единолично при снятом напряжении по утвержденному перечню работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации. При отсутствии коммутационного аппарата до электросчетчика в деревянных домах, в помещениях без повышенной опасности эту работу разрешается проводить без снятия напряжения при снятой нагрузке.

При выполнении работ, указанных выше, ОРД организации (обособленного подразделения) за работниками должен быть закреплен территориальный участок. В бланках заданий оперативный персонал должен отмечать выполнение технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ в электроустановках.

В энергоснабжающих, энергосбытовых и территориальных электросетевых организациях для проведения работ с приборами учета должны быть составлены инструкции или технологические карты по каждому виду работ [33]

## 7.2 Экологичность

В данном разделе рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформаторного оборудования с большим содержанием масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для трансформаторов 500 кВ АТДЦТН-125000/500/220/35 У1.

Расчет произведем, согласно учебному пособию [30]. Итак, примем следующую конструкцию маслоприемника – с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м.

Таблица 32 – Параметры рассматриваемого силового трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	АТДЦТН-125000/500/220/35 У1
Мощность, МВА	125
Масса полная, т	231
Масса масла, т	56
Высота, м	9,7
Длина, м	11,3
Ширина, м	5,9

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслonaполненных силовых трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники с соблюдением следующих требований [7]:

1) габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора (реактора) не менее чем на 0,6 м при массе масла до 2 т; 1 м при массе

от 2 до 10 т; 1,5 м при массе от 10 до 50 т; 2 м при массе более 50 т. При этом габарит маслоприемника может быть принят меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородки, располагаемой от трансформатора (реактора) на расстоянии менее 2 м;

2) объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100% масла, залитого в трансформатор (реактор).

3) маслоприемник с отводом масла выполняется в случае, если объем масла в единице маслonaполненного оборудования более 20 т.

4) маслоприемники с отводом масла могут выполняться как заглубленными, так и незаглубленными (дно на уровне окружающей планировки). При выполнении заглубленного маслоприемника устройство бортовых ограждений не требуется, если при этом обеспечивается объем маслоприемника, указанный в п. 2.

5) маслоприемники с отводом масла могут выполняться:

- с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м;

- без металлической решетки с засыпкой гравия на дно маслоприемника толщиной слоя не менее 0,25 м.

Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника (заглубленного и незаглубленного) должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приемки и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м.

Верхний уровень гравия (щебня) должен быть не менее чем на 75 мм ниже верхнего края борта (при устройстве маслоприемников с бортовыми ограждениями) или уровня окружающей планировки (при устройстве маслоприемников без бортовых ограждений).

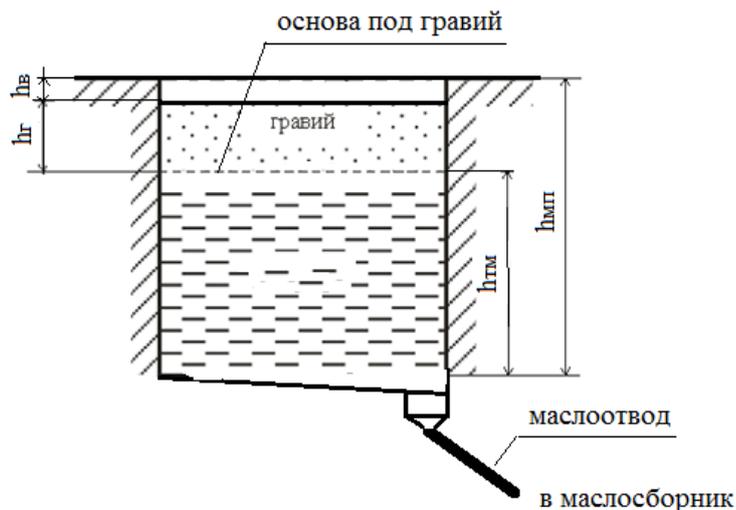


Рисунок 18 – Конструкция маслоприемника с отводом трансформаторного масла и воды (эскиз)

Объем масла вычисляется по выражению [12]:

Определим длину  $A_{мп}$  и ширину  $B_{мп}$  маслоприемника:

$$A_{мп} = A_m + 2 \cdot \Delta ; \quad (126)$$

$$B_{мп} = B_m + 2 \cdot \Delta , \quad (127)$$

где  $A_m$  – длина силового трансформатора, м;

$B_m$  – ширина силового трансформатора, м;

$\Delta$  – выступы за габариты трансформатора, согласно ПУЭ при массе масла более 50 т, не должны быть менее 2м.

$$A_{мп} = 11,3 + 2 \cdot 2 = 15,3 \text{ м} ;$$

$$B_{мп} = 5,9 + 2 \cdot 2 = 9,9 \text{ м} .$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{mn} = A_{mn} \cdot B_{mn} ; \quad (128)$$

$$S_{mn} = 15,3 \cdot 9,9 = 151,5 \text{ м}^2 .$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{mm} = \frac{M_{mm}}{\rho_{mm}} , \quad (129)$$

