

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки
Направленность (профиль) образовательной программы

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция релейной защиты и автоматики воздушной линии напряжением 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – подстанция Патрокл в Приморском крае в связи с подключением двух кабельных ЛЭП 110 кВ

Исполнитель
студент группы 842-об4

подпись, дата

А.В. Неволин

Руководитель
доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2022

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Неволина Андрея Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция релейной защиты и автоматики воздушной линии электропередачи 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 – подстанция Патрокл в Приморском крае в связи с подключением двух кабельных ЛЭП 110 кВ

(утверждено приказом от 15.03.2022 № 506)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.06.2022

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема электрической сети в районе расположения ПС «Золоотвал»

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Расчетная точка короткого замыкания, кабельная линия электропередачи, дифференциальная защита, дистанционная защита безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Дифференциальная защита линии, однолинейная схема электрической сети в районе расположения ПС «Золоотвал», расчет токов короткого замыкания, функциональная схема ДЗ

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

7. Дата выдачи задания 16.03.2022

Руководитель выпускной квалификационной работы: доцент, канд. техн. наук А.Н. Козлов
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит стр 100., 7 рисунков, 17 таблиц, 49 формул, 20 источников, 2 приложения.

МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ, КОМПЛЕКТ ЗАЩИТ, РАСЧЕТНАЯ ТОЧКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ЗАЩИТА, ДИСТАНЦИОННАЯ ЗАЩИТА БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе представлен один из вариантов модернизации релейной защиты и автоматики ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ – Патрокл при подключении дополнительных кабельных линий для питания ПС Золоотвал. Произведен расчет таких задач как определение токов короткого замыкания различного типа, определены основные типы необходимых защит ВЛ, рассчитаны уставки срабатывания защит. Проведен выбор и проверка коммутационного оборудования на подстанции Золоотвал, так же оно проверено по условиям протекания короткого замыкания. В части безопасности и экологичности проведены необходимые расчеты и представлены меры по безопасной эксплуатации электротехнического оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика рассматриваемого района электрических сетей	9
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	9
1.2 Характеристика схемы электрической сети	9
2 Целесообразность модернизации релейной защиты и автоматики ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - ПС Патрокл	12
3 Расчет токов короткого замыкания	13
3.1 Расчет трехфазных токов короткого замыкания	14
3.2 Расчет двухфазных токов короткого замыкания	20
4 Расчет защит ВЛ	24
4.1 Продольная дифференциальная защита	25
4.2 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки	28
4.3 Выбор уставок органа контроля цепей тока	31
5 Резервные защиты линий	33
5.1 Дистанционная защита от междуфазных повреждений	33
5.1.1. Выбор уставок реле сопротивления по оси X	34
5.1.2. Выбор уставок реле сопротивления по оси R	36
5.1.3. Выбор уставок по углам наклона характеристик срабатывания РС	38
5.1.4 Выбор уставок по оси R и углу выреза для отстройки от нагрузочного режима	39
5.1.5 Расчёт уставок времени действия ступеней	40
5.1.6 Уставки органа, определяющего вид повреждения	40
5.2 Токовая защита нулевой последовательности	44
5.2.1 Расчет уставок срабатывания	44
5.3 Максимальная токовая защита	47
5.4 Ступенчатая токовая защита	48
6 Автоматика воздушной линии	50

6.1 Автоматическое повторное включение	50
6.2 Устройство резервирования отказа выключателя	51
7 Устройство передачи аварийных сигналов и команд	53
7.1 Назначение	53
7.2 Характеристики	54
7.3 Устройство и работа шкафа	60
8 Выбор оборудования ПС Золоотвал	66
8.1 Выбор выключателей	66
8.2 Выбор разъединителей 110 кВ	68
9 Безопасность и экологичность	70
9.1 Безопасность	70
9.2 Экологичность	76
9.3 Чрезвычайны ситуации	83
10 Расчет экономических показателей	95
Заключение	98
Библиографический список	99
Приложение А. Расчет сопротивлений элементов	101
Приложение Б. Расчет уставок ДЗЛ	102

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ВВ – высоковольтный выключатель

ВЛ – воздушная линия электропередачи

ДЗ – дистанционная защита

ДЗЛ – дифференциальная защита линии

ДЗШ – дифференциальная защита шин подстанции

КЗ – короткое замыкание

МЗ – микропроцессорная защита

ОУ- оперативное ускорение резервных защит

СТ – силовой трансформатор

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности

ТО – токовая отсечка

ТП – тяговая подстанция

ТСН – трансформатор собственных нужд подстанции

УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд

УС – уставка срабатывания

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время практически во всех системах электроснабжения требуется проводить модернизацию оборудования, как первичных цепей так и вторичных цепей, включая релейную защиту и автоматику. Неправильная или ложная работа релейной защиты и автоматики приводит к ложному отключению оборудования или не приводит к отключению при возникновении короткого замыкания, все это может привести к выходу из строя оборудования поэтому наряду с необходимостью замены силового оборудования на подстанциях, так же требуется и проводить модернизацию систем релейной защиты и автоматики, заменять их на современный тип который является более надежным и долговечным.

Цель представленной работы – выполнить необходимые расчеты и провести модернизацию системы релейной защиты и автоматики ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - ПС Патрокл, так же провести выбор и проверку оборудования на ПС Золоотвал.

Актуальность представленной работы – заключается в том что используемое в настоящее время оборудование релейной защиты и автоматики на рассматриваемой ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - ПС Патрокл, при условии подключения новой ПС Золоотвал уже не соответствует требованиям которые на него накладываются, в частности это касается надежности, быстродействия, скорости обслуживания и требуется модернизация данной системы, перевод ее на микропроцессорные терминалы. Поэтому в данной работе и будет проводиться разработка одного из таких вариантов проектирования системы защиты, автоматики оборудования.

Практическая значимость работы – заключается в том что в данной работе будет разработан один из наиболее оптимальных как с экономической точки зрения так и с точки зрения качества, надежности, вариант модернизации систем защиты и автоматики линии электропередачи напряжением 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - ПС Патрокл. После проведенных расчетов будут

определены технические характеристики и стоимость оборудования и реконструкции в целом

Основные задачи при выполнении данной работы:

- Составление схемы замещения участка сети: прямой, обратной и нулевой последовательности.

- Определение эквивалентных параметров схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

- Расчет на их основании токов короткого замыкания (симметричного и не симметричного).

- Выбор оборудования защиты и автоматики

- Выбор типов защит и уставок.

- Определение мер безопасности, при выполнении строительно-монтажных работ на объекте электроэнергетики, а так же при эксплуатации рассматриваемого оборудования.

- Определение параметров маслоприемника силового трансформатора на ПС Золоотвал.

- Определение основных мероприятий на ПС Золоотвал при возникновении различных чрезвычайных ситуаций включая пожар на электротехническом оборудовании и определение мер препятствующих данному нарушению.

При выполнении данной работы при различных вычислениях и оформлении графической части данной выпускной квалификационной работы были использованы следующие программные продукты как: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad.

Ожидаемые результаты от выполнения данной работы – получение готового проекта модернизации релейной защиты и автоматики ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ-2 - ПС Патрокл и проекта ПС Золоотвал с указанием технических характеристик необходимого для установки оборудования.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Приморье находится на стыке азиатского материка и Тихого океана, которые обладают резко выраженным сезонным чередованием областей высокого и низкого атмосферного давления.

Зима в Приморье характерна обилием ясных дней, незначительной высотой снежного покрова и довольно крепкими для южного положения края морозами.

Лето в Приморском крае отличается большой облачностью и влажностью воздуха. Для первой половины его характерны частые длительные туманы и морозящие осадки в прибрежной зоне, а для второй половины - значительные обложные дожди и ливни.

Основные климатические данные необходимые для выбора оборудования представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические данные

Параметр	Величина
Район по ветру	IV
Давление ветра, Па	800 (36 м/с)
Район по гололеду	IV (25 мм)
Нормативная стенка гололеда, мм	25
Низшая температура воздуха, °С	-32
Среднегодовая температура воздуха, °С	+5
Высшая температура воздуха, °С	+34
Число грозových часов в год	20
Температура гололедообразования, °С	-10

Данные из таблицы 1 будут применяться при дальнейших расчетах.

1.2 Характеристика схемы электрической сети

На рисунке 1 представлена подробная однолинейная схема размариваемого участка сети.

Рассмотрим подробно схему электрической сети рассматриваемого района: основным источником питания в данном районе является ПС 220/110/35/10 Патрокл имеющая 3 распределительных устройства номинальным напряжением 220/110/10 кВ а так же Владивостокская ТЭЦ-2 имеющая соответственно распределительные устройства высокого напряжения 220 и 110 кВ .

На схеме так же представлена синим цветом предварительная схема подключения вновь вводимой ПС Золоотвал в рассечку ВЛ 110 кВ Патрокл – Владивостокская ТЭЦ-2

Связь между подстанциями и Владивостокской ТЭЦ-2 выполнено сталеалюминевыми проводами по средствам воздушных линий электропередачи, в основном применяется провод марки АС 150/24 но так же имеется и участок с проводом АС 330/43.

Протяженность участков ВЛ незначительная и составляет 0,07 км - 3,1 км

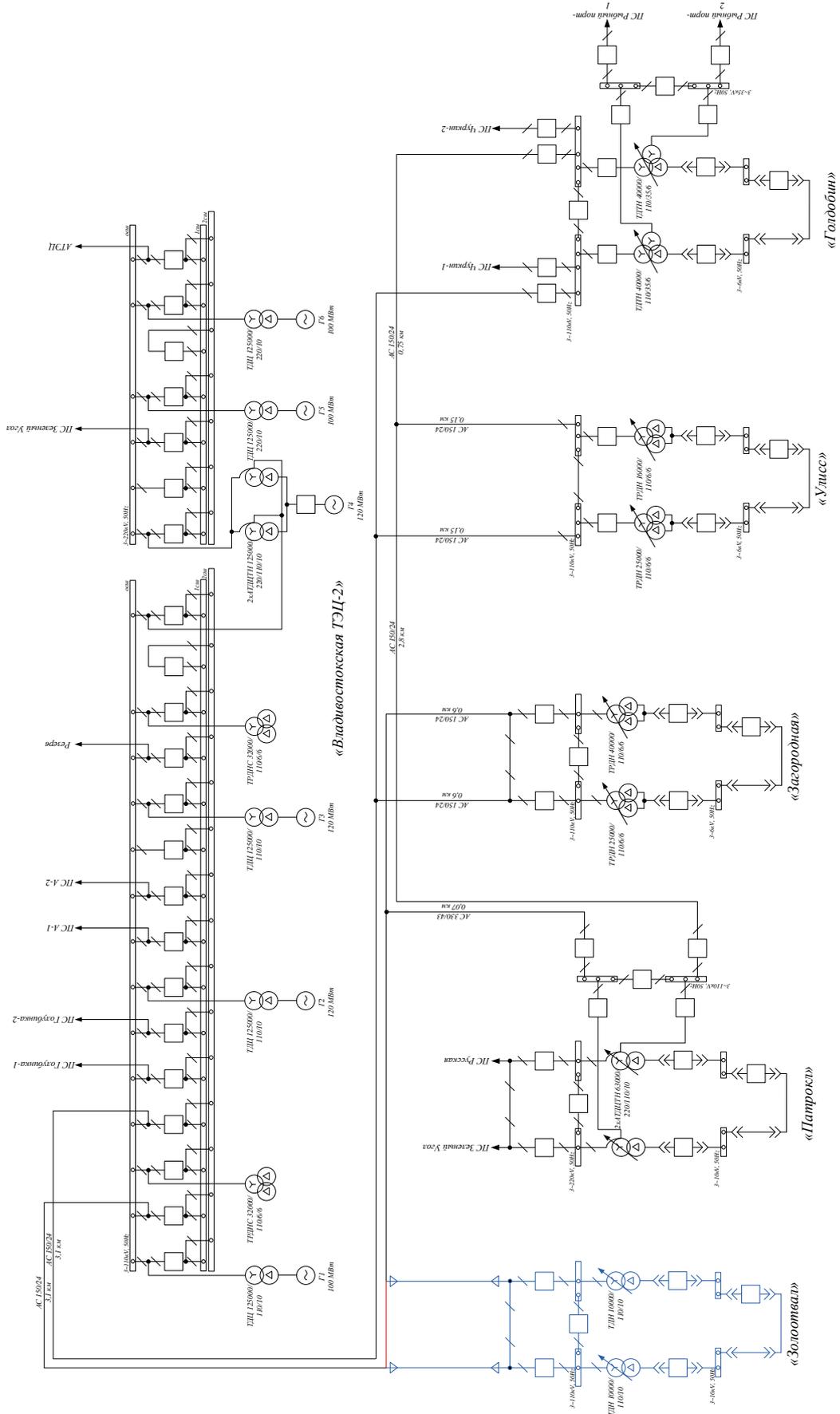


Рисунок 1 – Схема электрической сети

2 ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ МОДЕРНИЗАЦИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ВЛ 110 КВ ВЛАДИВОСТОКСКАЯ ТЭЦ-2 - ПС ПАТРОКЛ

В настоящее время релейная защита и автоматика указанной ВЛ должна быть модернизирована т.к. происходит изменение схемы электрической сети при подключении нового потребителя в виде подстанции 110 кВ Золоотвал, при этом существующая система защиты и автоматики должна быть заменена на новый комплект. В настоящее время отечественной промышленностью выпускается значительное количество микропроцессорных терминалов которые могут применяться для ВЛ любого напряжения, основными достоинствами такого типа оборудования по сравнению с устаревшими электромеханическими защитами является точность работы, быстрота, значительное количество различных настроек, возможность подключения персонального компьютера для настройки и скачивания данных о срабатывании, наличие встроенного осциллографа для точного определения типа повреждения и его характера.

Установка современного микропроцессорного оборудования позволит повысить уровень защиты рассматриваемого в данной работе оборудования на более высокую ступень, исключить значительные повреждения при различного рода ситуациях в сети, позволит значительно снизить стоимость и сроки обслуживания систем защиты и автоматики, практически полностью исключит различные ложные срабатывания, а так же соответственно связанные с ними финансовые потери

3 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчеты токов КЗ для релейной защиты ведутся в именованных единицах приближенным методом, используя систему симметричных составляющих. Первоначально на исходной электрической схеме защищаемой сети намечают расчетные точки короткого замыкания. Обычно это сборные шины разных напряжений всех подстанций сети, начало, середина и конец каждой линии. Затем составляют схемы замещения прямой (обратной) и нулевой последовательностей, на которых также указываются места расчетных точек КЗ. В дальнейшем производится выбор расчетных режимов для защит, вычисляются полные токи в месте короткого замыкания, и находится распределение токов по ветвям схемы.

При расчетах токов КЗ для релейной защиты и автоматики определяют действующее значение периодической слагающей для момента времени $t = 0$, полагая, что ЭДС всех генераторов совпадают по величине и фазе.

На рисунке представлена исходная схема, на которой обозначены точки КЗ.

В данном проекте мы рассчитываем токи короткого замыкания для выбора уставок релейной защиты, т.е. необходимо найти токи при всех видах короткого замыкания.

Для отстройки ступенчатых защит линий 110 кВ, отходящих от ПС «Золоотвал» на ПС «Патрокл» и Владивостокскую ТЭЦ-2, необходимо произвести расчёт токов КЗ на шинах 110 кВ смежных подстанций, а также на низкой стороне самой ПС «Золоотвал». Для линии ПС «Золоотвал» – ПС «Патрокл» смежными являются ПС «Голдобин» и ПС «Улисс», для линии 110 кВ ПС Золоотвал – ВТЭЦ-2: ПС «А», ПС «Орлиная». Также при расчётах токов КЗ необходимо учитывать подпитку со стороны 220 кВ ПС «Патрокл», и Владивостокской ТЭЦ-2. При составлении схемы замещения также учтена цепь, соединяющая ПС «Патрокл» и Владивостокскую ТЭЦ-2 через ПС «Зеленый угол». Таким образом схема приобретает вид, показанный на рисунке.

3.1 Расчет трехфазных токов короткого замыкания.

Для примера рассчитаем короткое замыкание на шинах ОРУ 110 кВ ПС «Улисс», точка К–2. Составим схему замещения прямой последовательности, показанную на рисунке 1

Определим параметры схемы замещения.

Находим сопротивление системы 1 [2]:

$$X_{c1} = \frac{E_{c1}}{\sqrt{3} \cdot I_{K1}}, \quad (1)$$

где x_{c1} – значение сопротивления системы со стороны ПС 110 кВ «Голдобин» в именованных единицах;

E_C – ЭДС системы, $E_C = 115$ кВ;

I_{K1} – ток КЗ на шинах ПС «Голдобин», $I_{K1} = 22,8$ кА.

