

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция релейной защиты и автоматики воздушной линии электропередачи 220 кВ подстанция Уссурйск-2 – подстанция Дальнево-сточная в связи с подключением новой подстанции напряжением 220/35/10 кВ

Исполнитель

студент группы 742-об4

подпись, дата

В.С. Матвеев

Руководитель

доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Консультант:

безопасность и

экологичность

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ассистент

подпись, дата

А.М. Лисогурский

Благовещенск 2021

Министерство образования и науки 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
« ____ » _____ 2021 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Матвеева В.С.

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция релейной защиты и автоматики воздушной линии электропередачи 220 кВ подстанция Уссурийск-2 – подстанция Дальневосточная в связи с подключением новой подстанции напряжением 220/35/10 кВ

(утверждено приказом от 19.032021 № 575)

2. Срок сдачи студентом законченной работы: 02.06.2021

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: данные преддипломной практики, уровни токов КЗ, схема сети.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Характеристика района проектирования, выбор силовых трансформаторов и разработка однолинейной схемы, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка первичного оборудования, релейная защита и автоматика, молниезащита и заземление, безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Работа содержит 141 с., 28 рисунков, 36 таблиц, 37 источников, 5 приложений.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы:

доцент, канд. техн. наук, Козлов Александр Николаевич

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Работа содержит 138 с., 28 рисунков, 36 таблиц, 37 источников, 5 приложений.

ЗАХОДЫ, ПОДСТАНЦИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ОШИНОВКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО, ЭЛЕГАЗ, УРОВЕНЬ ШУМА, ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ОХРАНА ТРУДА, ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.

В бакалаврской работе произведена реконструкция релейной защиты сети в связи с проектированием нового объекта, были рассмотрены и разработаны варианты подключения новой подстанции 220/10 кВ. Определены электрические нагрузки объекта, произведен расчет токов короткого замыкания, выбрано и проверено необходимое оборудование, спроектирована однолинейная схема. Выполнен расчет молниезащиты и заземления ПС, произведен расчет цифровой защиты трансформатора и ошиновки 220 кВ на базе терминалов «ЭКРА». Рассмотрен вопрос охраны труда на подстанции, рассчитаны параметры маслоприемника силового трансформатора, рассмотрен вопрос пожарной безопасности на объекте.

СОДЕРЖАНИЕ

Термины, определения, обозначения и сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района проектирования	10
1.1 Климатогеографическая характеристика района	11
1.2 Характеристика существующего оборудования и разработка вариантов внешнего электроснабжения	15
1.3 Технико-экономическая оценка вариантов электроснабжения объекта проектирования	19
2 Выбор силовых трансформаторов и разработка однолинейной схемы	24
2.1 Расчет электрических нагрузок	25
2.2 Расчет и выбор силовых трансформаторов	27
2.3 Разработка однолинейной схемы	29
3 Расчет токов короткого замыкания	30
3.1 Расчет симметричных коротких замыканий	31
3.2 Расчет несимметричного короткого замыкания	33
3.3 Расчет токов для выбора и проверки оборудования	39
4 Выбор и проверка первичного оборудования	48
4.1 Выбор и проверка выключателей	50
4.2 Выбор и проверка разъединителей	52
4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	54
4.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	58
4.5 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	61
4.6 Выбор и проверка ошиновки 220 кВ	63
4.7 Выбор и проверка ошиновки и шинных конструкций 10 кВ	68
4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	69
4.9 Выбор систем питания оперативного тока	70
4.10 Выбор аппаратуры телемеханики и связи	71
4.11 Выбор и проверка комплектного распределительного	72

устройства	
5 Релейная защита и автоматика	73
5.1 Расстановка комплектов защиты и автоматики	73
5.2 Расчет уставок резервных защит ЛЭП	80
5.3 Расчет уставок основной защиты ЛЭП	95
5.4 Расчет параметров сетевой автоматики	99
6 Молниезащита и заземление	111
6.1 Конструктивное исполнение заземления и его расчет	111
6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты	115
6.3 Оценка надежности молниезащиты	120
7 Безопасность и экологичность принятого варианта реконструкции электрической сети	123
7.1 Безопасность	123
7.2 Экологичность	129
7.3 Безопасность при возникновении чрезвычайных ситуаций	131
Заключение	134
Библиографический список	135
Приложение А. Технико-экономический расчет	139
Приложение Б. Расчеты нагрузок, ТКЗ, выбор оборудования	146
Приложение В. Расчет РЗА	185
Приложение Г. Расчет молниезащиты и заземления	244

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;

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

За последние несколько лет территория Приморского края претерпела различного рода реконструкции, связанные, в большинстве своем, с развитием сельскохозяйственной отрасли. Агрокомплекс неотделимо связан с развитием электроэнергетической сферы. Рост энергопотребления, в свою очередь, характеризует уровень развития края в целом.

В объем данной выпускной квалификационной работы входит реконструкция релейной защиты и автоматики ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2 в связи с проектированием новой подстанции для энергоснабжения объектов территории опережающего развития (ТОР) «Михайловский».

ТОР «Михайловский» специализируется на размещении крупных сельскохозяйственных производств, центров глубокой переработки и логистики сельхозпродукции. Это мощный сельскохозяйственный кластер. В настоящее время резиденты реализуют 18 проектов, общий объем заявленных инвестиций составляет 82,6 млрд рублей. Реализация всех проектов позволит создать в регионе более 4 тысяч рабочих мест.

Размер вложенных инвестиций составляет 22,9 млрд рублей, на предприятиях ТОР создано 1,2 тыс. рабочих мест. Пять проектов по созданию свиноводческих комплексов и агроферм по выращиванию сельскохозяйственных культур инвесторы уже успешно выполнили.

Цель выпускной квалификационной работы – реконструкция релейной защиты и автоматики оборудования прилегающей сети в связи с образованием новой ПС 220 кВ Михайловская. Актуальность темы обусловлена созданием новых объектов потребления электроэнергии на территории опережающего развития «Михайловский».

Для осуществления поставленной цели необходимо выполнить ряд задач:

- 1 изучить варианты внешнего электроснабжения новой подстанции;

- 2 выбрать число и мощности силовых трансформаторов на проектируемом объекте;
- 3 спроектировать однолинейную схему вновь вводимой подстанции;
- 4 выполнить технико-экономическую оценку объемов проектирования;
- 5 произвести проверку оборудования
- 6 рассчитать уровни токов короткого замыкания для проверки оборудования в части выбранного объема проектирования;
- 7 спроектировать современные комплексы РЗА для существующего оборудования и реконструируемого;
- 8 произвести качественную оценку заземляющего устройства ПС, рассчитать параметры заземляющего устройства;
- 9 произвести качественную оценку молниезащиты ПС, рассчитать параметры систем молниезащиты;
- 10 выполнить оценку уровня пожарной безопасности подстанции, рассмотреть вопросы экологичности и охраны труда на объекте.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатогеографическая характеристика района

Приморский край занимает юго-восточную окраину России. Он расположен в самой южной части Дальнего Востока на берегу Японского моря.

В рельефе Приморского края четко выделяются две горные системы (Восточно-Маньчжурская и Сихотэ-Алинь), а также Приханкайская равнина. Сихотэ-Алинь, включающая в себя многочисленные горные ряды и обособленные возвышенности, составляет около 70 % всей Приморской территории. Средняя высота этой системы над уровнем моря около 500-1000 м.

Почвы в районе расположения буротаежные, болотистые. Глубина промерзания 1,85 м. Первый слой почвы занимают суглинки маловлажные (1,5 м), второй слой - пески (до 7 м).

Средняя температура зимой составляет -20°C , летом $+17,7^{\circ}\text{C}$.

Минимальная температура в январе месяце составляет -45°C , максимальная температура в июле месяце составляет $+28^{\circ}\text{C}$.

В пределах береговой зоны скорости ветра зимой значительны. Так, средние скорости ветра составляют всюду более 5 м/сек, достигая местами на открытых участках 10 м/сек. Скоростной наибольший нормативный напор ветра равен 650 Па. Район по ветру - IV. Преобладающее направление ветров - северо-западное.

Район по гололеду - IV. Температура при образовании гололеда -10°C .

Среднегодовая продолжительность гроз на выбранной территории составляет от 10 до 20 часов.

Климатические данные для расчёта определены по картам климатического районирования и данных обработки материалов многолетних наблюдений по метеостанции. Данные сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические данные

Климатические условия	Расчётные величины	Дополнительные условия
1	2	3
Район по гололёду 25 летней повторяемости	III	
Нормативная стенка гололёда	20 мм	
Район по ветру 25 летней повторяемости	III	
Нормативное ветровое давление	650 Па	32 м/с
Годовое количество осадков	575 мм	
Низшая температура воздуха	-45°C	
Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха	-38°C	
Расчётная температура воздуха наиболее холодной пятидневки	-34°C -36°C	Обесп. - 0,92 Обесп. - 0,98
Среднегодовая температура воздуха	0 °C	
Высшая температура воздуха	+41°C	
Число грозочасов в год	49	Максим. - 69
Высота снежного покрова: максимальная средняя	33 см 17 см	
Количество ветреных дней в зимнем периоде с силой ветра более 10 м/с	от 10 до 30%	
Степень загрязнения атмосферы	II	
Температура гололёдообразования	-10°C	
Преобладающее направление ветра	СЗ	
Расчётная температура самых холодных суток	-37°C -38°C	Обесп. - 0,92 Обесп. - 0,98
Продолжительность отопительного периода	212 суток	
Вес снегового покрова	80 кгс/м ²	I район
Средняя температура отопительного периода	-11,5°C	
Сейсмичность района	7 баллов	Группа В
Среднегодовая скорость ветра	2,6 м/с	
Средняя из абсолютных максимумов температура воздуха в летний период	+32,1°C	
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности	0,4 м	
Среднегодовая скорость ветра	2 м/с	

1.2 Характеристика существующего оборудования и разработка вариантов внешнего электроснабжения

Вновь вводимая ПС 220 кВ Михайловская располагается в черте Уссурийского района в 35 км от ПС Дальневосточная и может быть запитана по нескольким вариантам. Рассмотрены 4 основных варианта:

- питание по двум цепям от ПС 220 кВ Уссурийск-2;
- питание по двум цепям от ПС 500 кВ Дальневосточная;
- питание от ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Дальневосточная №1 с выполнением заходов на ПС 220 кВ Михайловская;
- питание от ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Дальневосточная №1 и №2 по схеме отпайки.

Далее будет произведена разработка и технический анализ для 4 конкурентных вариантов подключения ПС 220 кВ Михайловская. 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 1 – 4 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: ПС 500 кВ Дальневосточная и ПС 220 кВ Уссурийск-2. Также, следует отметить, что для проектирования вновь вводимых участков ЛЭП учитывается коэффициент трассы для данного региона – 1,4; при планировании количества выключателей для новой ПС на данном этапе отбора принимается схема 5АН (3 выключателя) для варианта транзитной ПС и 5А (2 выключателя) – для тупиковой.

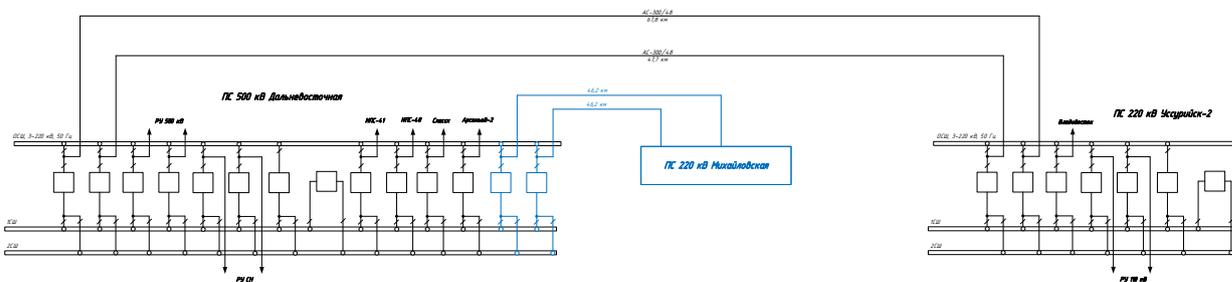


Рисунок 1 – Вариант подключения №1

Описание и технический анализ схемы №1: Схема питания ПС 220 кВ Михайловская – тупиковая. Питание ПС 220 кВ Михайловская выполнено двумя цепями от РУ 220 кВ ПС 500 кВ Дальневосточная. Таким образом, требуется реконструкция РУ 220 кВ ПС 500 кВ Дальневосточная путем сооружения двух дополнительных линейных ячеек.

Таблица 1 – 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 220 кВ Дальневосточная – Михайловская №1,2	2	92,4	5	46,2

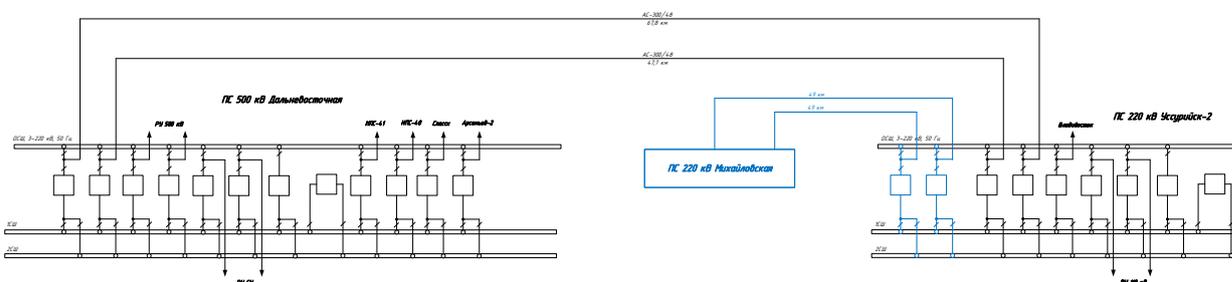


Рисунок 2 – Вариант подключения №2

Описание и технический анализ схемы №2: Схема питания ПС 220 кВ Михайловская – тупиковая. Питание ПС 220 кВ Михайловская выполнено двумя цепями от РУ 220 кВ ПС 220 кВ Уссурийск-2. Таким образом, требуется реконструкция РУ 220 кВ ПС 220 кВ Уссурийск-2 путем сооружения двух дополнительных линейных ячеек.

Таблица 2 – 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 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская №1,2	2	98	5	49

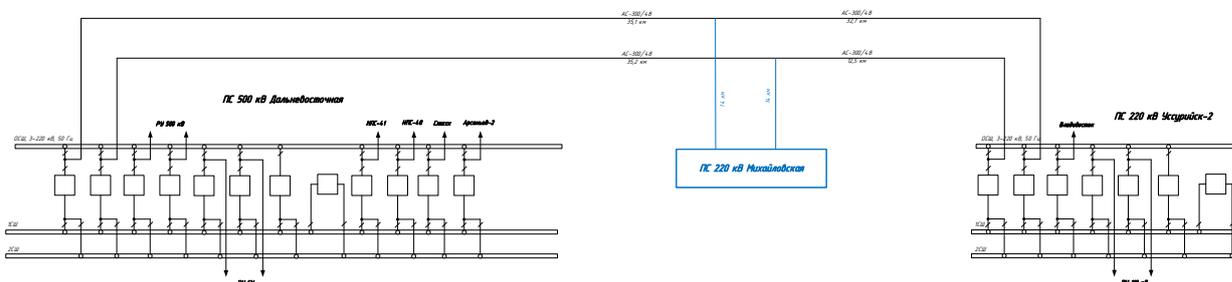


Рисунок 3 – Вариант подключения №3

Описание и технический анализ схемы №3: Схема питания ПС 220 кВ Михайловская – отпаечная. Питание ПС 220 кВ Михайловская выполнено двумя цепями, врезкой в двухцепную ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2. Место врезки – 35 километр трассы от ПС 500 кВ Дальневосточная.

Таблица 3 – 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 ПС 220 кВ Михайловская	2	28,0	2	14,0

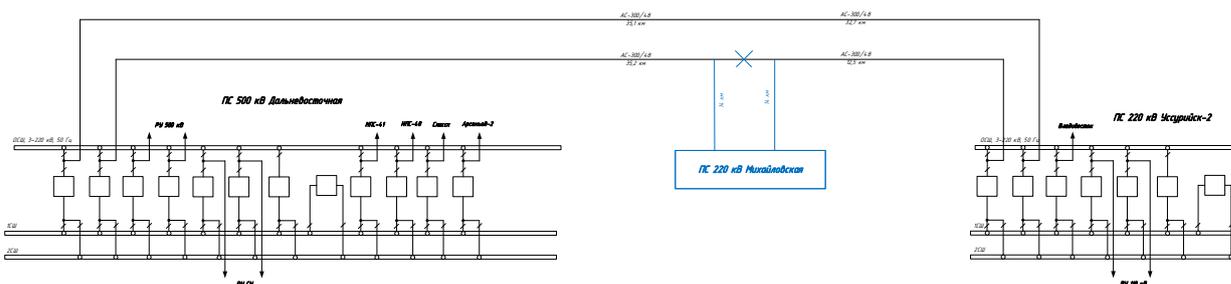


Рисунок 4 – Вариант подключения №4

Описание и технический анализ схемы №4: Схема питания ПС 220 кВ Михайловская – транзитная. Питание ПС 220 кВ Михайловская выполнено от ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2 №1 путем выполнения заходов на вновь возводимую подстанцию. Таким образом образуются новые ЛЭП: ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская и ВЛ 220 кВ Михайловская – Уссурийск-2.

Таблица 4 – 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 220 кВ Дальневосточная – Михайловская	1	49,2	3	14,0
ВЛ 220 кВ Михайловская – Уссурийск-2	1	26,5		

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

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 2021 год ($K_{инфл} = 2,4$). Затем определим капитальные вложения по подстанциям, при этом найдем постоянную часть затрат, стоимость РУ ВН и РУ СН. 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, следова-

тельно, стоимостные показатели трансформаторов не будут учтены, так как ПП Амга не включает в себя силовые трансформаторы. Силовые трансформаторы входят в зону обслуживания ПС КС-3, питаемой от ПП Амга. В предыдущем плаве был выполнен балансовый расчет реактивной мощности, где был сделан вывод об отсутствии необходимости установки компенсирующих устройств на ПП Амга. 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.

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]. Параметры вновь возводимых участков ЛЭП приведены в предыдущей главе (таблицы 3.1.1-3.1.4).

Приведем пример для варианта №1.

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot K_{инф} \cdot K_{зон} \cdot l = 3,668 \cdot 10^4 \cdot 2,4 \cdot 1,4 = 1,232 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ПС} = k_{инф} \cdot (K_{ОРУ} + K_{ПОСТ}) = 2,4 \cdot (26000 + 20400) = 1,114 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$K = K_{ПС} + K_{ВЛ} = 1,232 \cdot 10^5 + 1,114 \cdot 10^5 = 2,346 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

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 Амга.

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]:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} \tag{4}$$

где ΔP_K – среднегодовые потери на корону для каждого уровня напряжения, равно 0,008.

Потери в воздушных линиях определяются по формуле [3]:

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

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

ΔW_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.

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

$$\Delta W_{ВЛ1} = \frac{(48)^2 + (24)^2}{220^2} \cdot 1,68 \cdot 4800 + \frac{(48)^2 + (24)^2}{220^2} \cdot 1,68 \cdot 3960 = 783,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{ВЛ2} = \frac{(48)^2 + (24)^2}{220^2} \cdot 1,68 \cdot 4800 + \frac{(48)^2 + (24)^2}{220^2} \cdot 1,68 \cdot 3960 = 783,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ1} + \Delta W_{ВЛ2} + \Delta W_K = 783,6 + 783,6 + 1962 = 3529 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Расчет эксплуатационных издержек

Издержки находят по формуле [6]:

$$I = I_{AM} + I_{РЭО} + I_{\Delta W}, \quad (7)$$

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]:

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

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

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

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

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 ΔW - потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$ – нерегулируемая составляющая в ставке покупки потерь электроэнергии за 2020 год для Республики Саха (Якутия) – 2,69 тыс.руб/МВт·ч.

Покажем расчет для схемы №1.

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W} = 3743 \cdot 2,69 = 1,007 \cdot 10^4 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{\text{AM}} = \frac{K}{T_{\text{СЛ}}} = \frac{2,012 \cdot 10^5}{20} = 1,006 \cdot 10^5 \text{ тыс.руб}$$

$$I_{PЭО} = \alpha_{mэоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{mэоПС} \cdot K_{ПС} = 0,008 \cdot 8,979 \cdot 10^4 + 0,059 \cdot 1,114 \cdot 10^5 =$$

$$= 7,289 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

$$I = I_{AM} + I_{PЭО} + I_{\Delta W} = 1,006 \cdot 10^5 + 7,289 \cdot 10^3 + 1,007 \cdot 10^4 = 27,414 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

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 №1.

$$Z = E \cdot K + I = 0,1 \cdot 2,346 \cdot 10^5 + 28,78 \cdot 10^3 = 52,241 \cdot 10^3 \text{ тыс.руб}$$

Подробный расчет приведен в приложении А. Результаты технико-экономической оценки вариантов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты расчета технико-экономических показателей вариантов подключения ПС Михайловская

Показатель	Вариант 3	Вариант 4
1	2	3
Суммарные капиталовложения, тыс.руб	$2,346 \cdot 10^5$	$2,492 \cdot 10^5$
Суммарные издержки, тыс.руб	$28,780 \cdot 10^3$	$30,376 \cdot 10^3$
Издержки стоимости потерь электроэнергии, тыс.руб	$9,494 \cdot 10^3$	$6,332 \cdot 10^3$
Среднегодовые эксплуатационные затраты, тыс.руб	$52,241 \cdot 10^3$	$52,139 \cdot 10^3$

Определим разницу в среднегодовых эксплуатационных затратах для в обоих случаях:

$$\Delta = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100 \quad (12)$$

$$\Delta = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1} \cdot 100 = \frac{52,241 \cdot 10^3 - 52,139 \cdot 10^3}{52,241 \cdot 10^3} \cdot 100 = 0,2 \%$$

В результате технико-экономической оценки вариантов внешнего электроснабжения ПС 220 кВ Михайловская, можно сделать вывод о том, что выбрать наиболее привлекательный вариант по среднегодовым эксплуатационным затратам не представляется возможным, т.к. разница составила менее

5%. Таким образом, выбор производится по величине издержек стоимости потерь электроэнергии.

