МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА
Рецензент, _____
(должность)
_____ / _____ /
(подпись и печать) (И.О. Фамилия)
« ___ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
_____ / И.М. Кирпичникова /
« ___ » _____ 2020 г.

«Разработка релейной защиты ТЭЦ «ЧМК» на базе МПС-устройств»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА
ЮУрГУ – 13.04.02.2020.244 ПЗ ВКР

Руководитель, доцент, к.т.н.
_____ / К.Е. Горшков /
« ___ » _____ 2020 г.

Автор работы
студент группы П-282
_____ / А.И. Садыков /
« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, доцент
_____ / К.Е. Горшков /
« ___ » _____ 2020 г.

Челябинск 2020

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ / И.М. Кирпичникова /
« ___ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную научную работу магистра

Садыков Артур Исламович
Группа П-282

1. Тема выпускной квалификационной работы «Разработка релейной защиты ТЭЦ «ЧМК» на базе МПС-устройств» утверждена приказом по университету от « __ » _____ 2020 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы « __ » _____ 2020 г.

3. Исходные данные к работе

1) Схема главных электрических соединений ТЭЦ «ЧМК»;
2) Параметры действующего электрооборудования;
3) Нормативно-техническая документация и справочная литература.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке:

1) Анализ установленного действующего электрооборудования на электростанции;
2) Анализ режимов работы электростанции параллельно с сетью;
3) Выбор видов релейной защиты для электрооборудования ТЭЦ;
4) Расчет уставок микропроцессорных устройств релейной защиты;
5) Исследование устойчивости генератора ТГ3 при коротких замыканиях на одной из отходящих линий электропередачи.

5. Перечень графического материала

1) Однолинейная схема электрических соединений при нормальном режиме работы оборудования – 1 л. формата А1;
2) Презентация доклада, выполненная в Microsoft PowerPoint.

6. Консультанты, с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Подпись	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
-	-	-	-
-	-	-	-
-	-	-	-

7. Дата выдачи задания « ___ » _____ 2020 г.

Руководитель работы _____
(подпись)

Задание принял к исполнению _____
(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Изучение электрооборудования станции ТЭЦ «ЧМК»	29.12.2019	
Расчет и анализ режимов сети 110 кВ	20.01.2020	
Выбор видов релейной защиты и автоматики	01.02.2020	
Расчет уставок релейной защиты	05.03.2020	
Исследование устойчивости генератора ТГ3 при внешних КЗ	25.04.2020	
Оформление пояснительной записки	15.05.2020	
Разработка чертежа	20.05.2020	
Разработка презентации к докладу	03.06.2020	

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / К.Е. Горшков /

Студент _____ / А.И. Садыков /

АННОТАЦИЯ

Садыков А.И. – Разработка релейной защиты ТЭЦ «ЧМК» на базе МПС-устройств. – Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-282, 2020 г., стр. 113, илл. 22, табл. 26. Список литературы – 37 наименований. Чертежей – 1 лист формата А1.

В выпускной квалификационной научной работе рассмотрен вопрос разработки релейной защиты для ТЭЦ «ЧМК» на базе микропроцессорных устройств. Для этого первоначально выполнен анализ установленного действующего оборудования, затем рассчитана работа электростанции в режимах максимальных и минимальных нагрузок внешней сети 110 кВ. Выполнен выбор устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) для объектов ТЭЦ, рассчитаны параметры и определены уставки устройств РЗА, проведена оценка чувствительности защит. В завершении работы выполнено исследование влияния трехфазного КЗ на отходящей воздушной линии электропередачи 110 кВ на статическую и динамическую устойчивость одного из генераторов.

Работа оформлена с применением программных средств Microsoft Office, для выполнения расчетом применялись программы «NetWorks», «ТоКо», пакет «MathCAD».

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 8
1 АНАЛИЗ УСТАНОВЛЕННОГО ДЕЙСТВУЮЩЕГО ЭЛЕКТРО-ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ «ЧМК» 9
1.1 Информация о ТЭЦ «ЧМК» 9
1.2 Релейная защита и поколения устройств РЗА на ТЭЦ «ЧМК» 16
2 АНАЛИЗ РЕЖИМА СЕТИ 110 КВ 33
2.1 Основное оборудование на ТЭЦ «ЧМК» 33
2.2 Расчет режима максимальных нагрузок 33
2.3 Расчет режима минимальных нагрузок 37
3 РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТЭЦ 39
3.1 Выбор видов РЗА для объектов ТЭЦ 39
3.1.1 Релейная защита блока генератор–трансформатор 39
3.1.2 Релейная защита трансформатора 40
3.1.3 Релейная защита генератора 42
3.1.4 Релейная защита кабельной линии 44
3.1.5 Релейная защита вводного выключателя 45
3.1.6 Релейная защита секционного выключателя 45
3.1.7 Релейная защита шин 35 кВ 46
3.1.8 Релейная защита обходного выключателя (ОВ) 46
3.2 Выбор фирмы-производителя и типоисполнения УРЗА 47
3.2.1 Выбор типоисполнения устройств РЗА кабельной линии 48
3.2.2 Выбор типоисполнения устройств РЗА блока генератор–трансформатор 51
3.2.3 Выбор типоисполнения устройств РЗА ВВ секции шин 51
3.2.4 Выбор типоисполнения устройств РЗА СВ секции шин 52
3.2.5 Выбор исполнения устройств РЗА трансформаторов напряжения 53
3.2.6 Выбор типоисполнения устройств РЗА трансформатора 54
3.2.7 Выбор устройств РЗА на выключатель 110 кВ 57
3.2.8 Выбор типоисполнения устройств РЗА ВЛ 110 кВ 58

4 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА ТЭЦ «ЧМК» 61
4.1 Расчет токов короткого замыкания 61
4.2 Кабельная линия 61
4.2.1 Токовая отсечка КЛ 63
4.2.2 Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени 63
4.2.3 Выбор выдержки времени МТЗ 64
4.2.4 УРОВ 65
4.3 Секционный выключатель 35 кВ 66
4.3.1 МТЗ секционного выключателя 67
4.3.2 Логическая защита шин НН 69
4.4 Вводные выключатели 35 кВ 70
4.4.1 Максимальная токовая защита 70
4.4.2 Логическая защита шин НН 72
4.4.3 УРОВ 72
4.5 Двухобмоточный трансформатор 73
4.5.1 Дифференциальная защита трансформаторов 74
4.5.2 Максимальная токовая защита силового трансформатора 77
4.5.3 Защита от перегрузки силового трансформатора 80
4.5.4 УРОВ трансформатора 80
4.6 Расчет уставок релейной защиты генератора 81
4.6.1 Защита от повышения напряжения 81
4.6.2 Расчет уставок МТЗ с пуском по напряжению 82
4.6.3 Дифференциальная защита генератора 83
4.7 Воздушная линия 110 кВ 86
4.7.1 Токовая отсечка линии 86
4.7.2 Дистанционная защита линий 87
5 ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРАТОРА ТГ3 ПРИ КЗ НА ОТХОДЯЩЕЙ ЛИНИИ 110 КВ 94
5.1 Модель цепи передачи и ее параметры 94
5.2 Угловая характеристика мощности генератора ТГ3 и оценка его статической устойчивости 97

5.3 Исследование динамической устойчивости при трехфазном КЗ 98
5.3.1 Расчёт нормального режима 101
5.3.2 Расчёт аварийного режима 101
5.3.3 Расчёт послеаварийного режима 104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 109
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 110

ВВЕДЕНИЕ

В современных энергосистемах релейная защита и автоматика играют важную роль и выполняют различные функции, направленные на поддержание работы самого оборудования энергосистемы и защиту оборудования от необычных режимов работы.

Одним из важнейших показателей энергетического сектора страны является состояние электрических сетей. В связи с постоянным увеличением количества потребителей электроэнергии многие участки электрических сетей находятся в перегруженном состоянии, что отрицательно влияет на их надежность и срок службы. Кроме того, современный потребитель стал более требовательным к качеству электроэнергии. Поэтому поиск путей повышения уровня электроэнергии в нашей стране является актуальной проблемой. Линии электропередачи и подстанции, станции необходимо модернизировать, чтобы обеспечить постоянное снабжение энергией современного потребителя.

В рамках темы данной выпускной квалификационной работы произведена разработка релейной защиты на базе микропроцессорных устройств действующей станции ТЭЦ «ЧМК».

1 АНАЛИЗ УСТАНОВЛЕННОГО ДЕЙСТВУЮЩЕГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ «ЧМК»

1.1 Информация о ТЭЦ «ЧМК»

Публичное акционерное общество «Челябинский металлургический комбинат» (ЧМК) – одно из крупнейших в России предприятий полного металлургического цикла по выпуску качественных и высококачественных сталей. «ЧМК» – одно из немногих предприятий страны, которому дано право присваивать продукции собственный индекс – ЧС (Челябинская Сталь). Комбинат также является одним из крупнейших производителей нержавеющей стали в России.

«ЧМК» выпускает широкий сортамент продукции металлургического производства: чушковый чугун, полуфабрикаты стальные для дальнейшего передела, сортовой и листовой металлопрокат из углеродистых, конструкционных, инструментальных и коррозионностойких марок стали, фасонный прокат и рельсовую продукцию.

Атомная энергетика, тяжелое, химическое, энергетическое, автомобильное и сельскохозяйственное машиностроение, подшипниковые и трубопрокатные заводы, строительство, медицинское оборудование и инструмент – вот далеко неполный перечень применения продукции ЧМК.

В качестве основной продукции комбинат производит широкий профильный сортамент металлопроката: от катанки до арматурного проката периодического профиля, от бунтового проката из конструкционной стали до сортового проката для трубопрокатных и машиностроительных заводов, а также сортовую квадратную заготовку. «ЧМК» – основное предприятие «Мечела», выпускающее листовой прокат.

Предприятие имеет сертификат «TUV» соответствия менеджмента качества международному стандарту, сертификат Органа по сертификации арматурной стали Великобритании CARES, лицензию Ростехнадзора РФ на право

производства металлопроката по заказам атомных электростанций, сертификат стандарта «Det Norske Veritas» для производства стальных слитков.

В 2001 году Челябинский металлургический комбинат вошёл в состав группы «Мечел». На предприятии начинается реализация масштабной программы технического перевооружения, которая разработана в соответствии с потребностями рынка и ориентирована на использование инновационных технологий. Комбинат глубоко интегрирован в работу многих предприятий группы и является флагманом металлургического производства холдинга «Мечел».

В марте 2004 завершена модернизация доменной печи № 1. Её рабочий объем увеличен с 1719 до 2030 кубических метров, а производительность — с одного до полутора миллионов тонн чугуна в год. На печи установлена автоматизированная система управления, которая позволила в реальном времени контролировать более 500 рабочих параметров домны.

Проведена реконструкция печи в электросталеплавильном цехе № 2 и реконструкция дуговой сталеплавильной печи в электросталеплавильном цехе № 6 (ЭСПЦ-6). Также в ЭСПЦ-6 проведена модернизация машин непрерывного литья заготовки № 1 и № 2. Существенные преобразования проведены на теплоэлектроцентрали, где вступил в строй новый турбогенератор № 9.

В мае 2004 года в кислородно-конвертерном цехе «ЧМК» вступает в строй машина непрерывного литья заготовок № 3 (МНЛЗ-3) мощностью 1 млн. тонн в год сортовой заготовки сечением 100 мм. Её запуск позволил комбинату существенно снизить затраты по прокатному переделу за счёт снижения себестоимости товарного проката рядовых и углеродистых марок стали, а также значительно повысить качество конечной продукции.