Аналогично проводим расчет для системы 2, 3 и 4 (подпитка со стороны 110 кВ ПС «А» и ПС «Орлиная», а также подпитка со стороны 220 кВ Артёмовской ТЭЦ).

Результаты сведём в таблицу.

Таблица 2 – Определение сопротивлений системы

Название	Значение (Ом)
Хс1	2,912
Хс2	3,320
Хс3	3,320
Хс4	9,764

Рассчитаем сопротивление трансформаторов и автотрансформаторов.

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов находящихся в схеме по следующей формуле [2]:

$$X_{ТВН} = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_T} \quad (2)$$

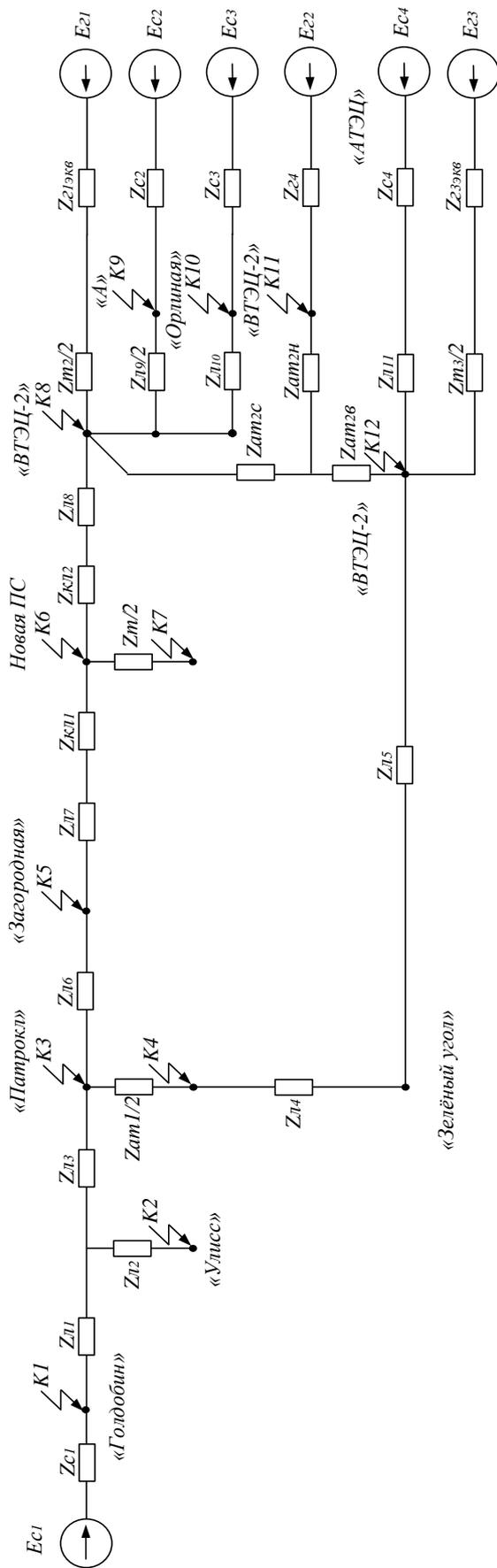


Рисунок 2 – Схема замещения прямой последовательности

где $u_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора;

S_T – номинальная мощность трансформатора;

$U_{ВН}$ – номинальное напряжение стороны трансформатора;

Для автотрансформаторов расчёт сопротивления обмоток производится аналогично, за исключением расчёта напряжения короткого замыкания [2]:

$$u_{к\%В\text{АТ}} = 0,5 \cdot (u_{к\%ВН\text{АТ}} + u_{к\%В\text{С\text{АТ}}} - u_{к\%СН\text{АТ}})$$

Результаты расчётов сведём в таблицу 3

Таблица 3 – Определение сопротивлений трансформаторов

Наименование	Значение (Ом)
ХТ1	69,43
ХТ2	11,11
ХТ3	52,90
ХАТ1ВН	45,13
ХАТ1СН	1,653
ХАТ1НН	0,059
ХАТ2ВН	22,747
ХАТ2СН	0,132
ХАТ2НН	0,001

Рассчитаем сопротивление генераторов.

Определяем сопротивление обмоток генераторов Владивостокской ТЭЦ-2, находящихся в схеме по следующей формуле:

$$X_{Г} = X_{d}'' \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_T};$$

где X_{d}'' – сверхпереходное сопротивление генератора, $X_{d}'' = 0,213$ о.е.;

S_G – полная мощность генератора;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение генератора, $U_{НОМ} = 10$ кВ;

Результаты расчётов сведём в таблицу 4

Таблица 4 – Определение сопротивлений генераторов

Наименование	Полная мощность	Значение (Ом)
ХГ1	100	0,235
ХГ2	100	0,235
ХГ3	100	0,235
ХГ4	100	0,235
ХГ5	120	0,196
ХГ6	120	0,196

Расчет сопротивлений так же приведен в приложении А. Таким образом, произведён расчёт всех элементов схемы замещения, необходимых для расчёта симметричных и двухфазных токов короткого замыкания.

Проводим эквивалентирование схемы.

Для расчёта токов короткого замыкания в точке К2 нам необходимо произвести «сворачивание» схемы к данной точке.

Для произведения расчётов для точки К2, находящейся на шинах 110 кВ ПС «Улисс» необходимо произвести приведение всех сопротивлений, рассчитанных на напряжение 220 кВ и 10 кВ к напряжению места расчёта точки К3. Для этого необходимо умножить полученные значения при расчётах в предыдущем разделе на коэффициент [1]:

$$K = \left(\frac{U_1}{U_2}\right)^2;$$

где U_1 – напряжение точки К3;

U_2 – напряжение сопротивления, подлежащего приведению;

Слева от точки К3 есть подпитка со стороны ПС «Голдобин», производим суммирование сопротивлений [1]:

$$X_I = X_{ЛI} + X_{CI} = 3,264 \text{ Ом}; \quad (3)$$

Следующим шагом произведем суммирование элементов от ОРУ-110 кВ ПС «Патрокл» до ОРУ-220 кВ ВТЭЦ-2 через ПС «Зелёный угол» [1]:

$$X_2 = X_{Л4} + X_{Л5} + K \cdot X_{АТ1} / 2 = 191,69 \text{ Ом};$$

Затем рассчитаем эквивалентное сопротивление цепи от ОРУ-110 кВ ПС «Патрокл» до ОРУ-110 кВ ВТЭЦ-2:

$$X_3 = X_{Л6} + X_{Л7} + 2 \cdot X_{КЛ} + X_{Л8} = 2,441 \text{ Ом};$$

Далее произведём эквивалентирование всех источников ЭДС на стороне 110 кВ ВТЭЦ-2: 3-х блоков генератор-трансформатор, двухцепных линий на ПС 110 кВ «А» и «Орлиная», подключенных к ОРУ-110 кВ [2]:

$$X_{4.1} = \frac{X_{Г1}}{3} + \frac{X_{Т2}}{3} = 11,528 \text{ Ом};$$

$$X_{4.2} = X_{С2} + \frac{X_{Л9}}{2} = 3,935 \text{ Ом};$$

$$X_{4.3} = X_{С3} + \frac{X_{Л10}}{2} = 5,298 \text{ Ом};$$

$$X_4 = \frac{1}{\frac{1}{X_{4.1}} + \frac{1}{X_{4.2}} + \frac{1}{X_{4.3}}} = 1,888 \text{ Ом}; \quad (4)$$

Следующим шагом мы рассчитаем сопротивление генератора Г-4, находящегося на низкой стороне автотрансформатора ВТЭЦ-2:

$$X_5 = K \cdot (X_{Г4} + X_{АТ2НН}) = 35,254 \text{ Ом};$$

Далее произведём эквивалентирование всех источников ЭДС на стороне 220 кВ ВТЭЦ-2: 2-х блоков генератор-трансформатор, одноцепная линия, ведущая к ОРУ-220 кВ АТЭЦ [2]:

$$X_{6.1} = \frac{X_{Г5}}{2} + \frac{X_{Т3}}{2} = 119,885 \text{ Ом};$$

$$X_{6.2} = X_{C4} + X_{Л11} = 40,152 \text{ Ом};$$

$$X_6 = \frac{1}{\frac{1}{X_{6.1}} + \frac{1}{X_{6.2}}} = 30,078 \text{ Ом};$$

Затем производим сворачивание схемы к точке К3 справа:

$$X_7 = X_6 + X_{АТ2ВН} = 121,066 \text{ Ом};$$

$$X_8 = \frac{1}{\frac{1}{X_7} + \frac{1}{X_5}} = 27,303 \text{ Ом};$$

$$X_9 = X_8 + X_{АТ2СН} = 27,436 \text{ Ом};$$

Таким образом мы получили схему, приведённую на рисунке 3

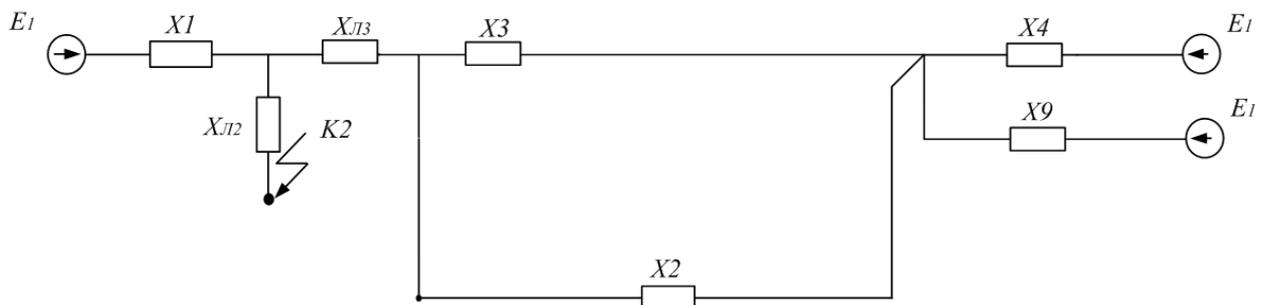


Рисунок 3 – Эквивалентирование схемы

Произведём эквивалентирование схемы замещения, к схеме, необходимой для расчёта тока трёхфазного КЗ:

$$X_{10} = \frac{1}{\frac{1}{X_4} + \frac{1}{X_9}} = 1,767 \text{ Ом};$$

$$X_{11} = X_{л3} + X_{10} + \frac{1}{\frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} = 5,49 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{экв}2} = X_{л2} + \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_{11}}} = 2,91 \text{ Ом};$$

Окончательный вид эквивалентированной схемы замещения показан на рисунке 4

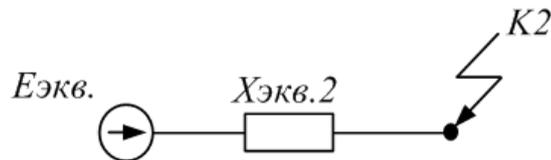


Рисунок 4 – Эквивалентная схема замещения

Ток трёхфазного короткого замыкания рассчитаем по формуле:

$$I_{K2} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{экв.2}}} = 22,8 \text{ кА};$$

Аналогично проводим расчет токов КЗ для точек КЗ – К11, результаты занесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Параметры схемы прямой последовательности и токи трехфазных коротких замыканий

	<i>K1</i>	<i>K2</i>	<i>K3</i>	<i>K4</i>	<i>K5</i>	<i>K6</i>	<i>K7</i>	<i>K8</i>	<i>K9</i>	<i>K10</i>	<i>K11</i>	<i>K12</i>
$I^{(3)}$, кА	21,8	22,8	26,19	12,34	27,02	31,18	39,26	34,95	20,1	20,1	18,69	13,62

3.2 Расчет двухфазных токов короткого замыкания.

Для примера рассчитаем короткое замыкание для той же точки К2. Расчёт производится по формуле:

$$I_{2K2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{K2}$$

где I_{K2} – трёхфазный ток КЗ в точке К2;

Для точки К2:

$$I_{2K2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 22,8 = 19,75 \text{ кА};$$

Результаты расчётов внесём в таблицу 6

Таблица 6 – Расчет токов двухфазных КЗ

Точка	K1	K2	K3	K4	K5	K6	K7	K8	K9	K10	K11	K12
$I^{(2)}$ (кА)	18,88	19,75	22,68	10,68	23,56	27,01	34,01	30,27	17,32	17,32	16,18	11,78

Расчет однофазных токов короткого замыкания.

Для расчётов токов однофазных коротких замыканий необходимо произвести расчёт сопротивлений нулевой последовательности всех элементов схемы .

Сопротивление системы нулевой последовательности находим по формуле:

$$X_{0c} = 2,5 \cdot X_c$$

Результаты расчётов внесём в таблицу 7:

Таблица 7 – Расчет сопротивлений системы нулевой последовательности

Название	Значение (Ом)
X _{0c1}	7,280
X _{0c2}	8,300
X _{0c3}	8,300
X _{0c4}	24,410

Сопротивление линий нулевой последовательности находим по формуле:

$$X_{0л} = 3 \cdot X_l$$

Результаты расчётов внесём в таблицу 8:

Таблица 8 – Расчет сопротивлений ВЛ нулевой последовательности

Наименование	Значение (Ом)
X0л1	1,055
X0л2	0,211
X0л3	3,398
X0л4	11,477
X0л5	22,007
X0л6	0,874
X0л7	2,110
X0л8	2,251
X0л9	3,691
X0л10	11,868
X0л11	91,163
X0кл1	1,045
X0кл2	1,045

Значения сопротивлений трансформаторов и генераторов нулевой и прямой последовательности идентичны.

Для точки К2 эквивалентирование схемы нулевой последовательности производится аналогично. Для того чтобы рассчитать ток однофазного короткого замыкания используем формулу:

$$I_{0K2} = \frac{3 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (2X_{экр.2} + X_{0экр.2})};$$

где $X_{экр.2}$ – эквивалентное сопротивление схемы прямой последовательности для точки К2;

$X_{0экр.2}$ – эквивалентное сопротивление схемы нулевой последовательности для точки К2;

Для точки К2:

$$I_{0K2} = \frac{3 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot (2 \cdot 2,91 + 3,732)} = 20,852 \text{ (кА)}$$

Результаты расчётов внесём в таблицу 9

Таблица 9 – Расчет токов однофазного КЗ

Точка	К1	К2	К3	К4	К5	К6	К7	К8	К9	К10	К11	К12
$I^{(0)}$, кА	18,5	19,02	20,85	7,11	18,74	18,96	29,82	27,49	17,51	17,51	20,14	11,41

4 РАСЧЕТ ЗАЩИТ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ

На одиночных линиях, имеющих питание с двух или более сторон (последнее - на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее – только на линиях 110 – 220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную закоротку в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности.

От замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности.

Если защита не удовлетворяет требованию быстродействия, в качестве основных защит одиночных и параллельных линий с двусторонним питанием следует предусматривать высокочастотные и продольные дифференциальные защиты.

Таким образом, принимаем к установке на линии следующие защиты:

1. Продольная дифференциальная защита линии – в качестве основной.
2. Дистанционная защита от междуфазных повреждений – в качестве резервной.
3. Токовая защита нулевой последовательности – в качестве резервной;
4. Ступенчатая токовая защита – в качестве резервной.

Все выше перечисленные виды защит могут быть реализованы на базе микропроцессорных устройств производства НПП «ЭКРА». Примем к установке в качестве основной защиты шкаф ШЭ2704 093, в качестве резервных защит и автоматики линии шкаф ШЭ2704 011021.

4.1 Продольная дифференциальная защита.

Принцип действия дифференциальной защиты линии основан на пофазном сравнении векторной суммы токов в начале и в конце защищаемого объекта (дифференциальный ток) с определенной пороговой величиной. Значения модулей и векторов сравниваются в онлайн режиме между полукомплектами защиты по различным цифровым каналам связи.

Для отстройки от небалансов в дифференциальном токе при внешних повреждениях, зависящих от величины тока, вызванных, в основном, различием условий работы и характеристик трансформаторов тока, применено торможение. Торможение – это увеличение пороговой величины срабатывания дифференциального органа в зависимости от тормозной величины.

При повреждениях на линии дифференциальный ток, вычисляемый в каждом полукомплекте ДЗЛ, равен току повреждения КЗ в месте КЗ. В случае одностороннего питания, при внутренних КЗ через переходное сопротивление, возможно протекание токов по концам линии с направлением, соответствующем внешнему повреждению. Однако, в этом случае, соотношение между модулями токов по концам линии значительно отличается от единицы, и этот режим может распознаваться выбором соответствующей характеристики блокирования ДЗЛ. В устройстве ДЗЛ производится раздельное сравнение трех фазных токов по концам защищаемой линии. При внутренних повреждениях на линии с двухсторонним питанием имеет место фазовый сдвиг φ НАГР между сравниваемыми фазными токами, определяемый углом электропередачи (разностью фаз эквивалентных ЭДС по концам линии) и различием соотношений эквивалентных сопротивлений по обе стороны относительно места КЗ.