По данному показателю, выбираем для дальнейшего рассмотрения вариант №4. Окончательный вариант подключения ПС 220 кВ Михайловская к существующей сети представлен на рисунке 5.

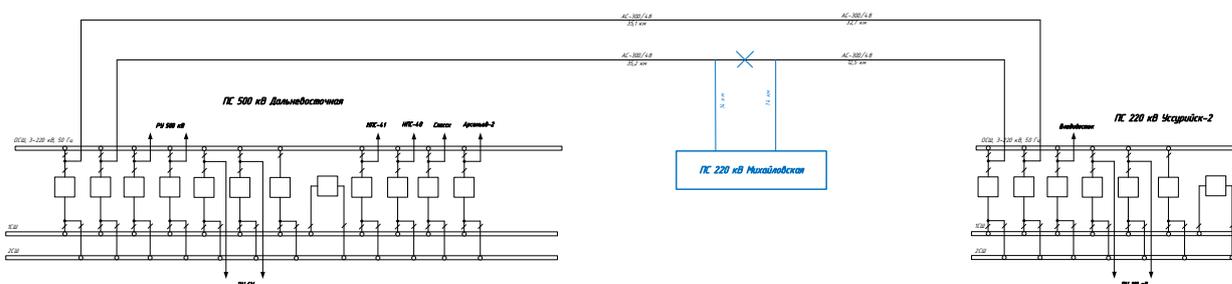


Рисунок 5 – Окончательный вариант подключения

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

- ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская (АС-300/48, 49,2 км);
- ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская (АС-300/48, 26,5 км);

Таким образом, объемом данной ВКР предусмотрено:

- реконструкция устройств РЗА ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская на ПС 500 кВ Дальневосточная;
- реконструкция устройств РЗА ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская на ПС 220 кВ Уссурийск-2;
- проектирование устройств РЗА новой ПС 220 кВ Михайловская для обоих ЛЭП 220 кВ.

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 РАЗРАБОТКА ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ

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 реконструируемой ПС.

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. Данные по фактическим значениям потребления получают в периоды контрольных замеров. Контрольный замер производят в самый короткий зимний и самый длинный зимний дни. Для определения прогнозируемых параметров потребления ПС 220 кВ Михайловская, примем значения, заявленные потребителем на стадии проектирования (48 МВт).

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 Михайловская – 48 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:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{K_{max}} \quad (13)$$

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

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi \quad (14)$$

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

$$P_{cp} = \frac{P_{\max}}{K_{\max}} = \frac{48}{1,2} = 40 \text{ МВт}$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi = 40 \cdot 0,62 = 24,79 \text{ Мвар}$$

$$Q_{\max} = P_{\max} \cdot tg\varphi = 48 \cdot 0,62 = 29,75 \text{ Мвар}$$

Далее определяем требуемую мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку, треб} = P_{cp} \cdot (tg\phi_{нагр} + tg\phi_{норм}) \quad (15)$$

где $tg\phi_{норм}$ – предельный коэффициент мощности, определенный Приказом энергоснабжающей организации «О порядке предоставления (приказа) энергоснабжающей организации (групп энергоснабжающих организаций) потребителям электрической энергии»;

P_{cp} – средняя мощность, МВт.

$$Q_{ку, треб} = P_{cp} \cdot (tg\phi_{нагр} - tg\phi_{норм}) = 40 \cdot (0,62 - 0,4) = 8,8 \text{ Мвар}$$

Нескомпенсированная мощность на шинах:

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{\text{ку.треб}} \quad (16)$$

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{\text{ку.треб}} = 29,75 - 8,79 = 21,0 \text{ Мвар}$$

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

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{\text{неск}} + \Delta Q_m)^2} \quad (17)$$

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

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_m)^2 + (Q_{\text{неск}} + \Delta Q_m)^2} = \sqrt{(48 + 1,048)^2 + (20,96 + 5,24)^2} = 55,61 \text{ МВА}$$

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 потребление ПС 220 кВ Уландочка в основном I категории надежности. Выполним расчет нагрузки силового трансформатора:

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_p}{N \cdot K_3}, \quad (18)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7;

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

$$S_{TP} = \frac{55,61}{2 \cdot 0,7} = 39,72 \text{ MVA}$$

В первом приближении выберем силовой трансформатор ТРДН-63000/220 УХЛ1. Напряжение обмоток: высокого напряжения – 242 кВ, низкого напряжения – 11 кВ. Трансформатор снабжен устройством РПН. Система охлаждения – Д (принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла). Выполним проверку по коэффициенту загрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{S_{TP}}{S_{ном.т}}, \tag{19}$$

$$K_3^{норм} = \frac{39,72}{63} = 0,63$$

$$K_3^{авар} = \frac{2 \cdot S_{TP}}{S_{ном.т}}, \tag{20}$$

$$K_3^{авар} = \frac{2 \cdot 39,72}{63} = 1,26$$

Коэффициенты загрузки удовлетворяют нормативным, таким образом, принимается к установке силовой трансформатор марки ТРДН-63000/220 УХЛ1.

2.3 Разработка однолинейной схемы

Распределительное устройство на стороне 220 кВ принимаем в виде ОРУ по схеме «четырёхугольника». Установка КРУЭ не рассматривается по причинам:

- отсутствия необходимой экономии места на территории объекта;
- требования надёжности при применении ОРУ полностью обеспечиваются;
- установка КРУЭ приведет к увеличению затрат.

Схема «четырёхугольника» используется на проходных подстанциях с двухсторонним питанием по двум линиям. Данная схема требует четыре ячейки выключателей на четыре присоединения (два трансформатора и две линии), занимает минимальные отчуждаемые площади. Схема «четырёхугольника» относится к кольцевому виду схем – выключатели соединяются между собой образуя кольцо [10].

Одним из недостатков схемы является глухое присоединение силовых трансформаторов к шинам 220 кВ, однако при необходимости вывода в ремонт силового трансформатора, можно отключить два выключателя секции, обесточив ее, оставив в работе транзит через другие два выключателя. Далее отключают трансформаторный разъединитель, выводят в ремонт силовой трансформатор и вновь подают напряжение на обесточенную секцию шин.

Схема четырёхугольника применима, в основном, в распределительных устройствах с мощностью силовых трансформаторов свыше 40 МВА. Схема, принятая для распределительного устройства 220 кВ представлена на рисунке 6.

На стороне 10 кВ принята наиболее простая и наглядная схема – рабочая система шин, секционированная выключателем. Схема рассчитана на множество присоединений, отключение в ремонт линии происходит посредством отключения выключателя линии. Секционирование производится посредством секционного выключателя. В нормальном режиме секционный выключатель отключен.

При отключении ввода 10 кВ посредством автоматики включается секционный выключатель, и питание потребителей обесточенной ранее секции шин продолжается от оставшегося в работе силового трансформатора.

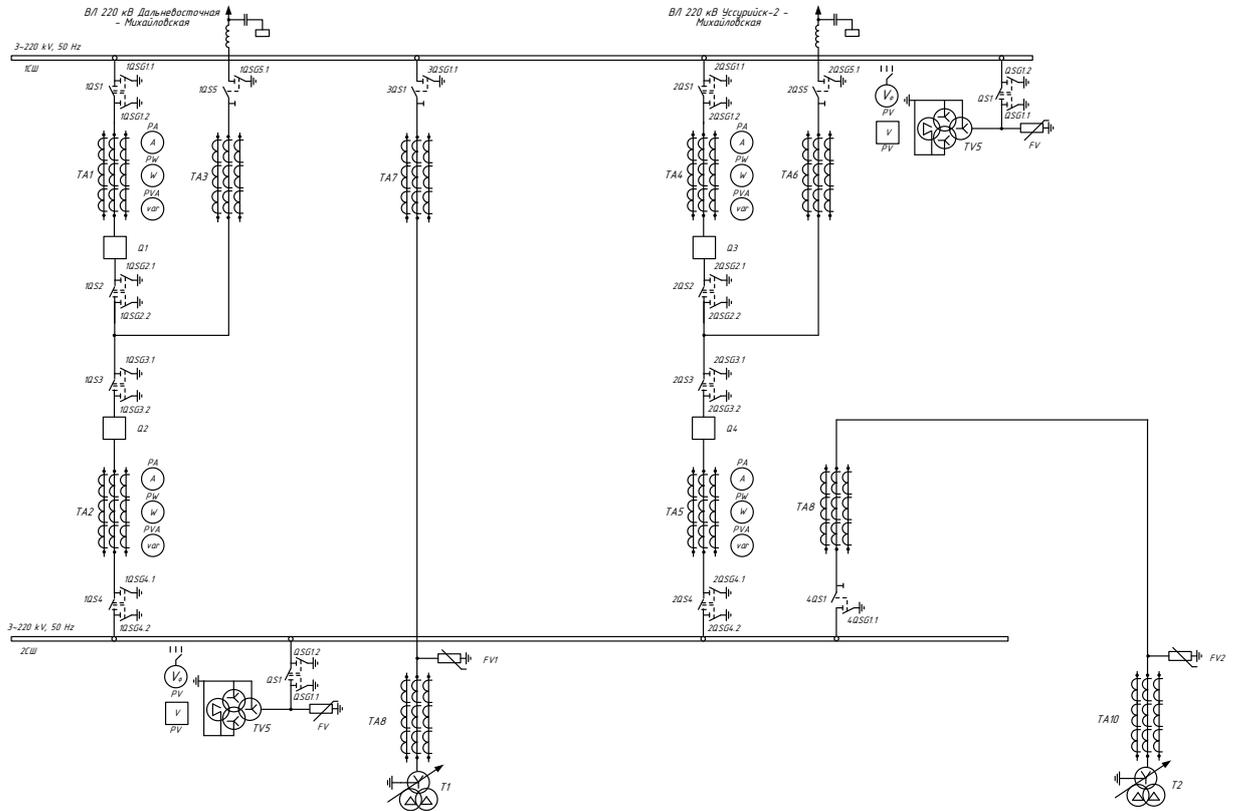


Рисунок 6 – Четырёхугольник

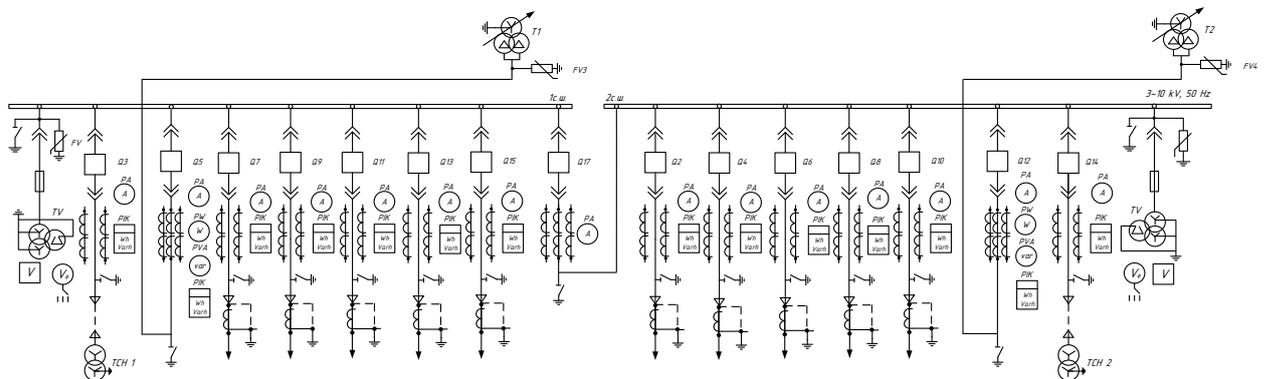


Рисунок 7 – Одна рабочая, секционированная выключателем система шин

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов КЗ необходим для корректного выбора и проверки оборудования. Расчет будем вести в именованных единицах. Учтем, также, работу АВР на стороне НН. Для расчета токов КЗ необходимо составить расчетную схему замещения. Расчетный граф сети представлен на рисунке 8.

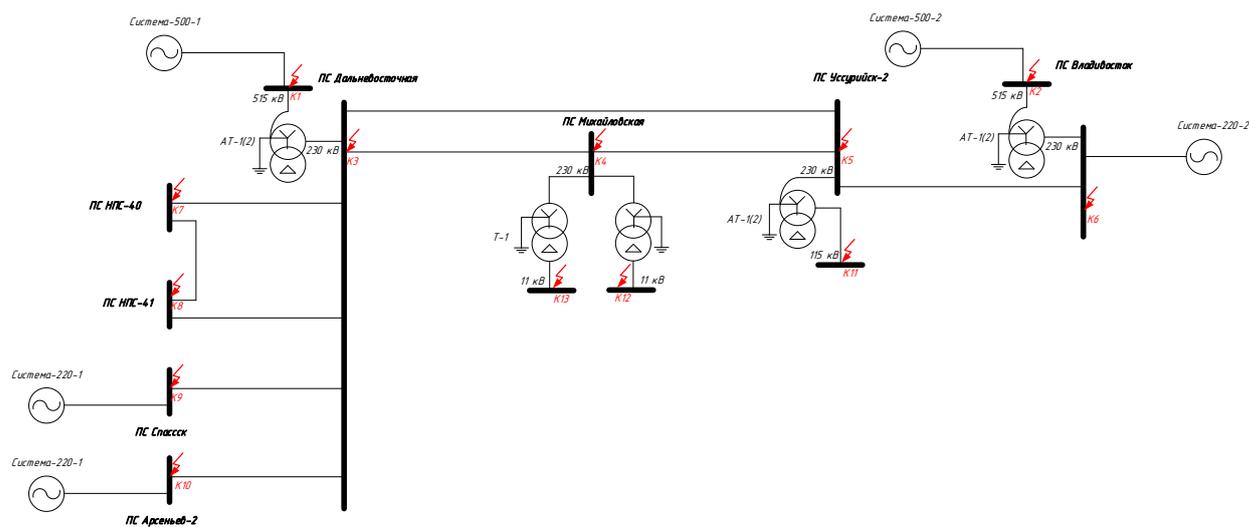


Рисунок 8 – Расчетный граф сети

3.1 Расчет симметричных коротких замыканий

Исходные данные для расчета токов КЗ приняты на основании прохождения преддипломной практики на базе Амурского Государственного университета. В частности, мощности системы, длины и марки проводов ЛЭП, технические данные трансформаторного оборудования. Исходные данные представлены далее в таблицах 6 - 8.

Отметим, что расчетные точки КЗ выбраны на сторонах 110-500 кВ для дальнейшего корректного выполнения отстройки и согласования уставок устройств РЗА рассматриваемых ЛЭП: ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская и ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская. Для предстоящих расчетов подпитка от сети 10-35 кВ не учитывается ввиду удаленности дви-

гательной нагрузки потребителя. Расчет токов КЗ на стороне 10 кВ ПС 220 кВ Михайловская ведется при раздельной работе секций.

Далее составим схему замещения прямой (обратной) последовательности, заменив элементы сети эквивалентными сопротивлениями. Полная схема замещения представлена на рисунке 9.

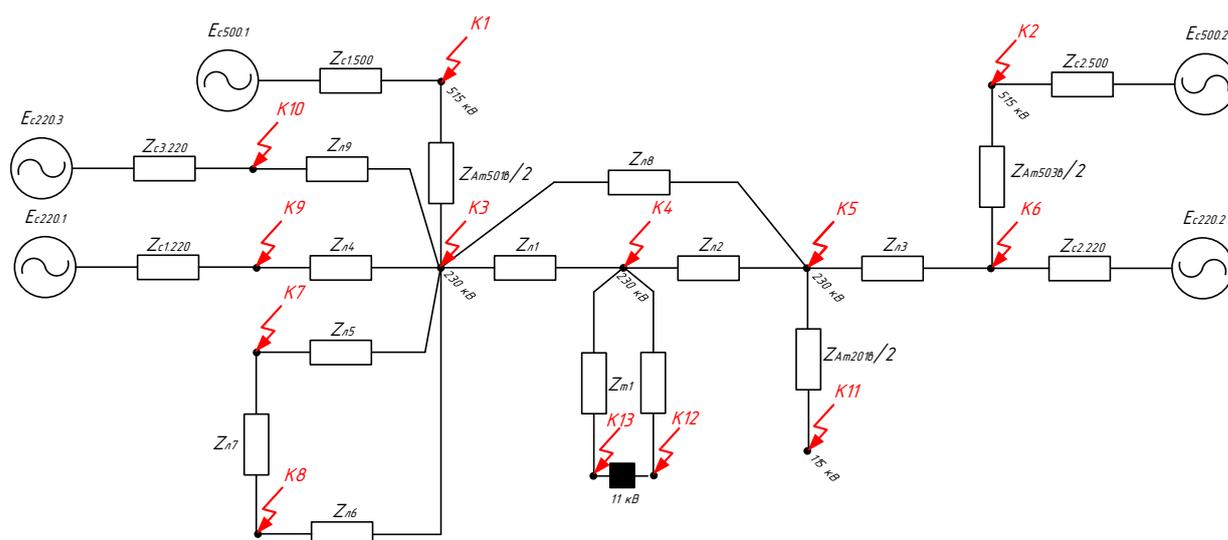


Рисунок 9 – Схема замещения прямой (обратной) последовательности

Таблица 6 – Параметры ЛЭП

Наименование ЛЭП	Марка и сечение провода	Длина ЛЭП, км	r_0 , Ом	x_0 , Ом
1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская	АС-300/48	49,2	0,095	0,388
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 - Михайловская	АС-300/48	26,5	0,095	0,388
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2	АС-300/48	67,8	0,095	0,388
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Арсеньев-2	АС-300/48	46,1	0,095	0,388

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – НПС-40	АС-240/39	42,2	0,108	0,412
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – НПС-41	АС-240/39	48,9	0,108	0,412
ВЛ 220 кВ НПС-40 – НПС-41	АС-240/39	63,8	0,108	0,412
ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Спасск	АС-300/48	61,8	0,095	0,388
ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 - Владивосток	АС-300/48	51,8	0,095	0,388

Таблица 7 – Технические характеристики трансформаторов

Параметр	Значение
1	2
ПС Дальневосточная АТ-501, АТ-502	
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 Владивосток АТ-503, АТ-504	
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

1	2
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 Уссурийск-2 АТ-201, АТ-202	
Марка	АТДЦТН-125/220/110 У1
Номинальная мощность, МВА	125
Номинальная мощность обмотки НН, МВА	75
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки СН, кВ	121
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	38,5
Напряжение КЗ ВН-СН, %	14,8
Напряжение КЗ ВН-НН, %	31,5
Напряжение КЗ СН-НН, %	16,8
ПС Михайловская Т-1, Т-2	
Марка	ТРДН-63000/220 УХЛ1
Номинальная мощность, МВА	63
Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	230
Номинальное напряжение обмотки НН, кВ	11
Напряжение КЗ, %	11,5

Таблица 8 – Параметры системы

Параметр	Значение
1	2
Шины 500 кВ ПС Дальневосточная (Система 500-1)	
Мощность КЗ прямой последовательности, кА	2,8
Мощность КЗ нулевой последовательности, кА	3,9
Шины 500 кВ ПС Владивосток (Система 500-2)	
Мощность КЗ прямой последовательности, кА	5,5
Мощность КЗ нулевой последовательности, кА	6,0
Шины 220 кВ ПС Спасск (Система 220-1)	
Мощность КЗ прямой последовательности, кА	8,0
Мощность КЗ нулевой последовательности, кА	9,2

1	2
Шины 220 кВ ПС Владивосток (Система 220-2)	
Мощность КЗ прямой последовательности, кА	6,0
Мощность КЗ нулевой последовательности, кА	7,5
Шины 220 кВ ПС Арсеньев-2 (Система 220-3)	
Мощность КЗ прямой последовательности, кА	3,0
Мощность КЗ нулевой последовательности, кА	2,2

На основании исходных данных выполним расчет сопротивлений элементов схемы замещения:

– сопротивление системы, Ом:

$$Z_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}}, \quad (21)$$

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

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

Сопротивление ВЛ, Ом:

$$X_{вл} = x_0 \cdot L_{вл}, \quad (22)$$

где x_0 – удельное сопротивление ЛЭП, Ом/км;

$L_{вл}$ – протяженность ЛЭП, км.

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

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

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кС-Н\%} + u_{кв-с\%} - u_{кв-Н\%}) \quad (24)$$

$$u_{кв\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кС-Н\%} + u_{кв-Н\%} - u_{кв-с\%}) \quad (25)$$

Далее определяем сопротивления каждой обмотки, Ом:

$$X_m = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}}, \quad (26)$$

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

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

$u_{к\%}$ – 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 Б.