Проведена реконструкция мелкосортного стана 250. Проектом предусмотрено оснащение стана новыми клетями для приема заготовки с МНЛЗ-3 и установкой термоупрочнения арматурного проката.

В 2005 год 20 апреля пущена в эксплуатацию аглофабрика № 2 проектной мощностью 4,5 млн тонн агломерата в год. Пуск новой фабрики

по производству агломерата обеспечил комбинату выход на новый уровень экологической безопасности.

После ввода в эксплуатацию современной аглофабрики № 2 и остановки устаревшей № 1, выбросы в атмосферу снизились в 8–10 раз. Столь глобальные обновления агломерационного производства не велись на металлургических предприятиях России на протяжении последних 30 лет.

В 2006 году вступают в строй ещё две агломашины на аглофабрике № 2. Это стало значительным шагом по пути количественного роста выпуска ценного сырья для домен, снижения себестоимости чугуна и повышения его качества.

20 октября на территории агломерационной фабрики запущен вагоноопрокидыватель № 2. Его работа ускорила процесс выгрузки аглошихты и способствовала ускорению и бесперебойности технологического цикла.

В ноябре состоялся запуск коксовой батареи № 7. На новой коксовой батарее внедрен ряд мероприятий, решающих не только задачи повышения экологической безопасности, но и способствующих достижению международных стандартов качества продукции.

19 декабря введена в эксплуатацию машина непрерывного литья заготовки № 4 (МНЛЗ-4) производственной мощностью более 1 млн тонн в год сортовой заготовки сечением квадрата 100 мм, 180 мм и круга 150 мм. Реализация этого проекта направлена на повышение эффективности «ЧМК» за счет снижения расхода стали, ферросплавов и электроэнергии на тонну заготовки, а также значительно повысила качество конечной продукции.

Одновременно с проектом по строительству и вводу в эксплуатацию МНЛЗ-4 на комбинате проведена реконструкция стана 300–2 в составе прокатного цеха № 1 с увеличением производственной мощности до 500 тысяч тонн проката в год. В ходе реконструкции стана ведена в эксплуатацию дополнительная линия, которая позволила расширить сортамент выпускаемой продукции и повысить технический уровень производства.

2008 года 13 февраля запущен новый блок разделения воздуха КААр-32 в кислородно-компрессорном производстве предприятия. С вводом в эксплуатацию этого агрегата полностью удовлетворены потребности комбината в таких видах энергоресурсов как кислород, азот и аргон.

В 2009 году после капитального ремонта второго разряда введена в эксплуатацию доменная печь № 4. Введена в эксплуатацию реконструированная коксовая батарея № 4, остановленная в связи с мировым финансовым кризисом. Группа «Мечел» стала первой российской компанией, которая начала возобновлять работу коксовых батарей в кризисный период.

Запущен агрегат «ковш-печь» № 3 кислородно-конвертерного цеха, который позволяет дополнительно обрабатывать 1 млн тонн металла в год. Новый агрегат спроектирован двухпозиционным и рассчитан на обработку стали в двух ковшах.

В июле 2010 года введен в эксплуатацию комплекс по производству качественных и нержавеющих сталей ЭСПЦ-6. Вступившее в строй новое оборудование включает в себя агрегат «ковш-печь» (АКП) для внепечной обработки стали, камерный вакууматор для дегазации жидкого металла и слябовую машину непрерывного литья заготовок № 2.

В декабре начались работы по монтажу основного технологического оборудования помольно-смесительного комплекса (входит в компанию «Мечел-Материалы»), производственная мощность которого составляет 1,6 млн тонн шлакопортландцемента в год. Основным сырьем станет доменный шлак Челябинского металлургического комбината, что позволит сделать безотходным производство чугуна на предприятии.

В декабре 2011 года начала свою работу первая очередь комплекса универсального рельсобалочного стана — машина непрерывного литья заготовок № 5 с агрегатами внепечной обработки стали. МНЛЗ-5 годовой производительностью 1,2 млн. тонн предназначена для обеспечения универсального рельсобалочного стана непрерывно литой заготовкой высшего качества.

В июле 2013 года введен в эксплуатацию универсальный рельсобалочный стан (УРБС). УРБС — первое в России комплексное универсальное производство высококачественного фасонного проката и рельсов длиной от 12,5 до 100 метров. Комплекс УРБС включает в себя все необходимые технологические операции и использует последние мировые разработки в области прокатки, закалки, правки, отделки и контроля качества проката.

Мощность УРБС составляет до 1,1 млн тонн готовой продукции в год. Объем инвестиций составил около 715 млн. долларов США. Рельсы, произведенные на УРБС, планируется поставлять ОАО «РЖД» в рамках реализации «Стратегии развития железнодорожного транспорта в России до 2030 года», одобренной Правительством РФ и предполагающей модернизацию и строительство новых железных дорог по всей территории страны.

В 2014 году «ЧМК» начал сертификационные испытания 100-метровых рельсов, произведенных на универсальном рельсобалочном стане, для поставок РЖД.

В 2015 году «ЧМК» освоил производство новой продукции – горячекатаного проката из жаропрочного сплава для высокотехнологичных отраслей промышленности – предприятий оборонно-промышленного комплекса, авиационно-космической, машиностроительной и химической отраслей.

В июне «ЧМК» получил сертификат соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза на рельсы длиной до 100 метров. Сертификация позволила комбинату начать поставки продукции в адрес ОАО «Российские железные дороги».

В августе предприятие получило одобрение Роспатента на регистрацию товарного знака-слогана «Челябинская сталь». Товарный знак создан на основе клейма-аббревиатуры «ЧС» («Челябинская Сталь»), право нанесения которого на металлопрокат высшего качества было предоставлено «ЧМК» в 1970 году Министерством черной металлургии.

Октябрь ознаменован отгрузкой на «ЗиО-Подольск» (входит в машиностроительный дивизион Росатома – Атомэнергомаш) первой партии нового

вида проката для атомного ледокола нового поколения. Освоение новой технологии производства на «ЧМК» позволило исключить закупку аналогичной импортной продукции.

В октябре «ЧМК» отмечен дипломом «Росатома» как добросовестный поставщик атомной отрасли.

В феврале 2016года в электросталеплавильном цехе №6 «ЧМК» (ныне электросталеплавильное отделение) произведена миллионная тонна нержавеющей стали.

В марте 2017 года рельсобалочный стан «ЧМК» признан лучшим проектом по импортозамещению по версии Российского союза промышленников и предпринимателей.

В апреле экспертный совет Фонда развития промышленности Минпромторга РФ принял решение о выделении займа на реализацию проекта «ЧМК» по производству рельсов, балки и другого фасонного проката, ориентированных на экспорт. В августе «ЧМК» получил сертификаты соответствия требованиям европейского стандарта TSI на два вида рельсов. Сертификация является одним из обязательных условий для поставок рельсовой продукции в страны Европейского союза.

В июле на предприятии отлит сверхкрупный слиток массой 50 тонн. Новая технология производства крупнотоннажных слитков из специальных марок стали позволила ЧМК выйти на новый сегмент рынка сверхгабаритной продукции, которую способны производить единичные предприятия в мире.

В сентябре специалисты «ЧМК» запустили в работу участок сварной балки. Организация нового производства позволила комбинату расширить линейку строительного сортамента и стать единственным в России предприятием, выпускающим и горячекатаную, и сварную балку из металла собственного производства.

2018 года в марте подписано трехстороннее соглашение о реализации экологической программы на предприятиях Группы «Мечел» в Челябинске между Федеральной службой по надзору в сфере природопользования, Прави-

тельством Челябинской области и ПАО «Мечел». В апреле предприятие отметило 75 лет со дня выплавки первой стали.

В августе на «ЧМК» стартовал уникальный для Челябинска проект – добровольный независимый экологический аудит. К обследованию предприятий Группы «Мечел» в Челябинске приступили эксперты НИИ охраны атмосферного воздуха («НИИ Атмосфера»). Произведено 2 млн тонн проката с момента запуска рельсобалочного стана.

В сентябре комбинат получил сертификат на производство железнодорожных рельсов типа Р65 для магистралей со скоростью движения до 250 км/ч, а в ноябре за освоение данной технологии предприятие было удостоено серебряной медали на международной промышленной выставке «Металл-Экспо'2018».

В декабре «ЧМК» получил два важных международных сертификата: соответствия международному стандарту системы менеджмента безопасности труда и охраны здоровья – OHSAS 18 001: 2007 и соответствия международному стандарту системы экологического менеджмента – ISO 14 001: 2015.

В феврале 2019 года ЧМК выступил генеральным партнером областного форума «Экоинжиниринг 1.0», на котором рассматривались самые актуальные в Челябинской области экологические вопросы и пути их решения. В декабре предприятие поучаствовало в организации второго подобного форума – «Экоинжиниринг 2.0».

В мае сотрудники ЧМК вместе с экологами фонда «Моя планета» поучаствовали в восстановлении лесов вокруг Челябинска и высадили более 100 тысяч молодых сосен в Сосновском районе области. Посаженные деревья способны перерабатывать 159 тонн углекислого газа в год.

В июле независимые эксперты НИИ «Атмосфера» подвели итоги добровольного экологического аудита предприятий Группы «Мечел» в Челябинске. Инструментальные замеры показали отсутствие превышений предельно допустимых концентраций маркерных для предприятий «Мечела» загрязняющих

веществ в городском воздухе. Рекомендации экологов были учтены при составлении экологической программы, рассчитанной до 2024 года.

В преддверии Дня металлурга Группа «Мечел», Минприроды РФ, Росприроднадзор и правительство Челябинской области подписали четырехстороннее соглашение о сотрудничестве в области экологии. В рамках соглашения Группа «Мечел» реализует на ЧМК и других предприятиях челябинской промышленной площадки программу, направленную на улучшение экологии региона. Инвестиции составят около 10 млрд. рублей, при этом выбросы загрязняющих веществ снизятся на 14,2 тыс. тонн в год.

В июле открыт сквер на шоссе Металлургов, благоустроенный благодаря «ЧМК». На универсальном рельсобалочном стане выпущена 2,5-миллионная тонна проката с момента запуска.

«ЧМК» в сотрудничестве с заводом «Уральская кузница» получил золотую медаль лауреата международной выставки «Металл-Экспо» за совместный проект – освоение производства валков из крупнотоннажных слитков для горячей прокатки.

«ЧМК» в 2019 году приступил к реализации сразу двух крупных проектов модернизации основного производства: капитальному ремонту домны и замене конвертера. Доменная печь №4 в ходе ремонта была полностью перестроена, кожух и основное оборудование заменены на новые. Конвертер меняется на более современный, большего объема. На обоих агрегатах предусмотрены обновленные системы газоочистки.

1.2 Релейная защита и поколения устройств РЗА на ТЭЦ «ЧМК»

Релейная защита (РЗ) – часть электрической автоматики, предназначенная для выявления и автоматического отключения поврежденного электрооборудования.

Кроме того, некоторые устройства РЗ предназначены для выявления не повреждений, а ненормальных режимов работы электрооборудования (например, защита от перегрузки трансформатора).