Произведем расчёт уставок ДЗЛ линии ПС Золоотвал – ПС Патрокл.

Приведём исходные данные в таблице 10

Таблица 10 – Исходные данные

Номинальное напряжение	110000В
Максимальный рабочий ток	600А
Базисный ток (К _{ТТ} =1000/5)	1000А
Ток минимального внешнего КЗ	10200А
Ток максимального внешнего КЗ	27020А
Класс точности трансформаторов тока	10Р

Выбор начального тока срабатывания дифференциальной защиты.

В нагрузочном режиме работы ВЛ, небаланс в дифференциальном токе определяется следующим выражением [12]:

$$I_{НБ} = \frac{1}{I_B} ((2\varepsilon + 2\varepsilon_{изм} + \delta_{КС}) \cdot I_{раб.макс} + \frac{I_{ёмк}}{2})$$

где ε – погрешность ТТ, для ТТ класса точности 10Р примем 0,01;

$I_{раб.макс}$ – максимальное значение тока в нагрузочном режиме;

$\varepsilon_{изм}$ - небаланс, определяемый погрешностями измерений тока в каждом терминале двух полукомплектов ДЗЛ, примем равным 0,01;

$I_{ёмк}$ – расчётный ёмкостный ток линии, А (в первичных величинах), примем по номинальным данным линии 5А;

$\delta_{КС}$ – небаланс, вызванный асимметрией мультиплексированного канала связи, так как мы используем выделенный оптический канал связи $\delta_{КС}=0$.

$$I_{НБ} = 1000((2 \cdot 0,01 + 2 \cdot 0,01) \cdot 600 + \frac{5}{2}) = 0,269 \text{ о.е.}$$

Первым условием выбора уставки по начальному току срабатывания ДЗЛ при отсутствии торможения является отстройка от небалансов в нагрузочном режиме работы линии [12]:

$$I_{Д.О.} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ}}{K_B}$$

где КОТС – коэффициент отстройки, выбирается из диапазона от 1,5 до 2,0;

КВ – коэффициент возврата, принимается равным 0,95.

$$I_{д.о.} = \frac{1,5 \cdot 0,269}{0,9} = 0,598;$$

Чувствительность ДЗЛ проверяется в минимальном расчетном режиме работы сети, в качестве которого рассматривается режим включения защищаемой линии под напряжение (опробование) с одной из ее питающих сторон, при возникновении повреждения в конце линии. Коэффициент чувствительности рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{I_{\text{д.о.}} \cdot I_{\text{Б}}}$$

где ИКЗ.МИН = минимальный ток КЗ в зоне действия защиты;

$$K_{\text{ч}} = \frac{10200}{0,598 \cdot 600} = 5,84$$

Если коэффициент $K_{\text{ч}} \geq 2$, то необходимо ограничить его значение до 2. В этом случае уставка рассчитывается исходя из минимально возможного тока КЗ при повреждениях в зоне действия ДЗЛ:

$$I_{\text{д.о.}} = \frac{I_{\text{КЗ.МИН}}}{2 \cdot I_{\text{Б}}} = 3,6.$$

При этом нужно провести проверку на излишние срабатывания:

$$I_{\text{д.о.}} \geq \frac{1,2 I_{\text{РАБ.МАКС}}}{I_{\text{Б}}}$$

$$\frac{1,2 I_{\text{РАБ.МАКС}}}{I_{\text{Б}}} = \frac{1,2 \cdot 600}{1000} = 0,72, \text{ т.е. условие выполняется.}$$

Для построения характеристики необходимо найти ток начала торможения I_{S1} . Он рассчитывается по формуле:

$$I_{S1} = \frac{I_{Д.О}}{K_{T1}} = 5,143;$$

где K_{T1} - коэффициент торможения, $K_{T1} = 0,7$;

4.2 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

В ДЗЛ предусмотрена дифференциальная токовая отсечка (ДТО). Построена на основе трёх пусковых органов, сравнивающих величины дифференциальных фазных токов I_d с порогом $I_{д.отс}$. Фазные ПО объединены по схеме «ИЛИ». Срабатывание ПО происходит при превышении модуля дифференциального тока заданного порога [12]:

$$I_d \geq I_{д.отс}.$$

Ток срабатывания ДТО определяется по выражению:

$$I_{д.отс} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБ.ВНЕШ.МАКС.}}{I_B}$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, выбирается из диапазона от 1,5 до 2,0; примем 1,5;

$I_{НБ.ВНЕШ.МАКС.}$ - ток небаланса при максимальном токе КЗ вне зоны работы защиты;

Значение тока небаланса в выражении можно определить исходя из коэффициента искажения формы тока K_s при насыщении ТТ одного из полуккомплектов ДЗЛ и из конкретного фазового сдвига между первичным и вторичным током ТТ - $\Delta\varphi_s$ [12]:

$$I_{НБ.ВНЕШ.МАКС.} = I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС.} \sqrt{1 + \frac{1}{K_s} \left(\frac{1}{K_s} - 2 \cos(\Delta\varphi_s) \right)}$$

Производим выбор коэффициента искажения формы тока K_s и фазового сдвига между первичным и вторичным током ТТ - $\Delta\varphi_s$ по графикам зависимости этих величин от тока КЗ для значения постоянной времени 50мс. Для этого нам надо вычислить кратность тока $I_{кз}^*$:

$$I_{кз}^* = \frac{I_{КЗ.ВНЕШ.МАКС}}{I_{НОМ.ТТ}} = 27,02$$

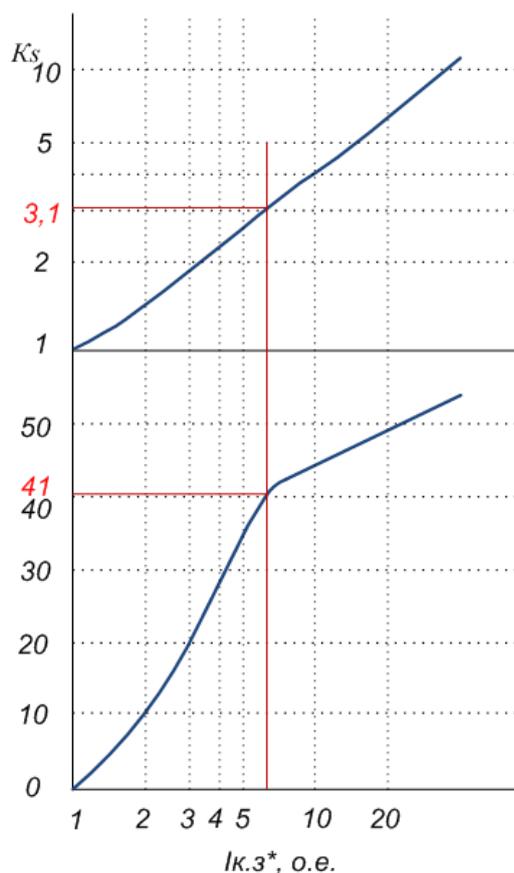


Рисунок 5 – График зависимости

Графически определены данные : $K_s=3,1$; $\Delta\varphi_s=41^\circ$

Мы можем рассчитать значение $I_{нб.внеш.макс}/$:

$$I_{нб.внеш.макс.} = 27020 \sqrt{1 + \frac{1}{3,1} \left(\frac{1}{3,1} - 2 \cos(\Delta 41^\circ) \right)} = 8011 \text{ A}$$

Теперь у нас есть все данные для расчёта токовой отсечки ДЗЛ:

$$I_{Д.отс.} = \frac{1,5 \cdot 8011}{1000} = 12,02 \text{ о.е.}$$

Определение параметров характеристики срабатывания ДЗЛ.

В соответствии с пунктом 3.2.21 ПУЭ [3], необходимо обеспечить коэффициент чувствительности дифференциальной защиты $K_{\text{ч}} \geq 2$ при наличии тормозной величины. Указанное требование выполняется, если выбрать величину коэффициента торможения в выражении (13) $K_{\text{ТЭ}} \leq 0,5$.

Для этого следует определить величину тока начала торможения I_{S2} , при котором значение выбранного коэффициента $K_{\text{ТЭ}}$ недостаточно для надежной отстройки от небалансов, вызванных насыщением ТТ с определенной нагрузкой во вторичной цепи.

$$I_{\text{S2}} = \frac{K_{\text{ST}} \cdot I_{\text{K3}}^* \cdot I_{\text{НОМ.ТТ}}}{I_{\text{Б}}}$$

где K_{ST} – коэффициент искажения тормозного тока, выбирается по формуле:

$$K_{\text{ST}} = 1 + \frac{1}{K_{\text{S}}} = 1 + \frac{1}{3,1} = 1,323;$$

Определим величину тока начала торможения

$$I_{\text{S2}} = \frac{1,323 \cdot 8,011 \cdot 600}{1000} = 8,094 ;$$

Для данных значений K_{S} и $\Delta\varphi_{\text{S}}$ определяем значение $K_{\text{ТЭ.отс}}$, для чего на рисунке выбираем ближайшую зависимость, охватывающую точку с координатами $(K_{\text{S}}; \Delta\varphi_{\text{S}})$.

Графически определено значение $K_{\text{ТЭ.отс}} = 0,8$; тип характеристики блокирования ДЗЛ – окружность.

Коэффициент торможения K_{T1} примем равным 0,5; K_{T2} рассчитываем по формуле [12]:

$$K_{T2} = \frac{K_{TЭ.отс} - 0,5 \cdot \frac{I_{S2}}{I_{T.отс}}}{1 - \frac{I_{S2}}{I_{T.отс}}};$$

где $I_{T.отс}$ – предельный тормозной ток, равен

$$I_{T.отс} = \frac{I_{Д.отс}}{K_{TЭ.отс}} = \frac{12,017}{0,8} = 15,021 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем K_{T2} :

$$K_{T2} = \frac{0,8 - 0,5 \cdot \frac{8,094}{15,021}}{1 - \frac{8,094}{15,021}} = 0,799;$$

4.3 Выбор уставок органа контроля цепей тока.

В ДЗЛ предусмотрен контроль исправности цепей переменного тока. Построен на основе трёх ПО, сравнивающих величины дифференциальных фазных токов I_D с порогом I_D КЦТ УСТ. Фазные ПО объединены по схеме «ИЛИ». Срабатывание ПО контроля токовых цепей происходит при превышении модуля дифференциального тока заданного порога

$$I_D \geq I_D \text{ КЦТ УСТ.}$$

Порог срабатывания регулируется в пределах от 0,04 до 2,0 о.е. При обрыве токовой цепи срабатывает ПО контроля токовых цепей и с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне от 0,05 до 27,0 с, фиксируется логический сигнал «Обрыв цепей тока». Обычно сигнал действует только на цепи сигнализации, но может быть программно подключен для действия на любые другие цепи. Уставка ПО контроля токовых цепей выбирается исходя из максимальной величины расчетного небаланса в дифференциальном токе:

$$I_{Д.КЦТ} = I_{НБ} \cdot K_{отс}$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,5;

ИНБ – ток небаланса. Уставка по времени срабатывания выбирается исходя из длительности протекания тока КЗ. Его необходимо согласовать со временем отключения внешних КЗ.

$$I_{д.кцт} = 0,269 \cdot 1,5 = 0,403 \text{ о.е.};$$

Сведём уставки по ДЗЛ линии ПС Золоотвал – ПС Патрокл в таблицу 11:

Таблица 11 – Уставки ДЗЛ

Базисный ток, А	1000А
Характеристика торможения	окружность
Ток срабатывания ПО ДЗЛ, о.е.	3,600
Коэффициенты торможения К1	0,500
Коэффициенты торможения К2	0,799
Ток начала торможения IS1, о.е.	5,143
Ток торможения IS2, о.е.	8,094
Предельный тормозной ток $I_{т.отс}$, о.е	15,021
Ток срабатывания ПО дифференциальной токовой отсечки, о.е.	12,017
Ток срабатывания ПО контроля цепей тока, о.е.	0,403

Расчет уставок так же приведен в приложении Б

По аналогичному алгоритму используя параметры линии ПС Золоотвал – ВТЭЦ-2 производится расчёт уставок. Результаты сводим в таблицу 12

Таблица 12 – Уставки ДЗЛ

Базисный ток, А	1000А
Характеристика торможения	окружность
Ток срабатывания ПО ДЗЛ, о.е.	4,200
Коэффициенты торможения К1	0,5
Коэффициенты торможения К2	0,815
Ток начала торможения IS1, о.е.	6,000
Ток торможения IS2, о.е.	9,720
Предельный тормозной ток $I_{т.отс}$, о.е	19,149
Ток срабатывания ПО дифференциальной токовой отсечки, о.е.	15,139
Ток срабатывания ПО контроля цепей тока, о.е.	0,403

5 РЕЗЕРВНЫЕ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ

Шкаф серии ШЭ2704 011021 содержит два комплекта релейной защиты. В состав каждого комплекта входит микропроцессорный терминал типа БЭ2704 и дополнительная аппаратура (реле, переключатели, лампы, клеммные зажимы и др.), установленные и смонтированные между собой в выделенном объеме шкафа. Аппаратная и программная части терминала реализуют основные (релейной защита и автоматика) и дополнительные функции (самодиагностика, регистрация событий и аварийное осциллографирование, определение места повреждения, связь по информационным каналам с системами АСУ верхнего уровня и др.). С помощью дополнительной аппаратуры осуществляется управление работой комплекта защит и его взаимодействие с внешними устройствами. Ввиду большого многообразия вариантов применения, резервные защиты линий электропередачи напряжением 110-220 кВ могут быть реализованы в виде самостоятельного комплекта или в составе совмещенного комплекта защит и автоматики управления выключателем (АУВ) линии.

5.1 Дистанционная защита от междуфазных повреждений

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных коротких замыканий. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивления сети, т.е. являются минимальными. Основными преимуществами дистанционных защит реализованных на микропроцессорных терминалах резервных защит ШЭ 2607011021 являются независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени, все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем, все КЗ в пределах II зоны – с большим временем, КЗ в пределах последней, III зоны, отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются

дистанционными органами (реле I и II ступеней) и пусковыми органами (реле III ступени).

Реле сопротивления являются измерительными органами дистанционной защиты. Наиболее наглядно уставки РС всех ступеней ДЗ могут быть представлены с использованием характеристик РС в комплексной плоскости сопротивлений (рисунок 1,а).

Характеристики РС строятся на основе базовой характеристики, которая представляет собой центральный параллелограмм с горизонтальными верхней и нижней сторонами и боковыми сторонами, имеющими наклон вправо с углом, равным углу линии ϕ_L .

Произведём расчёт уставок ДЗ для линии «ПС Золоотвал – ПС Патрокл» для комплекта ступенчатых защит, установленного на ПС Золоотвал.

5.1.1. *Выбор уставок реле сопротивления по оси X.* Для характеристик РС I ступени от однофазных и междуфазных КЗ, зоны работы которых не выходят за пределы защищаемой линии, угол между током и напряжением при металлическом КЗ на линии (так называемый "угол максимальной чувствительности") равен углу линии ϕ_L и определяется параметрами линии [12]:

$$\phi_L = \arctg\left(\frac{X_L}{R_L}\right), \quad (5)$$

где X_L – удельное индуктивное сопротивление линии, $X_L = 0.424$ Ом/км;

R_L – удельное активное сопротивление линии, $R_L = 0.096$ Ом/км;

Ввиду сложности расчёта линий, состоящих частично из участков воздушных и кабельных линий, примем линию ПС Золоотвал – ПС Патрокл как полностью воздушную, состоящую из провода марки АС-300.