Итак, сопротивление Системы 220-1:

$$Z_{c1} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз.с}} = \frac{220}{\sqrt{3} \cdot 8,0} = 15,88 \text{ Ом}$$

Значения для остальных параметров системы приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивления ЛЭП на примере ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2:

$$X_{л.8} = x_{0,8} \cdot L_{вл.8} = 0,388 \cdot 67,8 = 26,3 \text{ Ом}$$

$$R_{л.8} = r_{0,8} \cdot L_{вл.8} = 0,095 \cdot 67,8 = 6,44 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{л.8} = \sqrt{X_{л.8}^2 + R_{л.8}^2} = \sqrt{26,3^2 + 6,44^2} = 27,08 \text{ Ом}$$

Значения для остальных параметров ЛЭП приведены в приложении А. Далее покажем расчет сопротивлений обмоток трансформатора на примере АТ-501 на ПС 500 кВ Дальневосточная.

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

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

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

$$X_{ам501.с} = \frac{u_{кв\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{12,25}{100} \cdot \frac{500^2}{3 \cdot 167000} = 61,128 \text{ Ом}$$

$$X_{ам501.с} = \frac{u_{кв\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{-1,25}{100} \cdot \frac{230^2}{3 \cdot 167000} = -1,32 \text{ Ом}$$

$$X_{ам501.н} = \frac{u_{кв\%}}{100} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}} = \frac{22,75}{100} \cdot \frac{38,5^2}{167000} = 2,019 \text{ Ом}$$

Далее в качестве примера покажем расчет тока КЗ для расчетной точки К4. Расчет производим в именованных единицах. Предварительно, все сопротивления были пересчитаны с учетом приведения к стороне короткого замыкания, согласно НТД [7]. Приведение выполняется путем умножения значения исходного сопротивления на квадрат отношения напряжения приводимой стороны к напряжению стороны, подлежащей приведению. Таким образом, далее в расчете применяются уже приведенные к своим сторонам значения.

Исходную схему замещения приводим к виду, изображенному на рисунке 10.

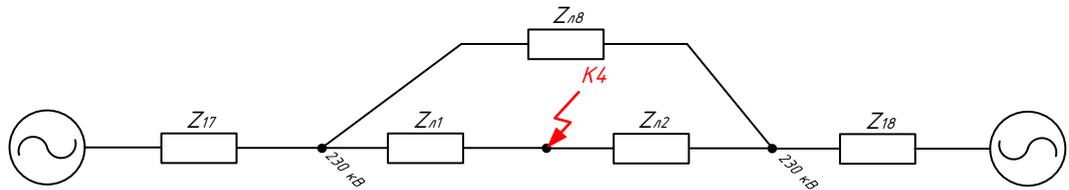


Рисунок 10 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-4

На первом этапе преобразований воспользуемся методом последовательно-параллельного преобразования, получим значения сопротивлений Z_{17} и Z_{18} :

$$Z_{13} = Z_{c1.500} + \frac{Z_{am.501e}}{2} + \frac{Z_{am.501c}}{2} = 20,5 + \frac{12,192}{2} + \frac{-1,32}{2} = 26,0 \text{ Ом}$$

$$Z_{16} = \frac{(Z_{c1.220} + Z_{л.4}) \cdot (Z_{c3.220} + Z_{л.9})}{Z_{c1.220} + Z_{л.4} + Z_{c3.220} + Z_{л.9}} = \frac{(15,88 + 24,69) \cdot (42,34 + 27,17)}{15,88 + 24,69 + 42,34 + 27,17} = 25,62 \text{ Ом}$$

$$Z_{17} = \frac{Z_{13} \cdot Z_{16}}{Z_{13} + Z_{16}} = \frac{26,0 \cdot 25,6}{26,0 + 25,6} = 12,9 \text{ Ом}$$

$$Z_{14} = \frac{\left(Z_{c2.500} + \frac{Z_{am.503e}}{2} + \frac{Z_{am.503c}}{2} \right) \cdot Z_{c2.220}}{Z_{c2.500} + \frac{Z_{am.503e}}{2} + \frac{Z_{am.503c}}{2} + Z_{c2.220}} = \frac{\left(10,47 + \frac{12,19}{2} + \frac{-1,32}{2} \right) \cdot 21,17}{10,47 + \frac{12,19}{2} + \frac{-1,32}{2} + 21,17} = 9,08 \text{ Ом}$$

$$Z_{18} = Z_{14} + Z_{л3} = 9,08 + 20,69 = 29,77 \text{ Ом}$$

Далее преобразуем треугольник в звезду (рисунок 11):

$$Z_{18} = \frac{Z_{\pi 1} \cdot Z_{\pi 8}}{Z_{\pi 1} + Z_{\pi 2} + Z_{\pi 8}} = \frac{19,65 \cdot 27,08}{19,65 + 10,58 + 27,08} = 9,29 \text{ Ом}$$

$$Z_{28} = \frac{Z_{\pi 2} \cdot Z_{\pi 8}}{Z_{\pi 1} + Z_{\pi 2} + Z_{\pi 8}} = \frac{10,58 \cdot 27,08}{19,65 + 10,58 + 27,08} = 5,0 \text{ Ом}$$

$$Z_{12} = \frac{Z_{\pi 1} \cdot Z_{\pi 2}}{Z_{\pi 1} + Z_{\pi 2} + Z_{\pi 8}} = \frac{19,65 \cdot 10,58}{19,65 + 10,58 + 27,08} = 3,63 \text{ Ом}$$

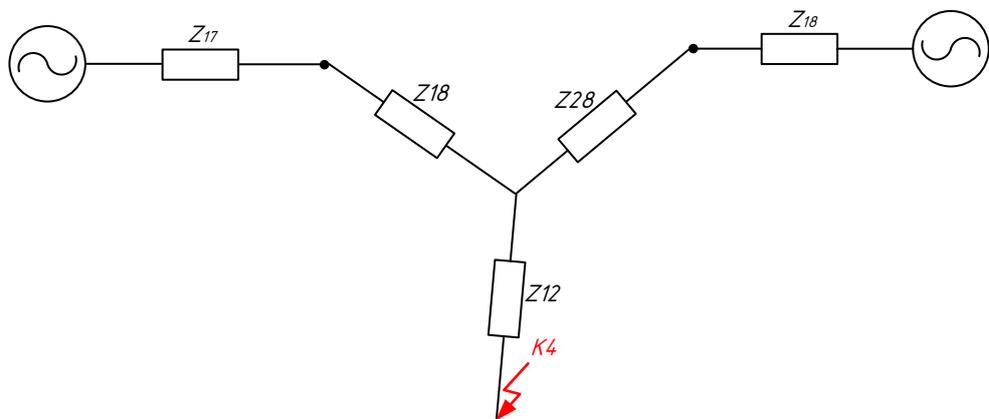


Рисунок 11 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-4

Результирующее сопротивление:

$$Z_{\text{экв.К4}} = \frac{(Z_{17} + Z_{18}) \cdot (Z_{18} + Z_{28})}{Z_{17} + Z_{18} + Z_{18} + Z_{28}} + Z_{12} = \frac{(12,9 + 9,29) \cdot (29,77 + 5,0)}{12,9 + 9,29 + 29,77 + 5,0} + 3,63 = 17,2 \text{ Ом}$$

Значение эквивалентных сопротивлений для остальных точек КЗ приведены в приложении А. Далее осуществляется расчет тока трёхфазного КЗ. Выполним расчет тока для точки К4. Рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{1.n} = \frac{E_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{сумм}} \quad (27)$$

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

$Z_{сумм}$ – суммарное значение сопротивления для расчетной точки КЗ,

Ом.

$$I_{1.n.K4} = \frac{230}{\sqrt{3} \cdot 17,2} = 7,7 \text{ кА}$$

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в приложении А. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 9.

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 12.

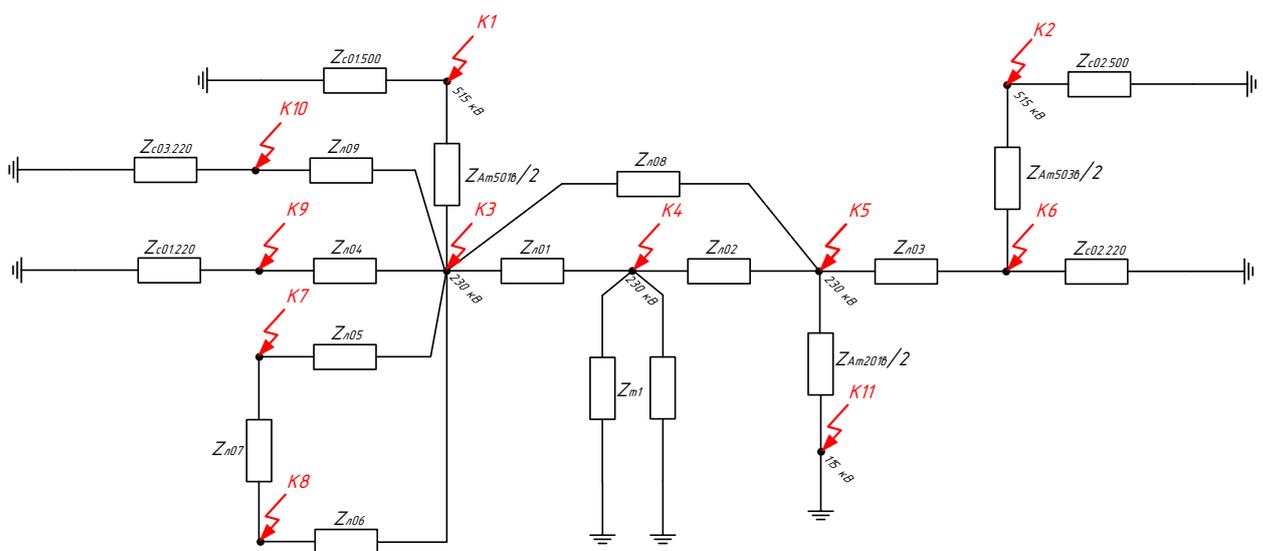


Рисунок 12 – Схема замещения нулевой последовательности

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 Б.

Расчет тока КЗ покажем в качестве примера для точки К4. После расчета параметров схемы замещения нулевой последовательности, преобразуем схему к виду, изображенному на рисунке 13.

Треугольник из линий 5, 6 и 7 преобразуем в звезду и эквивалентизируем как три параллельные цепочки:

$$Z_{017} = \frac{Z_{0.15} \cdot Z_{0.16}}{Z_{0.15} + Z_{0.16} + Z_{0.17}} = \frac{53,9 \cdot 62,5}{53,9 + 62,5 + 81,5} = 17,02 \text{ Ом}$$

$$Z_{018} = \frac{Z_{0.17} \cdot Z_{0.16}}{Z_{0.15} + Z_{0.16} + Z_{0.17}} = \frac{81,5 \cdot 62,5}{53,9 + 62,5 + 81,5} = 25,7 \text{ Ом}$$

$$Z_{019} = \frac{Z_{0.15} \cdot Z_{0.17}}{Z_{0.15} + Z_{0.16} + Z_{0.17}} = \frac{53,9 \cdot 81,5}{53,9 + 62,5 + 81,5} = 22,2 \text{ Ом}$$

$$Z_{020} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{017}} + \frac{1}{Z_{018}} + \frac{1}{Z_{019}}} = \frac{1}{\frac{1}{17,02} + \frac{1}{25,7} + \frac{1}{22,2}} = 7,01 \text{ Ом}$$

Свернем ветви с системами 1 и 3 методом последовательно-параллельного преобразования:

$$Z_{021} = \frac{(Z_{0c1.220} + Z_{0.1.4}) \cdot (Z_{0c3.220} + Z_{0.1.9})}{Z_{0c1.220} + Z_{0.1.4} + Z_{0c3.220} + Z_{0.1.9}} = \frac{(13,8 + 74,06) \cdot (57,7 + 81,5)}{13,8 + 74,06 + 57,7 + 81,5} = 53,9 \text{ Ом}$$

Используя вышеуказанный способ, получим эквивалентное сопротивление левой части схемы замещения:

$$Z_{023} = \frac{1}{\frac{1}{Z_{021}} + \frac{1}{Z_{020}} + \frac{1}{Z_{0c1.500} + \frac{Z_{am.501e}}{2} + \frac{Z_{am.501c}}{2}}} = \frac{1}{\frac{1}{53,9} + \frac{1}{7,01} + \frac{1}{20,56 + \frac{12,19}{2} + \frac{-1,32}{2}}} = 5,0 \text{ Ом}$$

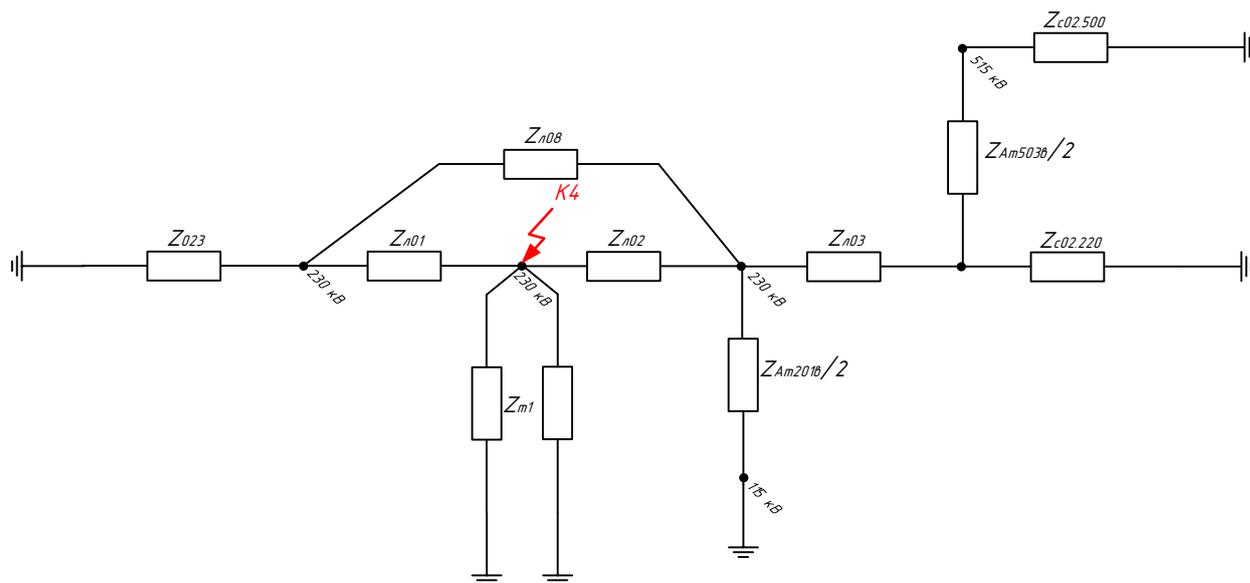


Рисунок 13 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-4

Далее преобразуем правую часть схемы замещения (рисунок 14) методом последовательно-параллельного преобразования:

$$Z_{024} = \frac{\left(Z_{0c2.500} + \frac{Z_{am.503б}}{2} + \frac{Z_{am.503c}}{2} \right) \cdot Z_{0c2.220}}{Z_{0c2.500} + \frac{Z_{am.503б}}{2} + \frac{Z_{am.503c}}{2} + Z_{0c2.220}} + \frac{Z_{0л3} \cdot \left(\frac{Z_{am.201б}}{2} + \frac{Z_{am.201c}}{2} \right)}{Z_{0л3} + \frac{Z_{am.201б}}{2} + \frac{Z_{am.201c}}{2}} =$$

$$= \frac{\left(10,47 + \frac{12,2}{2} + \frac{-1,32}{2} \right) \cdot 16,94}{10,47 + \frac{12,2}{2} + \frac{-1,32}{2} + 16,94} + \frac{62,1 \cdot \left(\frac{62,4}{2} + \frac{0,234}{2} \right)}{62,1 + \frac{62,4}{2} + \frac{0,234}{2}} = 29,02 \text{ Ом}$$

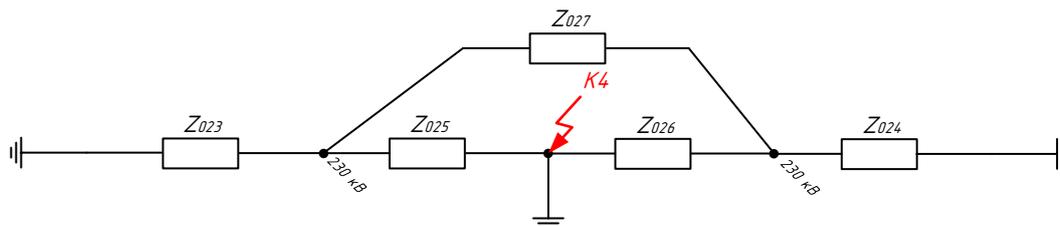


Рисунок 14 – Расчетная схема замещения нулевой последовательности для расчетной точки К-4

$$Z_{025} = \frac{Z_{0.l1} \cdot Z_{m1}}{Z_{0.l1} + Z_{m1}} = \frac{58,96 \cdot 96,56}{58,96 + 96,56} = 36,6 \text{ Ом}$$

$$Z_{026} = \frac{Z_{0.l2} \cdot Z_{m1}}{Z_{0.l1} + Z_{m1}} = \frac{31,8 \cdot 96,56}{31,8 + 96,56} = 23,9 \text{ Ом}$$

$$Z_{027} = Z_{0.l8} = 81,25 \text{ Ом}$$

Далее преобразуем треугольник в звезду:

$$Z_{028} = \frac{Z_{025} \cdot Z_{027}}{Z_{025} + Z_{026} + Z_{027}} = \frac{36,6 \cdot 81,25}{36,6 + 23,9 + 81,2} = 20,98 \text{ Ом}$$

$$Z_{029} = \frac{Z_{026} \cdot Z_{027}}{Z_{025} + Z_{026} + Z_{027}} = \frac{23,89 \cdot 81,25}{36,6 + 23,9 + 81,2} = 13,7 \text{ Ом}$$

$$Z_{030} = \frac{Z_{025} \cdot Z_{026}}{Z_{025} + Z_{026} + Z_{027}} = \frac{36,6 \cdot 23,89}{36,6 + 23,9 + 81,2} = 6,17 \text{ Ом}$$

Итак, получим схему замещения, представленную на рисунке 15.

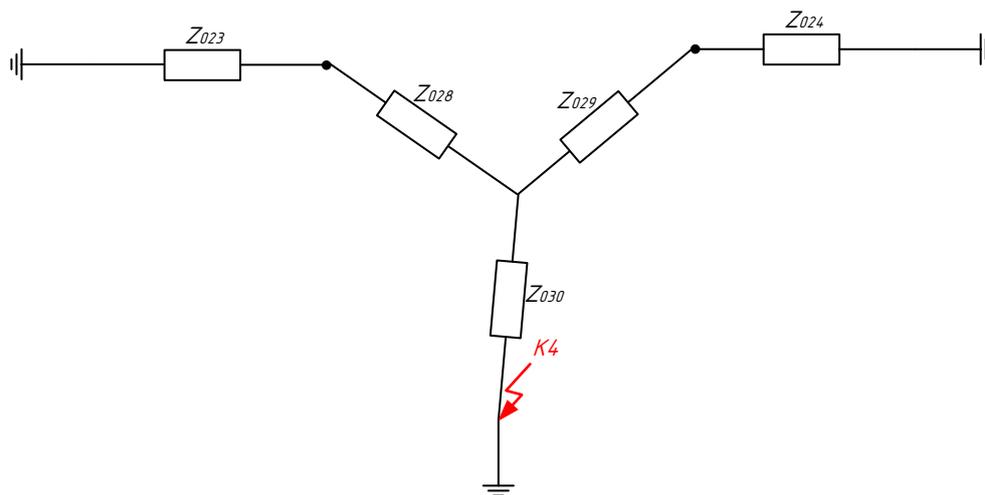


Рисунок 15 – Расчетная схема замещения прямой последовательности для расчетной точки К-4

Эквивалентное сопротивление нулевой последовательности для расчетной точки К4 равно:

$$Z_{0_{\text{эв.К4}}} = \frac{(Z_{023} + Z_{028}) \cdot (Z_{024} + Z_{029})}{Z_{023} + Z_{028} + Z_{024} + Z_{029}} + Z_{030} = \frac{(5,0 + 20,98) \cdot (29,02 + 13,7)}{5,0 + 20,98 + 29,02 + 13,7} + 6,17 = 22,33 \text{ Ом}$$

Значение эквивалентных сопротивлений для остальных точек КЗ приведены в приложении Б. Далее осуществляется расчет утроенного тока нулевой последовательности при КЗ на землю. Выполним расчет тока для точки К4. Рассчитываем периодическую составляющую тока КЗ.

$$3I_{0.n} = \frac{3 \cdot E_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot Z_{\text{эвК}i} + Z_{0_{\text{эвК}i}})} \quad (28)$$

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

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

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

$$3I_{0.n.K4} = \frac{3 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 17,2 + 22,33)} = 7,03 \text{ кА}$$

Выполним также расчет периодической составляющей двухфазного КЗ:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{1.n} \tag{29}$$

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

Для точки расчетной точки К-1:

$$I_{2.n} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,7 = 6,7 \text{ кА}$$

Подробный расчет остальных токов КЗ приведен в приложении Б. Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 9. Распределение токов КЗ по ветвям сети представлено на рисунке 16 и в графической части работы.