В некоторых случаях, не требующих быстрого автоматического отключения поврежденного оборудования, устройства РЗ могут действовать не на отключение, а на сигнал (например, защита от замыканий на землю в сетях с изолированной нейтралью).

Основные требования, предъявляемые к устройствам релейной защиты.

1. Чувствительность устройства РЗ – способность устройства РЗ реагировать на возникновение КЗ или ненормального режима работы оборудования. Устройство РЗ должно срабатывать:

— при всех видах повреждений защищаемого оборудования, при которых данное устройство РЗ предназначено работать;

— при повреждении в любой точке защищаемого оборудования;

— во всех режимах работы защищаемого оборудования и энергосистемы.

Например, МТЗ ВЛ 35 кВ должна срабатывать:

— при трехфазных и при двухфазных КЗ на защищаемой ВЛ;

— при КЗ на всей длине ВЛ от начала до конца, ток при КЗ в конце ВЛ может быть намного меньше, чем ток при КЗ в начале ВЛ.

При работе энергосистемы, как в максимальном, так и в минимальном режиме. В минимальном режиме работы энергосистемы часть оборудования энергосистемы отключена, что приводит к увеличению эквивалентного сопротивления энергосистемы и к уменьшению тока КЗ.

То есть, МТЗ должна чувствовать двухфазное КЗ в конце защищаемой ВЛ при работе энергосистемы в минимальном режиме.

Чувствительность устройства РЗ оценивается коэффициентом чувствительности, показывающим, во сколько раз минимальный ток КЗ больше тока срабатывания защиты:

$$К_ч = I_{К.МИН}/I_{СЗ}.$$

2. Быстродействие.

Длительное существование режима КЗ может привести к следующим отрицательным последствиям:

— нарушение устойчивости работы энергосистемы;

— увеличение объема повреждения оборудования;

— повреждение другого оборудования, по которому проходят токи КЗ;

— нарушение работы потребителей.

Поэтому устройства РЗ должны выявлять и отключать поврежденное оборудование как можно быстрее. Самые быстрые современные устройства РЗ имеют времена срабатывания около 20 мс, самые медленные около 9 сек.

Обычно КЗ в сетях 6-35 кВ отключаются релейной защитой с выдержками времени несколько секунд (МТЗ).

В сетях 110-220 кВ времена отключения КЗ в большинстве случаев не превышают одной секунды.

В сетях 500 кВ, как правило, все КЗ любого вида в любой точке сети отключаются со всех сторон без выдержки времени.

3. Надежность устройства РЗ – способность устройства выполнять заданные функции при заданных условиях эксплуатации. Правильные срабатывания электромеханических устройств РЗ составляют около 99,5% от всех случаев срабатываний. Электронных устройств РЗ - около (40-80) %.

В принципе, электронные устройства должны быть на порядок надежнее электромеханических. Низкая надежность современных электронных устройств РЗ объясняется низким уровнем их разработки, изготовления и эксплуатации. Поэтому следует ожидать в дальнейшем повышения процента правильности работы электронных устройств РЗ. Надежность микропроцессорных устройств РЗ теоретически должна быть очень высокой, практически - неизвестно, нет достаточного опыта эксплуатации.

4. Помехоустойчивость. В принципе низкая помехоустойчивость электронных устройств РЗ - явление временное и в перспективе этот недостаток электронных устройств РЗ должен быть устранен. Помехоустойчивость микропроцессорных устройств РЗ теоретически должна быть высокой, практически - неизвестно, нет достаточного опыта эксплуатации.

5. Селективность - избирательность. При повреждении одного из элементов энергосистемы ток КЗ проходит по многим неповрежденным элементам. Устройства РЗ должны выбрать и отключить именно поврежденное оборудование, обеспечив тем самым нормальную работу остальной части энергосистемы.

По способу обеспечения селективности все защиты разделяются на два вида:

— защиты с абсолютной селективностью;

— защиты с относительной селективностью.

Защиты с абсолютной селективностью по принципу своего действия работают только при повреждении защищаемого элемента. При повреждении соседних элементов такие защиты принципиально не работают.

Защиты с относительной селективностью по принципу своего действия могут срабатывать при повреждениях, как защищаемого элемента, так и соседних элементов.

Для обеспечения селективности защиты с относительной селективностью, как правило, выполняются с выдержкой времени, что является их недостатком. А защиты с абсолютной селективностью, как правило, выполняются без выдержки времени, что является их достоинством.

Зато защиты с относительной селективностью могут использоваться для обеспечения дальнего резервирования, а защиты с абсолютной селективностью – нет.

Функциональность электронных устройств РЗ выше, чем электромеханических, в комплектных электронных устройствах РЗ имеются дополнительные функции, которых нет в электромеханических устройствах РЗ (функциональный самоконтроль, тестовый контроль, дополнительные измерительные органы и пр.). Функциональность микропроцессорных устройств РЗ намного выше, чем электромеханических и электронных вместе взятых, микропроцессорные устройства РЗ кроме функций РЗ могут выполнять достаточно много дополнительных функций.

Трудозатраты на техническое обслуживание электромеханических и электронных устройств РЗ достаточно велики, трудозатраты на техническое обслуживание микропроцессорных устройств неизвестны, нет достаточного опыта эксплуатации.

На сегодняшний день стоимость электромеханических устройств РЗ заметно меньше стоимости электронных устройств РЗ, а микропроцессорные устройства РЗ стоят заметно больше электронных. Хотя в принципе должно быть наоборот (и со временем так и будет): электромеханические устройства должны быть самыми дорогими, электронные – дешевле, а микропроцессорные – самыми дешевыми.

Массогабаритные показатели электромеханических и электронных устройств примерно одинаковы, а микропроцессорных - существенно меньше.

Все микропроцессорные устройства РЗ имеют возможность подключения к локальной компьютерной сети и обеспечивают выдачу в сеть всей имеющейся в них информации, в том числе и текущих значений всех электрических величин.

В среднем по России устройства РЗ работают исправно примерно в 99,5% случаев и только около 0,5% случаев работы устройств РЗ – неправильные, связанны с дефектом устройства.

Классификация неправильных случаев работы устройств РЗ:

— излишнее срабатывание защиты - когда через защиту протекал ток КЗ, но защита не должна была сработать. Например, при КЗ на одной ВЛ правильно сработала защита данной ВЛ и отключила поврежденную ВЛ, но одновременно с этим (или раньше) излишне сработала защита на другой ВЛ и отключила ее;

— ложное срабатывание защиты - когда защита сработала при отсутствии тока КЗ, например, в нормальном режиме;

— отказ в срабатывании защиты - когда при КЗ на защищаемом элементе защита должна была сработать, но не сработала.

Излишнее и ложное срабатывания устройств РЗ в некоторой степени исправляются устройствами АПВ (излишне или ложно отключенная ВЛ через несколько секунд включается от устройства АПВ), а отказ в срабатывании защиты приводит к тяжелым последствиям: развитие аварии, увеличение объема повреждений. Поэтому основное внимание обращается на предотвращение именно отказов устройств РЗ, а не излишних и ложных срабатываний.

Для предотвращения отказов устройств РЗ применяются следующие технические мероприятия:

6. Ближнее резервирование защит

При ближнем резервировании защит для защиты одного элемента применяется не одно устройство РЗ, а два устройства РЗ: основная защита и резервная защита.

Основной защитой называется защита, имеющая минимальное время срабатывания. Резервной называется защита, имеющая большее время срабатывания.

Для обеспечения полноценного ближнего резервирования защит необходимо выполнение следующих условий:

- и основная и резервная защиты должны защищать оборудование от всех видов КЗ во всех точках во всех режимах работы энергосистемы. Например, МТЗ и токовая отсечка не обеспечивают ближнего резервирования, так как токовая отсечка не защищает всю линию;
- основная и резервная защиты должны иметь разные принципы действия, чтобы исключить возможность одновременного отказа обеих защит по одной и той же причине;
- основная и резервная защиты должны питаться от разных автоматов (предохранителей) оперативного тока (рис.1);
- основная и резервная защиты должны быть включены на разные ТТ (рис.2);

— основная и резервная защиты должны быть включены на разные ТН. Это условие в России не выполняется почти никогда, так как на СШ обычно имеется только один ТН, к которому подключаются все устройства РЗ (основные и резервные), ПА, измерений, учета и пр. (рис.3);

— основная и резервная защиты должны действовать на разные электромагниты отключения выключателя. Это условие в России до последнего времени практически никогда не выполнялось, так как все выключатели 110 кВ и выше имели только по одному электромагниту отключения. И только в начале 21 века в России появились выключатели отечественного и зарубежного производства с двумя электромагнитами отключения.