Удельные сопротивления ВЛ, выполненной проводом АС-300/43:

$$X_L = 0,424 \text{ Ом/км}; R_L = 0,096 \text{ Ом/км};$$

Таким образом орган максимальной чувствительности равен:

$$\phi_l = \arctg\left(\frac{0.424}{0.096}\right) = 77.24^\circ$$

Для первой ступени ДЗ от междуфазных КЗ уставка РС по оси X в простом случае рассчитывается по формуле:

$$X_1 = 0.85 \cdot X_l \cdot l, \quad (6)$$

где l – длина линии «ПС Золоотвал – ПС Патрокл », $l = 0,67$ км.

$$X_1 = 0.85 \cdot 0.424 \cdot 0,67 = 0,242 \text{ Ом}$$

Уставка $X_{I(3)}$ первой ступени ДЗ от КЗ на землю рассчитывается аналогично. В простом случае, когда первая ступень ДЗ от КЗ на землю используется для защиты одиночной воздушной линии без отпаяк сопротивление $X_{I(3)}$ равно сопротивлению X_I :

$$X_{I(3)} = X_I \quad (7)$$

Расчёт уставок РС второй и следующих ступеней ДЗ от междуфазных КЗ проводится на основе расчёта токов и напряжений при КЗ в различных точках сети.

$$X_2 = 0.85 \cdot (X_l \cdot l + 0.85 \cdot X_l \cdot l_{см.уч}). \quad (8)$$

где $l_{см.уч}$ – длина линии смежного участка ПС Патрокл – ПС Улисс, $l_{см.уч} = 2,8$ км;

$$X_2 = 0.85 \cdot (0.424 \cdot 0,67 + 0.85 \cdot 0.424 \cdot 2,8) = 1,099$$

Значение уставки аналогично должно отстраиваться от КЗ на шинах среднего напряжения противоположной подстанции:

$$X_2 = 0.85 \cdot X_l \cdot l + X_{m1} \quad (9)$$

где X_{m1} – сопротивление трансформаторов на ПС Патрокл,

$$X_{m1} = 11,109 \text{ Ом.}$$

$$X_2 = 0.85 \cdot 0.424 \cdot 0,67 + 11,109 = 11,35 \text{ Ом}$$

Выбираем большее значение из двух расчётных.

Уставка РС Z III СР третьей ступени рассчитывается по тем же условиям, что и уставка РС второй ступени, но отстраивается от максимального тока нагрузки линии:

$$X_3 = 0.9 \cdot \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot 1.05 \cdot I_{ном.раб}} \quad (10)$$

$$X_3 = \frac{0.9 \cdot 110000}{\sqrt{3} \cdot 1.05 \cdot 600} = 90,726 \text{ Ом}$$

5.1.2. *Выбор уставок реле сопротивления по оси R.* Правая часть области срабатывания РС предназначена для обеспечения срабатывания РС при КЗ через переходное сопротивление $R_{пер}$ в месте КЗ.

Для междуфазных РС при междуфазных КЗ и междуфазных КЗ на землю для линий с односторонним и двусторонним питанием $R_{пер}$ определяется сопротивлением электрической дуги и равно:

$$R_{пер} = 0.5 \cdot \frac{U_{\delta}}{I_{1.min}} \quad (11)$$

где U_{δ} – напряжение электрической дуги, $U_{\delta} = 1050 \text{ В/м}$;

$I_{1.min}$ – ток КЗ в месте установки защиты (на ПС Золоотвал) при минимальном режиме сети.

$$I_{1.min} = 14,2 \text{ кА}$$

$$R_{пер} = 0.5 \cdot \frac{1050}{14,2} = 36,97 \text{ Ом}$$

Уставки срабатывания R_N по оси R характеристик срабатывания междуфазных РС всех ступеней определяются формулой:

$$R_1 = k_{зан} \cdot R_{пер} \quad (12)$$

где $k_{зан}$ – коэффициент запаса, $k_{зан} = 0.9$;

$R_{пер}$ – переходное сопротивление в месте КЗ.

$$R_1 = 0,9 \cdot 36,97 = 33,27 \text{ Ом}$$

Производим расчёт для второй ступени. При расчёте второй ступени отстройка производится от тока КЗ на шинах ПС Патрокл в минимальном режиме:

$$R_{пер2} = 0.5 \cdot \frac{1050}{13,7} = 38,321$$

$$R_2 = 0,9 \cdot 38,321 = 34,489$$

Производим расчёт для третьей ступени. Отстройка производится от тока КЗ на шинах 110 кВ смежных подстанций в минимальном режиме. В данном случае смежными подстанциями являются ПС Голдобин и ПС Улисс. При расчётах токов КЗ были произведены расчёты токов КЗ на шинах обеих ПС. Отстройка производится от наибольшего из них, на ПС Улисс :

$$R_{пер3} = 0.5 \cdot \frac{1050}{12,2} = 43,03$$

$$R_3 = 0,9 \cdot 38,321 = 38,73$$

Переходное сопротивление $R_{пер}$ при однофазных КЗ на землю определяется суммой сопротивления дуги и сопротивления опоры и её заземлителя $R_{оп}$. Поскольку сопротивление дуги обратно пропорционально току через дугу, а сопротивление опоры и её заземлителя – прямо пропорционально, то $R_{пер}$ следует рассчитать при минимальном и максимальном токе КЗ.

В минимальном режиме ток подпитки КЗ с противоположной стороны линии не учитывается, и $R_{\text{ПЕР}}$ рассчитывается по формуле:

$$R_{\text{пер}} = (U_{\text{Д}} + R_{\text{ОП}} \cdot I_1) / I_1(1 + K_R) \quad (13)$$

где $U_{\text{Д}}$ – напряжение дуги;

$R_{\text{ОП}}$ – сопротивление опоры и её заземлителя, $R_{\text{ОП}} = 0.35 \text{ Ом}$;

K_R – Коэффициент компенсации тока I_0 , $K_R = 1.5$;

I_1 – ток КЗ на ПС Золоотвал

$$R_{\text{пер}} = (1050 + 0,35 \cdot 26,19) / 26,19 \cdot (1 + 1,5) = 16,177 \text{ Ом}$$

В максимальном режиме учитывается ток I_{II} подпитки КЗ со стороны ПС Патрокл. Он складывается с током через защиту арифметически, что соответствует КЗ на линии из режима холостого хода (без нагрузки по линии), и $R_{\text{ПЕР}}$ рассчитывается следующим образом:

$$R_{\text{пер}} = (U_{\text{Д}} + R_{\text{ОП}} \cdot (I_1 + I_{\text{II}})) / I_1(1 + K_R) \quad (14)$$

где I_{II} - ток КЗ обратной последовательности ПС Патрокл.

$$I_{\text{II}} = 22,68 \text{ А.}$$

$$R_{\text{пер}} = (1050 + 0,35 \cdot (22,68 + 26,19)) / 26,19 \cdot (1 + 1,5) = 16,298 \text{ Ом}$$

Из двух значений для расчёта уставки выбираем наибольшее

Активное сопротивление первой ступени при КЗ на землю высчитываем по формуле :

$$R_{1(3)} = 0,9 \cdot 16,298 = 14,668 \text{ Ом}$$

5.1.3. Выбор уставок по углам наклона характеристик срабатывания РС.

При передаче нагрузки по линии с двусторонним питанием в предаварийном режиме напряжения по концам линии расходятся по фазе, и

падение напряжения от суммарного тока на активном переходном сопротивлении в месте КЗ отклоняется от направления вектора тока в месте установки защиты, при отсутствии двухстороннего питания угол $\varphi_2=0$.

Угол φ_4 наклона верхней правой части характеристики реле сопротивления используется только для первых ступеней дистанционной защиты. Он, в отличие от угла φ_2 , ограничивает зону срабатывания РС и необходим для отстройки от КЗ в начале предыдущей линии с учётом угла поворота переходного сопротивления. Для шкафов серии ШЭ2607 угол наклона верхней правой части характеристики реле сопротивления от однофазных КЗ $\varphi_{4(I3)}$ задаётся равным 4° , что удовлетворяет большинству расчётных режимов.

5.1.4 *Выбор уставок по оси R и углу выреза для отстройки от нагрузочного режима.* Отстройка от нагрузочного режима реле сопротивления дистанционной защиты линий выполняется исключением из характеристик срабатывания реле всех ступеней области, соответствующей максимальным нагрузочным режимам, и определяемой двумя уставками: $R_{НАГР}$ и $\varphi_{НАГР}$.

Уставка $R_{НАГР}$ определяется на основе расчёта минимального сопротивления $Z_{НАГР}$ в режиме с максимальными аварийными перетоками мощности по линии [12]:

$$R_{нагр} = K_{отс} (U_{нагр.min} / \sqrt{3} \cdot I_{нагр.max}) \cdot \cos \varphi_{нагр} \quad (15)$$

где $U_{нагр.min}$ – минимально допустимое рабочее междуфазное напряжение сети в месте установки защиты, $U_{нагр.min} = 0.9U_{ном}$ кВ;

$I_{нагр.max}$ – максимальный ток нагрузки линии, $I_{нагр.max} = 1.5 \cdot I_{раб}$ кА;

$\cos \varphi_{нагр}$ – угол нагрузки в расчётном режиме;

$K_{отс}$ – Коэффициент отстройки, $K_{отс} = 0.8$.

$$R_{нагр} = 0.8(198 / \sqrt{3} \cdot 0.6) \cdot 0.221 = 33,66 \text{ Ом}$$

В системе на линиях с двухсторонним питанием коэффициент q , описывающий угол нагрузки принимается равным 1.4.

Угол $\phi_{\text{нагр}}$ определяется как угол наклона касательной к годографу Z при $|E_1|/|E_2|=q$, проведенной из начала координат [12]:

$$\phi_{\text{нагр}} = \arccos(2q / (1 + q^2)) = 20^\circ$$

5.1.5 *Расчёт уставок времени действия ступеней.* Селективной работы защит применяется выбор выдержки времени всех ступеней ДЗ по возрастающей.

Выдержка времени первой ступени защиты $t_{\text{с.з.}}^I = 0$ с.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{\text{сз}}^{II} \geq t_{\text{сз.мп}} + \Delta t, ; \quad (16)$$

где $t_{\text{сз.мп}}$ – выдержка времени основной защиты трансформатора, с;

Δt – ступень селективности, для упрощения расчетов принимаем равной 0,5 с.

$$t_{\text{сз}}^{II} \geq 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с};$$

Выдержка времени третьей ступени отстраивается от выдержки времени резервной защиты трансформатора $t_{\text{сз.т(р)}}$ аналогичным способом:

$$t_{\text{сз}}^{III} \geq t_{\text{сз.мп}} + \Delta t, ; \quad (17)$$

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

5.1.6 *Уставки органа, определяющего вид повреждения.* При междуфазных КЗ на землю предпочтение отдается РС, включенным на междуфазные величины

При однофазных КЗ на землю разрешается действия фазного РС I степени от КЗ на землю, для чего предусмотрены быстродействующие пусковые органы: реле напряжения нулевой последовательности (РННП) и реле тока нулевой последовательности (РТНП) с торможением от модуля первой гармоники фазного тока $I_{ТФ}$, значение которого является средним из значений фазных токов.

Для ограничения области фиксации однофазных КЗ с помощью РТНП используется блокирующее реле максимального тока (БТ), включённое также на среднее из значений фазных токов. Значение уставки РННП $3U_{(0)CP}$ соответствует значению напряжения нулевой последовательности на обмотке "разомкнутого треугольника" ТН с учётом отношения коэффициентов трансформации обмоток "звезды" и "разомкнутого треугольника" ТН.

Напряжение $3U_{(0)CP}$ выбирается по условию отстройки от напряжения небаланса ФННП и напряжения, обусловленного несимметрией в нормальном нагрузочном режиме, по формуле [12]:

$$3U_{(0)CP} = k_{омс} (U_{0НБ} + 3U_{0Н.Р}) / k_{г} \quad (18)$$

где $k_{омс}$ – коэффициент отстройки, $k_{омс} = 1.25$;

$U_{0НБ}$ – напряжение небаланса нулевой последовательности в симметричном нагрузочном режиме (учитывающее погрешности ТН, фильтра напряжения нулевой последовательности, отклонение частоты), $U_{0НБ} = 2$ В;

$k_{г}$ – коэффициент возврата РННП, $k_{г} = 0.9$.

$$3U_{(0)CP} = 1.25(2 + 15) / 0.9 = 21,75 \text{ В}$$

При выборе характеристики срабатывания органа РТНП, реагирующего на ток нулевой последовательности ($3I_0$), используется зависимость тока небаланса в нулевом проводе защиты от величины тока для типовых трансформаторов тока при двухфазных КЗ $I_{НБ} = f(I)$ с коэффициентом отстройки 1,5.

Использование в РТНП среднего из значений трёх фазных токов в качестве тормозной величины позволяет иметь сильное торможение при двухфазных КЗ на землю, когда тормозной ток равен одному из токов повреждённых фаз, и слабое торможение - при однофазных КЗ, когда тормозной ток равен одному из токов неповреждённых фаз.

$$3I_{(0)CP} = k_{отс} (I_{0НБ} + 3I_{0Н.Р}) / k_{в} \quad (19)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, $k_{отс} = 1.25$;

$I_{0НБ}$ – ток небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока (в пересчёте на вторичный) в рассматриваемом режиме, $I_{0НБ} = 1A$;

$k_{в}$ – коэффициент возврата РТНП, $k_{в} = 0.8$.

$$3I_{(0)CP} = 1.25(1 + 0.6) / 0.8 = 2.5 A$$

Реле максимального тока блокировки торможения предназначено для ограничения области фиксации однофазных КЗ с помощью РТНП и РННП. Реле БТ реагирует на величину одного из фазных токов, значение которого является средним между максимальным и минимальным значениями токов остальных двух фаз.

Ток срабатывания $I_{БТ}$ реле БТ выбирается по условию отстройки от максимального рабочего тока в месте установки защиты с учётом самозапуска двигателей потребителей, в частности, при успешном АПВ и АВР:

$$I_{БТ} = k_{н} \cdot k_{самоз} \cdot I_{раб.мах} / k_{в} \quad (20)$$

где $k_{н}$ – коэффициент надёжности, $k_{отс} = 1.25$;

$k_{самоз}$ – коэффициент самозапуска, $k_{самоз} = 1.7$;

$I_{раб.мах}$ – максимальное значение рабочего тока в месте установки защиты;

$k_{в}$ – коэффициент возврата БТ, $k_{в} = 0.9$.

$$I_{BT} = 1.25 \cdot 1.7 \cdot 0.6 / 0.9 = 1,417 \text{ А}$$

Уставки ДЗ линии ПС Золоотвал – ПС Патрокл сведём в таблицу 13.

Таблица 13 – Уставки ДЗ линии

Уставки по оси X РС I ступени, Ом	0,242
Уставки по оси R РС I ступени, Ом	33,27
Уставки по оси X РС I ступени при кз на землю, Ом	0,242
Уставки по оси R РС I ступени при кз на землю, Ом	14,668
Время срабатывания I ступени, с.	0
Уставки по оси X РС II ступени, Ом	11,109
Уставки по оси R РС II ступени, Ом	48,47
Время срабатывания II ступени, с.	0,5
Уставки по оси X РС III ступени, Ом	90,726
Уставки по оси R РС III ступени, Ом	38,73
Время срабатывания III ступени, с.	1,0
Угол наклона φ_1 , град	77,24
Угол наклона φ_2 , град	0
Угол наклона φ_3 , град	-22
Угол наклона φ_4 , град	4
Уставки по оси R РС отстройки от нагрузочного режима, Ом	33,66
Угол наклона $\varphi_{нагр}$, град	20
Уставка реле напряжения нулевой последовательности, В	21,75
Уставка реле тока нулевой последовательности, А	2,5
Реле тока БТНТ, А	1,417

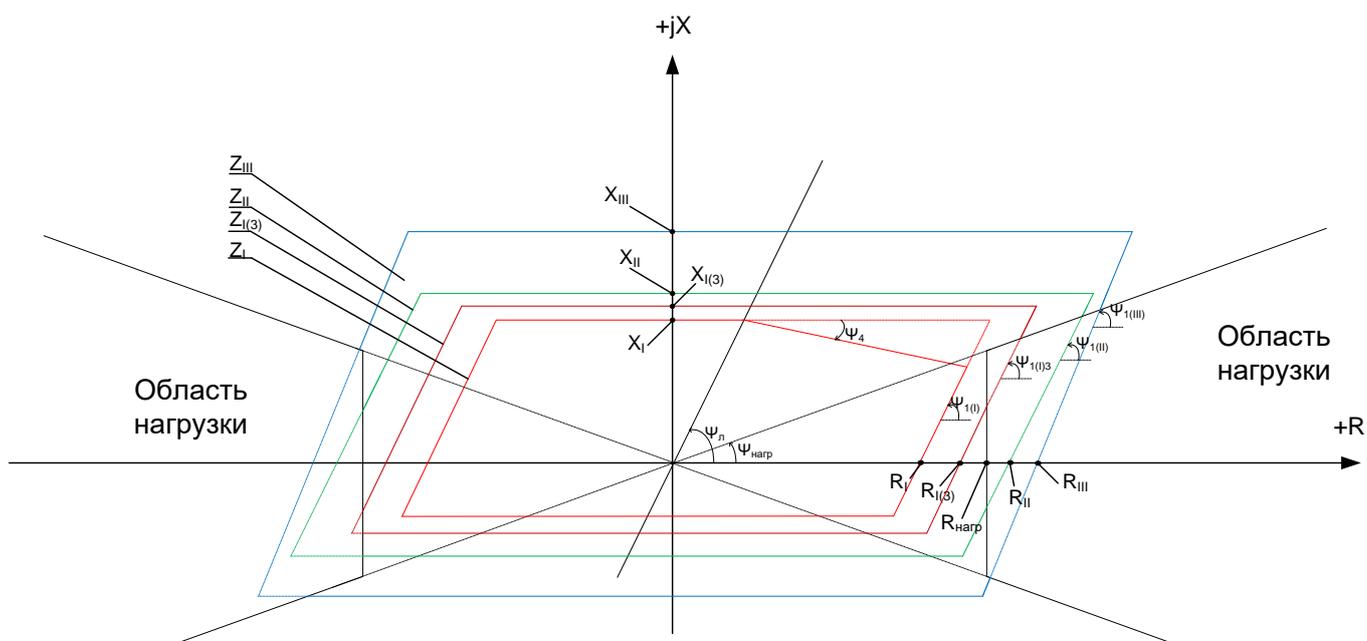


Рисунок 6 - Характеристики реле сопротивления

5.2 Токовая защита нулевой последовательности

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыкания на землю принимают максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняются многоступенчатыми с органом направления мощности или без него.