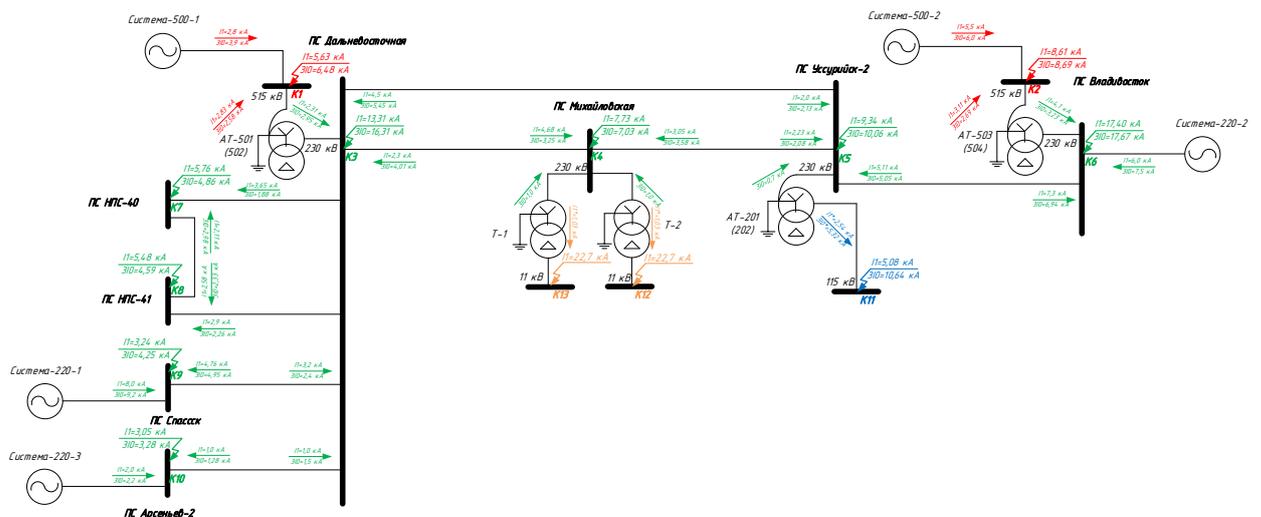


Рисунок 16 – Результаты расчета токов КЗ

Таблица 9 – 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	5,63	4,87	6,48
К-2	8,61	7,46	8,69
К-3	13,31	11,52	16,31
К-4	7,73	6,70	7,03
К-5	9,34	8,09	10,06
К-6	17,40	15,07	17,67
К-7	5,76	4,99	4,86
К-8	5,48	4,75	4,59
К-9	3,24	2,80	4,25
К-10	3,05	2,64	3,28
К-11	5,08	4,40	10,64
К-12	22,70	19,66	-
К-13	22,70	19,66	-

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.2.2 токов выбираем наибольшие в расчетных точках для дальнейшего рассмотрения.

Расчет покажем для примера в расчетной точке К-4. Наибольшим токов здесь является периодическая составляющая тока 3-фазного КЗ. В первую очередь, выполним расчет ударного тока КЗ.

$$I_{i,y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{i,n} \quad (30)$$

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.

$$I_{1,y\delta} = 1,78 \cdot \sqrt{2} \cdot 7,73 = 19,8 \text{ кА}$$

Рассчитываем апериодическую составляющую тока КЗ.

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot I_{1,n} \tag{31}$$

$$I_{1,a} = \sqrt{2} \cdot 7,73 = 10,93 \text{ кА}$$

Аналогично выполняется расчет для остальных расчетных точек. Подробный расчет приведен в приложении Б. Результаты расчета сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – 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	1-фазное	6,48	9,17	16,3
К-2	1-фазное	8,69	12,30	21,89
К-3	1-фазное	16,31	23,06	41,75
К-4	3-фазное	7,73	10,93	19,79
К-5	1-фазное	10,06	14,23	25,75
К-6	1-фазное	17,67	25,0	45,24
К-7	3-фазное	5,76	8,15	14,74
К-8	3-фазное	5,48	7,75	14,03

1	2	3	4	5
К-9	1-фазное	4,25	6,0	10,87
К-10	1-фазное	3,28	4,63	8,39
К-11	1-фазное	10,64	15,04	27,22
К-12	3-фазное	22,70	32,1	63,4
К-13	3-фазное	22,70	32,1	63,4

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

Рассчитаем наибольший рабочий ток через вводы силовых трансформаторов.

$$I_{\text{раб.т}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.тр}}} \quad (32)$$

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

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

Рабочие токи через стороны силового трансформатора на ПС 220 кВ Михайловская:

$$I_{\text{раб.т3.в}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158 \text{ A}$$

$$I_{\text{раб.т3.н}} = \frac{63000 / 2}{\sqrt{3} \cdot 11} = 1653 \text{ A}$$

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ПЕРВИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Для вновь вводимой подстанции, прежде чем приступить к выбору и расчету устройств релейной защиты и автоматики линий, необходимо произвести выбор и проверку первичного оборудования. В предыдущих главах был произведен выбор и проверка силовых трансформаторов, а также спроектирована однолинейная схема ОРУ 220 кВ и РУ 10 кВ. Следует отметить, что последнее будет выполнено в виде КРУ, модель которого будет выбрана и проверена далее в данной главе.

В качестве проверочных параметров будем использовать токи КЗ и максимальные рабочие токи, рассчитанные в главе 3. Значения токов КЗ для выбора и проверки первичного оборудования представлены в таблице 10.

Таким образом, в данной главе следует произвести выбор и проверку:

- выключателей ОРУ 220 кВ;
- разъединителей ОРУ 220 кВ;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения ОРУ 220 кВ;
- измерительных трансформаторов тока и напряжения КРУ 10 кВ;
- ошиновки открытой части распредустройств 220 и 10 кВ;
- ошиновки в составе КРУ 10 кВ;
- ограничителей перенапряжения;
- трансформаторов собственных нужд;
- аккумуляторных батарей и систем питания оперативного тока;
- аппаратуры телемеханики и связи.

4.1 Выбор и проверка выключателей

Помимо проверки выключателя по номинальным току и напряжению, необходимо произвести проверку на термостойкость. Термическая стойкость выключателя определяет продолжительность его работы в режиме КЗ:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (33)$$

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

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Данную проверку проводят для периода действия тока КЗ. Время действия тока КЗ принимаем равным времени работы последних ступеней релейной защиты. В работе примем их равными 3 с.

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{св}, \quad (34)$$

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{св} = 3 + 0,06 = 3,06 \text{ с}$$

где $t_{рз}$ - выдержка времени ступеней защит, обеспечивающих дальнейшее резервирование.

$$B_{к.ВН} = 7,73^2 \cdot (3,06 + 0,02) = 184 \text{ кА}^2\text{с}$$

Далее определяется возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (35)$$

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя

$I_{откл}$ - отключающий номинальный ток, для данного выключателя

Определим максимальный рабочий ток:

$$I_{\max p} = I_{1,2}^{220}, \quad (36)$$

$$I_{\max p} = 158 \text{ А}$$

Принимаем к установке выключатель элегазовый колонковый ЗАР-245

FG. Выключатель рекомендован производителем Siemens для сетей переменного тока 220 кВ.

Основные технические характеристики устанавливаемого элегазового выключателя 220 кВ приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателей 220 кВ 3AP-245 FG

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	3150	158
Номинальный ток включения/отключения, кА	40	7,73
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	22,6	10,93
Ток термической стойкости, кА	40	7,73
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	4800	184
Ток динамической стойкости, кА	102	19,79

4.2 Выбор и проверка разъединителей

Выбор и проверка разъединителей проводится без учета отключаемого тока и мощности по номинальным значениям тока и напряжения, проверяется по электродинамической и термической стойкости.

Принимаем для установки разъединители Siemens D BF4-245. Технические параметры и условия выбора разъединителей сведены в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 220 кВ D BF4-245

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток, А	3150	91,8
Ток термической стойкости, кА	40	5,6
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	4800	98
Ток динамической стойкости, кА	102	14,1

4.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Рассмотрим пример выбора трансформаторов тока на линии 220 кВ. Сопротивление нагрузки (Z_2) определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}} , \quad (37)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

Пренебрегаем реактивной составляющей сопротивления нагрузки. Поэтому вместо Z_2 будем руководствоваться величиной R_2 .

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

$$R_2 = R_{\text{ПРИБ}} + R_{\text{ПР}} + R_{\text{К}} \quad (38)$$

Основные потребители трансформаторов тока – измерительные приборы. Расчетная нагрузка трансформаторов тока приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка по фазам, В·А		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Трансформатор 220 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линии 220 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
Линия 10 кВ					
Амперметр	10	ЦП 8501/10	3,5	3,5	3,5
Ваттметр	10	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
1	2	3	4	5	6
Варметр	10	ЦП 8506/120	0,7	0,7	0,7
Счетчик комплексный	10	ION - 8600	3,5	3,5	3,5
Ввод 10 кВ					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,5	1,5	1,5
Ваттметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Варметр	2	ЦП 8506/120	0,3	0,3	0,3
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,5	1,5	1,5
ТСН					
Амперметр	2	ЦП 8501/10	1,0	1,0	1,0
Счетчик комплексный	2	ION - 8600	1,0	1,0	1,0
Секционный выключатель 10 кВ					
Амперметр	1	ЦП 8501/10	0,5	0,5	0,5
Итого			18,1	18,1	18,1

Для обеспечения нормативного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2 \text{ ном}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (39)$$

$$Z_2 = r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (40)$$

$$r_{np} = z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (41)$$

где r_{np} - сопротивление проводников;

$r_{2ном} = 20$ Ом – нормированное сопротивление нагрузки измерительных цепей трансформатора тока;

$r_{приб}$ – эквивалентное сопротивление приборов.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2н}^2}, \quad (42)$$

$$r_{приб} = \frac{18,1}{5^2} = 0,72 \text{ Ом},$$

где $S_{приб}$ - полная мощность, потребляемая приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{np} = 20 - 1,3 - 0,05 = 18,65 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (43)$$

где l - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$ - удельное сопротивление материала (медь).

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{18,65} = 0,1 \text{ мм}^2$$

В измерительных цепях принимаем КВВГнг 5x2,5, тогда сопротивление провода будет равно [1]:

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S_{np}}, \quad (44)$$

$$r_{np} = \frac{0,0175 \cdot (150 + 50)}{2,5} = 1,4 \text{ Ом}$$

Сопротивление нагрузки:

$$Z_2 = r_2 = 1,3 + 1,4 + 0,05 = 2,75 \text{ Ом}.$$

Принимаем к установке трансформатор тока Siemens IOSK-245. Технические характеристики представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 220 кВ IOSK-245

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	220	220
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	-	-
для установки во вводах РУ и в ветвях «четырёхугольника», А	300-600-1200	158
для установки в ячейке силового трансформатора, А	100-200-400 300-600-1200	158
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	7,73
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	81	19,79
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, ВА	25	18,1

4.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

При определении вторичной нагрузки трансформатора напряжения должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (45)$$

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

жения;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка измерительных приборов, присоединенных к цепям трансформатора напряжения.

Нагрузка вторичных обмоток ТН представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Количество	Тип	Нагрузка P, Вт
1	2	3	4
Шины 220 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	4	ЦП 8506/120	30
Счетчик комплексный	4	СЕ 304	30
Итого на СШ 220			80 (tg f=0,75)
Шины 10 кВ			
Вольтметр	2	ЦП 8501/17	10
Вольтметр пофазный	2	ЦП 8501/17	10
Варметр	10	ЦП 8506/120	14
Счетчик комплексный	10	СЕ 304	14
Итого на СШ 10			48 (tg f=0,75)

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (46)$$

$$S_{p.ВН} = \sqrt{80^2 + (80 \cdot 0,75)^2} = 100 \text{ ВА}$$

$$S_{p.НН} = \sqrt{48^2 + (48 \cdot 0,75)^2} = 60 \text{ ВА}$$

Принимаем к установке трансформаторы напряжения Siemens ТЕМР-245. Трансформатор напряжения ТЕМР – элегазовый, антирезонансный.

Технические характеристики выбранных трансформаторов напряжения приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 220 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	252	220
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$220/\sqrt{3}$	-
Предельная мощность ТН, ВА	2500	100

4.5 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Наибольшее рабочее напряжение сети:

– для сети с эффективно заземленной нейтралью:

$$U_{нрс} = 1,15 \cdot U_{ном} , \quad (47)$$

$$U_{нрс}^{220} = 1,15 \cdot 220 = 252 \text{ кВ} ,$$

– для сети с изолированной нейтралью:

$$U_{нрс}^{10} = 12 \text{ кВ} .$$

Соответствующие минимальное длительное рабочее напряжение ОПН:

$$U_{нро} = \frac{U_{нрс}}{\sqrt{3}} , \quad (48)$$

$$U_{нро}^{220} = \frac{252}{\sqrt{3}} = 145,7 \text{ кВ} ,$$

$$U_{нро}^{10} = \frac{12}{\sqrt{3}} = 6,93 \text{ кВ}$$

с принятым запасом 2...5 %:

$$U_{нро}^{220} = 1,05 \cdot 145,7 = 153 \text{ кВ}$$

$$U_{нро}^{10} = 1,05 \cdot 6,93 = 7,28 \text{ кВ}$$

С учетом максимального по ПУЭ (для сети с эффективно заземленной

нейтралью) значения коэффициента замыкания на землю (1,4):

$$U_{нро}^{220} = 1,4 \cdot 153 = 214,2 \text{ кВ}$$

Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях для напряжения 220 кВ составляет 563 кВ; для напряжения 10 кВ – 38,4 кВ.

Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях зависит от определенного ранее параметра определяется по следующей формуле:

$$U_{ост.к} = \frac{U_{ки}}{1,2} \quad (49)$$

где $U_{ост.к}$ - уровень коммутационных перенапряжений.

$$U_{ки} = k_u \cdot k_k \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исн50} \quad (50)$$

где $U_{исн50}$ - одноминутное испытательное напряжение (при $U_{ном}=220$ кВ - 325 кВ; для $U_{ном}=10$ кВ – 35 кВ);

k_u - коэффициент ионизации (1,35);

k_k - коэффициент кратности тока (0,9).

$$U_{ки}^{220} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 325 = 558 \text{ кВ} ,$$

$$U_{ост.к}^{220} = \frac{558}{1,2} = 465 \text{ кВ} ,$$

$$U_{ки}^{10} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 35 = 60,13 \text{ кВ} ,$$

$$U_{ост.к}^{10} = \frac{60,13}{1,2} = 50,1 \text{ кВ} .$$

Значение тока взрывобезопасности:

$$I_{вб} = 1,2 \cdot I_{но} \quad (51)$$

$$I_{\text{об}}^{220} = 1,2 \cdot 7,73 = 9,3 \text{ кА}$$

$$I_{\text{об}}^{10} = 1,2 \cdot 22,7 = 27,24 \text{ кА}$$

Длина пути утечки ОПН определяется по формуле:

$$L_{\text{ут}} = 1,2 \cdot L_{\text{ут.обор}} \quad (52)$$

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

$$L_{\text{ут.обор}} = \lambda_3 \cdot U_{\text{нр}} \quad (53)$$

где λ_3 - 2,8 см/кВ для I степени загрязнения.

$$L_{\text{ут.обор}}^{220} = 2,8 \cdot 145,7 = 408 \text{ см},$$

$$L_{\text{ут}}^{220} = 1,2 \cdot 408 = 489 \text{ см},$$

$$L_{\text{ут.обор}}^{10} = 2,8 \cdot 6,93 = 19,4 \text{ см},$$

$$L_{\text{ут}}^{10} = 1,2 \cdot 19,4 = 23,3 \text{ см}.$$

К установке принимаем ограничитель перенапряжений нелинейный с полимерной изоляцией в климатическом исполнении УХЛ1, а именно: ОПН-220-153-10 УХЛ1. Технические параметры ОПН на стороне ВН силового трансформатора приведён в таблице 17.

На обмотку НН силового трансформатора принимаем к установке ограничители перенапряжений нелинейные с полимерной изоляцией ОПН-10-7,2-10 УХЛ1. Технические характеристики ОПН на стороне 10 кВ трансформатора приведён в таблице 18.

Таблица 17 – Характеристики ОПН на стороне 220 кВ

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	220	220
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	153	176
Временное допустимое повышение напряжения, кВ	214	230
Длительность повышения напряжения, с	4	10
Номинальное напряжения ОПН, кВ	214	220
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	563	570
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	465	465
Ток взрывобезопасности, кА	9,3	25
Длина пути утечки оборудования, см	489	528

Таблица 18 – Характеристики ОПН на стороне 10 кВ

Наименование параметра	Расчетное значение	Характеристика ОПН
1	2	3
Класс напряжения сети, кВ	10	10
Номинальный разрядный ток, кА	10	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	7,2	12
Остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях, кВ	38,4	45
Остающееся напряжение ОПН при коммутационных перенапряжениях, кВ	50	50
Ток взрывобезопасности, кА	27,24	65
Длина пути утечки оборудования, см	23,3	40

4.6 Выбор и проверка ошиновки 220 кВ

На стороне 220 кВ присутствуют элементы жесткой ошиновки. Выполним проверку жестких элементов шинных конструкций.

Технические расчетные данные для выбора жесткой ошиновки 220 кВ приведены в таблице 19.

Допустимое прочностное напряжение в материале для шин из алюминия:

$$\delta_{\max}^{Al} = 11.4 \text{ МПа} . \quad (54)$$

Допустимая механическая нагрузка на изоляционные конструкции для данного материала:

$$F_{\max}^{Al} = 227 \text{ Н} \quad (55)$$

Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{\text{тер}}} \quad (56)$$

где $C_{\text{тер}}$ - термический коэффициент (для Al шин при 90° – $81 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{\text{мм}^2}$).

$$S_{\text{тер.мин}} = \frac{\sqrt{150}}{81} = 15,1 \text{ мм}^2$$

Таблица 19 – Условия выбора ошиновки 220 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	158	1770
Сквозной ток (периодическая составляющая тока КЗ), кА	7,73	20
Сквозной ток (наибольший пик), кА	19,79	50
Допустимое напряжение в материале шин, МПа	11,4	247
Допустимая механическая нагрузка на изоляторы, Н	227	4800
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	15,1	2903

Помимо жесткой ошиновки, на стороне 220 кВ присутствуют элементы гибкой ошиновки, выполняющие функции спусков к оборудованию и соединяющие конструкции порталов.

Технические параметры гибкой ошиновки на стороне ВН приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Условия выбора гибкой ошиновки 220 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	158	710
Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	15,1	300

4.7 Выбор и проверка ошиновки и шинных конструкций 10 кВ

На стороне низкого напряжения основной объем шинных конструкций представляет собой жесткие шины в составе КРУ 10 кВ. Длительно-допустимый ток ошиновки составляет 1200 А, что удовлетворяет максимальному рабочему току силового трансформатора с запасом.

Технические параметры гибкой ошиновки 10 кВ в составе ячеек КРУ приведены в таблице 19. Площадь поперечного сечения проводника по условию термической стойкости:

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_{тер}} \quad (57)$$

где $C_{тер}$ - термический коэффициент (для Al шин при $200^{\circ} - 90 \frac{A \cdot \sqrt{c}}{мм^2}$).

$$S_{тер.мин} = \frac{\sqrt{1627}}{90} = 44,8 \text{ мм}^2$$

Таблица 21 – Условия выбора гибкой ошиновки 220 кВ

Наименование	Расчетные данные	Параметры ошиновки
1	2	3
Номинальный ток, А	1653	2000
Сквозной ток (периодическая составляющая тока КЗ), кА	7,73	25
Сквозной ток (наибольший пик), кА	19,79	64

Сечение проводника по условию термической стойкости, мм ²	44,8	2x600
--	------	-------

Далее произведем выбор и проверку механических конструкций. Их роль выполняют изоляторы.

В большинстве своем расчет изоляторов сводится к их механической оценке. Кроме того, перед проверкой на механику, необходимо выбрать изолятор по классу напряжения.

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}.$$

Проверяем опорные изоляторы ИО-10-3,75 ($F_{разр} = 3,75$ кН).

С допустимой силой на изгиб (Н):

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

Высота изолятора равна $H_{из} = 120$ мм.

Сила, действующая на изгиб:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{yo}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}, \quad (58)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{26800^2}{0,12} \cdot 1 \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 1,27 \text{ кН}.$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}}, \quad (59)$$

$$K_h = \frac{120 + 80 + 100 / 2}{120} = 2,1$$

Проверка:

$$F_{расч.} = 950 \text{ Н} \leq F_{дон} = 3750 \text{ Н}$$

Таким образом, ИО-10-3,75 удовлетворяет условию механической прочности. Выбранный изолятор может быть принят к установке.

Далее проверим проходной изолятор ИП-10-3,75 ($F_{разр} = 3,75 \text{ кН}$).

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

Высота изолятора равна $H_{из} = 120 \text{ мм}$.

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = 0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{26800^2}{0,12} \cdot 1,225 \cdot 10^{-7} = 0,63 \text{ кН}.$$

Проверка:

$$F_{расч.} = 480 \text{ Н} \leq F_{дон} = 3750 \text{ Н}$$

Таким образом, ИП-10-3,75 удовлетворяет механической прочности. Выбранный изолятор может быть принят к установке.

На стороне 220 кВ принимаем к установке изоляторы опорные изоляторы ОСК-220-10.

4.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд производится аналогично силовым трансформаторам.

Основные потребители трансформаторов собственных нужд:

- охлаждение силовых трансформаторов;
 - обогрев;
 - отопление;
 - освещение;
 - бытовые розетки;
 - обогрев и освещение ОРУ;
 - питание насосной станции;
- и т.д.