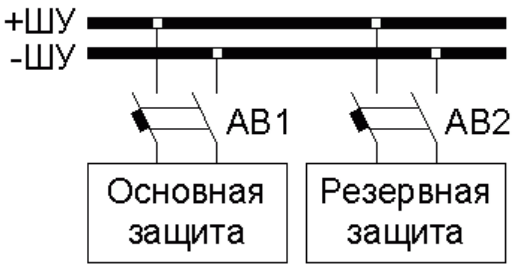

Рисунок 1 – Цепи оперативного тока основной и резервной защиты

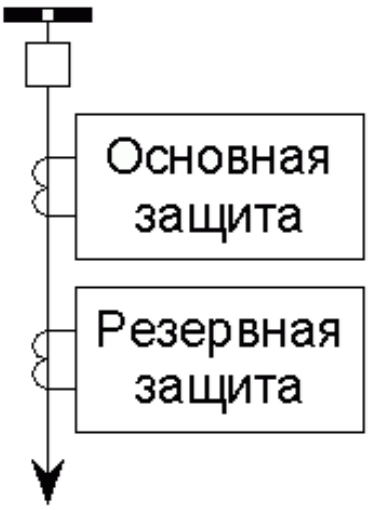

Рисунок 2 – Цепи переменного тока основной и резервной защиты

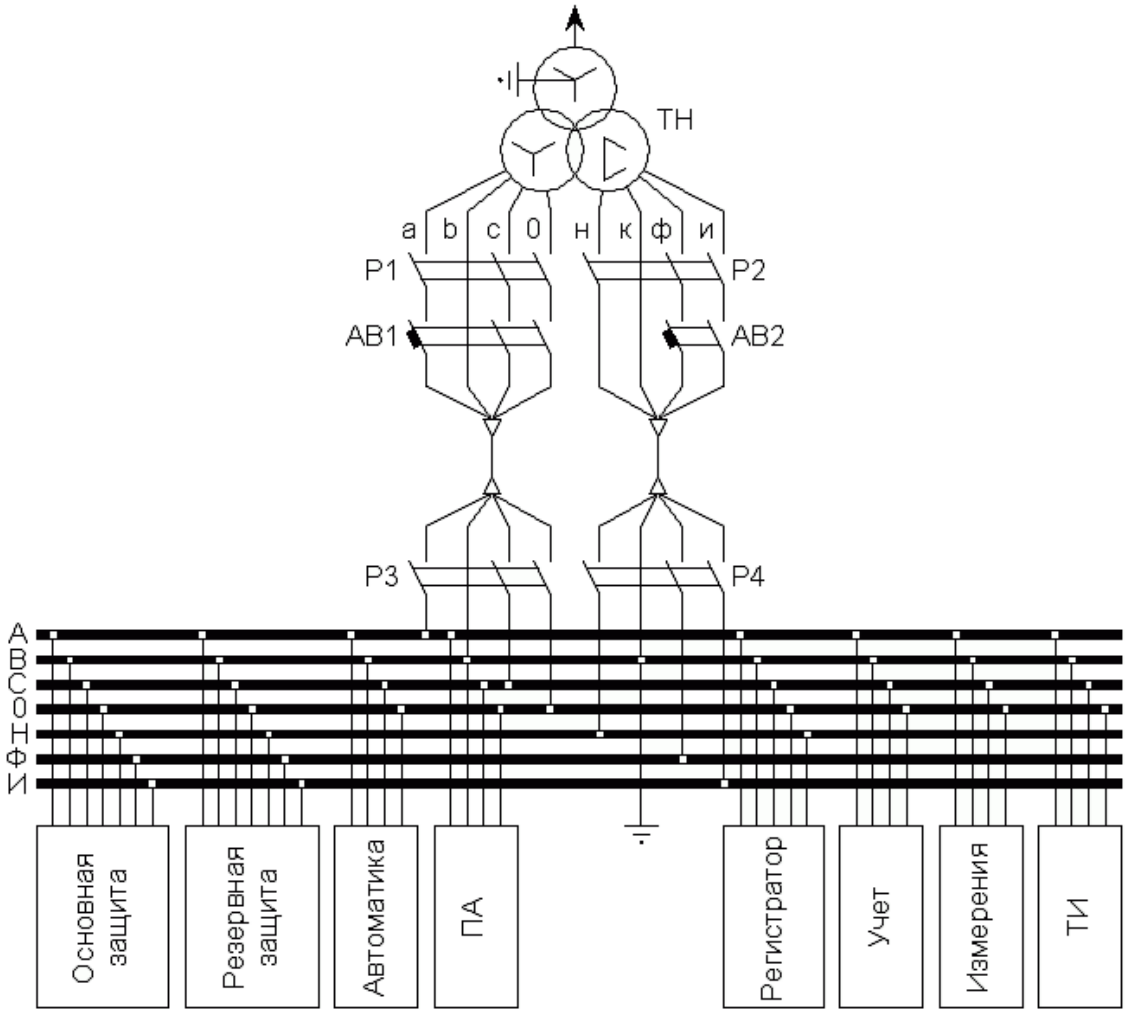

Рисунок 3 – Упрощенная схема организации цепей переменного напряжения

Недостатки ближнего резервирования защит:

— требуются дополнительные затраты на установку резервных защит;

— ближнее резервирование может оказаться неэффективным, например, при потере оперативного тока или при отсутствии сжатого воздуха для воздушных выключателей.

7. Дальнее резервирование защит

При дальнем резервировании защит устройство РЗ, предназначенное для защиты одного элемента, является резервной защитой для другого элемента.

Дальнее резервирование плохо тем, что при отказе защиты на одном элементе энергосистемы происходит погашение всей ПС. Но зато, во-первых, не требуется дополнительных затрат, так как для дальнего резервирования ис-

пользуются существующие защиты, а во-вторых, дальнее резервирование обеспечивает отключение повреждения даже при полной неработоспособности выключателей и защит на подстанции, к которой подключено поврежденное оборудование.

В сетях 6-35 кВ требование надежности устройств РЗ не является определяющим, ближнее резервирование защит практически не применяется.

В сетях 110-220 кВ требования к надежности устройств РЗА более высокие. Примерно на половине ВЛ 110-220 кВ выполнено ближнее резервирование защит, а на половине – нет.

В сетях 500 кВ требование надежности устройств РЗ является очень важным, так как отказ одного устройства РЗ может привести к разделению ЕЭС России на отдельные несинхронно работающие части. Поэтому, в сетях 500 кВ ближнее резервирование защит применяется всегда, то есть, на каждой ВЛ 500 кВ обязательно устанавливается не менее 2 независимых защит, резервирующих друг друга.

Все устройства РЗ можно разделить на несколько поколений (табл. 1) в зависимости от элементной базы, т.е. от типов, применяемых реле и от принципов их действия. Следующая классификация устройств РЗ, во-первых, достаточно условна, как и любая другая классификация, и во-вторых, нигде в мире не используется, то есть, является самодельной.

Таблица 1 – Поколения устройств РЗ

Поколение	1	2	3	4	5
Элементная база	Электромеханические реле	Электромеханические реле	Транзисторы	ИМС	МП
Реле тока	ЭТ-521 - ЭТ-523	РТ-40	-	РСТ-11, РСТ-13	-
Реле напряжения	ЭН-520	РН-53, РН-54	-	РСН-14 -	-

				РСН-17	
Реле времени	-	РВ-100, РВ-200	-	РВ-01, РСВ-14	-
Реле мощности	ИМБ-170, ИМБ-270	РБМ-170, РБМ-270	-	РМ-11, РМ-12	-
Дифференциальные защиты трансформаторов	РНТ-562, ДЗТ-1	РНТ-565, ДЗТ-11	ДЗТ-21	РСТ-15	SPAD-346C
Основные защиты ВЛ 110-220 кВ	ДФЗ-2	ДФЗ-201	ДФЗ-П	ПДЭ-2802	ШЭ2607 031, ШЭ2607 032, ШЭ2607 081
Резервные защиты ВЛ 110-220 кВ	ПЗ-156 - ПЗ-159	ЭПЗ-1636	ПЗ-201	ШДЭ-2801, ШДЭ-2802	ШЭ2607 011, ШЭ2607 012, ШЭ2607 016, ШЭ2607 021, REL-511, 7SA522
Основные защиты ВЛ 500 кВ	ДФЗ-401, ДФЗ-501	ДФЗ-503, ДФЗ-504	-	ПДЭ-2003	ШЭ2710 581, ШЭ271

					0 582
Резервные защиты ВЛ 500 кВ	ДЗ-400, ДЗ-501, ДЗ-502	ДЗ-503	-	ПДЭ-2001, ПДЭ-2002	ШЭ2710 521, REL-521
АПВ ВЛ 500 кВ	АПВ-501, АПВ-502	АПВ-503	-	ПДЭ-2004	ШЭ2710 511, ШЭ2710 521, ШЭ2710 582

Первое и второе поколения устройств РЗ выполнялись на основе электромеханических реле:

— электромагнитных,

— индукционных,

— магнитоэлектрических.

Реле первого поколения имели различные недостатки:

— сложную механическую конструкцию,

— сложную регулировку,

— плохие контакты и пр., которые были устранены в реле второго поколения.

Например, электромагнитные токовые реле первого поколения типа ЭТ-520 имели вибрацию контактов при больших токах КЗ. В электромагнитных реле тока второго поколения типа РТ-40, пришедших им на смену, этот недостаток был устранен.

К первому поколению можно отнести панели дистанционных защит ВЛ 110-220 кВ типа ПЗ-150, в которых применялись сложные в регулировке индукционные реле сопротивления. В панели защиты ВЛ 110-220 кВ второго поколения типа ЭПЗ-1636 применяются реле сопротивления, выполненные на

принципе сравнения величин с помощью нульиндикатора. Эти реле имеют свои недостатки, но все-таки они гораздо легче в эксплуатации, чем индукционные.

В энергосистеме Челябинской области основная масса устройств РЗ относится ко второму поколению, но еще имеются в эксплуатации и устройства первого поколения.

К третьему поколению можно отнести устройства РЗ, выполненные на простых полупроводниковых приборах: диодах, стабилитронах, транзисторах.

Например, вместо панели ЭПЗ-1636 выпускалась панель ПЗ-201. Но устройства РЗ на транзисторах оказались неконкурентоспособными, не имеющими существенных преимуществ перед электромеханическими устройствами. Поэтому широкого распространения они не получили.

Например, от защиты ДФЗ-П остались только упоминания в литературе, в то время, как защита ДФЗ-201 до сих пор выпускается и широко применяется для защиты ВЛ 110-220 кВ.

Панели ПЗ-201 в энергосистеме Челябинской области были установлены всего две:

— ВЛ 220 кВ ТГРЭС-ЮУГРЭС. На ЮУГРЭС панель ПЗ-201 заменена на шкаф ШДЭ-2801 в 2004 году,

— ТГРЭС - заменена на панель ЭПЗ-1636 в 2005 году.

В виде исключения - широко применяется реле ДЗТ-21, выполненное на транзисторах и имеющее хорошие параметры.

Четвертое поколение устройств РЗ выполняется на базе электронных устройств с применением интегральных микросхем (ИМС). К четвертому поколению можно отнести:

Отдельные электронные реле и блоки защиты.

Например:

— вместо РТ-40 - РСТ-11, РСТ-13.

— вместо РВ-(112-144) - РВ-01, РСВ-14.

— вместо РН-53, РН-54 - РСН-(14-17).

Комплектные электронные устройства РЗ:

— шкафы,

— панели.

Например:

— ШДЭ-2801, ШДЭ-2802 - вместо ЭПЗ-1636.

— ПДЭ-2802 - вместо ДФЗ-201.

Устройства РЗ на ИМС имеют некоторые параметры намного лучшие, чем электромеханические.

Например, реле тока РСТ-11, РСТ-13 имеют намного лучшую сейсмостойкость, чем реле РТ-40. Реле времени РВ-01 имеют лучшую стабильность выдержек времени, чем РВ-100, РВ-200.

Защиты ШДЭ-2801, ШДЭ-2802, ПДЭ-2802 имеют меньшую потребляемую мощность от ТТ и ТН, большую чувствительность, большее быстродействие, функциональный самоконтроль и тестовый контроль исправности защиты.

В энергосистеме Челябинской области устройства РЗ четвертого поколения имеются пока в ограниченном количестве.

Пятое поколение - микропроцессорные (МП) устройства РЗ. Микропроцессор - электронное устройство, работа которого определяется не схемой, а программой. Сравнение поколений устройств РЗ представлены в таблице 2.

МП устройства РЗ в энергосистеме Челябинской области имеются в незначительном количестве, но многие фирмы их выпускают и готовы нам продавать. Наиболее известны и перспективны четыре фирмы:

— совместное предприятие шведской фирмы АВВ и ЧЭАЗ – АВВ-Автоматизация. Выпускает устройства РЗ для сетей 6-750 кВ. Вся идеология, конструкция, программа - все фирмы АВВ, наша только сборка;

— Санкт-Петербургская фирма Механотроника. Выпускает устройства РЗ для сетей 6-35 кВ. И разработка, и изготовление, и идеология - все наше. Импортные только комплектующие;

— научно-производственное предприятие «Экра». Организовано на основе 4 отдела ВНИИР, который (отдел) занимался в СССР разработкой устройств РЗ для электроэнергетики. Выпускает устройства РЗ для генераторов, трансформаторов и линий 110-500 кВ;

— «Сименс». Выпускает устройства РЗА, не соответствующие российской идеологии РЗА и не адаптирующиеся к нашим требованиям и условиям.

МП устройства имеют очень большие возможности, которые определяются, в основном, программой работы МП устройства. Например, микропроцессорное устройство управления выключателем и защиты ВЛ 110-220 кВ ШЭ2607 011 производства НПП «Экра» имеет следующие функции:

— Трехступенчатая ДЗ.

— Четырехступенчатая ЗЗ.

— Токовая отсечка.

— Управление выключателем.

— АПВ.

— УРОВ.

— Аварийный осциллограф.

— Регистратор событий.

— Определение места повреждения (ОМП).

— Автоматический самоконтроль.