где  $M_{mm}$  – масса трансформаторного масла, кг;

$\rho_{mm}$  – плотность трансформаторного масла, принимаем 890 кг/м<sup>3</sup>

$$V_{mm} = \frac{56 \cdot 10^3}{890} = 63 \text{ м}^3 .$$

Таким образом, глубина маслоприемника с отводом масла принятой конструкции равна:

$$h_{mn} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}} + h_g + h_z , \quad (130)$$

где  $h_g$  – глубина воздушного зазора между гравием на решетки и нулевой отметки ОРУ, м (не менее 75 мм);

$h_z$  – толщина гравия (щебня), м (0,25 м).

$$h_{mn} = \frac{63}{151,5} + 0,075 + 0,25 = 0,74 \text{ м} .$$

При принятых выше обозначениях и требованиях к маслосборнику его объём должен быть не менее:

$$V_{мс} \geq V_{тм} + V_{вода} \cdot \quad (131)$$

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{вода} = 0,8 \cdot l \cdot t \cdot (S_{мн} + S_{БПТ}) , \quad (132)$$

где  $l$  – интенсивность пожаротушения, равная  $0,2$  л/(с·м<sup>2</sup>);

$t$  – нормативное время пожаротушения, равное  $1800$  с;

$S_{БПТ}$  – площадь боковой поверхности трансформатора, м<sup>2</sup>.

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m) , \quad (133)$$

где  $H_m$  – высота трансформатора, м.

$$S_{БПТ} = 2 \cdot 9,7 \cdot (11,3 + 5,9) = 333,7 \text{ м}^2;$$

$$V_{вода} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (151,5 + 333,7) = 139,7 \text{ м}^3;$$

$$V_{мс} = 63 + 139,7 = 202,7 \text{ м}^3 .$$

### 7.3 Чрезвычайные ситуации

ПП 500 кВ Агорта предназначен для питания ПС 220 кВ АГПЗ, который в свою очередь должен обеспечить электроснабжение Амурского газоперерабатывающего завода. На переключательном пункте при возникновении чрезвычайных ситуаций природного или техногенного характера, прежде всего,

следует руководствоваться местными инструкциями и памятками по ликвидации аварий.

При возникновении чрезвычайных ситуаций природного характера (пожар) следует руководствоваться следующей памяткой. Итак, действия работников ПП 500 кВ Агорта в случае возникновения ЧС:

1. Работники эвакуируются на безопасное расстояние в район эвакуации, определенный руководителем по безопасности, взяв документы, деньги и средства индивидуальной защиты.

2. Оперативно-противопожарная группа выполняет мероприятия по организации оперативных действий до прибытия подразделений Государственной противопожарной службы ГУ МЧС России.

3. Дежурная смена остается на своих рабочих местах со средствами индивидуальной защиты и проводит мероприятия по герметизации своих помещений (отключить во всех помещениях приточную вентиляцию, закрыть все окна, форточки, двери).

В случае распространения пожара и возникновения угрозы жизни дежурная смена эвакуируется на безопасное расстояние в район эвакуации или в другое безопасное место.

При возникновении угрозы совершения террористического акта:

1. Работники эвакуируются на безопасное расстояние в район эвакуации или в другое безопасное место, взяв документы, деньги и средства индивидуальной защиты.

2. Дежурная смена остается на своих рабочих местах со средствами индивидуальной защиты и проводит мероприятия по герметизации своих помещений (закрыть все окна, форточки, двери).

3. В случае возникновения угрозы жизни дежурная смена эвакуируется на безопасное расстояние в район эвакуации или в другое безопасное место.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной работе была произведена реконструкция комплексов релейной защиты и сетевой автоматики ЛЭП сверхвысокого напряжения 500 кВ, обеспечивающих внешнее электроснабжение переключательного пункта Агорта, питающего одного из важнейших потребителей Амурской области в части нефтедобычи и нефтепереработки – Амурского ГПЗ.

В работе были рассмотрены несколько вариантов подключения к существующим сетям ПП 500 кВ Агорта. На основании технико-экономического сравнения вариантов, было принято решение подключить ПП 500 кВ Агорта к ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская №1 с образованием новых связей: ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Агорта и ВЛ 500 кВ Амурская – Агорта.