Произведём расчёт уставок ДЗ для линии «ПС Золоотвал – ПС Патрокл» для комплекта ступенчатых защит, установленного на ПС Золоотвал.

5.2.1 *Расчет уставок срабатывания.* Ток срабатывания отсечки первой ступени:

$$I_{0.c.з}^I = k_з \cdot I_{0.max}, \quad (21)$$

где $k_з$ – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической слагающей и необходимый запас, $k_з = 1,4$;

$I_{0.max}$ – максимальный ток, протекающий через защиту на шинах приемной ПС.

$$I_{0.max1} = 18,96 \text{ кА};$$

$$I_{0.c.з.1}^I = 1,4 \cdot 18,96 = 26,544 \text{ кА}.$$

По кривым спада тока определяется зона защищаемая отсечкой (рисунок 7). Отсечка считается удовлетворительной, если она защищает 20 – 25 % линии в максимальном режиме.

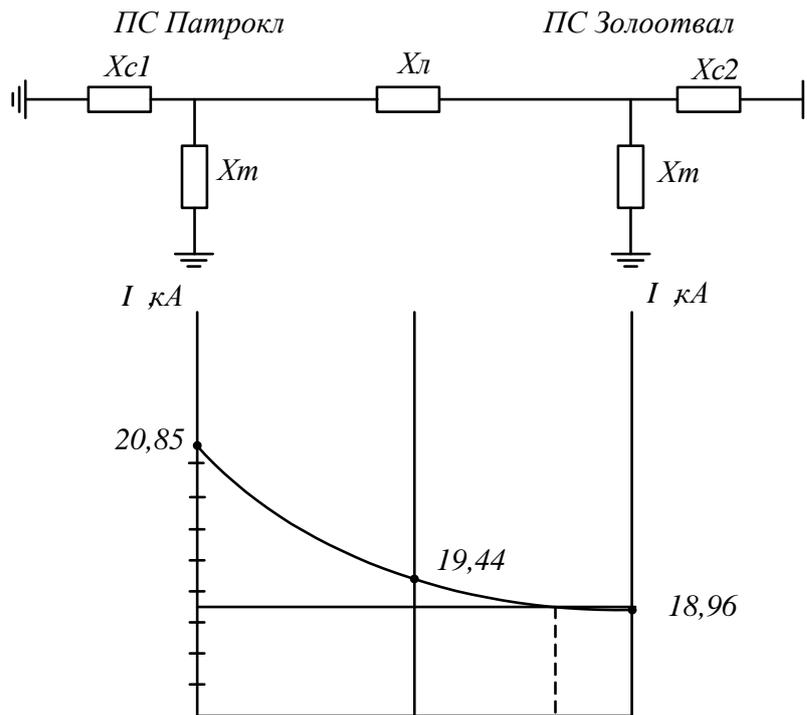


Рисунок 7 – Проверка зоны действия первой ступени ТЗНП

Из построенной схемы видно, что токовая отсечка удовлетворяет условию и больше 20%.

Ток срабатывания отсечки второй ступени выбирается по условиям согласования с отсечками первых (вторых) ступеней защит смежных линий [12]:

$$I_{0.с.з}^{II} = k_з \cdot k_{ток} \cdot I_{0.мах}^{I(II)}, \quad (22)$$

где $k_з$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых линий, $k_з = 1,1$;

$I_{0.мах}^{I(II)}$ – ток срабатывания первой (второй) ступени защиты смежной линии;

$k_{ток}$ – коэффициент токораспределения, определяемый по току при однофазном замыкании в конце зоны действия смежной защиты.

$$k_{ток} = \frac{I_{0.з.выб}}{I_{0.з.см}}, \quad (23)$$

где $I_{0.з.выб}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты;

$I_{0.з.см}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока защиты смежный.

Примем $k_{ток}$ равным 0,7.

$$I_{0.c.3}^{II} = 1,1 \cdot 0,7 \cdot 18,96 = 14,599$$

Ток срабатывания отсечки третьей ступени выбирается по условиям отстройки от максимального тока небаланса при трехфазном КЗ за трансформатором приемной подстанции:

$$I_{0.c.3}^{III} = k_3 \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (24)$$

где $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме, $k_{пер} = 1$;

$k_{нб}$ – коэффициент небаланса, $k_{нб} = 0,1$.

$$I_{к.мах}^{(3)} = 26,19 \text{ кА};$$

$$I_{0.c.3}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 26,19 = 2,881 \text{ кА}.$$

Принимаем $I_{0.c.3}^{III} = 2,24 \text{ кА}$.

Чувствительность третьей ступени защиты проверяется при металлическом однофазном повреждении в конце смежного участка. Отстройка производится от токов КЗ нулевой последовательности НА ПС Улисс и ПС Голдобин. Выбираем больший ток:

$$k_q^{III} = \frac{I_{0.min}}{I_{0.c.3}^{III}}, \quad (25)$$

где $I_{0.min}$ – ток в конце смежного участка, $I_{0.min} = 19,02 \text{ кА}$.

$$k_q^{III} = \frac{19,02}{2,881} = 6,602;$$

$$k_q^{III} = 6,602 > 1,2.$$

5.3 Максимальная токовая защита

В составе модернизированного варианта ступенчатых защит имеется двухступенчатая МТЗ с возможностью комбинированного пуска по напряжению. Для каждой ступени используются по три фазных ПО тока, действующих по схеме ИЛИ.

Уставки по току для ступеней задаются независимо в фазных величинах. Предусматривается использование трёх междуфазных реле минимального напряжения и дополнительно реле напряжения обратной последовательности, уставки которых задаются.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия возврата токовых реле при максимальной нагрузке:

$$I_{сзI} = k_H \cdot k_{самоз} \cdot I_{раб.мах} / k_в \quad (26)$$

где k_H – коэффициент надёжности, $k_{отс} = 1.1$;

$k_{самоз}$ – коэффициент самозапуска, $k_{самоз} = 1$;

$I_{раб.мах}$ – максимальное значение рабочего тока в месте установки защиты;

$k_в$ – коэффициент возврата БТ, $k_в = 0.9$.

$$I_{сзI} = \frac{1.1 \cdot 1 \cdot 0,6}{0.9} = 0,733 \text{ кА}$$

Ток срабатывания второй ступени выбирается большим из значений рассчитанных по рабочему току и по току высокой стороны трансформатора соседней подстанции:

$$I_{сзII} = k_H (I_{раб.мах} + I_{сзI}) \quad (27)$$

где k_H – коэффициент надёжности, $k_H = 1.5$;

$k_{самоз}$ – коэффициент самозапуска, $k_{самоз} = 2$;

$I_{\text{раб.мах}}$ – максимальное значение рабочего тока в месте установки защиты;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата БТ, $k_{\text{в}} = 0.9$.

$$I_{\text{сзII}} = 1.3 \cdot (0,6 + 0,733) = 0,133 \text{ кА}$$

5.4 Ступенчатая токовая защита

Простая токовая защита реагирует на повышение действующего значения тока при замыкании в зоне чувствительности и предусматривает наличие, как правило, трех ступеней. Первой ступенью ступенчатой токовой защиты является мгновенная токовая отсечка (МТО) без выдержки времени; второй – МТО с выдержкой времени; третьей - максимальная токовая защита. ТО выполнена ненаправленной и вводится в работу автоматически при включении выключателя. Защита срабатывает при достижении тока КЗ тока уставки и выводится из работы автоматически после его включения.

Рассчитаем параметры первой ступени МТО:

Ток срабатывания МТО отстраивается от полного тока трехфазного КЗ в конце защищаемой линии [2]:

$$I_{\text{сз.МТО}} = K_3 \cdot I_{\text{К1}}^{(3)}, \quad (28)$$

где K_3 - коэффициент запаса по избирательности, $K_3 = 1,2$.

$$I_{\text{сз.МТО}} = 1,2 \cdot 26,19 = 31,428 \text{ кА.}$$

МТО должна защищать не менее 20% линии, только в этом случае отсечка считается эффективной. Проверка полученного тока срабатывания по чувствительности производится относительно минимального тока КЗ в начале защищаемого участка (принимается двухфазное КЗ в точке К):

$$K_{\text{ч.МТО}} = \frac{I_{\text{К2}}^{(2)}}{I_{\text{сз.МТО}}} > 2, \quad (29)$$

$$K_{\text{ч.МТО}} = \frac{27,01}{31,428} = 0,86 < 2$$

Коэффициент чувствительности меньше 2, следовательно условие чувствительности не выполняется. Данная защита не может быть установлена в качестве основной.

6 АВТОМАТИКА ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ

На базе микропроцессорных терминалов защиты фирмы "ЭКРА" возможно реализовать функцию автоматического повторного включения линии на рабочее напряжение. Так же, в целях повышения надёжности, было реализовано устройство резервирования отказа выключателя.

6.1 Автоматическое повторное включение

Так как большинство повреждений на линии неустойчивые и самоустраиваются при отключении линии, повторным включением можно восстановит электроснабжение по линии. Эту задачу в автоматическом режиме решает функция автоматического повторного включения, реализованная в терминале основной высокочастотной защиты линии ШЭ 2607 011021.

Функция АПВ – логическая функция, построенная из логических элементов. Она работает под управлением сигналов на отключение от функций защиты линии, сигналов, разрешающих включение, от функции контроля синхронизма и подачи напряжения, а также дискретных входных сигналов (готовность и положение выключателя, срабатывание внешних функций защиты).

Для функции АПВ могут задаваться приоритеты, позволяющие устанавливать последовательность повторного включения выключателей присоединения. Если повторное включение первого выключателя вследствие устойчивого повреждения оказалось неуспешным, то повторное включение второго выключателя не разрешается.

Функция обеспечивает от 1 до 4 попыток повторного включения в цикле АПВ. Для первой попытки может задаваться одна из шести программ, из которых одна предусматривает трехфазное АПВ при всех видах КЗ, остальные в зависимости от вида повреждения позволяют производить также одно- и двухфазное АПВ. Во всех последующих циклах производится только 3-х фазное АПВ. В трех программах предусматриваются ограничение числа попыток от

числа первоначально отключенных фаз: либо разрешается выполнить только одну попытку, либо вообще ни одной независимо от заданного числа попыток.

6.2 Устройство резервирования отказа выключателя

Устройство резервирования отказа выключателя реализовано в терминале резервных защит линии ШЭ 2607 011021 производителя "ЭКРА".

Пусковой орган по току УРОВ представляет собой три фазных реле тока, действующих по схеме ИЛИ. Он предназначен для возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя.

Рекомендуется выбирать уставку по току срабатывания ПО УРОВ меньше минимального тока КЗ, протекающего в месте установки защиты при междуфазных КЗ и КЗ на землю в конце зоны резервирования (практически меньше уставки реле тока четвертой ступени ТЗНП). Ток срабатывания ПО УРОВ не должен быть слишком маленьким, чтобы при отключении больших токов КЗ не увеличивалось время возврата из-за переходных процессов в ТТ при больших кратностях токов. Для выключателей с пофазным приводом необходима также отстройка УРОВ от максимального ёмкостного тока линии и токов через ёмкостные делители.

Задержка на действие УРОВ на ДЗШ должна быть достаточной для фиксации отказа выключателя. Для улучшения условий сохранения устойчивости и уменьшения выдержек времени резервных защит задержку на срабатывание УРОВ рекомендуется выбирать в диапазоне (0,18-0,23) с.

Режимы работы УРОВ выбираются программными накладками:

- ХВ5 – режим «дублированный пуск», предполагающий одновременно с приёмом сигнала пуска УРОВ контроль сброса дискретного входа КQC (РПВ), который шунтируется выходным реле защиты, действующим на отключение выключателя.

Рекомендуется тщательный анализ возможности использования дублированного пуска при включении новых защит, замене выключателя на ОВ и других действиях, связанных с коммутациями в цепи контакта РПО;

- ХВ6 - режим «автоматическая проверка исправности выключателя» (УРОВ "на себя"), выполняющий действие без выдержки времени на отключение резервируемого выключателя по цепям отключения от УРОВ для случаев, когда прямое действие на отключение выключателя от защит не происходит из-за обрывов в этих цепях.

В данном проекте был выбран режим работы " автоматическая проверка исправности выключателя " так как он более соответствует конфигурации сети.

7 УСТРОЙСТВО ПЕРЕДАЧИ АВАРИЙНЫХ СИГНАЛОВ И КОМАНД

В данной работе рассматривается установка шкафов устройств передачи аварийных сигналов и команд ШЭ2607 096, рассмотрим их подробно.

7.1 Назначение

Шкаф ШЭ2607 096 является полукомплектom устройства приема и передачи команд по цифровым каналам связи (включает в себя систему дистанционного приёма 16 команд и передачи 16 команд).

Шкаф предназначен для работы в следующих условиях: Номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15543.1-89 и ГОСТ 15150-69, при этом:

- нижнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха – минус 5 °С (без выпадения инея и росы);
- верхнее предельное рабочее значение температуры окружающего воздуха принимается равным плюс 45 °С для вида климатического исполнения УХЛ4 и плюс 55 °С для вида климатического исполнения О4;
- высота над уровнем моря - не более 2000 м;
- тип атмосферы II промышленная с содержанием коррозионных агентов - сернистый газ от 20 до 250 мг/м² в сутки, хлориды - менее 0,3 мг/м² в сутки;
- окружающая среда невзрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли, агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих изоляцию и металл;
- место установки шкафа должно быть защищено от попадания брызг воды, масел, эмульсий, а также от прямого воздействия солнечной радиации;

Рабочее положение шкафа в пространстве – вертикальное с отклонением от рабочего положения до 5° в любую сторону.

Степень загрязнения 1 (загрязнение отсутствует или имеется только сухое, непроводящее загрязнение) по ГОСТ Р 51321.1-2007, СТБ МЭК 60439-1-2007.

Группа механического исполнения шкафа в части воздействия механических внешних факторов - М40 по ГОСТ 17516.1-90, при этом аппаратура, входящая в состав шкафа, выдерживает:

- вибрационные нагрузки с максимальным ускорением до 0,7g в диапазоне частот от 0,5 до 100 Гц;
- одиночные удары длительностью от 2 до 20 мс с максимальным ускорением 3g.

Шкаф сейсмостоек при воздействии землетрясений интенсивностью до 9 баллов включительно по шкале MSK-64 при уровне установки над нулевой отметкой до 10 м по ГОСТ 17516.1-90.

Оболочка шкафа имеет степень защиты от прикосновения к токоведущим частям и попадания твердых посторонних тел IP41 (IP54 по требованию заказчика) по ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013).

Шкаф с двух сторон имеет двери, обеспечивающие двухстороннее обслуживание установленной в нем аппаратуры.

7.2 Характеристики

Сопротивление изоляции всех электрически независимых цепей шкафа (кроме портов последовательной передачи данных терминала) относительно корпуса и между собой, измеренное в холодном состоянии при температуре окружающего воздуха (25 ± 10) °С и относительной влажности до 80 %, не менее 100 МОм.

Примечание – Характеристики, приведенные в дальнейшем без специальных оговорок, соответствуют

нормальным условиям:

- температуре окружающего воздуха (25 ± 10) °С;
- относительной влажности не более 80 %.

В состоянии поставки электрическая изоляция между всеми независимыми цепями шкафа (кроме портов последовательной передачи данных терминала) относительно корпуса и всех независимых цепей между собой выдерживает без

пробоя и перекрытия испытательное напряжение 2000 В (эффективное значение) переменного тока частотой 50 Гц в течение 1 мин.