Микропроцессорные шкафы защиты оборудования 110-220 кВ серии ШЭ2607 производства НПП «Экра»:

— ШЭ2607 011, ШЭ2607 012 - защита ВЛ 110-220 кВ и управление линейным выключателем (011 - с трехфазным приводом, 012 - с пофазным приводом): трехступенчатая ДЗ, четырехступенчатая ЗЗ, МФТО, автоматика управления выключателем, УРОВ, АПВ.

— ШЭ2607 021 - защита ВЛ 110-220 кВ: трехступенчатая ДЗ, четырехступенчатая ЗЗ, МФТО, УРОВ, АРПТ.

— ШЭ2607 031 - направленная высокочастотная защита ВЛ 110-220 кВ, аналог ПДЭ-2802.

— ШЭ2607 032 - направленная высокочастотная защита ВЛ 110-220 кВ, аналог ЭПЗ-1643.

— ШЭ2607 041 - защита трехобмоточного трансформатора с высшим напряжением 220 кВ.

— ШЭ2607 042043 - защита АТ с высшим напряжением 220 кВ.

— ШЭ2607 044 - защита ТСН.

— ШЭ2607 081 - дифференциально-фазная высокочастотная защита ВЛ 110-220 кВ, аналог ДФЗ-201.

К примеру, в 2002 году начата полная реконструкция ПС 500/110 кВ Златоуст (ПС принадлежит ЧПМЭС, средства на реконструкцию выделены РАО ЕЭС России). На ВЛ 110 кВ устанавливаются следующие устройства РЗА производства НПП «Экра»:

— ШЭ2607 011 - управление выключателем и резервные защиты ВЛ.

— ШЭ2607 021 - резервные защиты ВЛ.

— ШЭ2607 031 - направленная ВЧ защита ВЛ.

Таблица 2 – Сравнение устройств РЗ разных поколений

Сравниваемый параметр	Электромеханические устройства	Электронные устройства	Микропроцессорные устройства
Надежность	+	-	?
Помехоустойчивость	+	-	?
Параметры измерительных органов	-	+	+
Функциональность	-	+	++
Трудозатраты на техническое обслуживание	-	-	?
Стоимость	+	-	--

Массогабаритные показатели	-	-	+

Сейчас техника релейной защиты переживает переход от электромеханических устройств второго поколения и электронных устройств четвертого поколения к микропроцессорным устройствам пятого поколения.

Электронным устройствам четвертого поколения не повезло, не успели они появиться и полностью сменить электромеханические устройства второго поколения, как уже появились микропроцессорные устройства пятого поколения.

К примеру, на береговой насосной ЧТЭЦ-1 при реконструкции в 2000 году установлены 22 микропроцессорных устройства РЗ в КРУ 10 и 6 кВ:

— на 2 вводах на секции 10 кВ - 2 устройства SPAC-801.03.

— на 2 СВ 10 кВ - 2 устройства SPAC-801.02.

— на 2 ТН 10 кВ - 2 устройства SPAU-331C1.

— на 2 трансформаторах 10/6 кВ - 2 устройства SPAD-346C и 2 устройства SPAC-801.01.

— на 2 вводах на секции 6 кВ - 2 устройства SPAC-801.03.

— на 2 СВ 6 кВ - 2 устройства SPAC-801.02.

— на 2 ТН 6 кВ - 2 устройства SPAU-331C1.

— на 4 двигателях 6 кВ - 4 устройства SPAC-802.01.

— на 2 ТСН 6/0,4 кВ - 2 устройства SPAC-801.01.

На ТЭЦ «ЧМК» в 2000 году установлен новый генератор №8 12 МВт с двумя дублирующими друг друга микропроцессорными устройствами РЗ генератора типа БЭ-1111 производства НПП «Экра», каждое из которых выполняет функции всех защит генератора от всех видов повреждений и ненормальных режимов.

Блок защиты генератора типа БЭ-1111 предназначен для защиты любых генераторов, гидрогенераторов и турбогенераторов, мощностью от 1 до 800 МВт, работающих на ГРУ и в блоке генератор-трансформатор. Блок может

выполнять функции любых защит генератора, набор защит для конкретного генератора определяется при заказе блока БЭ-1111.

На генераторе №8 ТЭЦ ЧМК выполнено ближнее резервирование защит генератора, каждый блок БЭ-1111 полностью защищает генератор от всех видов повреждений во всех режимах. Но при этом нарушен один из принципов ближнего резервирования защит, основная и резервная защита должны быть выполнены на разных принципах, чтобы они не могли одновременно отказать по одной и той же причине. В данном случае обе защиты абсолютно одинаковы. В результате при неисправности в цепях постоянного оперативного тока (оперативный персонал отключил аккумуляторную батарею, оставив питание устройств РЗА только от ВАЗП) одновременно сгорели блоки питания обоих блоков БЭ-1111, и генератор остался без всяких защит.

2 АНАЛИЗ РЕЖИМА СЕТИ 110 КВ

2.1 Основное оборудование на ТЭЦ «ЧМК»

На ОРУ 110 кВ ТЭЦ «ЧМК» установлены:

— турбогенератор ТФП мощностью 40 МВт;

— трансформатор ТРДН мощностью 63 МВА;

— два трансформатора ТДТН мощностью 40 МВА;

Так же, от ОРУ 110 кВ отходят линии:

— Ново-Металлургическая;

— Две линии ГПП – 3.

На ОРУ 35 кВ ТЭЦ «ЧМК» установлены:

— два турбогенератора ТФ мощностью 60 МВт;

— два трансформатора ТДТНГ мощность 75 МВА;

— трансформатор ТМ мощность 5,6 МВА;

— трансформатор ТНДНС мощность 32 МВА;

Так же, от ОРУ 35кВ отходят линии:

— фидер 61 ГПП – 1;

— фидер 62 ПС – 160;

— фидер 63 ГПП – 7;

— фидер 64 «Баландино»;

— фидер 65 ГПП – 4;

— фидер 66 ГПП – 1;

— фидер 67 ГПП – 7;

— фидер 69 ПС – 160;

2.2 Расчет режима максимальных нагрузок

Задача расчёта режима заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и её потребители. Для определения состояния электрической сети рассмотрим режим

максимальных нагрузок, когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии.

Расчёт режимов произведём в программе NetWorks.

Полученные в результате расчёта в программе NetWorks данные о загрузке линий представлены в таблице 3.

В таблице 4 представлены данные о напряжениях в узлах сети и их отклонениях от номинального.

Таблица 3 – Данные о загрузке линий в режиме максимальных нагрузок

Линия		Марка провода	$P + jQ$, МВА	Ток в линии, А	Допустимый ток, А
ОРУ 110кВ	ПС Ново-мет.	АС-240/32	4,27+j25,01	133,7	605
ОРУ 110кВ	ПС Плавильная	2хАС-150/24	-73,28-j27,08	411,92	450
ПС Ново-мет.	ПС Плавильная	АС-240/32	26,94+j43,22	267,9	605

В режиме максимальных нагрузок значения токов во всех ветвях сети не превышают значения допустимых длительных токов.

Таблица 4 – Данные о напряжениях в узлах сети

Узел	Напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС Новометаллургическая (базисный)	110	110	–
ПС Плавильная	109,26	110	-0,67
ТЭЦ ЧМК ОРУ 110кВ	109,53	110	-0,42
ТЭЦ ЧМК ОРУ 35кВ	36,27	35	3,62
С/Н	5,72	6	-4,66
ГРУ – 1	6,39	6	6,5
ГРУ – 2	6,39	6	6,5
КРУ – 1	5,67	6	-5,5

Напряжения в узлах сети находятся в пределах предельно допустимых значений: отклонения не превышают 10%. Наибольшее отклонение 6,5% наблюдается на ГРУ – 1 и ГРУ – 2.

Все данные о загруженности трансформаторов сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Сведения о загруженности трансформаторов

Объект	Мощность в рабочем режиме, МВА	Число трансформаторов	Номинальная мощность трансформатора, МВА	Нагрузка трансформатора в максимальном режиме, %
Трансформатор Т – 1	29,15	1	40	73
Трансформатор Т – 2	29,15	1	40	73
Трансформатор ТГ – 7	70,59	1	75	94
Трансформатор ТГ – 6	70,59	1	75	94

Карта режима максимальных нагрузок представлена на рисунке 4.

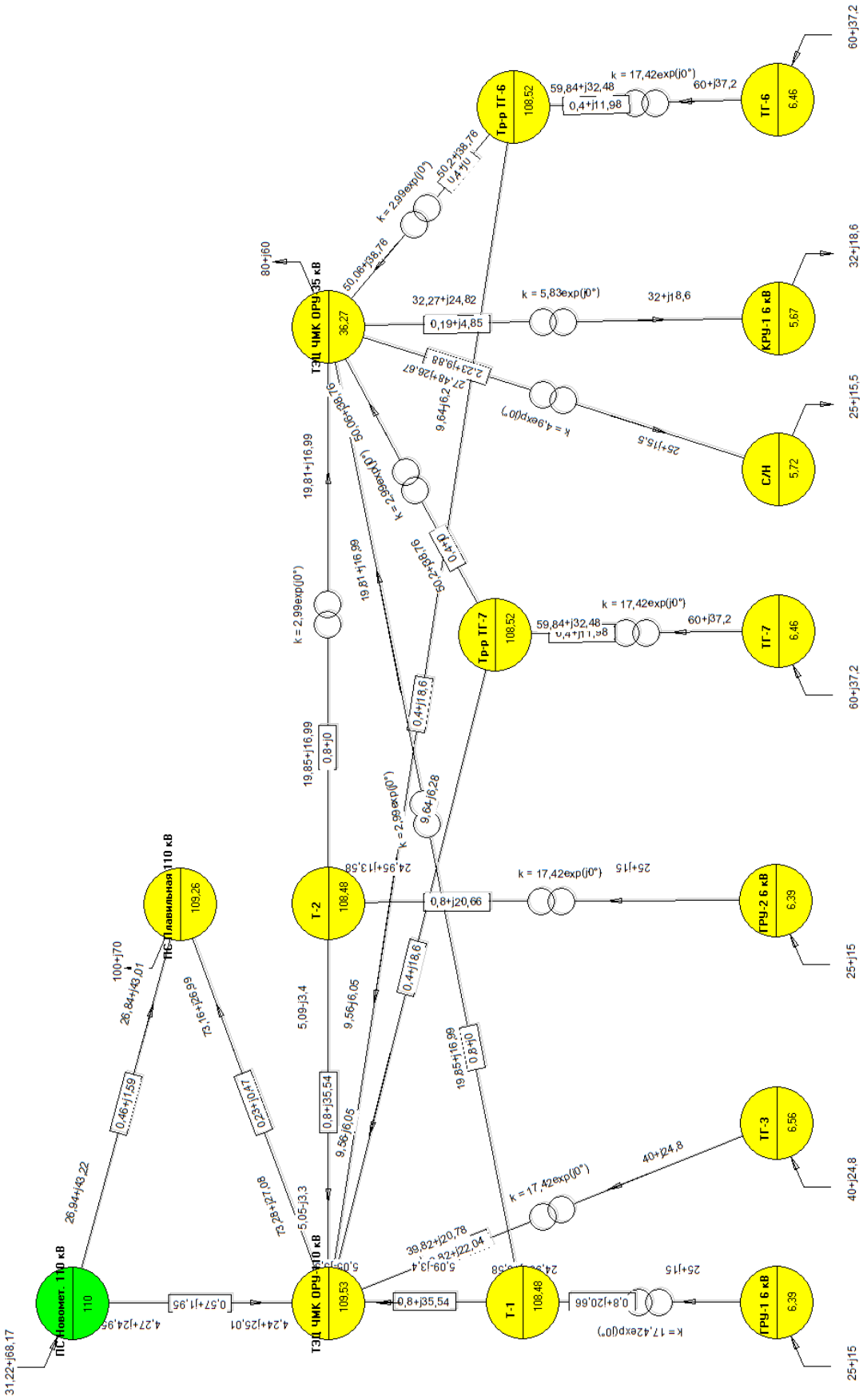

Рисунок 4 – Карта режима максимальных нагрузок

2.3 Расчет режима минимальных нагрузок

В таблице 6 представлены данные о напряжениях в узлах сети и их отклонениях от номинального.