При выборе учитывается нагрузка всех потребителей.

Состав потребителей трансформаторов собственных нужд представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Требуемая мощность трансформатора собственных нужд

Нагрузка	cos	Р _{уст} , кВт	Q, квар
1	2	3	4
Охлаждение трансформатора	0,65	10	6,5
Подогрев РУ	1	10	-
Освещение и вентиляция	0,8	7	5,6
Отопление и освещение ОПУ	0,8	30	24
Отопление и освещение ДП	0,8	30	24
Освещение ОРУ	1	10	-
Итого		97	60,1

$$S_{рас} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \cdot 0,8, \quad (60)$$

$$S_{рас} = \sqrt{97^2 + 60,1^2} \cdot 0,8 = 91 \text{ кВА}$$

В первом приближении выбираем два трансформатора ТМГ – 160/10-У1. Проверим по коэффициентам загрузки:

$$K_3^{норм} = \frac{91}{160} = 0,56$$

$$K_3^{авар} = \frac{2 \cdot 91}{160} = 1,14$$

Принимаем к установке 2 ТСН марки ТМГ-160/10 У1

4.9 Выбор систем питания оперативного тока

Применение постоянного оперативного тока, требующее установки аккумуляторных батарей, увеличивает стоимость сооружения, эксплуатационные затраты, вызывает необходимость сооружения разветвлённой сети постоянного тока.

Внедрение в установках переменного и выпрямленного оперативного тока позволяет отказаться от дорогостоящих аккумуляторных батарей и уменьшить разветвлённость оперативных цепей.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях с высшим напряжением 35 – 220 кВ без выключателей ВН. На подстанциях с оперативным постоянным током переменный оперативный ток применяется на панелях щитов с.н., а также компрессорных, насосных и других вспомогательных устройств.

Переменный оперативный ток применяется на ТЭС и АЭС в системе с.н. 0,4 кВ, кроме цепей управления автоматических выключателей на вводах рабочего и резервного питания, а также в схемах управления разъединителями и на местных ЩУ.

Выпрямленный оперативный ток применяется на подстанциях 220 кВ с одним-двумя выключателями ВН и на подстанциях 35 кВ с выключателями ВН. На ТЭС и АЭС выпрямленный ток применяется для управления автома-

тическими выключателями вводов 0,4 кВ РУ с.н., удалённых от главного корпуса, для блокировки разъединителей, технологической сигнализации на блочных, групповых и резервных ЩУ.

На реконструируемой подстанции необходима установка постоянного тока с аккумуляторными батареями для питания цепей управления, сигнализации, автоматики, аварийного освещения, а также для электроснабжения наиболее ответственных механизмов собственных нужд, которые обеспечивают сохранение оборудования в работоспособном состоянии (маслонасосы смазки, уплотнений вала, систем регулирования турбогенераторов).

Всех потребителей энергии, получающих питание от аккумуляторной батареи, можно разделить на три следующие группы:

- постоянно включенная нагрузка;
- временная нагрузка;
- кратковременная нагрузка.

Наибольшее применение на электростанциях и подстанциях получили батареи из свинцово – кислотных аккумуляторов с поверхностными положительными и корабчатыми отрицательными пластинами типа СК. Такие батареи имеют большой срок службы и устойчивы в работе. В качестве электролита применяется обычный раствор серной кислоты плотностью 1,2 при температуре 25°C. При приготовлении электролита используется концентрированная, отвечающая специальным требованиям серная кислота и дистиллированная вода.

Число основных элементов в батарее:

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПА}}, \quad (61)$$

где $U_{ш}$ - напряжение на шинах;

$U_{ПА}$ - напряжение на элементе в режиме подзарядки.

В режиме постоянного подзаряда:

$$n_0 = \frac{230}{2,15} = 108,$$

в режиме номинального напряжения:

$$n = \frac{220}{1,75} = 126.$$

Количество добавочных элементов:

$$n_{доб} = n - n_0, \tag{62}$$

$$n_{доб} = 126 - 108 = 18.$$

Типовой номер батареи:

$$N = 1.05 \cdot \frac{I_{ав}}{j}, \tag{63}$$

где $I_{ав}$ - нагрузка установившегося полчасового установившегося разряда;

j - допустимая нагрузка аварийного разряда.

$$N = 1.05 \cdot \frac{97}{18} = 5,7.$$

Полученный номер округляется до ближайшего типового номера. $N = 6$

Проверим по максимальному толчковому току. Предварительно принимаем батарею СК-6.

$$46 \cdot N \geq I_{Tmax}, \tag{64}$$

где I_{Tmax} - максимальный толчковый ток для данного вида батарей.

$$I_{Tmax} = 54 \text{ А};$$

46 – коэффициент, учитывающий перегрузку.

$$46 \cdot N = 46 \cdot 6 = 276 \text{ A}$$

Следовательно, необходимо выбрать аккумулятор с типовым номером:

$$N \geq \frac{276}{45} = 6,13.$$

Окончательно принимаем СК-8. В качестве зарядно-подзарядного устройства проверим стандартное ВАЗП, параметры которого будут проверены далее.

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} \text{ A.} \quad (65)$$

$$I_p = \frac{I_{Tmax}}{N} = \frac{54}{8} = 6,75$$

Выбор параметров ВАЗП:

$$I_{IB} \geq 0,15 \cdot N + I_p \quad (66)$$

$$I_{IB} \geq 0,15 \cdot 8 + 6,75 = 8 \text{ A.}$$

$$U_{IB} \geq 2,2 \cdot n_0 \quad (67)$$

$$U_{IB} \geq 2,2 \cdot 108 = 238 \text{ B}$$

$$I_3 = 5 \cdot N + I_p,$$

$$I_3 = 5 \cdot 8 + 6,75 = 47 \text{ A A.}$$

$$U_{ПЗ} = 2.75 \cdot n, \quad (68)$$

$$U_{ПЗ} = 2,75 \cdot 126 = 347 \text{ В}$$

Принимаем к установке стандартное ЗПУ ВАЗП-380/260-40/80-УХЛ4-2. Выпрямительные агрегаты типа ВАЗП предназначены для зарядки аккумуляторных батарей, параллельной работы с аккумуляторными батареями на нагрузку и формовки отдельных аккумуляторов. Как регулируемый источник постоянного напряжения, выпрямители ВАЗП применяются на атомных станциях, на электростанциях всех категорий, на предприятиях телеграфно-телефонной связи. Они нашли так же применение в автотранспортных хозяйствах, промышленных и сельскохозяйственных предприятиях, где применяются кислотные аккумуляторные батареи, требующие постоянной подзарядки.

4.10 Выбор аппаратуры телемеханики и связи

Для работы каналов связи устройств релейной защиты, сетевой и противоаварийной автоматики, отдельных их функций необходимо спроектировать высокочастотные каналы связи.

Проектирование канальной аппаратуры представляет собой процесс, не предусмотренный данным проектом, однако будет выбран основной аппарат для осуществления связи.

Высокочастотные заградители необходимы для обеспечения высокочастотной связи между объектами. Они устанавливаются методом врезки в линейные провода ЛЭП в качестве высокочастотной обработки линий с целью ослабления действия высоковольтного оборудования подстанций и ответвлений ЛЭП на тракты каналов связи диспетчерского и технологического управления, выполняют функции заграждающего фильтра для частот высокого уровня.

Высокочастотные заградители выпускаются с воздушным охлаждением. Они состоят из соединенных параллельно элемента управления и силово-

го реактора. Сами заградители устанавливаются на фундаменты или подвешиваются на линейный портал.

Примем для проверки высокочастотный заградитель ВЗ-200-0,5У1. Параметры проверки аналогичны параметрам проверки силовых выключателей.

Технические параметры для ВЧЗ на ВН представлены в таблице 21.

Таблица 23 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ВЧЗ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	242	220
Номинальный ток, А	200	91,8
Ток термической стойкости, кА	40	5,6
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	2500	98
Ток динамической стойкости, кА	40	14,1

4.11 Выбор и проверка комплектного распределительного устройства

Комплектное распределительное устройство – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

В ВКР рационально принять КРУ серии КРУ СЭЩ-63 с выключателями ВВУ – 10 – на большие отключаемые токи К.З. КРУ СЭЩ-63 имеет:

- росоустойчивую фарфоровую изоляцию;
- высоковольтные коммутационные аппараты, расположенные на выкатных частях;

- высокочувствительную дуговую защиту;
- автоматическое управление электроподогревом внутри КРУ при низких температурах и высокой влажности.

- КРУ рассчитаны на применение всех типов высоковольтных выключателей данного напряжения: масляного, вакуумного и элегазового. Выкатные части с высоковольтным выключателем унифицированы. Работоспособность КРУ проверена при землетрясении до 9 баллов. Срок службы – 30 лет.

Наличие различных исполнений шкафов КРУ по главным электрическим цепям даёт возможность изготавливать РУ как с кабельными, так и с воздушными выводами.

КРУ безопасны в работе:

- имеется надёжная блокировка от неправильных действий обслуживающего персонала;

- смотровые окна обеспечивают наблюдение за оборудованием под напряжением;

- при помещении выкатной части в ремонтное положение автоматически работающие шторки защищают обслуживающий персонал от случайного прикосновения к токоведущим частям под напряжением;

- предусмотрено заземление любого участка главных цепей КРУ с помощью стационарных установленных заземляющих разъединителей.

Технические параметры выключателей, трансформаторов тока и напряжения КРУ представлены в таблицах 24-26.

Таблица 24 – Сравнение каталожных и расчетных данных для В 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	27	10
Номинальный ток, А	2000	1255
Номинальный ток включения/отключения, кА	30	10,4
Апериодическая составляющая номинального тока, кА	17	14,7
Ток термической стойкости, кА	31,5	10,4
Допустимый тепловой импульс, кА ² с	2400	547
Ток динамической стойкости, кА	81	26,76

Таблица 25 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТН 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	27	10
Номинальное напряжение первичной обмотки, кВ	$10/\sqrt{3}$	-
Предельная мощность ТН, ВА	1500	60

Таблица 26 – Сравнение каталожных и расчетных данных для ТТ 10 кВ

Наименование параметра	Значение параметра заводское	Значение параметра расчетное
1	2	3
Номинальное напряжение, кВ	27	10
Номинальный ток первичной обмотки (переключения)	-	-
для установки на отходящих линиях, А	150-300-600	49,5
для установки в ячейке силового трансформатора, А	1200-1500-3000	1255
Односекундный ток термической стойкости, кА	25	10,4
Наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости, кА)	81	26,8
Номинальное значение нагрузки вторичной обмотки, ВА	18,1	50

5 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данной главе произведен выбор устройств РЗА для реконструируемой ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2. При реконструкции, а именно, при выполнении заходов на вновь вводимую ПС 220 кВ Михайловская, образуется две новые связи: ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская и ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская. ВКР предусматривает расчет защит ЛЭП 220 кВ со стороны ПС 220 кВ Михайловская – вновь вводимого объекта. Расчет показан для ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская, расчет второй связи аналогичен и приведен в приложении Б.

Выбраны комплексы микропроцессорных терминалов среди отечественных производителей, осуществляющие функции основных, резервных защит и сетевой автоматики, и управления выключателями 220 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.

Рассматриваемая ЛЭП – транзитная, отстройка и согласование защит производится с защитами линий и трансформаторов прилегающей сети.

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 220 кВ Дальневосточная – Михайловская и ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская со стороны вновь вводимой ПС 220 кВ Михайловская. Расчеты со стороны ПС 220 кВ Дальневосточная и ПС 220 кВ Уссурийск-2 представлены в приложении В.

В соответствии с ПУЭ [8], для линий в сетях 110-220 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 НПП «ЭКРА» типа ШЭ2607 091, включающий в себя дифференциальную защиту линии. Терминал включает в себя следующие основные функции:

- продольная дифференциальная защита линии;
- устройство резервирования отказа выключателя.

В качестве резервной защиты ЛЭП принимаем к установке терминал производства НПП «ЭКРА» типа ШЭ2607 021, включающий в себя комплект ступенчатых защит. Терминал включает в себя следующие основные функции:

- 5-ступенчатую дистанционную защиту;
- максимальную токовую защиту;
- 5-ступенчатую токовую защиту нулевой последовательности;
- токовую отсечку;
- устройство резервирования отказа выключателя.

В качестве устройства автоматики управления выключателем принимаем к установке терминал производства НПП «ЭКРА» типа ШЭ2607 011, включающий в себя функции автоматики управления выключателем (АУВ), защиты от неполнофазного включения и неполнофазного режима работы (ЗНФ, ЗНФР), а также резервный комплект ступенчатых защит. Терминал включает в себя следующие основные функции:

- 5-ступенчатую дистанционную защиту;
- максимальную токовую защиту;
- 5-ступенчатую токовую защиту нулевой последовательности;
- токовую отсечку;
- автоматика управления выключателем;
- защита от непереключения фаз;
- защита от неполнофазного режима;
- быстродействующее АПВ;
- трёхфазное АПВ;

– устройство резервирования отказа выключателя.

Покажем расстановку выбранных комплексов защит и автоматики на рисунке 17.

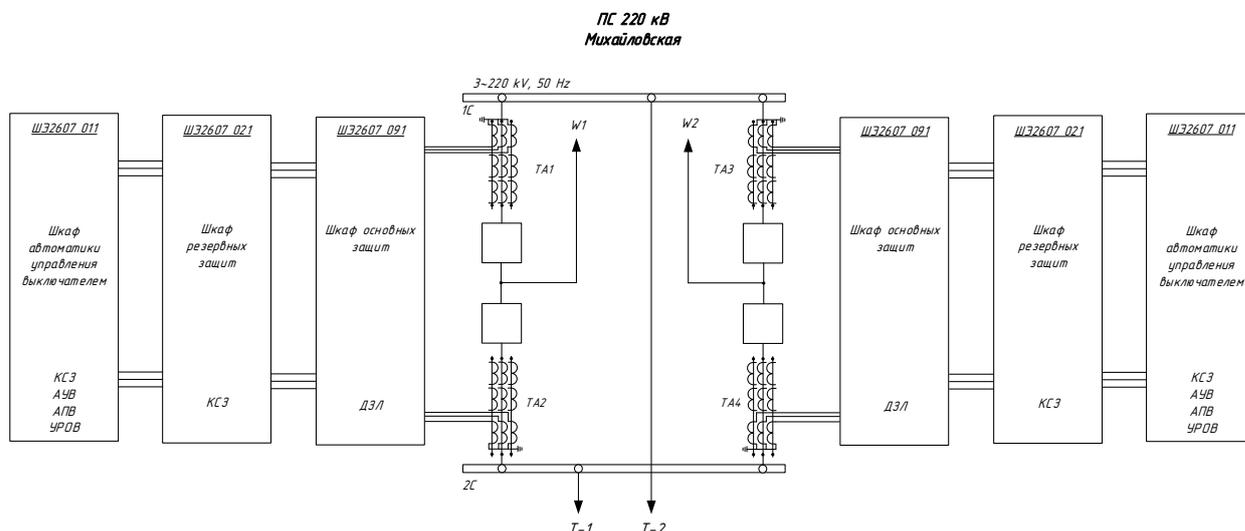


Рисунок 17 – Места установки выбранных устройств РЗА

5.2 Расчет уставок резервных защит ЛЭП

В качестве защиты от междуфазных замыканий выступает ДЗ. В качестве примера покажем расчет ДЗ для ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская со стороны ПС 220 кВ Михайловская. Расчеты для другой ЛЭП, а также корректировка уставок существующих защит ЛЭП представлена в приложении В. Расчет произведен в соответствии с Руководящими указаниями по РЗ [16].

В качестве расчетных данных принимаем токи КЗ из таблицы 9 и рисунка 16. Расчетные параметры линий приведены ранее в таблице 6. Параметры трансформаторов – в таблице 7. Сопротивления элементов были рассчитаны в главе 3. Подробный расчет представлен в приложениях Б и В.

Сопротивление срабатывания первой ступени ДЗ:

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot Z_L \quad (69)$$

где $Z_{л}$ - сопротивление защищаемой линии;

$$Z_{срI} = 0,85 \cdot 19,65 = 16,7 \text{ Ом}$$

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 и приборов ОМП (0,04 с).

Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям:

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

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot \left(Z_{л.} + \frac{Z_m}{k_{ток}} \right) \quad (70)$$

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.

Отстройка от КЗ на шинах 500 кВ силового автотрансформатора на ПС 500 кВ Дальневосточная:

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot \left(19,65 + \frac{61,1}{0,625} \right) = 99,7 \text{ Ом}$$

- 2) согласование с 1 ступенью защиты предыдущей ЛЭП;

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot Z_{л.} + \frac{0,66}{K_{ток}} \cdot Z_{л.пред} \quad (71)$$

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.

Согласование с 1 степенью защиты ВЛ 220 кВ Дальневосточная – НПС-40:

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot 19,65 + \frac{0,66}{1,687} \cdot 18,0 = 24,2 \text{ Ом}$$

Согласование с 1 степенью защиты ВЛ 220 кВ Дальневосточная – НПС-41:

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot 19,65 + \frac{0,66}{1,261} \cdot 20,8 = 27,6 \text{ Ом}$$

Согласование с 1 степенью защиты ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Спасск:

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot 19,65 + \frac{0,66}{2,07} \cdot 24,7 = 24,6 \text{ Ом}$$

Согласование с 1 степенью защиты ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Арсеньев:

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot 19,65 + \frac{0,66}{0,435} \cdot 19,0 = 45,5 \text{ Ом}$$

Согласование с 1 степенью защиты ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2:

$$Z_{срII} = 0,85 \cdot 19,65 + \frac{0,66}{0,87} \cdot 27,1 = 37,3 \text{ Ом}$$

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

$$Z_{срII} = 24,2 \text{ Ом}$$

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

$$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{Z_{с.з}^{II}}{Z_{л}}, \quad (72)$$

$$k_{\text{ч}}^{II} = \frac{Z_{с.з}^{II}}{Z_{л}} = \frac{24,2}{19,65} = 1,23 > 1,2$$

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

$$t_{с.з}^{II} = t_{с.з.сМ}^I + \Delta t, \quad (73)$$

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

Согласно требований 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:

$$Z_{сз}^{III} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{сз} \cdot I_{раб.макс} \cdot k_n \cdot k_v \cdot \cos(\phi_l - \phi_{раб})}, \quad (74)$$

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

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

$k_{сз}$ – коэффициент самозапуска;

k_n – коэффициент надежности;

k_v – коэффициент возврата реле;

ϕ_l – угол линии, °;

$\phi_{раб}$ – угол нагрузки, °;

$$Z_{сз}^{III} = \frac{0,9 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 630 \cdot 1,2 \cdot 0,95 \cdot \cos(76 - 30)} = 171,5 \text{ Ом}$$

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

$$k_q^{III} = \frac{Z_{с.з}^{III}}{Z_l + Z_{см.л}} \quad (75)$$

$$k_q^{III} = \frac{Z_{с.з}^{III}}{Z_l + Z_{см.л}} = \frac{171,5}{46,8} = 3,7 > 1,2$$

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

$$t_{с.з}^{III} = t_{с.з.пред}^{II} + t_{кач} + \Delta t , \quad (76)$$

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

$t_{кач}$ – время периода качаний (2 с);

Δt – ступень селективности (0,5 с).

$$t_{с.з}^{III} = t_{с.з.пред}^{II} + t_{кач} + \Delta t = 0,5 + 2,0 + 0,5 = 3,5 \text{ с}$$

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

$$X_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \varphi_{мч})}{2} \quad (77)$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \varphi_{мч}} \quad (78)$$

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

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

Например, для 1 ступени ДЗ:

$$X_{уст} = \frac{Z_{уст} \cdot (1 + \sin \phi_{мч})}{2} = \frac{16,7 \cdot (1 + \sin 76)}{2} = 16,5 \text{ Ом}$$

$$R_{уст} = \frac{Z_{уст}}{2 \cdot \sin \phi_{мч}} = \frac{16,7}{2 \cdot \sin 76} = 8,6 \text{ Ом}$$

На основании полученных расчетов, строится характеристика ДЗ ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская со стороны ПС 220 кВ Михайловская. Подробный расчет, а также расчет со стороны ПС Дальневосточная приведен в приложении В. Результаты расчетов сведены в таблицы 25 и 26, характеристики представлены в графической части выпускной работы и на рисунках 18 и 19.

Отстройка от нагрузочного режима производится графически путем выбора уставки «вырез нагрузки». Значение вектора сопротивления нагрузки получаем путем расчета исходя из параметров нагрузочного режима, рассчитанного в главе 2, в разделе 2.1. Угол нагрузки принимается 30 градусов на основании требования руководящих указаний [21]. Диапазон нагрузочного вектора (коэффициент запаса – 1,25). Итак:

$$Z_{нагр} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{раб.макс.лэп}} \quad (79)$$

где $I_{раб.макс.лэп}$ - максимальный рабочий ток по рассматриваемой ЛЭП.

$$Z_{нагр} = \frac{220000}{\sqrt{3} \cdot 630} = 870 \text{ Ом}$$

$$\varphi_{нагр} = 30^{\circ}$$

Расчет уставок ДЗ ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловка аналогичен и представлен в приложении В. Результаты расчета представлены в таблицах 29, 30; характеристики ДЗ представлены на рисунках 20, 21.