Электрическая изоляция цепей цифровых связей с верхним уровнем АСУ энергоснабжения с номинальным напряжением не более 60 В относительно корпуса, соединенного с другими независимыми цепями, выдерживает без повреждений испытательное напряжение действующим значением 0,5 кВ частотой 50 Гц

Электрическая изоляция всех независимых цепей между собой и относительно корпуса (кроме цепей постоянного тока напряжением до 60 В включительно, связанных с корпусом) устройств РЗА выдерживает без повреждений три положительных и три отрицательных импульса испытательного напряжения, имеющих параметры по ГОСТ Р 51321.1-2007, СТБ МЭК 60439-1-2007.

Питание шкафа осуществляется от цепей оперативного постоянного тока. Микроэлектронная часть устройств шкафа гальванически отделена от источника оперативного постоянного тока.

Шкаф правильно функционирует при изменении напряжения оперативного постоянного тока в диапазоне от 0,8 до 1,1 номинального значения.

Контакты выходных реле шкафа не замыкаются ложно при подаче и снятии напряжения оперативного постоянного тока с перерывом любой длительности.

Контакты выходных реле шкафа и терминала не замыкаются ложно, а аппаратура терминала не повреждается при подаче напряжения оперативного постоянного тока обратной полярности.

Шкаф по электромагнитной совместимости соответствует требованиям ТУ 3433-016-20572135-2000.

Требования к коммутационной способности контактов выходных реле:

Коммутационная способность контактов выходных реле, действующих на включение и отключение выключателя в цепях постоянного тока с индуктивной

нагрузкой и постоянной времени, не превышающей 0,05 с, 1 / 0,4 / 0,2 / 0,15 А при напряжении соответственно 48 / 110 / 220 / 250 В.

Контакты допускают включение цепей с током:

- до 10 А в течение 1,0 с;
- до 15 А в течение 0,3 с;
- до 30 А в течение 0,2 с;
- до 40 А в течение 0,03 с.

Длительно допустимый ток через контакты - 5 А.

Коммутационная износостойкость контактов - не менее 2000 циклов.

Коммутационная способность контактов выходных реле, действующих во внешние цепи постоянного тока с индуктивной нагрузкой и постоянной времени, не превышающей 0,02 с, составляет не менее 30 Вт

при токе 1 / 0,4 / 0,2 / 0,15 А и напряжении соответственно 48 / 110 / 220 / 250 В.

Коммутационная износостойкость контактов не менее:

- 10000 циклов
- при $\tau = 0,005$ с;
- 6500 циклов при $\tau = 0,02$ с.

Коммутационная способность контактов реле, действующих на цепи внешней сигнализации, составляет не менее 30 Вт в цепях постоянного тока с индуктивной нагрузкой с постоянной времени, не превышающей 0,005 с, при напряжении от 24 до 250 В или при токе до 2 А.

Мощность, потребляемая шкафом при подведении к нему номинальных величин токов и напряжений, не превышает:

- по каждому дискретному входу (при $U_{НОМ}=220$ В), Вт 1,1
- по цепям напряжения оперативного постоянного тока (без учета цепей сигнализации), Вт:
 - в нормальном режиме 15;
 - в режиме срабатывания 20;
- по цепям сигнализации в режиме срабатывания, Вт 20

Автоматические выключатели (АВ) в цепях оперативного постоянного тока

- Для защиты цепи питания шкафа, включающего в себя терминал БЭ2704 и блок фильтра П1712, предпочтительным вариантом является АВ с номинальным током 2 А и кратностью срабатывания отсечки (10 – 14).

В приложении текст приведены рекомендации по выбору автоматического выключателя на примере фирмы «АВВ» S202М UC. Данная информация является справочной. По аналогии могут быть выбраны АВ других производителей, а также выбраны другие номинальные токи и кратность срабатывания отсечки.

Требования по надежности:

Номенклатура и значение показателей надежности шкафов соответствуют требованиям ГОСТ 27.003-2016:

- средняя наработка на отказ шкафа - не менее 25000 ч и 125000 ч - для терминалов;

- среднее время восстановления работоспособного состояния шкафа при наличии полного комплекта запасных блоков - не более 2 ч с учётом времени нахождения неисправности;

- средний срок службы шкафа - не менее 25 лет при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию с заменой, при необходимости, материалов и комплектующих, имеющих меньший срок службы;

- средний срок сохраняемости шкафа в упаковке поставщика составляет три года.

В соответствии с требованиями ГОСТ 27.003-2016 для шкафов приняты следующие критерии:

1) критерии отказов:

- прекращение выполнения шкафом одной из заданных функций;
- внешние проявления, связанные с наступлением или предпосылками наступления неработоспособного состояния (шум, перегрев, искры и др.).

2) критерии предельного состояния:

- снижение электрических свойств материалов и комплектующих до предельно допустимого уровня, восстановление или замена которых не предусмотрены эксплуатационной документацией;

- моральное устаревание вследствие несоответствия обновленным нормативным требованиям (несоответствие комплектации, выполняемых функций, сервисных возможностей и др.).

Соответствие показателей надежности шкафов установленным требованиям подтверждается статистическими данными о числе и видах отказов, полученным из опыта эксплуатации.

Класс покрытия поверхности шкафа по ГОСТ 9.032-74 и в соответствии с документацией предприятия-изготовителя.

В соответствии с ГОСТ Р 51321.1-2007, СТБ МЭК 60439-1-2007 в шкафу обеспечивается непрерывность цепи защитного заземления. При этом электрическое сопротивление, измеренное между болтом для заземления шкафа и любой заземляемой металлической частью, не превышает 0,1 Ом.

Конструкция шкафа обеспечивает воздушные зазоры и длину пути утечки между контактными зажимами шкафа и корпусом не ниже 3 мм по воздуху и 4 мм по поверхности.

Содержание драгоценных материалов в комплектующих изделиях соответствуют указанному в технической документации их предприятий-изготовителей. Сведения о содержании драгоценных материалов в шкафу приведены в паспорте на шкаф.

Устройство имеет два независимых КС, позволяющих реализовать их полное дублирование.

Возможны два вида исполнения оптических интерфейсов обмена данными между полуконтактами - каналов связи КС1 и КС2:

Физическим интерфейсом каждого из КС являются два оптических преобразователя (длина волны 850 нм) с разъемом типа ST для подключения многомодового оптического кабеля.

Связь между полуконструкциями может осуществляться:

- по выделенному оптическому каналу с использованием жил оптического кабеля (многомодовое или одномодовое волокно). При использовании одномодового оптического кабеля требуются внешние конверторы, например SIEMENS 7XV5461-0Bx00;

- через мультиплексорное оборудование уплотнения канала связи.

В последнем случае имеются два варианта подключения к мультиплексору:

- по электрическому интерфейсу X21 или G703.1 с использованием специальных конверторов, например SIEMENS 7XV5662-0AA.

- по оптическому интерфейсу в соответствии со стандартом IEEE C37.94 (без дополнительных конвертора)

Основным требованием к синхронному каналу связи является ограниченная задержка в передаче данных, которая должна быть не более 26 мс в одну сторону, и симметричность времени передачи и приема в обоих направлениях.

При использовании соответствующих конверторов, имеется возможность работы устройств по медному кабелю. Длина кабеля определяется возможностями конвертора и характеристиками самого кабеля. Так, например, при использовании конвертора SIEMENS 7XV5662-0AC требуется кабель типа «витая пара», в зависимости от сечения которого возможна работа при длине от 3 до 12 км.

В терминалах, установленных на разных концах защищаемой линии осуществляется синхронизация моментов взятия цифровых отсчетов аналоговых сигналов (прежде всего фазных токов) и синхронизация цифровой обработки сигналов. В результате терминалы, при наличии каналов связи, представляют собой одно устройство с единой системой векторов сигналов.

Определение среднего значения времени передачи данных по каналу связи в прямом и обратном направлениях осуществляется непрерывно, с помощью известного метода пинг–понг. Точность синхронизации положения векторов в

устройствах на разных концах линии определяется разностью времени передачи данных по каналу связи в прямом и обратном направлениях (асимметрия канала связи). Если указанная разность имеет стационарный характер, то она может быть скомпенсирована путем задания параметра (уставки) асимметричности канала.

Физическим интерфейсом каждого из КС являются два оптических преобразователя с разъемами типа LC с использованием съемных SFP-модулей для непосредственного соединения терминалов между собой с использованием одномодового волокна 9/125 мкм.

Передача и прием 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.

Для двухтерминального применения каналы связи могут дублироваться с использованием разных трасс для прокладки оптического кабеля или с применением каналов разного типа, например, с выделенным оптоволоконном и с применением мультиплексоров. Эти мероприятия повышают надежность передачи команд.

Все команды передаются и принимаются параллельно. Максимальное время передачи-приема – 0,01 с без учета времени задержки канала связи. Каждая принятая команда имеет возможность задержки, продления на индивидуально регулируемое время от 0,00 до 27,00 с.

7.3 Устройство и работа шкафа

В зависимости от состояния программируемых накладок ХВ, определяющих режим работы отдельных узлов схемы, значений выдержек времени и сигналов на дискретных входах терминала, логическая часть защиты формирует выходные сигналы во внешние цепи.

Для стандартной двух концевой линии электропередачи потребуется минимум один оптический интерфейс связи для каждого терминала. В

простейшем виде используются две выделенные жилы оптоволоконного кабеля и оптический порт связи.

Для резервирования канала связи необходимо использование двух оптических интерфейсов в каждом терминале. С точки зрения возможностей, оба оптических интерфейса одинаковы.

Если один из двух каналов связи КС1 или КС2 повреждается, то терминалы работают только через исправный КС. При отсутствии обоих каналов связи, с выдержкой времени от 0 до 10 с.

Настройка КС / Задержка сигнализации неисправности КС, срабатывает сигнализация [004115] Неисправность связи. При восстановлении поврежденного КС сигнализация о неисправности автоматически сбрасываются

Связь между терминалами осуществляется непосредственным оптоволоконным соединением или с использованием коммуникационных сетей. Выбор средства коммуникации зависит от расстояния, наличия или

возможности организации выделенных оптоволоконных каналов, необходимостью или возможностью применения специальных средств коммуникации.

Для небольших расстояний предпочтительно использование прямой оптоволоконной связи. При этом требуется выделенная пара оптических жил оптоволоконного кабеля. Возможен вариант использования одной жилы оптического кабеля.

Без использования дополнительных устройств возможна связь между терминалами на расстояние до 2 км. В этом случае должен использоваться оптоволоконный кабель связи с мультимодовым типом оптоволокна, который оканчивается разъемами типа ST.

При расстояниях между устройствами более 2 км, как правило, применяют оптоволоконный кабель с одномодовым типом оптоволокна и разъемами типа FC. Для использования такого кабеля необходимо применять

дополнительные устройства связи в виде конверторов, например SIEMENS 7XV5461-0Bx00, производящих соответствующие преобразования. Предельная

длина оптического кабеля с одномодовым типом оптоволокна – до 170 км. Соединение конвертора с терминалом в этом случае осуществляется мультимодовым оптическим кабелем с разъемами типа ST на расстоянии не более 2 км.

Для варианта использования одной выделенной жилы кабеля с одномодовым типом оптоволокна необходимо применять специальные конверторы, например SIEMENS 7XV5461-0BK00 для одного конца КС и SIEMENS 7XV5461-0BL00 для второго конца КС. В этом случае предельная длина оптического кабеля с одномодовым типом оптоволокна – до 40 км.

В случае невозможности использования выделенных жил оптоволоконного кабеля для соединения терминалов, возможно применение коммуникационного оборудования и сетей передачи данных. Для работы терминалов необходим синхронный канал связи с минимальной скоростью 64 Кбит/с. Максимально возможная скорость передачи – 512 Кбит/с.

Наиболее распространенными интерфейсами подключения к такому оборудованию являются электрические интерфейсы X.21 и G703.1. Для подключения терминалов, имеющих только оптические интерфейсы, необходимо применение соответствующих конверторов.

При использовании сети передачи данных, синхронизация каналов связи терминалов должна быть выбрана от внешнего источника, которым будет являться сеть передачи данных. В случае прямого соединения терминалов, без мультиплексов, каждый терминал синхронизирует свои данные от внутреннего источника синхронизирующего сигнала.

Следует иметь в виду, что использование сети передачи данных через мультиплексы приводит к увеличению времени передачи информации между терминалами, соответственно увеличивается и время работы дифференциальной защиты.

Устройства постоянно контролируют достоверность передаваемых по каналу данных. В случае обнаружения приема неправильных данных или потери КС увеличивают счетчик ошибок КС. Если при этом передаваемая по КС

информация достоверна (контрольная сумма соответствует заданной), то возможность передачи логических сигналов сохраняется. Число ошибок является интегральной величиной и показывает их количество за текущий час работы. В конце текущего часа счетчик сбрасывается в «0» и в регистраторе внутренних событий фиксируется число ошибок за прошедший час.

В устройстве реализована система передачи 16 команд и приема 16 команд между полуккомплектами.

Передача и прием команд позволяет использовать их для обмена сигналами между любыми внешними

устройствами, например, для телеуправления выключателями или для обмена внутренними для терминалов логическими сигналами, общими для двух полуккомплектов защиты.

Для двухтерминального применения каналы связи могут дублироваться с использованием разных трасс для прокладки оптического кабеля или с применением каналов разного типа, например, с выделенным оптоволоконном и с применением мультиплексов. Эти мероприятия повышают надежность передачи команд.

Все команды передаются и принимаются параллельно. Максимальное время передачи-приема – 0,015 с.

Каждая принятая команда имеет возможность задержки, продления на индивидуально регулируемое время от 0 до 27,00 с.

Помимо обмена данными между терминалами по концам защищаемой линии, в терминалах предусмотрено использование оптического канала связи для передачи дистанционных команд и сигналов. Принимаемые от другого терминала логические сигналы могут свободно использоваться в логической схеме, действовать на сигнализацию и на выходные реле. Таким образом, например, возможно организовать действие какого-либо дискретного сигнала на удаленное выходное реле и сигнализацию. Конфигурирование передаваемых дискретных сигналов осуществляется пользователем через систему меню стандартными средствами, подобно изменению уставок или параметров.

Время передачи команд не постоянно и зависит от момента формирования команды и задержки передачи информации в канале связи. Полное время передачи команды складывается из времени ожидания до момента передачи очередного пакета данных, времени транспорта пакета данных на противоположный конец канала связи и времени подтверждения команды.

Время ожидания момента передачи очередного пакета данных составляет от 0 до 5 мс, в зависимости от момента формирования сигнала по отношению к моменту передачи очередного пакета. Время транспорта пакета данных на противоположный конец определяется задержками в канале связи.

При использовании выделенного оптоволоконного канала связи время транспорта постоянно и пропорционально выбранной скорости:

64 Кбит/с – 4 мс;

128 Кбит/с – 2 мс;

256 Кбит/с – 1 мс;

512 Кбит/с – 0,5 мс.

При использовании мультиплексированного канала связи, к этому времени добавляется время работы мультиплексоров, которое может достигать 20 мс.

Время подтверждения команды – постоянная величина 5 мс, равная периоду передачи пакетов данных и необходимая для повторного подтверждения команды.

Исходя из вышеуказанного, при использовании выделенного канала связи, минимальное время передачи команды составит от 9 до 14 мс при скорости 64 Кбит/с и от 5,5 до 10,5 мс при скорости 512 кБит/с.

В случае приема дискретного сигнала входными цепями терминала к этому времени следует добавить время срабатывания входных цепей приема дискретных сигналов, составляющее около 2 мс.

При действии на выходные реле к времени передачи команды добавляется время срабатывания выходного реле, типично 8 – 10 мс. Таким образом, полное время передачи импульса составит 20 – 25 мс.

Исходя из периодичности передачи данных на противоположный конец и условия подтверждения достоверности данных в следующем пакете, импульсы длительностью менее 5 мс, не передаются.

8 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПС ЗОЛОТВАЛ

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего подстанционного оборудования: выключатели, разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, гибкая ошиновка, жесткая ошиновка.

Таблица 14 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции Золотвал

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	141,71
10,5	577,3

8.1 Выбор выключателей.

Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (30)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (31)$$

Напряжение сети 110 кВ.

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВЭБ-УЭТМ 110. Привод выключателя – пневматический.

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (32)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_k - интеграл Джоуля.

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд} \quad (33)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Значение B_k можно определить по формуле:

$$B_k = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (34)$$

где $I_{но}$ - периодическая составляющая тока КЗ (кА);

$t_{отк}$ - время отключения выключателя (сек);

T_a - постоянная времени.

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 15:

Таблица 15 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	2500	141,71	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	40	31,18	$I_{вкл} \geq I_{но}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$ (кА)	102	77,19	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	40	31,18	$I_{откл} \geq I_{но}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, I_a (кА)	12,45	1,61	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$, $I_{уд}$ (кА)	102	77,19	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	3200	954,8	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель проходит по всем параметрам.