Таблица 6 – Данные о напряжениях в узлах сети

Узел	Напряжение, кВ	Номинальное напряжение, кВ	Отклонение напряжения, %
ПС Ново-металлургическая (базисный)	110	110	–
ПС Плавильная	109,61	110	-0,35
ТЭЦ ЧМК ОРУ 110кВ	109,9	110	-0,09
ТЭЦ ЧМК ОРУ 35кВ	36,76	35	5,02
С/Н	5,87	6	-2,16
ГРУ – 1	6,47	6	7,8
ГРУ – 2	6,47	6	7,8
КРУ – 1	5,89	6	-1,8

В режиме минимальных нагрузок напряжения в узлах сети находятся в пределах предельно допустимых значений: отклонения не превышают 10%. Наибольшее отклонение 7,8% наблюдается на ГРУ – 1 и ГРУ – 2. Карта режима минимальных нагрузок представлена на рисунке 5.

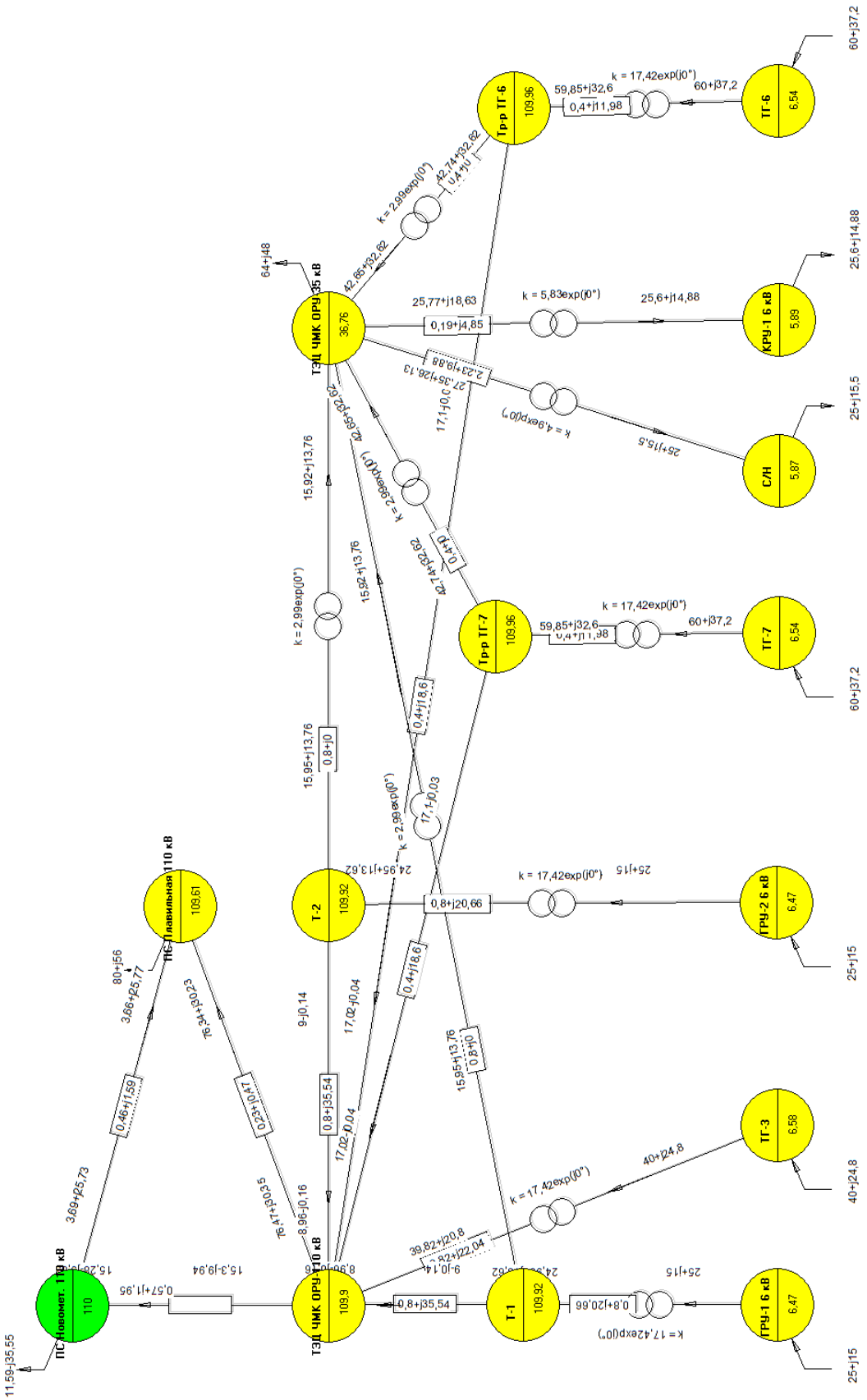

Рисунок 5 – Карта режима минимальных нагрузок

3 РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТЭЦ

3.1 Выбор видов РЗА для объектов ТЭЦ

При выполнении расчетов будем руководствоваться методическими указаниями ПУЭ [1].

3.1.1 Релейная защита блока генератор–трансформатор

Для блоков генератор–трансформатор с генераторами мощностью более 10 МВт должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- замыканий на землю на стороне генераторного напряжения;
- многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;
- замыканий между витками одной фазы в обмотке статора турбогенератора;
- многофазных замыканий в обмотках и на выводах трансформатора;
- однофазных замыканий на землю в обмотке трансформатора и на ее выводах, присоединенных к сети с большими токами замыкания на землю;
- замыканий между витками в обмотках трансформатора;
- внешних КЗ;
- перегрузки генератора токами обратной последовательности (для блоков с генераторами мощностью более 30 МВт);
- симметричной перегрузки обмотки статора генератора и обмоток трансформатора;
- понижения уровня масла в баке трансформатора;

3.1.2 Релейная защита трансформатора

В соответствии с пунктом 3.2.51 [1] для трансформаторов выполняются защиты от:

— междуфазных КЗ в обмотках и на выводах;

— однофазных КЗ в обмотке и на выводах 110 кВ;

— витковых замыканий в обмотках;

— токов в обмотках от внешних КЗ;

— токов в обмотках от перегрузки;

— понижения уровня масла.

В соответствии с пунктом 3.2.53 [1] для масляных трансформаторов от повреждений внутри кожуха, сопровождаемых выделением газа от междуфазных, однофазных КЗ, витковых замыканий, снижения уровня масла для масляных трансформаторов устанавливается газовая защита с действием на сигнал при слабом газообразовании и уменьшении уровня масла, при увеличении газообразования и понижении уровня масла – на отключение.

Для защиты устройства РПН с разрывом дуги в масле устанавливается отдельное газовое реле и реле давления.

Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, устанавливается отдельное газовое реле.

Для защиты от внутренних повреждений и повреждений на выводах по пункту 3.2.54 [1] устанавливается продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени.

По пункту 3.2.55 [1] в зону действия дифференциальной защиты включены соединения трансформатора со сборными шинами.

В соответствии с пунктом 3.2.59 [1] для защиты от токов внешнего междуфазного КЗ устанавливается МТЗ с пуском по напряжению (для увеличения чувствительности).

В соответствии с пунктом 3.2.61 [1] от внешних КЗ МТЗ устанавливается на двухобмоточных понижающих трансформаторах на стороне ВН.

В соответствии с пунктом 3.2.69 [1] для защиты от перегрузки выполняется МТЗ (защита от перегрузки) с действием на сигнал.

Для трансформаторов с РПН устанавливается устройство автоматического регулирования коэффициента трансформации, пункт 3.3.61 [1].

В соответствии с пунктом 3.2.18 [1] для резервирования отказа выключателей на стороне 110 кВ устанавливается УРОВ.

В соответствии с пунктом 9.7 [7] на трансформаторах 110 кВ должно:

— один комплект дифференциальной токовой защиты;

— газовая защита;

— защита устройства РПН с использованием струйных реле;

— резервные защиты на сторонах ВН и НН;

— автоматика регулирования РПН;

— защита от перегрузки.

Согласно пункту 9.7.2 [7] струйное реле должно действовать через устройства дифференциальной защиты и резервной защиты стороны ВН.

Резервная защита на стороне ВН выполняется в виде ступенчатой токовой защиты от междуфазных КЗ с пуском по напряжению.

На каждом выключателе 110 кВ по пункту 9.11.1 [7] выполняется УРОВ с пуском от защит присоединений.

УРОВ реализуется двухступенчатым действием:

— 1 ступень: без выдержки времени и без контроля тока на отключение выключателя;

— 2 ступень: с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.

Таблица 7 – Принятые к установке виды РЗА трансформатора

Вид РЗА	Примечание
ДЗТ	ОТ повреждений внутри бака и на выводах, частичной защиты от витковых замыканий

продолжение таблицы 7

Газовая защита	От повреждений внутри бака и понижения уровня масла; две ступени: первая на сигнал и вторая на отключение
Защита устройства РПН	Струйное реле и реле давления
Резервная защита ВН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Резервная защита НН	МТЗ с пуском по напряжению 3-х фазная, 3-х релейная с независимой выдержкой времени
Защита от перегрузки	От токов, обусловленных перегрузкой, с независимой выдержкой времени с действием на сигнал. Устанавливается на стороне ВН
Автоматика регулирования РПН	Автоматический регулятор коэффициента трансформации силового трансформатора
Автоматика управления выключателем	-
УРОВ	Выключателя стороны ВН

3.1.3 Релейная защита генератора

В соответствии с пунктом 3.2.34 [1] для турбогенераторов выше 1 кВ мощностью более 1 МВт, работающих непосредственно на сборные шины генераторного напряжения, должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и нарушений нормального режима работы:

— многофазных замыканий в обмотке статора генератора и на его выводах;

— однофазных замыканий на землю в обмотке статора;

— двойных замыканий на землю, одно из которых возникло в обмотке статора, а второе - во внешней сети;

— внешних КЗ;

— перегрузки токами обратной последовательности (для генераторов мощностью более 30 МВт);

Для защиты от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора выше 1 кВ мощностью более 1 МВт согласно пункту 3.2.36 [1] предусматривается продольная дифференциальная токовая защита.

Если ток ОЗЗ 5 А и более, то по пункту 3.2.36 [1], для защиты генератора выше 1 кВ от ОЗЗ предусматривается токовая защита от ОЗЗ и при емкостных токах менее 5 А.

Для защиты от ДЗЗ предусматривается токовая защита от ДЗЗ, присоединяемая к ТТНП, пункт3.2.39 [1].

Защита генератора от токов перегрузки выполняется в виде МТЗ, действующей на сигнал с выдержкой времени.