Таблица 27 – Результаты расчета ДЗ ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская со стороны ПС Михайловская

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	16,5	1,5
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	8,6	0,78
Наклон характеристики I ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	23,8	2,17
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	12,5	1,13
Наклон характеристики II ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	169	15,4
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	88	8,03
Наклон характеристики III ступени, °	76	
Вырез нагрузки по оси R характеристики III ступени, предусмотрен/не предусмотрен	Предусмотрен	
Уставка сопротивления выреза нагрузки по оси R характеристики III ступени, Ом	84	7,64
Угол выреза нагрузки, °	60	
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	

Таблица 28 – Результаты расчета ДЗ ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская со стороны ПС Дальневосточная

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	16,5	1,5
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	8,6	0,78
Наклон характеристики I ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	30,9	2,81
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	16,1	1,47
Наклон характеристики II ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	169	15,4
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	88	8,03
Наклон характеристики III ступени, °	76	
Вырез нагрузки по оси R характеристики III ступени, предусмотрен/не предусмотрен	Предусмотрен	
Уставка сопротивления выреза нагрузки по оси R характеристики III ступени, Ом	84	7,64
Угол выреза нагрузки, °	60	
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	

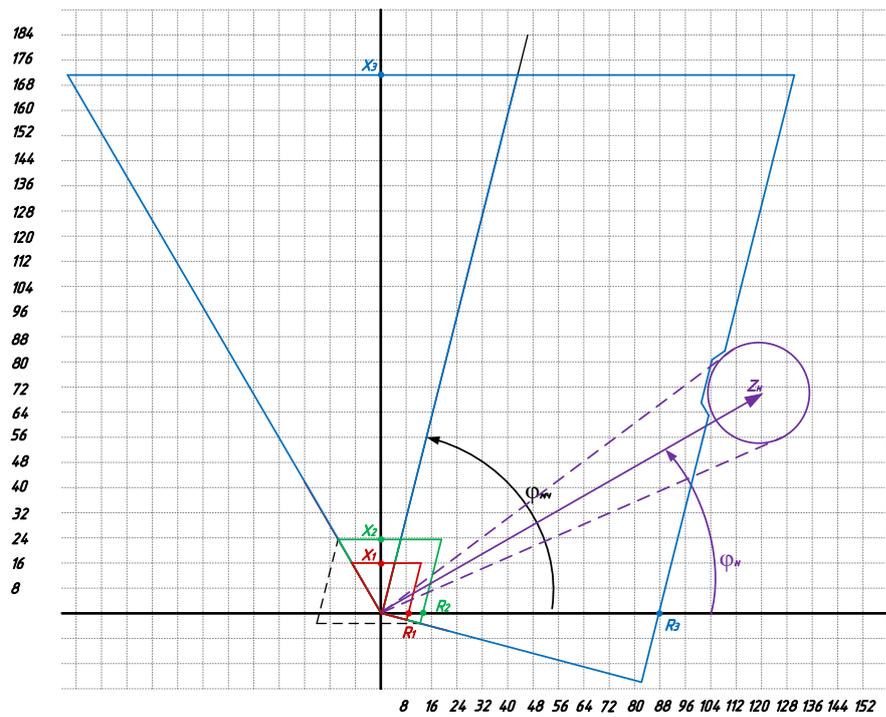


Рисунок 18 – Характеристика ДЗ ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская со стороны ПС Михайловская

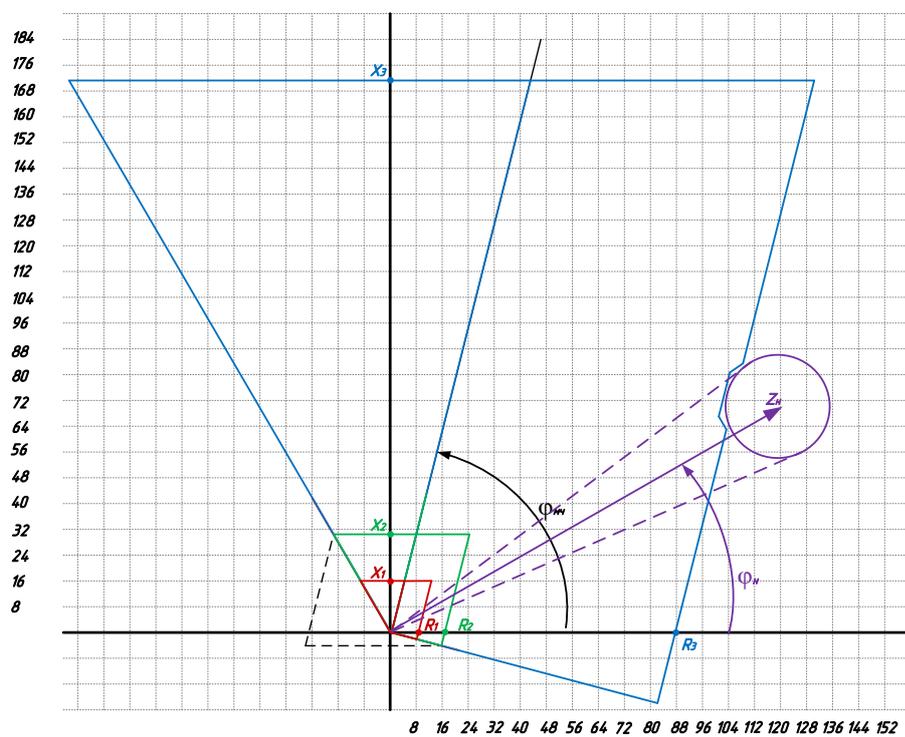


Рисунок 19 – Характеристика ДЗ ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская со стороны ПС Дальневосточная

Таблица 29 – Результаты расчета ДЗ ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская со стороны ПС Михайловская

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	8,87	0,81
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	4,63	0,42
Наклон характеристики I ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	12,98	1,18
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	6,78	0,62
Наклон характеристики II ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	182	16,55
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	95	8,64
Наклон характеристики III ступени, °	76	
Вырез нагрузки по оси R характеристики III ступени, предусмотрен/не предусмотрен	Не предусмотрен	
Уставка сопротивления выреза нагрузки по оси R характеристики III ступени, Ом	-	-
Угол выреза нагрузки, °	-	
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	

Таблица 30 – Результаты расчета ДЗ ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская со стороны ПС Уссурийск-2

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Уставка по оси X характеристики I ступени, Ом	8,87	0,81
Уставка по оси R характеристики I ступени, Ом	4,63	0,42
Наклон характеристики I ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики II ступени, Ом	25,82	2,35
Уставка по оси R характеристики II ступени, Ом	13,49	1,23
Наклон характеристики II ступени, °	76	
Уставка по оси X характеристики III ступени, Ом	182	16,55
Уставка по оси R характеристики III ступени, Ом	95	8,64
Наклон характеристики III ступени, °	76	
Вырез нагрузки по оси R характеристики III ступени, предусмотрен/не предусмотрен	Не предусмотрен	
Уставка сопротивления выреза нагрузки по оси R характеристики III ступени, Ом	-	-
Угол выреза нагрузки, °	-	
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	

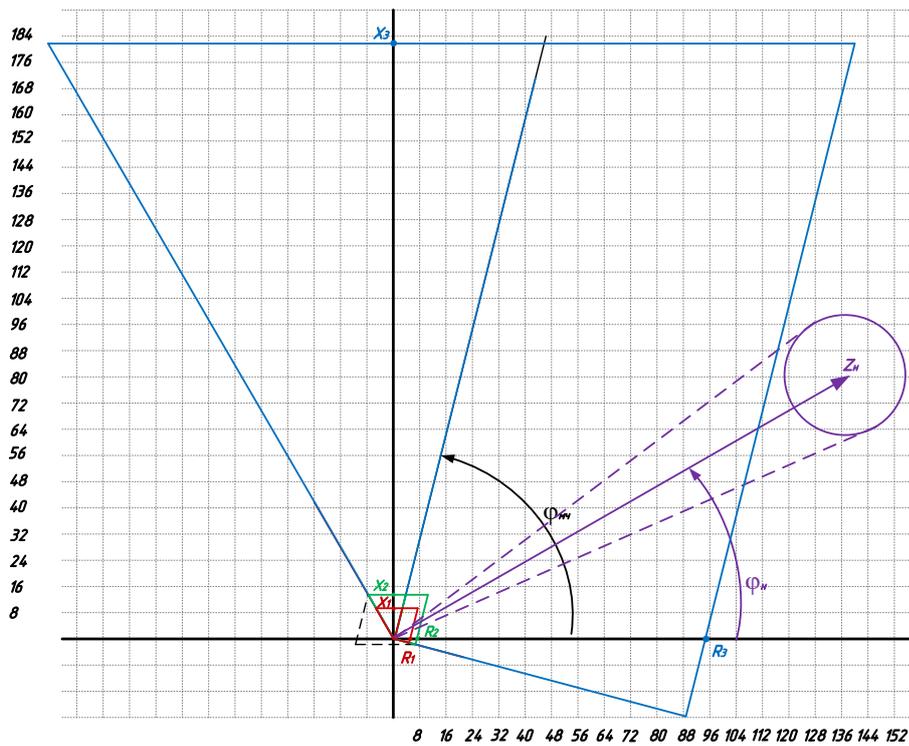


Рисунок 20 – Характеристика ДЗ ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская со стороны ПС Михайловская

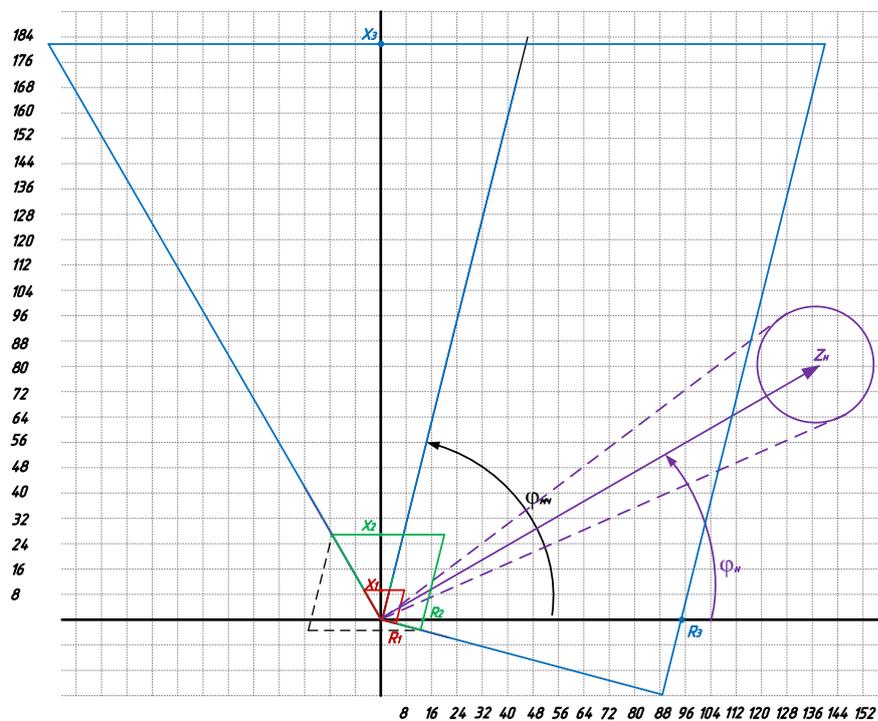


Рисунок 21 – Характеристика ДЗ ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская со стороны ПС Уссурийск-2

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 нейтралы трансформаторов.

Уставки МТО выбраны графически, кривые токов спадаания представлены на Рисунке 22.

Подробный расчет покажем на примере ТЗНП ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская со стороны ПС Михайловская. 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:

$$I_{0,сз}^I = k_{отс} \cdot I_{0,кз,расч} \quad (80)$$

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.

$$I_{0,сз}^I = 1,3 \cdot 4010 = 5213 \text{ A}$$

5213 А – ток нулевой последовательности при КЗ на шинах ПС Дальневосточная.

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

$$t_{сз}^I = 0 + t_{НПФ} \quad (81)$$

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

$$t_{\text{сз}}^I = 0 + t_{\text{НПФ}} = 0 + 0,3 = 0,3 \text{ с}$$

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

$$I_{0.\text{сз}}^{II} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{ток}} \cdot I_{0.\text{сз.пред}}^I \quad (82)$$

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

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

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

Согласование с 1 ступенью защиты ВЛ 220 кВ Дальневосточная – НПС-40:

$$I_{0.\text{сз}}^{II} = 1,3 \cdot 0,469 \cdot 2444 = 1490 \text{ А}$$

Согласование с 1 ступенью защиты ВЛ 220 кВ Дальневосточная – НПС-41:

$$I_{0.\text{сз}}^{II} = 1,3 \cdot 0,564 \cdot 2938 = 2153 \text{ А}$$

Согласование с 1 ступенью защиты ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Спасск:

$$I_{0.\text{сз}}^{II} = 1,3 \cdot 0,333 \cdot 4695 = 2761 \text{ А}$$

Согласование с 1 ступенью защиты ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Арсеньев:

$$I''_{0.сз} = 1,3 \cdot 0,319 \cdot 1280 = 690,5 \text{ A}$$

Выбираем наибольшее значение:

$$I''_{0.сз} = 2761 \text{ A}$$

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

$$t''_{сз} = t_{согл} + t_{УРОВ} + \Delta t \quad (83)$$

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

$$t''_{сз} = t_{согл} + t_{УРОВ} + \Delta t = 0,3 + 0,3 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$$

Ток срабатывания 3 ступени защиты выбирается:

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

$$I'''_{сз} = k_{отс} \cdot I_{БТН} \quad (84)$$

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

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

$$I'''_{сз} = 1,1 \cdot 1258 = 1384 \text{ A}$$

1258 А – рабочий ток автотрансформатора АТ-501 на ПС 500 кВ Дальневосточная.

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

$$t_{сз}^{III} = t_{созл} + \Delta t \quad (85)$$

$$t_{сз}^{III} = t_{созл} + \Delta t = 1.1 + 0.5 = 1.6 \text{ с}$$

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

$$k_{\psi}^{III} = \frac{I_{0кз}}{I_{0.сз}^{III}} \quad (86)$$

$$k_{\psi}^{III} = \frac{I_{0кз}}{I_{0.сз}^{III}} = \frac{2005}{1384} = 1,45 > 1,2$$

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

$$I_{сз}^{IV} = k_{отс} \cdot I_{кз.тп} \quad (87)$$

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

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

$$I_{сз}^{IV} = 0,1 \cdot 778 = 78 \text{ А}$$

$$k_{\text{ч}}^{IV} = \frac{I_{0\text{кз}}}{I_{0,\text{сз}}^{III}} = \frac{734}{78} = 9,4 > 1,2$$

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

$$t_{\text{сз}}^{IV} = t_{\text{созл}} + \Delta t \quad (88)$$

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

Далее покажем расчет МТО со стороны ПС Михайловская.

Ток срабатывания реле тока отсечки определяется по формуле:

$$I_{\text{срМТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз}} \quad (89)$$

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

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

$$I_{\text{срМТО}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз}} = 1,3 \cdot 2300 = 2990 \text{ А}$$

Подробный расчет и расчет ТЗНП и МТО приведен в приложении В. Результаты расчетов ТЗНП, МТО ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская сведены в таблицы 29 и 30. Расчет чувствительности МТО определяется графически. Расчет эффективности МТО представлен на рисунке 22.

Результаты расчетов ТЗНП и МТО ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская приведены в таблицах 32, 33, графический расчет МТО приведен на рисунке 23.

Таблица 31 – Результаты расчета ТЗНП и МТО ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская со стороны ПС Михайловская

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	5213	26
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	2761	13,8
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	1384	6,9
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	78	0,39
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	
МФТО, предусмотрена/не предусмотрена	Не предусмотрена	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	-	-
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	

Таблица 32 – Результаты расчета ТЗНП и МТО ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская со стороны ПС Дальневосточная

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	4225	21,1
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	2250	11,2
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	1043	5,21
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	58	0,29
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	
МФТО, предусмотрена/не предусмотрена	предусмотрена	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	6804	30,4
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	

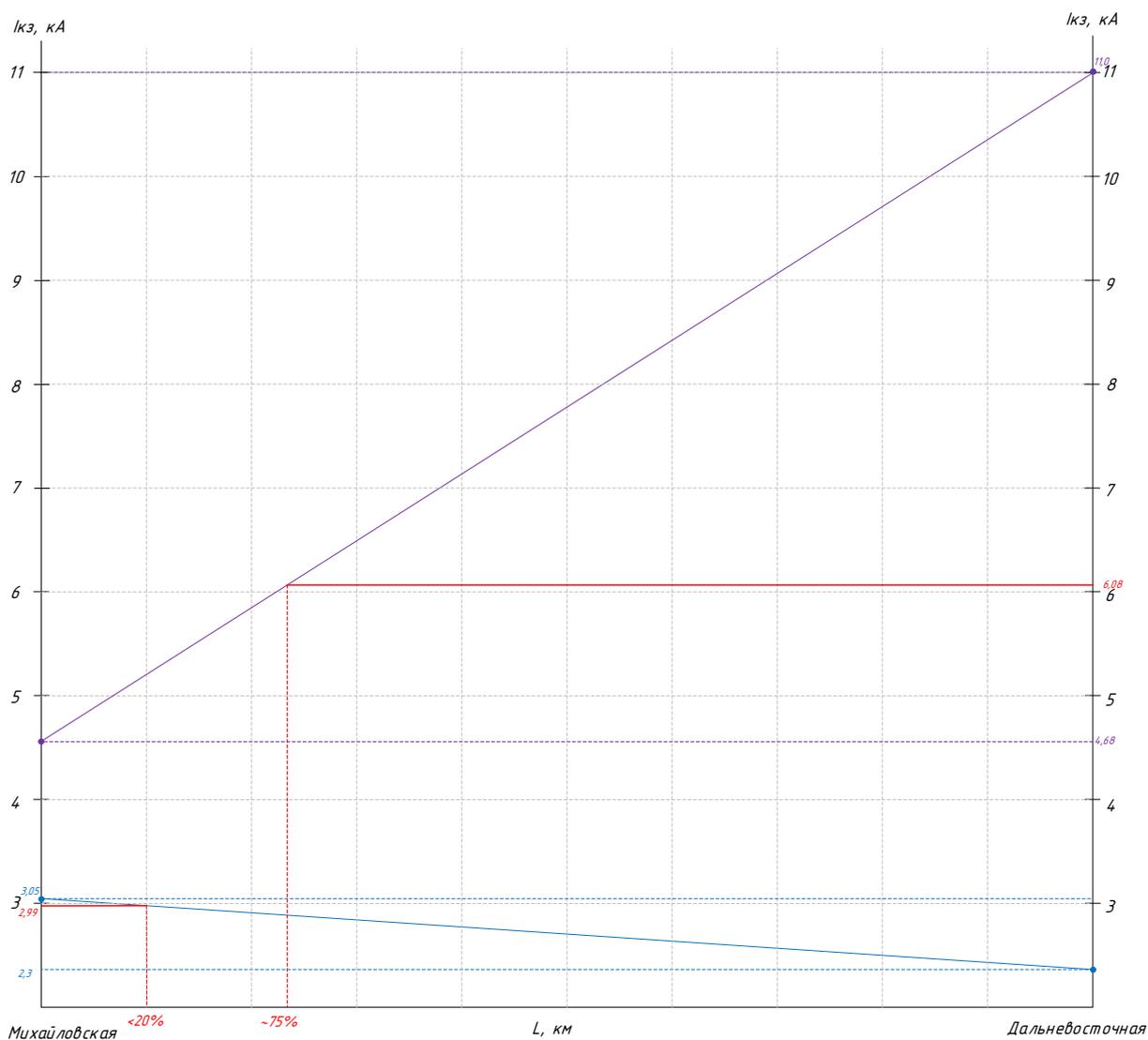


Рисунок 22 – Результаты расчета МТО ВЛ 220 кВ Дальневосточная - Михайловская

МТО со стороны ПС 220 кВ Михайловская защищает менее 20% ЛЭП, следовательно, ее применение нецелесообразно. Со стороны ПС 500 кВ Дальневосточная МТО защищает более 70% ЛЭП, следовательно, режим работы – введена постоянно.