Выбор выключателей на стороне 10 кВ. Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВБЭК-10-40/3150.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 16:

Таблица 16 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	3150	577,3	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Номинальный ток включения $I_{вкл}$ (кА)	40	39,2	$I_{вкл} \geq I_{по}$
Наибольший пик тока включения $I_{пик}$, $I_{уд}$, (кА)	128	94,91	$I_{пик} \geq I_{уд}$
Номинальный ток отключения $I_{откл}$ (кА)	40	18,76	$I_{откл} \geq I_{по}$
Номинальное значение апериодической составляющей, I_a (кА)	8,48	1,97	$I_{ном.а} \geq I_a$
Предельный сквозной ток $I_{пр.скв}$, $I_{уд}$ (кА)	128	94,91	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	4800	1235,6	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатели проходят по всем параметрам.

8.2 Выбор разъединителей 110 кВ.

По напряжению и максимальному рабочему току выберем разъединители марки РНДЗ-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки двухколонковый с заземляющими ножами), номинальный рабочий ток 1000 А.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток $I_{ном}$ (А)	1000	141,7	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток $I_{прскв}$, $I_{уд}$ (кА)	80	77,19	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, $I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	2790,5	954,8	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

Разъединитель проходит по параметрам

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе представлен проект реконструкции электрической сети напряжением 110 кВ Приморского края в частности при подключении вновь вводимой ПС 110/10 кВ Золоотвал, в работе рассматривается проектирование новых питающих воздушных и кабельных линий, а также проектирование самой ПС Золоотвал, в ходе выполнения работы будет выбрано и проверено все необходимое для реконструкции оборудование

9.1 Безопасность

При реконструкции системы электроснабжения напряжением должны соблюдаться требования государственных нормативных документов и локальных документов монтажных организаций.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при различного рода работах в электроустановках:

Общие требования охраны труда при работе в действующих электроустановках.

Работы в действующих электроустановках должны проводиться [20]:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы - наряду-допуску;

- по распоряжению;

- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (далее - ППР), утвержденным руководителем организации (обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд. Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

В электроустановках напряжением до 1000В при работе под напряжением необходимо [20]:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

- Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

Не допускается при работе около не ограждённых токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки.

Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

Общие требования охраны труда при работе на коммутационных аппаратах.

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных правилами по охране труда, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде-допуске временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд-допуск и подтверждено записью в строке «Отдельные указания» наряда-допуска, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

Общие требования охраны труда при работе в комплектных распределительных устройствах.

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение; шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и

вывесить плакат безопасности «Стой! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь».

При работах вне КРУ на подключенном к нему оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ, КВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты работников от возникающих рентгеновских излучений.

Общие требования охраны труда при работе на кабельных линиях.

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций (соответственно). К разрешению должен быть приложен план (схема) размещения и глубины заложения коммуникаций (далее - план коммуникаций). Местонахождение подземных коммуникаций должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ.

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы

следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см [20]. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брускам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. Запрещается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности «Стоять! Напряжение».

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется [20]:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;

- при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабеле-искательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или

режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекатке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем разрешается перекатывать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, разрешается при условиях [20]:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов С;
- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;
- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;
- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V по электробезопасности, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV по электробезопасности, в электроустановках напряжением до 1000 В.

Погрузочно-разгрузочные и транспортные работы, производимые с применением грузоподъемных кранов, должны выполняться под руководством лица, ответственного за безопасное производство работ кранами, назначаемого приказом по организации из числа мастеров, прорабов, начальников участков, бригадиров, в распоряжении которых находятся эти краны.

На складах материалов в качестве лиц, ответственных за безопасное производство работ грузоподъемными машинами, по согласованию с органом Госгортехнадзора могут назначаться заведующие складами.

Не допускается выполнение погрузочно-разгрузочных работ с опасными грузами при обнаружении несоответствия тары требованиям нормативно-технической документации, неисправной тары, а также в случае отсутствия маркировки и предупредительных надписей на ней.

Находящиеся в эксплуатации грузоподъемные машины должны иметь таблички с указанием регистрационного номера, грузоподъемности, даты следующего технического освидетельствования (частичного или полного).

Грузоподъемные машины, съемные грузозахватные приспособления и тара, не прошедшие технического освидетельствования, к работе допускать запрещается.

Неисправные съемные грузозахватные приспособления, а также приспособления, не имеющие бирок (клейм), не должны находиться в местах производства работ.

Не допускается нахождение в местах производства работ немаркированной и поврежденной тары.

Перед началом работ по перемещению грузов каждый груз должен быть тщательно осмотрен, проверены устройства для застропки (зацепки) груза в соответствии со схемой строповки.

9.2 Экологичность

Процесс реализации намечаемой деятельности сопровождается воздействием на окружающую среду в виде выбросов и сбросов различных

загрязняющих веществ, размещения отходов производства и потребления, нарушения почвенно-растительного покрова и т.п.

Опыт строительства и эксплуатации аналогичных объектов, позволяет выделить следующие компоненты окружающей среды, которые могут подвергаться воздействию:

- земельные ресурсы и почвенно-растительный покров;
- водные объекты;
- приземный слой атмосферы;

При этом следует отметить, что воздействие на окружающую среду в период строительства будет носить кратковременный характер, воздействие в период эксплуатации - постоянный характер.

Воздействие на атмосферный воздух

Влияние на воздушный бассейн района работ при строительстве объекта и дальнейшей их эксплуатации различно, и зависит от вида источников выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) на каждом этапе, их количества и времени воздействия.

Загрязнение атмосферного воздуха в период строительства проектируемого объекта происходит при выбросах загрязняющих веществ и осуществляется не организованно в месте проведения работ или стоянки (нахождения в данный конкретный промежуток времени) строительных машин и механизмов.

В состав работ по строительству, при производстве которых происходит загрязнение атмосферы, будут входить:

- подготовительные работы, в т. ч. доставка строительных материалов, машин и механизмов на временную базу, устройство временных зданий и сооружений, расчистка участка, планировочные работы на площадке строительства;
- основные работы, включая земляные работы, строительные-монтажные и специальные работы, рекультивацию нарушенных земель.

Основными источниками выделения вредных веществ в период строительства являются:

- строительное оборудование и строительная техника; автомобильная техника;
- сварочное оборудование;
- окраска;
- заправка топливных баков;
- пыление грунта при земляных работах.

Данные источники характеризуются выбросами следующих загрязняющих веществ:

- автотранспорт (неорганизованный источник выбросов), при разогреве двигателей автомобилей и их пробеге по территории, в атмосферу выбрасываются: оксид углерода, углеводороды (по керосину), азота оксид, сажа, серы диоксид, формальдегид, безопорен;

- сварочный пост (неорганизованный источник выбросов), при производстве электросварки и газовой резки, в атмосферу выбрасываются: железа оксид, марганец и его соединения, хрома оксид, пыль неорганическая, фториды плохо растворимые, фториды газообразные, азота оксид, углерода оксид;

- лакокрасочные работы (неорганизованный источник выбросов), при проведении окрасочных работ в атмосферу выделяются: ацетон, бутил ацетат, ксилол, толуол, Уайт-спирит;

- земляные работы (неорганизованный источник выбросов), работа по выемке грунта сопровождается выбросом в атмосферу неорганической пыли.

Воздействие на атмосферный воздух будет ограничено только периодом строительства объекта.

Воздействие на земли и почвенный покров

При проведении работ возможны механические и химические негативные воздействия на состояние почвенного покрова. Воздействие на почвенный покров связано:

-с работой строительной техники (выбросы окислов углерода, азота и углеводородов),

- загрязнение почв отработанными маслами и смазками автотранспорта,
- проведением землеройных работ, сопровождающихся механическим нарушением структуры почвенного покрова (насыпь, выемка, перемешивание грунта, уплотнение).

Почвенный покров в пределах окрестных территорий будет также испытывать антропогенное-техногенное воздействие. Складирование бытового и строительного мусора может привести к загрязнению территории пластиком, стеклом, металлическим ломом.

После окончания работ и проведения своевременной рекультивации участков, территория должна вернуться к состоянию, максимально существовавшему до начала работ. При работах, связанных со строительством объекта основными природными средами воздействия будут являться: почвенный покров и атмосферный воздух.

Мероприятия по минимизации воздействия на атмосферный воздух

Этап строительства

В процессе выполнения строительных работ перечень мероприятий по минимизации загрязнения атмосферного воздуха включает в себя следующие:

- контроль за своевременным обслуживанием техники подрядной организацией и заправкой техники сертифицированным топливом;
- при длительных перерывах в работе (более 15 мин) запрещается оставлять механизмы с включенными двигателями;
- выполнение работ минимально необходимым количеством технических средств;
- выполнение регулярных проверок состава выхлопов автомобилей и строительной техники и недопущение к работе техники с повышенным содержанием вредных веществ в выхлопных газах;
- при выполнении строительно-монтажных работ предусмотреть максимально возможное применение механизмов с электроприводом;

- категорически запрещается сжигание строительного мусора на строительной площадке;

- предусмотреть производства работ поточным методом комплексного технологического потока.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации электрооборудования не требуется.

Мероприятия по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды

Этап строительства

В строительный период предусмотреть следующие мероприятия:

- обязательное соблюдение границы территории работ.
- минимальное использование на площадке строительной техники.
- оснащение рабочих мест и строительной площадки инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов в специально организованных местах, своевременная уборка и вывоз мусора;
- организация обслуживания, ремонта, отстоя автотранспорта и спецтехники на базе строительно-монтажной организации;
- заправка техники ГСМ на организованных АЗС общего пользования.

Этап эксплуатации

Выполнение каких-либо специализированных мероприятий по минимизации негативного воздействия на поверхностные и подземные воды при эксплуатации электрооборудования не требуется.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара в данной работе предусматривается сооружение маслоприемников на силовых трансформаторах ПС «Золоотвал».

На ПС «Золоотвал» при вводе в эксплуатацию планируется установка силовых трансформаторов 110/10 кВ с установкой соответствующих маслоприемников для них, тип принятого трансформатора: ТДН 10000/110/10 с размерами (м) 5,8×3,5×5,3 и массой масла 10,2 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м (при массе масла от 10 до 50 тонн) [10].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающие полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [12].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [10].

3) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [17]:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (35)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 10,2 тонны.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{трм} = \frac{10,2}{0,88} = 11,59 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [17]:

$$S_{ми} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (36)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{mn} = (5,8 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,5 + 2 \cdot 1,5) = 57,2 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [17]:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (37)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{он}} = (5,8 + 3,5) \cdot 2 \cdot 5,3 = 98,58 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [17]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} \quad (38)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (57,2 + 98,58) \cdot 10^{-3} = 56,08 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [17]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (39)$$

$$V_{mmH_2O} = 11,59 + 0,8 \cdot 56,08 = 56,46 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O}

:

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (40)$$

$$H_{mn} = \frac{56,46}{57,2} = 0,99 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [10]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [10]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [10]:

$$H_{nmi} = H_{mi} + H_{en} + H_z \quad (41)$$

$$H_{nmi} = 0,99 + 0,05 + 0,25 = 1,29 \text{ (м)}$$

9.3 Чрезвычайные ситуации

Возгорание в электроустановках ПС Золоотвал представляет собой серьёзную опасность как для обслуживающего персонала находящегося непосредственно на объекте т.к. может привести к травмам или человеческим жертвам, но также и для потребителей электрической энергии т.к. обесточивание может привести к отключению важного оборудования и как следствие нарушить технологический процесс. Поэтому в данном разделе рассматриваются основные аспекты пожарной безопасности на данном объекте электросетевого хозяйства.

Пожарная безопасность на ПС Золоотвал предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности на ПС Золоотвал являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС Золоотвал составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горячей среды; устранением образования в этой среде источника зажигания; поддержанием температуры горячей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Противопожарная защита на ПС Золоотвал обеспечивается [21]:

- максимально возможным применением негорючих, либо трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения, изоляцией горючей среды от оборудования;
- предотвращением распространения пожара за пределы;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными временем огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей из пожара;
- системами оповещения о пожаре;
- применением пожарной сигнализации;
- организацией пожарной охраны объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций, кабельных полуэтажей;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций при повреждении;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре (трансформаторного масла);
- применением огнепреграждающих устройств (ОЗП);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам, огнезащитным перегородкам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри рассматриваемого помещения. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери, перегородки.

Виды пожарной техники, применяемые на ПС Золоотвал.

Пожарная техника, предназначенная для защиты электрооборудования, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные специальные устройства.

На ПС Золоотвал к первичным средствам пожаротушения относятся углекислотные огнетушители. В качестве первичных средств пожаротушения так же применяется песок, расположенный у каждого взрывоопасного оборудования в частности трансформаторов.

В РУ ПС Золоотвал определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории ПС Золоотвал необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Переносные огнетушители на ПС Золоотвал в помещении закрытого распределительного устройства 10 кВ размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [15].

Для размещения первичных средств тушения пожара в помещениях, на секциях РУ, а также на территории, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов огнетушители, находящиеся на улице, переносятся в отапливаемое помещение закрытого распределительного устройства 10 кВ. Углекислотные огнетушители допускается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

Электроэнергетическая система это часть энергосистемы включая подключенных потребителей электрической энергии, объединённых процессом выработки, передачи и потребления электрической энергии. Рассмотрим различные виды аварийных ситуаций на объектах электроэнергетики: аварии на объектах могут приводить к длительным перерывам электроснабжения потребителей значительных территорий, также к нарушению графиков движения транспорта, поражению людей электрическим током, транспортным авариям и так далее.

Рассмотрим подробно различные причины возникновения аварийных ситуаций: в первую очередь относим сюда погодные явления, обрывы проводов либо падение деревьев на них, разрушение опор воздушных линий электропередач из-за землетрясений либо наводнений, перегрузку оборудования из-за высокого потребления электрической энергии, износ оборудования в процессе его эксплуатации, человеческий фактор также являются причиной возникновения аварий, механические повреждения в результате выполнения каких-либо монтажных либо строительных работ,

Аварийные ситуации в электроэнергетике могут приводить к значительным перерывам электроснабжения, нарушению дорожного движения отсутствию освещения в городе в темное время суток, нарушению работы различных предприятий, таких потребителей как телекоммуникации, водопроводная сеть канализационная сеть, отопление и так далее, могут создавать угрозы работы медицинского оборудования в больницах, приводить к отсутствию связи, а также к различным бытовым неудобствам и так далее.

Рассмотрим предупредительные меры для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации: основной мерой по ликвидации ЧС на системах является своевременная и быстрая реакция специальных сил для борьбы с чрезвычайными ситуациями, необходимо вовремя выполнять ремонт электрооборудования, а также проводить информирование и разъяснение со специалистами, работающими и обслуживающими данное оборудование.

Также для борьбы с чрезвычайными ситуациями необходимо выполнять комплекс превентивных мер для снижения возникновения аварийной ситуации и либо уменьшения последствий в результате их прохождения.

В настоящее время системы электроснабжения являются очень сложными объектами с различными связями и взаимодействиями, решение вопросов связанных с проектированием таких объектов должно выполняться при использовании вычислительной техники и математических систем, связи и коммуникаций, малейшие аварии на системах электроснабжения ведут значительному материальному и моральному ущербу при отключении и потребителей электрической энергии.

Требования инструкции по ликвидации аварийной ситуации

При возникновении аварийной ситуации дежурный диспетчер ОДУ (ЦДУ), энергосистемы независимо от присутствия на диспетчерском пункте лиц высшей технической администрации (главного диспетчера, начальника ЦДС или их заместителей), если только старший по должности не принял руководство ликвидацией аварии на себя, несет полную ответственность за ликвидацию аварийного положения, единолично принимая решение и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима. При этом распоряжения указанных лиц, не соответствующие намеченному диспетчером плану ликвидации аварий, являются для диспетчера только рекомендациями, которые он имеет право не выполнять, если считает их неправильными.

Однако находящееся на диспетчерском пункте лицо высшей технической администрации имеет право взять руководство ликвидацией аварии на себя или поручить его другому лицу, если считает действия диспетчера неправильными и если последний не согласен с его указаниями. Передача руководства ликвидацией аварии оформляется в оперативном или другом журнале, заменяющем оперативный журнал.

С этого момента диспетчер безоговорочно выполняет все распоряжения и указания лица, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии. Диспетчер, отстраненный от руководства ликвидацией аварии, может оставаться на своем

рабочем месте, вести с подчиненным персоналом все оперативные переговоры и отдавать распоряжения, подтвержденные лицом, руководящим ликвидацией аварии.

О возникновении аварии диспетчер ОДУ (ЦДУ), энергосистемы, не задерживая ликвидации аварии, обязан сообщить в краткой форме по принадлежности руководству ОДУ (ЦДУ), энергосистемы и другим лицам по списку, утвержденному соответственно начальником ОДУ (ЦДУ), генеральным директором ПОЭЭ, а также в случае необходимости (в частности, при аварии на нескольких уровнях) информировать нижестоящий оперативный персонал.