Таблица 8 – Принятые к установке виды РЗА турбогенератора

Вид РЗА	Примечание
Дифференциальная защита	Дифференциальная токовая защита, выполняемая 3-х фазной, 3-х релейной (схема полная звезда)
Токовая защита от ОЗЗ	ПО тока подключен к ТТНП
Токовая защита от ДЗЗ	ПО тока подключен к ТТНП
МТЗ с пуском по напряжению	ОТ внешних КЗ
Защита от перегрузки	На сигнал с выдержкой времени
УРОВ	На отключение рабочего и резервного вводов

3.1.4 Релейная защита кабельной линии

Согласно пункту 3.2.91 [1] для кабельных линий 3–10 кВ предусматриваются устройства релейной защиты от многофазных КЗ и однофазных замыканий на землю.

Современные УРЗА выполняются трёх релейными и имеют три и более ступеней токовой защиты, для защиты от КЗ применим трёхступенчатую токовую защиту:

— токовая отсечка (ТО);

— токовая отсечка с выдержкой времени (ТОВВ);

— максимальная токовая защита (МТЗ).

Для уменьшения времени отключения КЗ в начале линии, установим МТЗ с зависимой выдержкой времени.

Для защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) согласно пункту 3.2.96 [1] применяется:

— селективная защита с действием на сигнал;

— селективная защита с действием на отключение, при необходимости по требованиям безопасности;

— устройства контроля изоляции (УКИ), поиск поврежденного присоединения выполняется специальным устройством.

Таблица 9 – Принятые к установке виды РЗА кабельной линии

Вид РЗА	Примечание
Трехступенчатая токовая защита (двухфазная трехрелейная):	
ТО	Без выдержки времени
ТОВВ	Выдержка времени равна ступени селективности
МТЗ	С зависимой выдержкой времени

продолжение таблицы 9

Защита от ОЗЗ:	
Направленная защита от ОЗЗ	С действием на сигнал
Защита от дуговых замыканий	-
УРОВ	-

3.1.5 Релейная защита вводного выключателя

В соответствии с пунктом 9.14.1 [2] на вводных выключателях выполняется:

— МТЗ с комбинированным пуском по напряжению;

— ЗДЗ;

— защита минимального напряжения (ЗМН);

— УРОВ.

Таблица 10 – Принятые к установке виды РЗА вводного выключателя

Вид РЗА	Примечание
МТЗ с пуском по напряжению	От КЗ на вводе секций
ЗМН	От потери питания
ЗДЗ	На отключение со стороны ВН трансформатора
УРОВ	С контролем тока ввода

3.1.6 Релейная защита секционного выключателя

В соответствии с пунктом 9.14.2 [7] на секционных выключателях выполняется:

— МТЗ;

— АВР;

— ЗДЗ;

— УРОВ.

Таблица 11 – Принятые к установке виды РЗА секционного выключателя

Вид РЗА	Примечание
МТЗ	От КЗ; по схеме неполная звезда
АВР	От потери питания
ЗДЗ	С контролем тока вводов
УРОВ	На отключение ВВ

3.1.7 Релейная защита шин 35 кВ

В соответствии с пунктом 9.14.3 [2] на каждой секции шин должна быть предусмотрена:

— дуговая защита шин;

— логическая защита шин;

— сигнализация замыканий на землю;

— ДЗШ.

3.1.8 Релейная защита обходного выключателя (ОВ)

Исходя из пункта 9.12.1 [2] на ОВ должен быть предусмотрен комплект ступенчатых защит (дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности) и АПВ для переводимых на ОВ присоединений, аналогичный комплекту, используемому в нормальном режиме эксплуатации присоединения, а также УРОВ ОВ.

3.1.9 Релейная защита шин 110 кВ

Пункт ПУЭ 3.2.119 [1] для сборных шин 110 кВ и выше электростанций и подстанций отдельные устройства релейной защиты должны быть предусмотрены:

— ДЗШ.

3.1.8 Релейная защита воздушной линии 110 кВ

По пункту 3.2.106. [1] для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю.

По пункту 3.2.111 [1] 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.

Для линий 110-220 кВ рекомендуется осуществлять основную защиту с использованием высокочастотной блокировки дистанционной и токовой направленной нулевой последовательности защит, когда это целесообразно по условиям чувствительности (например, на линиях с ответвлениями) или упрощения защиты. Согласно пункту 3.2.98.

Для линий в сетях 20 и 35 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной зашиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от однофазных замыканий на землю следует выполнять, как правило, с действием на сигнал. Для осуществления защиты допускается использовать устройство контроля изоляции.

3.2 Выбор фирмы-производителя и типоисполнения УРЗА

При выборе производителей устройств РЗА приоритет отдается компаниям, обладающими производственными мощностями на территории России, имеющим опыт работы в электроэнергетике и положительные отзывы энерго-

компаний. Выбираемое оборудование РЗА и прилагаемое программное обеспечение должно быть аттестовано для использования на объектах электросетевого комплекса.

Сравним три производителя устройств РЗА – ОАО НПП «ЭКРА», Schneider Electric (ШЭ), ЗАО «Радиус автоматика» и по следующим критериям:

— аттестация «ФСК ЕЭС»;

— наличие справочной и технической документации;

— наличие всех требуемых функций УРЗА объектов НН и ВН ПС;

— наличие типовых схем

стоимость терминалов, выполняющих аналогичные функции (возьмем к примеру терминал защиты электродвигателя) [16].

Таблица 12 – Сравнение трёх фирм-производителей УРЗА

Фирма	Документация	Функции	Схемы	Аттестация «ФСК ЕЭС»	Стоимость терминала, руб.
ЭКРА	+	+	+	+	200 650,00
ШЭ	+	+	+	+	845 356,00
РАДИУС	+	+	+	+	459 840,00

В результате сравнения, в качестве изготовителя устройств РЗА выбираем ОАО НПП «ЭКРА».

3.2.1 Выбор типоисполнения устройств РЗА кабельной линии

ООО НПП «ЭКРА» предлагает МП устройства РЗА присоединений на базе терминалов серии БЭ2502. Для линий поставляются терминалы типа БЭ2502А01.

Перечислим функции РЗА терминала БЭ2502А01 для КЛ:

— трехступенчатая МТЗ от междуфазных повреждений;

— защита от ОЗЗ (направленная);

— УРОВ;

— ЗДЗ;

— двукратное АПВ выключателя;

— АУВ;

— АЧР с ЧАПВ;

— ИО минимального напряжения пуска МТЗ по напряжению;

— ИО направления мощности нулевой последовательности;

— ИО направления мощности МТЗ;

— ИО напряжения обратной последовательности;

— ЗНР;

— ЗМН.

Из списка видно, что функций терминала БЭ2502А01 достаточно для реализации РЗА кабельной линии, имеются все требуемые виды защит для КЛ, приведенные ранее в таблице 9.

Для терминала БЭ2502А01 доступно 12 типоисполнений, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Так как защита ОЗЗ селективная направленная, следовательно, необходимы аналоговые входы по напряжению. Выбираем типоисполнение БЭ2502А0103-27Е2 УХЛ3.1.

Для терминала доступно 3 блока дискретных входов, в каждом по 12 входов и 8 выходов. Фирма ООО НПП «ЭКРА» предоставляет терминалы с фиксированными функциями входов/выходов. Проанализировав их назначение, можно сделать вывод, что достаточно использовать 2 блока, т.е. 24 каналов входа/16 выходов (таблица 13).

Устройство РЗА должно обеспечить местное/дистанционное управление выключателем КЛ.

Таблица 13 – Конфигурация дискретных входов и выходов терминала БЭ2502А01 фирмы ООО НПП «ЭКРА»

Входы			Выходы		
X2	Назначение	Применение	X5	Назначение	Применение
1	Привод не готов	Используется	1	Отключение 1	Используется
2	Автомат ШП	Используется	3	Отключение 2	Используется
3	Сигнализация ЗДЗ	Используется	5	Включение 1	Используется
4	Сброс	Используется	7	Пуск УРОВ	Используется
6	Внешнее отключение	Не используется	11	Аварийное от-ключение	Используется
7	Блокировка АПВ	Не используется	16	Пуск МТЗ	Используется
8	РКО	Используется	X6		
9	РКВ	Используется	9	Контр. выход	Используется
11	АЧР	Используется	11	Вызов	Используется
13	Отключение от ЗДЗ	Используется	15	Неисправный терминал	Используется
15	РПО	Используется		-	-
17	РПВ	Используется		-	-
X3				-	-
1	Внешняя сигнализация	Не используется		-	-
2	Блокировка управления	Используется		-	-
3	ГЗ – откл	Не используется		-	-
4	ГЗ – сигнал	Не используется		-	-
				-	-

продолжение таблицы 13

6	Отключение по ТУ	Не используется			
7	Включение по ТУ	Не используется			
9	Разрешение ЧАПВ	Используется			
11	Контроль тока ЗДЗ	Используется			
13	ЧАПВ	Используется			
15	Внешнее УРОВ				
17	Автомат ТН	Используется			

ОАО «ФСК ЕЭС» допускает к применению в сетях с номинальным напряжением 10 кВ терминалы защиты, автоматики, управления и сигнализации серии БЭ2502 производства ООО НПП «ЭКРА».

3.2.2 Выбор типоисполнения устройств РЗА блока генератор–трансформатор

ООО НПП «ЭКРА» предлагает МП устройства РЗА на базе терминала серии ШЭ1110М. Ранее в пункте (3.1.1) диплома были выбраны защиты для блока генератор–трансформатор, из списка видно, что функций терминала ШЭ1110М достаточно для реализации РЗА генератора, имеются все требуемые виды защит.

3.2.3 Выбор типоисполнения устройств РЗА ВВ секции шин

ООО НПП «ЭКРА» предлагает МП устройства РЗА присоединений 6-35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ввода поставляются терминалы типа БЭ2502А03.

Указанный терминал выполняет все необходимые функции РЗА для ввода:

— МТЗ;

— ЗДЗ;

— ЛЗШ;

— ЗНР;

— ЗМН;

— УРОВ;

— АПВ;

— АУВ;

— АВР.

Из списка видно, что функций терминала БЭ2502А0701 достаточно для реализации РЗА ввода, имеются все требуемые виды защит, приведенные ранее в таблице 10.

3.2.4 Выбор типоисполнения устройств РЗА СВ секции шин

ООО НПП «ЭКРА» предлагает МП устройства РЗА присоединений 6-35кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для СВ поставляются терминалы типа БЭ2502А0201.

Терминалы типа БЭ2502А0201 осуществляют следующие функции защит и автоматики:

— трехступенчатую МТЗ;

— ЗДЗ;

— ЛЗШ;

— УРОВ;

— АУВ;

— АВР;

— ЗНР.

Из списка видно, что функций терминала БЭ2502А0201 достаточно для реализации РЗА СВ, имеются все требуемые виды защит, приведенные ранее в таблице 11.

Для терминала БЭ2502А0201 доступны четыре типоисполнения, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоисполнение БЭ2502А0201-2702 УХЛ3.1. Терминал подключается по аналоговым цепям только к ТТ, оснащен 24 дискретными входами и 16 выходами.