Таблица 33 – Результаты расчета ТЗНП и МТО ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская со стороны ПС Михайловская

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	2704	13,5
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	1498	7,5
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	691	3,5
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	78	0,39
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	
МФТО, предусмотрена/не предусмотрена	Предусмотрена	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	2990	14,5
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	

Таблица 34 – Результаты расчета ТЗНП и МТО ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская со стороны ПС Уссурийск-2

Наименование величины	Значение	
	Первичное	Вторичное
1	2	3
Ток срабатывания ПО I ст. ТНЗНП, А	4654	23,3
Ток срабатывания ПО II ст. ТНЗНП, А	1129	5,6
Ток срабатывания ПО III ст. ТНЗНП, А	869	4,3
Ток срабатывания ПО IV ст. ТНЗНП, А	58	0,29
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	
МФТО, предусмотрена/не предусмотрена	Предусмотрена	
Ток срабатывания ПО МФТО, А	3965	19,83
Задержка на срабатывания ПО МФТО, с	0,05	

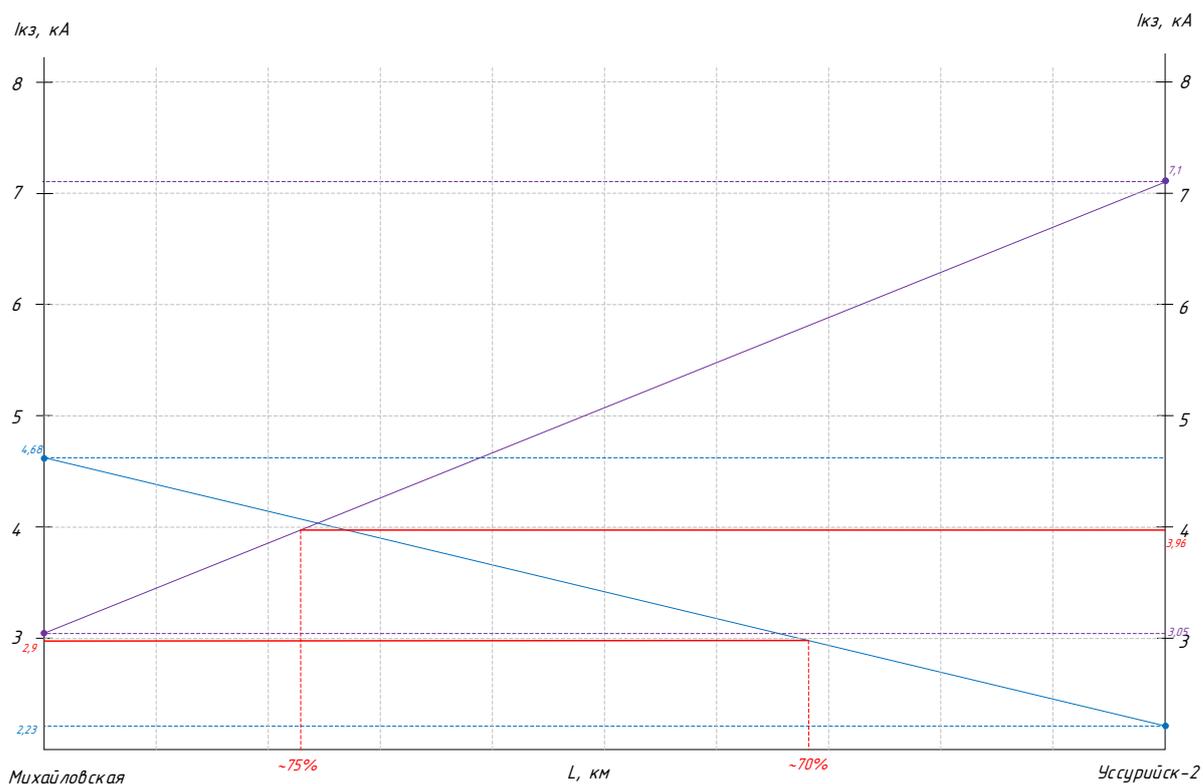


Рисунок 23 – Результаты расчета МТО ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская

МТО с обеих сторон защищает порядка 70% ЛЭП, следовательно, режим работы МТО с обеих сторон – введена постоянно.

5.3 Расчет уставок основной защиты ЛЭП

В качестве основной защиты ЛЭП принята ДЗЛ в составе шкафа ШЭ2607 091 (терминал БЭ2710 091). 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 полукомплектами. 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 полукомплектов защиты.

Связь между полукомплектами 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 C37.94.

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.

$$I_c \geq 3,43 \cdot 10^{-6} C_{уд} l_{л} f_{ном} U_{ном}, \quad (90)$$

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

$l_{л}$ - длина линии, км;

$f_{НОМ}$ - номинальная частота, Гц;

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

$$I_{СЗ} \geq k_{отс} \cdot I_{с}, \quad (91)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, $k_{отс}=2-4$.

$$I_{с} \geq 3,43 \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 49,2 \cdot 50 \cdot 220 = 19 \text{ А}$$

$$I_{СЗ} \geq 4 \cdot 19 = 76 \text{ А}$$

Отстройка от нагрузочного режима:

$$I_{СЗ} \geq I_{нагр};$$

Ток нагрузки принимаем максимальный из рассчитанных. Расчеты был произведён в приложении А и представлен ранее в работе, в разделе 2.1.

$$I_{СЗ} \geq 146 \text{ А}$$

Принимаем $I_{СЗ} = 146 \text{ А}$.

Коэффициент чувствительности согласно ПУЭ $k_{ч} \geq 2$.

$$k_{ч} \geq \frac{3350}{146} = 23$$

Определение характеристик торможения. Используем секторную характеристику несрабатывания ДЗЛ, представленную на рисунке 24.

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

$$\tau = \frac{X}{\omega R} \quad (92)$$

$$\tau = \frac{0,388}{314 \cdot 0,095} = 13 \text{ мс}$$

Кратность тока КЗ составит:

$$K = \frac{I_{K3MAX}}{I_{НОМ}} = \frac{16310}{146} = 112$$

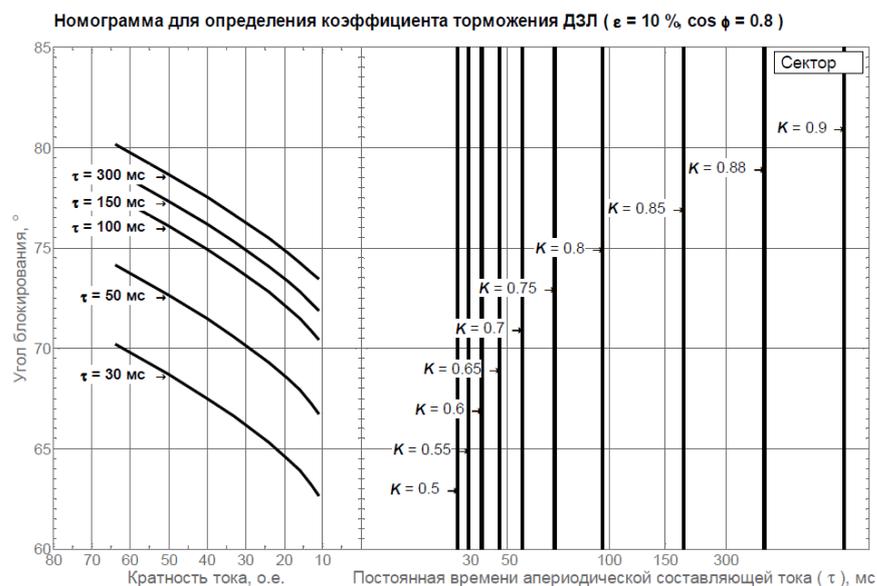


Рисунок 24 - Номограмма для определения коэффициента торможения и угла блокировки ДЗЛ

$$k_{ТОРМ} = 0,5 \quad \phi_{БЛОК} = 85^{\circ}$$

Принятые уставки ДЗЛ ВЛ 220 кВ Дальневосточная - Михайловская представлены в таблице 35. Все величины приводим в первичных величинах и в относительных единицах. Базисный ток принимаем по умолчанию – 1000 А.

Таблица 35 – Результаты расчёта ДЗЛ ВЛ 220 кВ Дальневосточная - Михайловская

Параметр (первич/вторич)	Диапазон (первич/вторич)	Значение	
		Первичное	Вторичное
1	2	3	4
Базисный ток, А/А	300 – 2000 / 0,1 – 16,0	1000	5
Ток срабатывания ДЗЛ, А/о.е.	200 – 2000 / 0,2-2	146	0,15
Коэффициент торможения ДЗЛ, о.е.	0,3 – 0,9	0,75	
Вид торможения	Сумма модулей, сумма векторов, сектор	Сектор	
Угол сектора блокировки, °	0 – 89	85	
Компенсация ёмкостного тока	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена	
Работа на ВЛ с ответвле- ниями	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена	
Задержка на срабатывание ДЗЛ, с	0 – 0,150	0	

Характеристика срабатывания (торможения) ДЗЛ представляет собой стандартного вида график для подобных дифференциальных защит. Графический расчет чувствительности при наличии торможения, выбранный коэффициент торможения представлены на рисунке 25 и в графической части выпускной квалификационной работы.

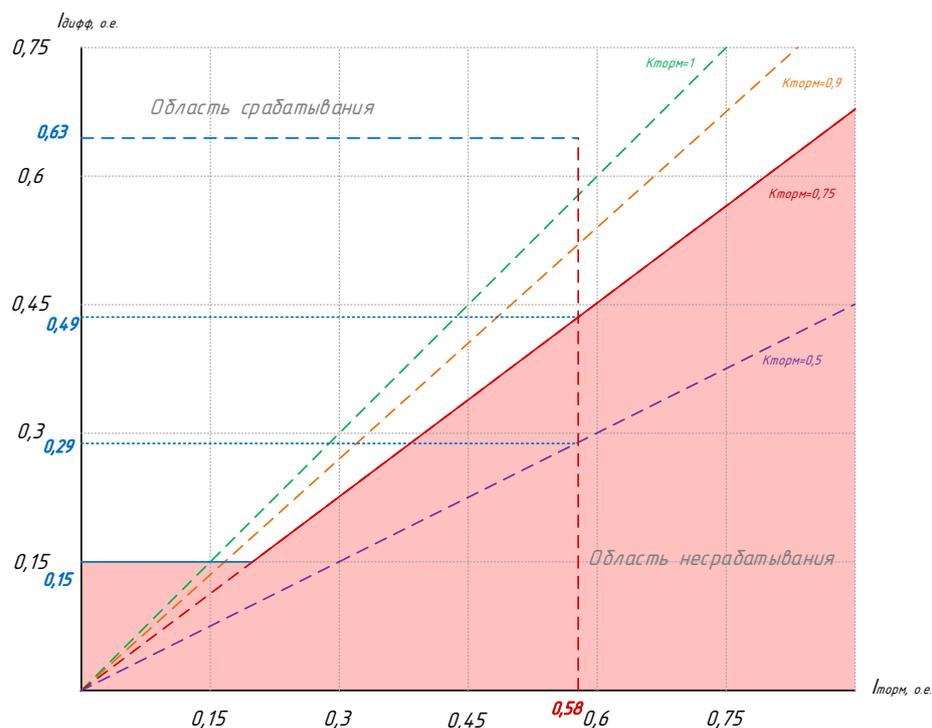


Рисунок 25 – Характеристика работы ДЗЛ
ВЛ 220 кВ Дальневосточная - Михайловская

Графический расчет показал низкую чувствительность при выбранном по номограмме коэффициенте торможения ДЗЛ, следовательно, чувствительность была проверена при следующем (0,75) коэффициенте торможения. Процесс построения характеристики и подробный расчет представлен в приложении В. Результаты расчета ДЗЛ ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Дальневосточная представлены в таблице 36, характеристика срабатывания ДЗЛ – на рисунке 26.

Таблица 36 – Результаты расчёта ДЗЛ ВЛ Уссурийск-2 - Михайловская

Параметр (первич/вторич)	Диапазон (первич/вторич)	Значение	
		Первичное	Вторичное
1	2	3	4
Базисный ток, А/А	300 – 2000 / 0,1 – 16,0	1000	5
Ток срабатывания ДЗЛ, А/а.е.	200 – 2000 / 0,2-2	118	0,12

1	2	3
Коэффициент торможения ДЗЛ, о.е.	0,3 – 0,9	0,5
Вид торможения	Сумма модулей, сумма векторов, сектор	Сектор
Угол сектора блокировки, °	0 – 89	75
Компенсация ёмкостного тока	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена
Работа на ВЛ с ответвлениями	Предусмотрена/ не предусмотрена	Не предусмотрена
Задержка на срабатывание ДЗЛ, с	0 – 0,150	0

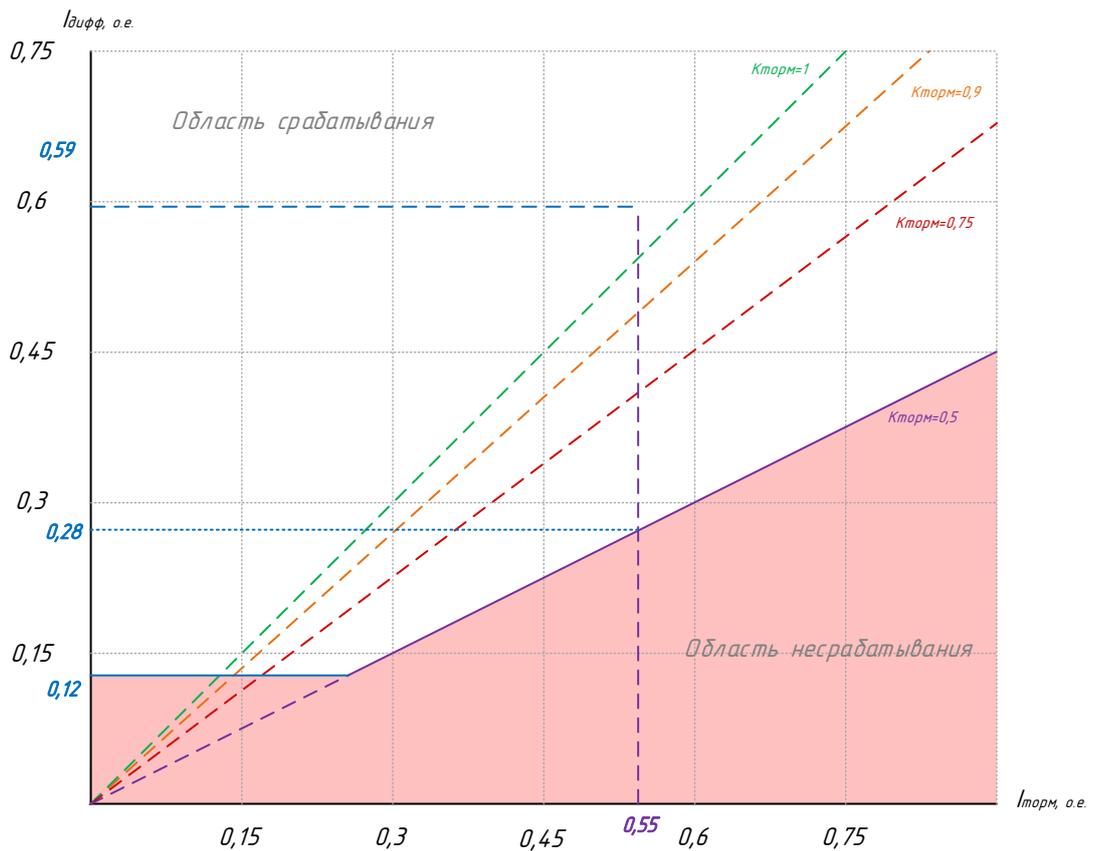


Рисунок 26 – Характеристика работы ДЗЛ ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 - Михайловская

5.4 Расчет параметров сетевой автоматики

5.4.1 Автоматическое повторное включение ЛЭП 220 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 220 кВ. При повреждении линию следует отключить с обеих сторон, что необходимо для деионизации воздушного промежутка в месте КЗ. Выдержка времени на срабатывание:

$$t_{АПВ-1} \geq t_{2.n.} + t_{зан.}; \quad (93)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{д.с.} - t_{вкл.Q} + t_{зан.}; \quad (94)$$

$$t_{АПВ-1} \geq t_{защ.2.мах} - t_{защ.1.мин} + t_{откл.Q2} - t_{откл.Q1} - t_{вкл.Qi} + t_{д.с} + t_{зан.}; \quad (95)$$

где $t_{г.л.}$ - 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;

$t_{зан.}$ - время запыления, равное 0,5 с;

$t_{PЗмакс}$ - 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 220 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:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном} \quad (96)$$

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

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

$$I_{сз} = 0,15 \cdot 630 = 95 \text{ A}$$

Расчет уставки времени срабатывания УРОВ:

$$t_1 = t_{откл.Q} + t_{возв} + t_{зан} + t_{нозр} \quad (97)$$

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

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

$t_{зан}$ - время запаса (0,1 с)

$t_{нозр}$ - 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:

$$t_2 = 0,1 \text{ с}$$

5.4.3 Автоматический ввод резерва в сети потребителя

Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточению электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

Устройства АВР также рекомендуется предусматривать, если при их применении возможно упрощение релейной защиты, снижение токов КЗ и удешевление аппаратуры за счет замены кольцевых сетей радиально-секционированными и т. п.

Устройства АВР могут устанавливаться на трансформаторах, линиях, секционных и шиносоединительных выключателях, электродвигателях и т. п.

Устройство АВР, как правило, должно обеспечивать возможность его действия при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной, в том числе КЗ на этих шинах.

Устройство АВР при отключении выключателя рабочего источника питания должно включать, как правило, без дополнительной выдержки време-

ни, выключатель резервного источника питания. При этом должна быть обеспечена однократность действия устройства.

В практических расчётах обычно принимается условие:

$$U_{c.p.1} = (0,25 \div 0,4) \cdot U_{ном} \quad (98)$$

$$U_{c.p.1} = 0,3 \cdot 10 = 3 \text{ кВ}$$

Выдержка времени пускового органа должна быть на ступень селективности больше выдержек времени защит, повреждение в зоне действия которых может привести к пуску АВР.

$$t_{1AKQ} = t'_{pз.макс} + \Delta t, \quad (99)$$

$$t_{1AKQ} = t''_{pз.макс} + \Delta t, \quad (100)$$

где $t'_{pз.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин высшего напряжения;

$t''_{pз.макс}$ – максимальная выдержка времени защит присоединений, отходящих от шин низшего напряжения;

Δt – ступень селективности, равная 0,675.

$$t_{1AKQ} = 3,5 + 0,5 = 4,0 \text{ с};$$

$$t_{1AKQ} = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с}$$

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{cp2} \geq \frac{U_{мин.раб}}{k_n \cdot k_v}, \quad (101)$$

где k_n – коэффициент надежности ($k_n=1,1 \div 1,2$);

$U_{мин.раб.}$ – минимальное рабочее напряжение;

$$U_{cp2} \geq \frac{0,8 \cdot 10}{1,25 \cdot 1,25} = 5,3 \text{ кВ}$$

Выдержка времени реле однократного включения:

$$t_{РОВ} = t_{вкл.Q} + t_{зап.}, \quad (102)$$

где $t_{зап} = 0,5 \text{ с}$ – время запаса;

$t_{вкл.Q}$ – время включения резервного выключателя, равное $0,8 \text{ с}$.

$$t_{РОВ} = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с.}$$

Окончательно:

$$U_{cp} = 5,3 \text{ кВ}$$

$$t_{cp} = 4 \text{ с}$$

6 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной главе необходимо выполнить количественную и качественную оценку молниезащиты и заземляющего устройства, вновь проектируемого открытого распределительного устройства 220 кВ, а также остальной открытой части ПС Михайловская.

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.

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 40х4 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.

$$\rho_3 = \rho_{изм} K_c \quad (103)$$

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

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

$$R_r = \left(\frac{\rho_3}{\pi \cdot l} \right) \left(\ln \left(\frac{1,5l}{h_3 d} \right) \right) \quad (104)$$

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

Сопротивление вертикальных электродов

$$R_B = \frac{\rho_3}{2\pi \cdot l} \cdot \ln \frac{4l(2h_3 + l)}{d(4h_3 + l)} \quad (105)$$

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

Сопrotивление п-лучевого заземлителя с вертикальными электродами рассчитывается по формуле:

$$R_M = \frac{R_B R_\Gamma}{n_B R_\Gamma + n_\Gamma R_B} \quad (106)$$

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

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).

$$A = 107,8 \text{ м; } B = 111,1 \text{ м.}$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5)(B + 2 \cdot 1,5) \quad (107)$$

$$S = (107,8 + 2 \cdot 1,5)(111,1 + 2 \cdot 1,5) = 12640 \text{ м}^2$$

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

$$L_\Gamma = (A + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{B + 2 \cdot 1,5}{a} \right) + (B + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{A + 2 \cdot 1,5}{a} \right) \quad (108)$$

$$L_\Gamma = (107,8 + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{111,1 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) + (111,1 + 2 \cdot 1,5) \left(\frac{107,8 + 2 \cdot 1,5}{5} \right) = 5057 \text{ м}$$

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

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (109)$$

$$m = \frac{5057}{2 \cdot \sqrt{12640}} = 22,5.$$

Принимаем $m=23$.

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} (m + 1) \quad (110)$$

$$L = 2\sqrt{12640} (23 + 1) = 5397 \text{ м}$$

Определяем количество вертикальных электродов

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a} \quad (111)$$

$$n_B = \frac{4\sqrt{12640}}{5} = 90.$$

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

$$R_{ПС} = \rho_s \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B l_B} \right) \quad (112)$$

где L – длина горизонтальных электродов;

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

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

$$R_{ПС} = 140 \left(\frac{0,15}{\sqrt{12640}} + \frac{1}{5397 + 90 \cdot 5} \right) = 0,211 \text{ Ом}$$

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

Стационарное сопротивление заземления подстанции:

$$R_{стат} = \frac{R_{ест} \cdot R_{иск}}{R_{ест} + R_{иск}} \quad (113)$$

$$R_{стат} = \frac{6.5 \cdot 0,211}{6.5 + 0,211} = 0,204 < 0,5 \text{ Ом.}$$

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

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_s + 320) \cdot (I_m + 45)}} \quad (114)$$

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

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1264}}{(140 + 320) \cdot (55 + 45)}} = 1,915,$$

Импulseное сопротивление заземляющего контура:

$$R_u = \alpha_u \cdot R_{\text{стац}} \quad (115)$$

$$R_u = 1,915 \cdot 0,204 = 0,391 \text{ Ом}$$

6.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Расчёт зоны защиты молниеотводов.

Размеры открытой части рассматриваемого распределительного устройства ПС 220 кВ Михайловская – 107,8x111,1 м. Территория распределительного устройства подстанции защищается от прямых ударов молнии восьмью отдельно стоящими стержневыми молниеотводами, установленными на базе мачтовых опор ПМ-30, высотой 30 м.