Ликвидация аварии на электростанции производится под непосредственным руководством начальника смены станции. Начальники смен цехов (блоков) обязаны сообщать начальнику смены электростанции о всех нарушениях нормального режима работы и выполнять все его указания.

Весь персонал, находящийся во время аварии на электростанции, включая начальников цехов, подчиняется начальнику смены электростанции в вопросах, связанных с ликвидацией аварии.

Начальники цехов, находящиеся на электростанции во время ликвидации аварии, должны по мере необходимости информировать дежурных об особенностях эксплуатации оборудования в аварийных условиях.

Главный инженер электростанции или предприятия электрических сетей и начальник цеха, района электрических сетей, службы или группы подстанций имеют право отстранить от руководства ликвидацией аварии подчиненный им оперативный персонал, не справляющийся с ликвидацией аварии, приняв руководство на себя или поручив его другому лицу.

О замене дежурного ставятся в известность как вышестоящий, так и подчиненный оперативный персонал.

Лицо, принявшее руководство ликвидацией аварии, независимо от должности принимает на себя все обязанности отстраненного дежурного и оперативно подчиняется вышестоящему оперативному персоналу.

Во время аварии на щите управления блока, электростанции, подстанции, в помещении диспетчерского пункта предприятия (района) электрических сетей энергосистемы, ОДУ (ЦДУ) имеют право находиться лишь лица, непосредственно участвующие в ликвидации аварии, лица административно-технического персонала и специалисты технологических служб. Список таких лиц утверждается соответственно начальником ОДУ (ЦДУ), главным инженером энергосистемы, электростанции, предприятия электрических сетей.

После ликвидации аварии и восстановления работы энергосистемы, электростанции, подстанции ответственный за ремонт данного оборудования персонал должен срочно приступить к ремонту поврежденного оборудования, получив допуск от соответствующего дежурного персонала.

Отремонтированное после аварии оборудование должно включаться в работу только после приемки его начальником цеха, подстанции (группы подстанций) или лицом, его заменяющим, в соответствии с действующими положениями с разрешения оперативного персонала, в чьем оперативном ведении находится включаемое оборудование.

Организация расследования аварии должна осуществляться в соответствии с действующей Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем.

Обязанности, взаимоотношения и ответственность оперативного персонала электростанций, предприятий электрических сетей, энергосистем, ОДУ (ЦДУ) при ликвидации аварий.

Руководство ликвидацией аварий, охватывающих несколько энергосистем, осуществляется диспетчером ОДУ (ЦДУ); ликвидация аварии, затрагивающей одну энергосистему, производится под руководством диспетчера этой энергосистемы.

Ликвидация аварий на электростанции производится под руководством начальника смены станции.

На электростанциях с крупными энергоблоками выполнение переключений и ответственность за правильность производства операций по ликвидации аварий возлагается:

в главной электрической схеме (генераторы, трансформаторы связи, повысительная подстанция) - на начальника смены электроцеха;

в части собственных нужд блоков - на начальника смены соответствующих энергоблоков;

в распределительных устройствах собственных нужд энергоблоков - на старшего дежурного электромонтера.

На подстанциях аварии ликвидируются дежурным подстанции, оперативно-выездной бригадой (ОВБ), мастером или начальником группы подстанций в зависимости от типа обслуживания подстанций.

Аварии в электрических сетях, имеющие местное значение и не отражающиеся на работе энергосистемы, ликвидируются под руководством диспетчера предприятия (района) электрических сетей или диспетчера (дежурного) опорной подстанции.

Все распоряжения дежурного диспетчера ОДУ (ЦДУ), энергосистемы по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательны к исполнению подчиненным оперативным персоналом.

Если распоряжение диспетчера ОДУ (ЦДУ) или энергосистемы представляется подчиненному оперативному персоналу неверным, он обязан указать на это диспетчеру. При подтверждении диспетчером своего распоряжения дежурный обязан его выполнять.

Запрещается выполнять распоряжения вышестоящего оперативного персонала, которые могут угрожать жизни людей, сохранности оборудования или привести к потере питания собственных нужд электростанции, подстанции или обесточиванию особо ответственных потребителей.

О своем отказе выполнить заведомо неправильное распоряжение дежурный персонал обязан сообщить диспетчеру, отдавшему такое распоряжение, и главному инженеру предприятия.

Все оперативные переговоры и распоряжения на уровне ОДУ (ЦДУ) и ЦДС энергосистемы, а также предприятия электрических сетей и электростанции во время ликвидации аварии должны записываться на магнитофон.

По окончании ликвидации аварии дежурный, руководивший ликвидацией, составляет сообщение об аварии по установленной форме.

О возникновении аварии руководство электростанции (подстанции), персонал основных цехов (подстанции) должны быть уведомлены специальным сигналом или поставлены в известность по местной радиосети в соответствии с местной инструкцией.

По требованию диспетчера ОДУ (ЦДУ), энергосистемы, начальника смены электростанции, дежурного подстанции, диспетчера предприятия электрических сетей на ЦДП, электростанцию, подстанцию может быть вызван и обязан явиться немедленно любой работник.

Во время ликвидации аварии начальник смены электростанции обязан находиться в помещении главного щита управления, а при уходе должен сообщить свое новое местонахождение.

Во время ликвидации аварии начальники смен тепловых цехов и блоков должны находиться, как правило, на своих рабочих местах и принимать все меры, направленные на поддержание нормальной работы оборудования, не допуская развития аварии в этих цехах (на блоках).

Начальник смены цеха (блока) обязан докладывать начальнику смены электростанции о протекании аварии и о проведенных им операциях.

Начальник смены цеха (блока), оставляя рабочее место, обязан указать свое местонахождение.

Начальник смены электроцеха свои действия по ликвидации аварии осуществляет под руководством начальника смены электростанции. Местонахождение начальника смены электроцеха определяется начальником смены электростанции.

Местонахождение дежурного подстанции или приравненного к нему персонала при ликвидации аварии определяется конкретной обстановкой. О местонахождении сообщается вышестоящему оперативному персоналу.

На всех подстанциях, имеющих дежурный персонал, должна быть сигнализация вызова персонала из распределительных устройств на щит управления, работающая при телефонном вызове (звонке) диспетчера.

Диспетчер предприятия электрических сетей, если он не совмещает обязанности дежурного подстанции, при ликвидации аварии должен находиться в помещении диспетчерского пункта.

Во время ликвидации аварии местонахождение дежурного персонала, непосредственно обслуживающего оборудование, определяется местной инструкцией.

Дежурный персонал может оставить свое рабочее место только:

при явной опасности для жизни;

для принятия мер по оказанию первой помощи пострадавшему при несчастном случае;

для принятия мер по сохранению целостности оборудования;

по распоряжению руководителя ликвидации аварии.

Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии запрещается; пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией аварии.

При затянувшейся ликвидации аварии в зависимости от ее характера допускается сдача смены с разрешения вышестоящего оперативного персонала.

Дежурный персонал всех уровней диспетчерского управления при ликвидации аварии обязан:

составить общее представление о том, что случилось по показаниям измерительных приборов (по уровню частоты, изменению перетоков мощности, уровню напряжения и т.д.), устройств сигнализации (телесигнализации), сработавшим устройствам релейной защиты и автоматики, по внешним признакам и поступившим сообщениям;

устранить опасность для персонала и оборудования, вплоть до отключения последнего, если в этом появляется необходимость;

не вмешиваться в работу автоматических устройств, если это не предусмотрено инструкцией;

обеспечить нормальную работу основного оборудования, оставшегося в работе, а также оборудования собственных нужд электростанций и подстанций;

выяснить по возможности место, характер и объем повреждения;

обеспечить нормальный режим останова отключившихся и не подлежащих включению агрегатов.

Отключившееся во время аварии оборудование должно включаться после анализа действия отключивших его защит и выяснения его исправности по распоряжению вышестоящего оперативного персонала или самостоятельно в соответствии с требованиями местных инструкций.

Вышестоящий дежурный должен быть информирован об обстоятельствах аварии немедленно по мере их выяснения.

Об авариях, ликвидируемых оперативным персоналом самостоятельно, кратко сообщается вышестоящему дежурному немедленно.

При ликвидации аварии необходимо действовать быстро и точно, следуя намеченной последовательности операций. Поспешные, необдуманные действия могут привести к развитию аварии.

Оперативный персонал низшего уровня, получив распоряжение от вышестоящего дежурного, обязан его повторить. Последующие указания даются вышестоящим оперативным персоналом только после подтверждения исполнения предыдущего распоряжения. Для предварительной информации об исполнении его распоряжения в ходе аварии должны служить показания

измерительных приборов, устройств сигнализации, телесигнализации, телеизмерения и ЭВМ.

На всех рабочих местах оперативного персонала ОДУ (ЦДУ), энергосистемы, предприятий (районов) электрических сетей, электростанций и подстанций должны быть инструкции по ликвидации аварий, которые определяют порядок действий дежурного персонала при авариях.

Инструкции должны соответствовать требованиям данной Типовой инструкции и инструкций вышестоящих оперативных органов.

При ликвидации аварии оперативный персонал обеспечивается связью в первую очередь, в случае необходимости прерываются остальные переговоры; другим лицам запрещается использовать оперативно-диспетчерские каналы связи.

Для ускорения ремонта оборудования, поврежденного при аварии, начальник смены электростанции, диспетчер предприятия электрических сетей, дежурный подстанции должны вызвать на электростанцию, подстанцию, линию электропередачи необходимый ремонтный персонал.

Диспетчер, руководящий ликвидацией аварии, несет личную ответственность за правильность действий при ликвидации аварии независимо от присутствия лиц из административно-технического персонала, участвующих в ликвидации аварии.

Порядок ликвидации аварий на связях Единой энергетической системы (ЕЭС) России с энергосистемами суверенных государств, а также распределение обязанностей определяются отдельными соглашениями (договорами).

10 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений в строительство ПС «Золоотвал» а так же в КЛ при подключении данной ПС к схеме внешнего электроснабжения. Расчет проводится по методике укрупненных стоимостных показателей с учетом районного коэффициента для дальнего востока и коэффициентом перевода стоимости оборудования на настоящее время.

Определяем стоимость РУВН, НН ПС «Золоотвал»:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (42)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2022 год (равен 4,28)

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3 [9]:

$N_{яч110}$ - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{яч110}$ - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (3 \cdot 7 + 0,085 \cdot 13) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 122,99 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС «Золоотвал»:

$$K_{mp} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (43)$$

где N_{mp} - количество трансформаторов 110 кВ:

K_{mp} - стоимость одного трансформатора 110 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{mp} = 2 \cdot 4,64 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 51,63 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{\text{пост}} = K_{\text{пост}} \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_p \quad (44)$$

где $K_{\text{пост}}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{\text{пост}} = 10,34 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 57,53 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Золоотвал»:

$$K_{\text{нс}} = K_{\text{пу}} + K_{\text{тр}} + K_{\text{пост}} \quad (45)$$

$$K_{\text{нс}} = 122,99 + 51,63 + 57,53 = 232,15 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем капиталовложения на сооружения КЛ (млн.руб),:

$$K_{\text{кл}} = K \cdot L \cdot K_{\text{инф}} \cdot K_p \quad (46)$$

где L - протяженность рассматриваемой КЛ в одно цепном исполнении (км):

K - стоимость сооружения одного километра КЛ в ценах 2000 года :

$$K_{\text{кл}} = 2 \cdot 3 \cdot 5,58 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 184,28 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем суммарные капиталовложения:

$$K = K_{\text{кл}} + K_{\text{нс}} = 184,28 + 232,15 = 416,43 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на амортизацию подстанционного оборудования определяются по формуле:

$$I_{\text{АМ}} = K_{\text{нс}} \cdot \alpha_{\text{ам}} \quad (47)$$

г

д Нормы отчислений на амортизацию определяются:

е

$$\alpha_{\text{ам}} \quad \alpha_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} \quad (48)$$

– нормы отчислений на амортизацию в год;

где T_{cl} - срок службы оборудования (для ПС 20 лет.).

$$I_{AM} = 232,15 \cdot \frac{1}{20} = 11,61 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки на подстанционное оборудование:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{nc} \quad (49)$$

где $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС):

$$I_{ЭКС} = 232,15 \cdot 0,059 = 13,69 \text{ (млн.руб)}$$

Таким образом произведенные расчеты показали что стоимость реализации проекта по введению в эксплуатацию ПС «Золоотвал» и подключения ее к схеме внешнего электроснабжения составляют 416,43 млн. руб при этом издержки на амортизацию основного оборудования подстанции составят 11,61 млн.руб/год, а на его эксплуатацию 13,69 млн.руб/год.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был представлен один из вариантов модернизации релейной защиты и автоматики ВЛ 110 кВ Владивостокская ТЭЦ – Патрокл при подключении дополнительных кабельных линий для питания ПС Золоотвал. Произведен расчет таких задач как определение токов короткого замыкания различного типа, определены основные типы необходимых защит ВЛ, рассчитаны уставки срабатывания защит. Проведен выбор и проверка коммутационного оборудования на подстанции Золоотвал, так же оно проверено по условиям протекания короткого замыкания. В части безопасности и экологичности проведены необходимые расчеты и представлены меры по безопасной эксплуатации электротехнического оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 «Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения»/ Надеин В. Ф., Петухов С.В., Радюшин В.В.– Архангельск: Издательство САФУ, 2015г. –100 с.
- 2 Козлов А.Н., Козлов В.А., Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: учебное пособие / 3-е изд., испр. и доп. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 158с
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 4 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 5 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 6 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 7 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 8 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 9 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 10 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

11 Правила технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики. Энергетика. 2021.

12 Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. для вузов по спец. «Электроснабжение». – 4-е изд., перераб и доп. – М., Высшая школа, 2006, 639 с.

13 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

14 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие./ – Павлодар: Кереку , 2008 – 137 с.

15 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок: Пособие. – 7-е изд., перераб. – М.: ПожКнига, 2010. – 280 с..

16 Данильчук В.П. Автоматика ограничения изменений частоты энергосистем/ Киев, 2014 – 439 с.

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

18 Беркович М.А. Автоматика энергосистем Учебное пособие. / М. А. Беркович. – Москва: Изд – во Энергоатомиздат, 2012. - 130 с.

19 Овчинников В.В. Автоматическое повторное включение Учебное пособие. / В. В. Овчинников. – Москва: Изд – во Энергоатомиздат, 2011. - 150 с.

20 Будаев М.И. Высокочастотные защиты линий 110-220 кВ Учебное пособие. / М. И. Будаев. – Москва: Изд – во Энергоатомиздат, 2011. - 90 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет сопротивлений элементов

Определение сопротивлений системы

Название	Значение (Ом)
Xc1	2,912
Xc2	3,320
Xc3	3,320
Xc4	9,764

Определение сопротивлений трансформаторов

Наименование	Значение (Ом)
XT1	69,43
XT2	11,11
XT3	52,90
XAT1BH	45,13
XAT1CH	1,653
XAT1HH	0,059
XAT2BH	22,747
XAT2CH	0,132
XAT2HH	0,001

Определение сопротивлений генераторов

Наименование	Полная мощность	Значение (Ом)
XГ1	100	0,235
XГ2	100	0,235
XГ3	100	0,235
XГ4	100	0,235
XГ5	120	0,196
XГ6	120	0,196

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет уставок ДЗЛ

Уставки ДЗЛ ПС Золоотвал – ПС Патрокл

Базисный ток, А	1000А
Характеристика торможения	окружность
Ток срабатывания ПО ДЗЛ, о.е.	3,600
Коэффициенты торможения К1	0,500
Коэффициенты торможения К2	0,799
Ток начала торможения IS1, о.е.	5,143
Ток торможения IS2, о.е.	8,094
Предельный тормозной ток $I_{т.отс}$, о.е	15,021
Ток срабатывания ПО дифференциальной токовой отсечки, о.е.	12,017
Ток срабатывания ПО контроля цепей тока, о.е.	0,403

Уставки ДЗЛ Золоотвал – ВТЭЦ-2

Базисный ток, А	1000А
Характеристика торможения	окружность
Ток срабатывания ПО ДЗЛ, о.е.	4,200
Коэффициенты торможения К1	0,5
Коэффициенты торможения К2	0,815
Ток начала торможения IS1, о.е.	6,000
Ток торможения IS2, о.е.	9,720
Предельный тормозной ток $I_{т.отс}$, о.е	19,149
Ток срабатывания ПО дифференциальной токовой отсечки, о.е.	15,139
Ток срабатывания ПО контроля цепей тока, о.е.	0,403