Основной целью работы была реконструкция устройств РЗА существующих ЛЭП 500 кВ, в связи с подключением ПП 500 кВ Агорта. Для достижения поставленной цели был выполнен следующий объем работ:

- 1 выполнен климатогеографический анализ района реконструируемом объекте;
- 2 выбрано число и мощности силовых трансформаторов на реконструируемых ПС;
- 3 выполнен расчет токов короткого замыкания в прилегающей сети и на ПС Агорта и ПС Агорта после выполнения реконструкции;
- 4 спроектирована однолинейная схема реконструируемых ПС;
- 5 выполнены выбор и проверка электрооборудования;
- 6 выполнен выбор устройств РЗА ВЛЭП 500 кВ, рассчитаны параметры настройки и алгоритмы функционирования выбранных устройств РЗА;
- 7 выполнен расчет молниезащиты и заземляющих устройств на реконструируемых объектах;
- 8 произведена оценка безопасности и экологичности производимых объемов реконструкции;
- 9 выполнена технико-экономическая оценка объемов реконструкции.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 ГОСТ Р 57382-2017 "Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений", утвержденным и введенным в действие приказом Росстандарта от 16.01.2017 N 12-ст (опубликован на официальном сайте Росстандарта в январе 2017, в ИУС 6 - 2017). (дата обращения 02.03.2022).

2 Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок "Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики" Утверждены приказом Минэнерго России от 12.07.2018 г. N 548 (дата обращения 02.03.2022).

3 Правила предотвращения и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем», утв. Распоряжением ОАО «СО ЕЭС» от 24.09.2008 №114 (дата обращения 02.03.2022).

4 [ГОСТ 11677-85](#) "Трансформаторы силовые. Общие технические условия", утвержденном и введенном в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24.09.1985 N 3005, раздел 9 (опубликован с утвержденными изменениями N 1, 2, 3, 4 - Издательство стандартов, 2002). (дата обращения 07.03.2022).

5 Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2014. – 608 с. (дата обращения 07.03.2022).

6 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2014 – 576 с. (дата обращения 07.03.2022).

- 7 Правила устройства электроустановок (седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с. (дата обращения 09.03.2022).
- 8 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с. (дата обращения 09.03.2022).
- 9 РЗА.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog/zashchita-i-avtomatika-prisoedineniy-vvodov-i-bsk-dla-setey-6-35-kv/sirius-2-1-i-sirius-21-1.php>. (дата обращения 09.03.2022).
- 10 Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов. [Электронный ресурс] – Электрон. дан. – М. : Издательский дом МЭИ, 2014. – 510 с. – Режим доступа: <http://e.lanbook.com/book/723>. (дата обращения 09.03.2022).
- 11 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015 (дата обращения 09.03.2022).
- 12 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: [https://www.websor.ru/va\\_99m.html](https://www.websor.ru/va_99m.html). (дата обращения 11.03.2022).
- 13 Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем: учебное пособие. – М.: Издательский дом МЭИ, 2012. (дата обращения 11.03.2022).
- 14 Горелик Т.Г., Кириенко О.В., Дони Н.А. Цифровая подстанция. Подходы к реализации. (дата обращения 11.03.2022).
- 15 Билик Н.И., Непомнящий В.А., Славин Г.А. Вероятности коротких замыканий с токами расчетных значений. - Труды Энергосетяхроекта, 1978, вып. 11. (дата обращения 16.03.2022).
- 16 Востросаблин А.А., Неклепаев Б.Н. Вероятностные характеристики коротких замыканий в энергосистемах. - Электричество, 1999, № 8. (дата обращения 16.03.2022).

- 17 ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. М.: Изд-во стандартов, 1986. (дата обращения 17.04.2022).
- 18 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 27.12.2018). Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (дата обращения 17.04.2022).
- 19 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23.07.2012 №340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления» (дата обращения 17.04.2022).
- 20 Шифрин Л.Н. Первый блочный трансформатор 500 кВ нового поколения типа ТДЦ-400000 / 500 для Бурейской ГЭС. -Электро, 2005, № 1.
- 21 Воротницкий, В.Э. Повышение эффективности управления распределительными сетями // Энергосбережение [Электронный ресурс]. (дата обращения 17.04.2022).
- 22 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с. (дата обращения 25.04.2022).
- 23 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2007. – 368 с. (дата обращения 25.04.2022).
- 24 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2009. – 480 с. (дата обращения 18.05.2022).
- 25 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с. (дата обращения 18.05.2022).
- 26 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 18.05.2022).
- 27 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2013. (дата обращения 18.05.2022).

28 ООО «Исследовательский центр «Бреслер». Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» – Чебоксары : ФСК ЕЭС, 2014. –184с. (дата обращения 20.05.2022).

29 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с. (дата обращения 20.05.2022).

30 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб.пособие / А.Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. –90 с. (дата обращения 20.05.2022).

31 27 РД 153-34.0-04.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015. (дата обращения 20.05.2022).

32 Постановление РФ от 25.08 2008 г. N 637 "Об организации деятельности правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба)". (дата обращения 20.05.2022).

33 Министерство труда и социальной защиты Российской Федерации. Приказ от 15 декабря 2020 года №903н об утверждении правил по охране труда при эксплуатации электроустановок – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с. (дата обращения 20.05.2022).

34 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с. (дата обращения 20.05.2022).

35 Пастухова, И.В., Насановский Л.Г. Особенности расчетов электрокабелей высокого напряжения: Информационный вестник №3 (14) (дата обращения 20.05.2022).