Установка молниеотводов на линейном портале нецелесообразна ввиду малой высоты. Высота линейного портала от земли до траверсы составляет 11 м. Отметим, что именно на этой высоте будут рассмотрены зоны защиты выбранных молниеотводов. Помимо этого, рассмотрены еще две зоны защиты – на уровне трансформаторного ввода 220 кВ, высотой 7,2 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 Д, масштабное

отображение расчетных значений показано в графической части выпускной квалификационной работы.

Высота молниеотводов:

$$h_1 = 30 \text{ м,}$$

$$h_2 = 30 \text{ м,}$$

Расстояние между молниеотводами:

$$L_{12} = 45,4 \text{ м,}$$

Эффективная высота молниеотводов:

$$h_{\text{эфи}} = 0.85h_i \quad (116)$$

$$h_{\text{эфи1}} = 0.85h_1 = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м;}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_{0i} = (1.1 - 0.002h_i)h_i \quad (117)$$

$$r_{01} = (1,1 - 0,002 \cdot 30)30 = 31,2 \text{ м.}$$

Далее покажем расчет зоны защиты молниеотвода М01 на уровне ввода трансформатора. Высота защищаемого объекта: $h_x=7,2$ м. Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{xi} = r_{0i} \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эфи}}} \right) \quad (118)$$

$$r_{x1} = 31,2 \left(1 - \frac{7,2}{25,5} \right) = 22,4 \text{ м.}$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты между M01 и M02:

$$h_{cxij'} = h_{эфi} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_i)(L_{ij} - h_i) \quad (119)$$

$$h_{cxij''} = h_{эфj} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h_j)(L_{ij} - h_j) \quad (120)$$

$$h_{cxij} = \frac{h_{cxij'} + h_{cxij''}}{2} \quad (121)$$

$$h_{cx12'} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30)(45,4 - 30) = 22,7 \text{ м;}$$

$$h_{cx12''} = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30)(45,4 - 30) = 22,7 \text{ м; м;}$$

$$h_{cx12} = \frac{22,7 + 22,7}{2} = 22,7 \text{ м;}$$

Остальные параметры, как было отмечено, рассчитаны в Приложении В. Сведем результаты расчета в таблицу 37.

Таблица 37 – Результаты расчета зон молниезащиты

Параметр	Значение							
	2	3	4	5	6	7	8	9
1								
Молниеотвод	M01	M02	M03	M04	M05	M06	M07	M08
Высота, м	30	30	30	30	30	30	30	30
Эффективная высота, м	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5	25,5
Радиус зоны защиты на уровне земли, м	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2	31,2
Радиус зоны защиты на уровне защищаемого трансформатора, м	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4	22,4
Радиус зоны защиты на уровне линейного портала, м	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7

6.3 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:

$$U_{50\%} = 569,954 \text{ кВ;}$$

$$I_{кр} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{ош}} \tag{122}$$

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

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

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{kp}} \quad (123)$$

$$p_{np} = e^{-0.04 \cdot I_{kp}} = e^{-0.04 \cdot 3,576} = 0,867.$$

Импульсное сопротивление заземлителя: $R_u = 0,399$ Ом;

$$I_{on} = \frac{U_{50\%}}{R_u + \delta \cdot h} \quad (124)$$

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

Вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в гирлянду изоляторов:

$$p_{on} = e^{-0,04 \cdot I_{on}} \quad (125)$$

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

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:

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

Максимальная высота сооружения на РУ:

$$h_c = 11 \text{ м.}$$

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

$$R_{э\kappa\text{в}} = 5 \cdot h_c - \frac{2 \cdot h_c^2}{30} \quad (126)$$

$$R_{э\kappa\text{в}} = 5 \cdot 11 - \frac{2 \cdot 11^2}{30} = 46,9 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на 1 км^2 поверхности:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,4} \quad (127)$$

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{2,4} = 0,05 \cdot 49 = 2,45;$$

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

$$N_{ny} = p_0 \cdot (a_T + 2 \cdot R_{э\kappa\text{в}}) \cdot (b_T + 2 \cdot R_{э\kappa\text{в}}) \cdot (\eta_{np} \cdot p_\alpha \cdot p_{np} + \eta_{on} \cdot p_{on}) \cdot 10^{-6} \quad (128)$$

$$N_{ny} = 2,45 \cdot (50 + 2 \cdot 46,9) \cdot (60 + 2 \cdot 46,9) \cdot (0,9 \cdot 0,005 \cdot 0,867 + 0,9 \cdot 0,0055) \cdot 10^{-6} = \\ = 4,7 \cdot 10^{-3}$$

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

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} \quad (129)$$

$$T_{ny} = \frac{1}{N_{ny}} = \frac{1}{4,7 \cdot 10^{-3}} = 21,2 \text{ лет}$$

7 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В объем работы входит реконструкция устройств РЗА ВО 220 кВ Уссурийск-2 – Дальневосточная, в связи с подключением новой ПС 220 кВ Михайловская, обеспечивающей питание объектов ТОР Михайловский на территории Приморского края.

В части первичного оборудования 220 кВ вновь вводимой подстанции были произведены проверки и расчеты для новых устройств и аппаратов 10-220 кВ. Таким образом, на ПС 220 кВ Михайловская приняты следующие объемы первичного оборудования 10-220 кВ:

– ОРУ 220 кВ в составе которого преимущественно элегазовое оборудование от производства завода Siemens:

- выключатели: ЗАР1-245 FG;
- разъединители: D VF4-245;
- трансформаторы тока: IOSK-245;
- трансформаторы напряжения: ТЕМР-245;
- 2 силовых трансформатора ТРДН-63000/220 УХЛ1;
- 2 трансформатора собственных нужд ТМГ-160/0,4 У1;
- КРУ 10 кВ типа КРУ СЭЩ-63.

При вводе новой подстанции произведена реконструкция связи 220 кВ. В настоящее время существует две линии: ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Дальневосточная №1 и №2, при выполнении заходов на ПС 220 кВ Михайловская, образуются новые связи: ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская и ВЛ 220 кВ Михайловская – Уссурийск-2 и ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2.

7.1 Безопасность

Применяемые на ПС Михайловская электрооборудование, электротехнические изделия и материалы соответствуют требованиям государственных

стандартов или технических условий, утвержденных в установленном порядке.

Конструкция, исполнение, способ установки, класс и характеристики изоляции применяемых машин, аппаратов, приборов и прочего электрооборудования, а также кабелей и проводов соответствуют параметрам сети или электроустановки, режимам работы, условиям окружающей среды и требованиям соответствующих глав ПУЭ [7].

Все применяемые электроустановки и связанные с ними конструкции устойчивы в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия [7].

На ПС 220 кВ Михайловская обеспечена возможность легкого распознавания частей, относящихся к отдельным элементам (простота и наглядность схем, надлежащее расположение электрооборудования, надписи, маркировка, расцветка).

Электроустановки на ПС 220 кВ Михайловская по условиям электробезопасности разделяются на электроустановки напряжением до 1 кВ и электроустановки напряжением выше 1 кВ (по действующему значению напряжения).

Безопасность обслуживающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением мер защиты – заземлением и защитными мерами безопасности, а также следующих мероприятий [7]:

- соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей или путем закрытия, ограждения токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;
- применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;

– использование средств защиты и приспособлений, в том числе для защиты от воздействия электрического и магнитного полей в электроустановках, в которых их напряженность превышает допустимые нормы.

В электропомещениях с установками напряжением до 1 кВ допускается применение незащищенных и защищенных токоведущих частей без защиты от прикосновения, если по местным условиям такая защита не является необходимой для каких-либо иных целей (например, для защиты от механических воздействий). При этом доступные прикосновению части должны располагаться так, чтобы нормальное обслуживание не было сопряжено с опасностью прикосновения к ним [7].

В жилых, общественных и других помещениях устройства для ограждения и закрытия токоведущих частей должны быть сплошные; в помещениях, доступных только для квалифицированного персонала, эти устройства могут быть сплошные, сетчатые или дырчатые [7].

Ограждающие и закрывающие устройства должны быть выполнены так, чтобы снимать или открывать их можно было только при помощи ключей или инструментов [7].

Все ограждающие и закрывающие устройства должны обладать требуемой (в зависимости от местных условий) механической прочностью. При напряжении выше 1 кВ толщина металлических ограждающих и закрывающих устройств должна быть не менее 1 мм [7].

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, от действия электрической дуги и т.п. все электроустановки должны быть снабжены средствами защиты, а также средствами оказания первой помощи в соответствии с действующими правилами применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках [7].

7.2 Экологичность

В данном подразделе рассмотрен вопрос экологичности при эксплуатации силового трансформаторного оборудования с большим содержанием

масла в баке. В качестве расчета, приведем пример для трансформаторов 220 кВ ТРДН-63000/220 УХЛ1.

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

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 маслонаполненного 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 маслонаполненного 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 приемка 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).

Допускается не производить засыпку дна маслоприемников по всей площади гравием. При этом на системах отвода масла от трансформаторов (реакторов) следует предусматривать установку огнепреградителей.

Таблица 38 – Параметры рассматриваемого силового трансформатора

Параметр	Значение
1	2
Марка	ТРДН-63000/220 УХЛ1
Мощность, МВА	63
Масса полная, т	119
Масса масла, т	39,4
Высота, м	7,3
Длина, м	9,7
Ширина, м	5,47

Расчет произведем, согласно учебного пособия [36]. Итак, примем следующую конструкцию маслоприемника – с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м. В этом случае конструкция маслоприёмника с отводом масла, с учетом выше перечисленных требований, приведена на рисунке 27.

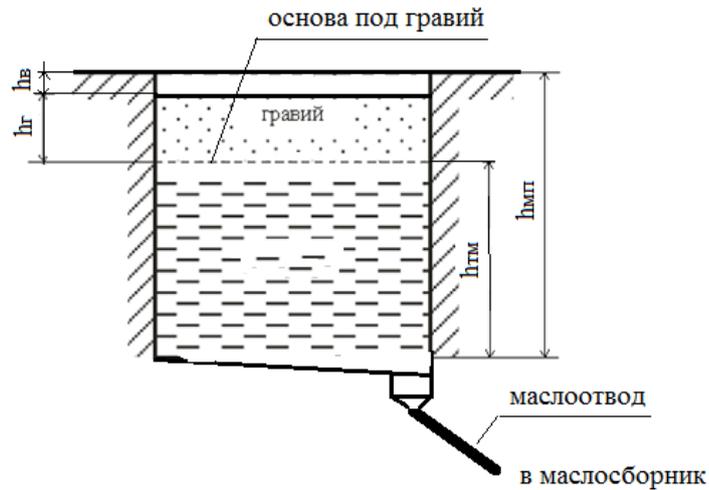


Рисунок 27 – Конструкция маслоприемника с отводом трансформаторного масла и воды (эскиз)

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

$$A_{мп} = A_m + 2 \cdot \Delta \quad (130)$$

$$B_{мп} = B_m + 2 \cdot \Delta \quad (131)$$

где A_m – длина силового трансформатора, м;

B_m – ширина силового трансформатора, м;

Δ – выступы за габариты трансформатора, согласно ПУЭ при массе масла 1-50 т, не должны быть менее 1,5 м.

$$A_{мп} = 9,7 + 2 \cdot 1,5 = 12,7 \text{ м}$$

$$B_{мп} = 5,47 + 2 \cdot 1,5 = 8,47 \text{ м}$$

Площадь маслоприемника:

$$S_{мп} = A_{мп} \cdot B_{мп} \quad (132)$$

$$S_{mn} = 12,7 \cdot 8,47 = 107,6 \text{ м}^2$$

Объем трансформаторного масла определяется по формуле:

$$V_{mm} = \frac{M_{mm}}{\rho_{mm}} \quad (133)$$

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

ρ_{mm} – плотность трансформаторного масла, принимаем 890 кг/м^3

$$V_{mm} = \frac{39,4 \cdot 10^3}{890} = 44,3 \text{ м}^3$$

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

$$h_{mn} = \frac{V_{mm}}{S_{mn}} + h_g + h_z \quad (134)$$

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).

$$h_{mn} = \frac{44,3}{107,6} + 0,075 + 0,25 = 0,74 \text{ м}$$

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

$$V_{mc} \geq V_{mm} + V_{вода} \quad (135)$$

Объем воды от средств пожаротушения определяется по формуле:

$$V_{\text{вода}} = 0,8 \cdot l \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{БПТ}}) \quad (136)$$

где l – интенсивность пожаротушения, равная 0,2 л/(с·м²);

t – нормативное время пожаротушения, равное 1800 с;

$S_{\text{БПТ}}$ – площадь боковой поверхности трансформатора, м².

Площадь боковой поверхности трансформатора равна:

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot H_m \cdot (A_m + B_m) \quad (137)$$

где H_m – высота трансформатора, м.

$$S_{\text{БПТ}} = 2 \cdot 7,3 \cdot (9,7 + 5,47) = 221,5 \text{ м}^2$$

$$V_{\text{вода}} = 0,8 \cdot 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (107,6 + 221,5) = 95 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{мс}} = 44,3 + 95 = 139,3 \text{ м}^3$$

7.3 Чрезвычайные ситуации

Линии электропередач служат, в первую очередь, для передачи электрической энергии по проводам. При их отключении снижается надёжность передачи, снижается пропускная способность системообразующих связей и иным негативным последствиям. Следует отметить, что одним из важнейших моментов при возникновении или угрозе возникновения рисков нарушения электроснабжения потребителя является организационная работа по обеспечению безопасности электроснабжения [35].

Правительственная комиссия по обеспечению безопасности электроснабжения (федеральный штаб) является координационным органом, образованным для обеспечения согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, штабов по обеспечению безопасности электроснабжения,

создаваемых в субъектах Российской Федерации в соответствии с Федеральным законом "Об электроэнергетике", организаций топливно-энергетического комплекса, транспорта и других заинтересованных организаций целях реализации государственной политики в области обеспечения безопасности электроснабжения.

Федеральный штаб осуществляет свою деятельность во взаимодействии с федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, региональными штабами и организациями.

Основными задачами федерального штаба являются:

- а) координация деятельности региональных штабов;
- б) обеспечение согласованности действий федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций при решении вопросов предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, организации безопасной эксплуатации объектов электроэнергетики и энергетических установок потребителей электрической энергии;
- в) координация оперативного информационного обмена между федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и субъектами электроэнергетики в случае возникновения внештатных ситуаций на объектах электроэнергетики.

Федеральный штаб с целью выполнения возложенных на него задач осуществляет следующие функции:

- а) организует взаимодействие с региональными штабами, субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, в том числе в случае созыва в установленном порядке заседаний региональных штабов при возникновении режима с высокими рисками нарушения электроснабжения, возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов на территории двух или более субъектов Российской Федерации;

б) рассматривает прогнозы развития ситуации в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения либо при возникновении или угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов;

в) рассматривает оперативные вопросы обеспечения безопасности электроснабжения;

г) организует проведение согласительных процедур по урегулированию разногласий между субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии и поставщиками топлива при возникновении либо угрозе возникновения аварийных электроэнергетических режимов.

Федеральный штаб в пределах своей компетенции имеет право:

а) запрашивать у федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций необходимые материалы и информацию;

б) заслушивать на своих заседаниях представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

в) привлекать для участия в своей работе представителей федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органов местного самоуправления, региональных штабов и организаций;

г) вносить в установленном порядке в Правительство Российской Федерации предложения по вопросам, требующим решения Президента Российской Федерации или Правительства Российской Федерации;

д) направлять федеральным органам исполнительной власти, органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организациям рекомендации по принятию мер для предотвращения и ликвидации последствий нарушения электроснабжения, а также при необходимости давать указания федеральным органам исполнительной власти и региональным штабам.

Решения федерального штаба, принимаемые в соответствии с его компетенцией, являются обязательными для всех органов исполнительной власти и региональных штабов.

Состав федерального штаба утверждается Правительством Российской Федерации. Руководителем федерального штаба является Министр энергетики Российской Федерации, который организует работу федерального штаба и несет ответственность за выполнение возложенных на него задач. Руководитель федерального штаба имеет заместителей.

Заседания федерального штаба созываются по решению руководителя федерального штаба или его заместителя и проводятся по мере необходимости. Заседания федерального штаба проводит руководитель федерального штаба или по его поручению один из его заместителей. Члены федерального штаба принимают участие в его заседаниях без права замены.

Решения федерального штаба принимаются большинством голосов присутствующих на заседании членов федерального штаба. В случае равенства голосов решающий голос принадлежит руководителю федерального штаба или его заместителю, председательствующему на заседании штаба. Решения федерального штаба оформляются протоколами, которые подписываются руководителем федерального штаба или его заместителем, председательствующим на заседании штаба. Федеральный штаб осуществляет свою деятельность в соответствии с регламентом, который утверждается на заседании федерального штаба и подписывается руководителем федерального штаба.

Организационно-техническое обеспечение деятельности федерального штаба осуществляет Министерство энергетики Российской Федерации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы было произведено проектирование нового объекта территории опережающего развития «Михайловский» Приморского края. В связи со строительством новых объектов на указанной территории, была спроектирована ПС 220 кВ Михайловская.

Вновь возводимая подстанция питается от существующей воздушной ЛЭП, пролегающей по данной территории – ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Уссурийск-2. Таким образом, новая подстанция питается от двух крупных узловых объектов приморья: ПС 500 кВ Дальневосточная и ПС 220 кВ Уссурийск-2.

Основной целью выпускной работы была реконструкция устройств РЗА вышеуказанной ЛЭП. Так как питание ПС 220 кВ Михайловская спроектировано как заходы, уставки устройств РЗА на существующих объектах были скорректированы, а на вновь вводимой подстанции – спроектирована система РЗА вновь образованных ВЛ 220 кВ Уссурийск-2 – Михайловская и ВЛ 220 кВ Дальневосточная – Михайловская.

В ходе работы была произведена оценка района проектирования и реконструкции;

выполнена технико-экономическая оценка вариантов реконструкции существующей электрической сети и выбран оптимальный вариант;

выполнен расчет токов короткого замыкания в рассматриваемой сети;

разработана однолинейная схема, выполнен выбор и проверка первичного оборудования, система оперативного тока и собственных нужд вновь вводимой подстанции;

рассмотрены вопросы и выполнены расчеты молниезащиты, заземления ПС 220 кВ Михайловская;

рассмотрены вопросы безопасности и экологичности на рассматриваемом объекте и в зоне реконструируемых ЛЭП.

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).

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

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

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, 2012).

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.

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

7 Правила устройства электроустановок (седьмое издание): ПУЭ. – Москва: Издательство «Энергосоюз», 2016. – 465 с.

- 8 Фёдоров, А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования./А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова– М.: Энергоатомиздат, 2012 – 368 с.
- 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 09.03.2020).
- 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 07.03.2019).
- 11 Новое электрооборудование в системах электроснабжения/ Справочник. Составитель – Ополева Г.Н. – Иркутск: Издательство Иркутского Государственного Университета, 2015
- 12 Вебсор.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: https://www.websor.ru/va_99m.html. (дата обращения 02.03.2020).
- 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.
- 14 Горелик Т.Г., Кириенко О.В., Дони Н.А. Цифровая подстанция. Подходы к реализации.
- 15 Билик Н.И., Непомнящий В.А., Славин Г.А. Вероятности коротких замыканий с токами расчетных значений. - Труды Энергосетяхроекта, 1978, вып. 11.
- 16 Востросаблин А.А., Неклепаев Б.Н. Вероятностные характеристики коротких замыканий в энергосистемах. - Электричество, 2009, № 8.
- 17 ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. М.: Изд-во стандартов, 2010.
- 18 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 27.12.2018). Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ

- 19 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23.07.2012 №340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления»
- 20 Шифрин Л.Н. Первый блочный трансформатор 500 кВ нового поколения типа ТДЦ-400000 / 500 для Бурейской ГЭС. -Электро, 2015, № 1.
- 21 Воротницкий, В.Э. Повышение эффективности управления распределительными сетями // Энергосбережение [Электронный ресурс]. (дата обращения 07.06.2020 10:38).
- 22 Справочник по проектированию электроснабжения /под ред. Ю. Г. Барыбина и др. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 576 с.
- 23 Фёдоров, А.А., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования / А.А. Фёдоров, Старкова Л.Е. – М. : Энергоатомиздат, 2017. – 368 с.
- 24 Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения / Г.Н. Ополева. - М. : ФОРУМ, 2019. – 480 с.
- 25 Липкин Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М. : Высшая школа, 2010. – 366 с.
- 26 БалтЭнергоМаш.ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт – Режим доступа: <https://www.baltenergomash.ru>. (дата обращения 29.05.2020).
- 27 Рябков, Е. Я. Заземление в установках высокого напряжения. М.: ЭНЕРГОИЗДАТ,2013.
- 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.
- 29 Булгаков, А.Б. Безопасность жизнедеятельности: методические рекомендации к практическим занятиям / сост. А.Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2014. – 100 с.

30 РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий (3-е издание с изменениями и дополнениями). – Москва.: Издательство «НЦ ЭНАС», 2015.

31 Постановление РФ от 25.08 2008 г. N 637 Об организации деятельности правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба).

32 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (ПОТЭУ). – Москва: Издательство «Э», 2016. – 176 с.

33 Инструкция по тушению пожаров на подстанциях. – Москва, 2007. – 30 с.

34 Приказ 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".

35 Булгаков, А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике. Учебное пособие. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2020. – 90 с.