3.2.5 Выбор исполнения устройств РЗА трансформаторов напряжения

Несмотря на то, что все необходимые напряжения терминалы отдельных присоединений измеряют сами, в ячейке ТН устанавливается устройство контроля изоляции (измерение напряжения 3U0) и устройство контроля частоты для реализации АЧР, ЧАПВ. Для уменьшения стоимости системы РЗА, терминалы отдельных присоединений выполняются чисто токовыми, все необходимые защиты по напряжению будут выполнять терминалы ячеек ТН.

Фирма предлагает МП устройства РЗА присоединений 6-35кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ячейки ТН поставляются терминалы типа БЭ2502А0402.

Терминал оснащен такими функциями, как:

— трехступенчатая ЗМН;

— ЗПН;

— защита от ОЗЗ;

— АВР;

— контроль исправности ТН;

— АЧР.

Для терминала БЭ2502А0402 доступны два типоисполнения, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоисполнение БЭ2502А0402- 00Е2 УХЛ 3.1.

Также ООО НПП «ЭКРА» выпускает отдельный терминал АЧР серии БЭ2502А1102. Для данного терминала доступны четыре типоисполнения, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Поскольку в моем варианте защита ОЗЗ селективная направленная, то необходимы аналоговые входы по напряжению. Выбираем типоисполнение БЭ2502А1102-27Е2 УХЛ3.1.

3.2.6 Выбор типоисполнения устройств РЗА трансформатора

Шкаф РЗА трансформатора ШЭ2607 предназначен для защиты трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой (РПН).

Шкаф типа ШЭ2607 155 предназначен для трехобмоточного трансформатора.

Первый комплект, который реализует функции основных и резервных защит трансформатора и содержит:

- дифференциальную токовую защиту Т (ДЗТ) от всех видов КЗ внутри бака;
- токовую защиту нулевой последовательности стороны высшего напряжения ВН (ТЗНП);
- максимальную токовую защиту стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН);
- максимальную токовую защиту стороны низшего напряжения (НН) с пуском по напряжению (МТЗ НН);
- реле минимального напряжения стороны НН1 реагирующее на понижение междуфазного напряжения для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН;
- реле максимального напряжения стороны НН реагирующее на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ НН;
- защиту от перегрузки (ЗП);

— реле тока для блокировки РПН при перегрузке;

— токовые реле для пуска автоматики охлаждения;

— реле минимального напряжения стороны НН реагирующее на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН;

— УРОВ выключателя ВН;

— прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ), газовой защиты РПН трансформатора (ГЗ РПН), датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

Релейная часть 1 комплекта выполнена на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2704 041 и электромеханических реле.

Второй комплект реализует функции:

— автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах;

— ручное регулирование напряжения;

— блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН;

— блокировку РПН от внешних сигналов;

— блокировку РПН при перегрузках трансформатора;

— блокировку РПН при превышении 3U0 (или U2);

— блокировку РПН при пониженном измеряемом напряжении;

— коррекцию уровня регулируемого напряжения по току нагрузки (встречное регулирование);

— одновременный контроль двух секций шин;

— оперативное переключение регулирования с одной секции шин на другую;

— оперативное изменение уставки по напряжению поддержания с выбранного заранее на другое значение;

— формирование импульсных или непрерывных команд управления электроприводом РПН.

Второй комплект выполнен на базе микропроцессорного терминала типа БЭ2502А0501.

В таблице 14 приведены требуемые функции комплекта основных защит трансформатора 220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [20].

Таблица 14 – Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ2607 155

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
ДЗ	Присутствует
Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует
Логика отключения выключателей и пуска УРОВ	Присутствует
Свободно – программируемая логика	Фирма гарантирует, что в течение суток исправит логику на ту, которая нужна
Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функции РЗА	Присутствует
Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует
МТЗ с контролем напряжения НН	Присутствует
Логика отключения от газовой защиты	Присутствует
Контроль вторичных цепей напряжения	Присутствует
Логика отключения от газовой защиты РПН	Присутствует
Логика запрета АПВ выключателей	Присутствует

Для шкафа ШЭ2607 155 доступны четыре типоисполнения, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток транс-

форматоров тока 1 А и 5 А. Выбираем типоисполнение ШЭ2607 155-27Е2. На сторону 6-10 кВ был выбран терминал БЭ2502А0301-2702 УХЛ3.1.

3.2.7 Выбор устройств РЗА на выключатель 110 кВ

Для АУВ каждого из двух выключателей ВН выбираем шкаф ШЭ 2607 019. Он выполнен на базе терминала БЭ2704 V019 и содержит один комплект, реализующий функции ЗНФР и ЗНФ, АУВ, АПВ и УРОВ.

Функция АУВ содержит следующие устройства и защиты:

— устройство АПВ;

— защиты от не переключения фаз (ЗНФ) и неполнофазного режима;

— узел включения выключателя;

— узел отключения выключателя;

— узел фиксации положения выключателя;

— узел фиксации несоответствия;

— защиту электромагнитов (ЭМ) управления от длительного протекания тока;

— узел контроля исправности цепей ЭМ управления.

Для шкафа ШЭ 2607 019 доступны четыре типоисполнения, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоисполнение ШЭ2607 019-27Е2УХЛ4.

В таблице 15 приведены требуемые функции комплекта защит АУВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [20].

Таблица 15 - Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 019

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
АПВ	Присутствует
Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует

продолжение таблицы 15

Автоматика управления выключателем	Присутствует
Контроль напряжения (наличие/отсутствие на ЛЭП, шинах), синхронизма, улавливание синхронизма	Присутствует
Контроль включенного/отключенного положения выключателя	Присутствует
Контроль состояния готовности выключателя	Присутствует
Оперативная блокировка разъединителей	-
Контроль цепей отключения	Присутствует

3.2.8 Выбор типоисполнения устройств РЗА ВЛ 110 кВ

Согласно ОАО «ФСК ЕЭС» в состав защит терминала основной защиты кроме ДФЗ, должен входить и комплект резервных защит линии: ДЗ и ТНЗНП. Для ВЛ с двумя выключателями, ЭКРА выпускает шкафы типа ШЭ2607 091.

Внутри шкафа установлен терминал типа БЭ2704V091, реализующий функции:

— ДЗЛ;

— комплекта ступенчатых защит;

— устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ);

— токовой отсечки (ТО).

ДЗЛ содержит три независимых дифференциальных реле тока (фазы А, фазы В, фазы С) с торможением.

В комплект ступенчатых защит входят:

— трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных и одна ступень от однофазных КЗ на землю с блокировкой при качаниях (БК);

— четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) с реле направления мощности нулевой последовательности (РНМНП);

— автоматика разгрузки при перегрузке по току (АРПТ).

Шкаф имеет два независимых канала связи, которые позволяют реализовать их полное дублирование или дифференциальную защиту трехконцевой линии.

В качестве резервной защиты ВЛ выбирается шкаф ШЭ2607 021. Шкаф типа ШЭ2607 021 содержит один комплект, содержащий:

— трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ);

— четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП);

— трехфазная токовая отсечка (ТО);

— АРПТ;

— УРОВ;

— ЗНФР (только в схеме для двух выключателей на присоединение).

Для шкафа ШЭ 2607 091 доступны четыре типоисполнения, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоисполнение ШЭ2607 091- 27Е2 УХЛ4.

Для шкафа ШЭ 2607 021 доступны четыре типоисполнения, на номинальное напряжение ОТ 110 и 220 В и вторичный номинальный ток трансформаторов тока 1 А и 5 А. Выбираем типоисполнение ШЭ2607 021- 27Е2.

В таблице 16 приведены требуемые функции комплекта ДЗЛ ЛЭП 110-220 кВ ОАО «ФСК ЕЭС» из каталога [20].

Таблица 16 – Требуемые функции основных защит и присутствие их в шкафу ШЭ 2607 021.

Требуемые функции	Их присутствие в шкафу
Продольная ДЗ	Присутствует

продолжение таблицы 16

Осциллографирование	Присутствует
Регистрация событий	Присутствует
Логика блокировки функции продольной ДЗ при неисправности канала связи	Присутствует
Свободно – программируемая логика	Фирма гарантирует, что в течение суток исправит логику на ту, которая нужна
Отображение на ИЧМ измеренных и вычисленных электрических величин для функции РЗА	Присутствует
Логика отключения выключателя и пуска УРОВ	Присутствует

4 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ РЗА ТЭЦ «ЧМК»

4.1 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания (ТКЗ) для нужд РЗА производится в соответствии с [5] и [6]. Для расчета ТКЗ воспользуемся программой «ТоКо» разработанной на кафедре ЭССиСЭ ЮУрГУ.

Для расчетов РЗА необходимо знать минимально-возможные значения ТКЗ и максимально возможные значения ТКЗ на шинах (секциях) станции. Максимальные ТКЗ используются для определения параметров РЗА, минимальные ТКЗ для расчета коэффициентов чувствительности. Расчетная схема представлена на рисунке 6.

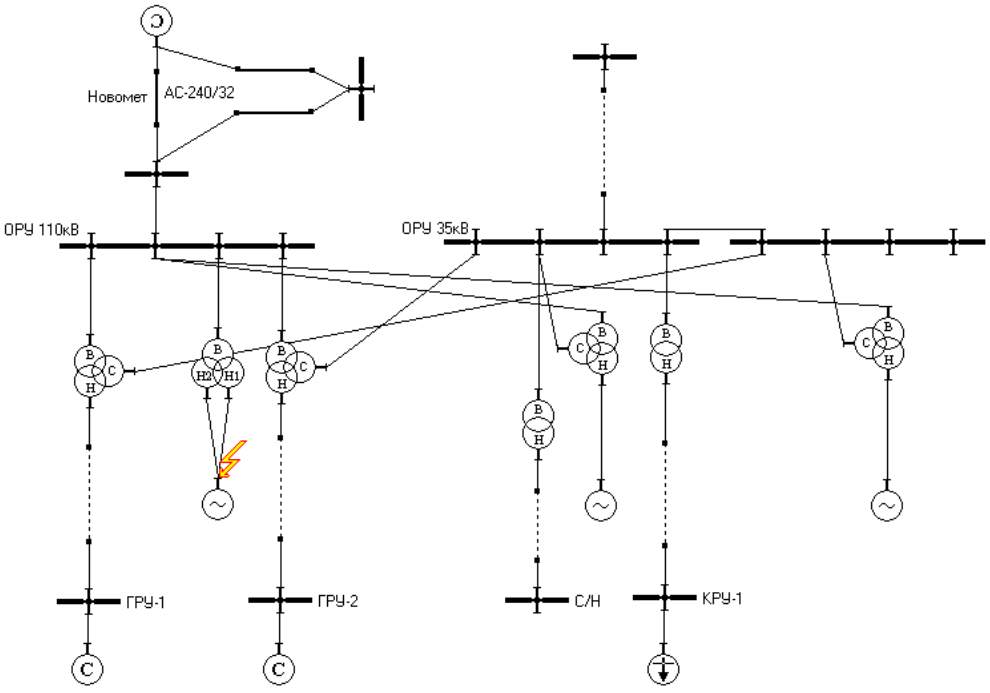

Рисунок 6 – Расчетная схема в программе ТоКо

4.2 Кабельная линия

Согласно пункту 3.2.91 [1] для кабельных линий 3–10 кВ предусматриваются устройства релейной защиты от многофазных КЗ и однофазных замыканий на землю.

Современные УРЗА выполняются трёх релейными и имеют три и более ступеней токовой защиты, для защиты от КЗ применим трёхступенчатую токовую защиту:

— токовая отсечка (ТО);

— токовая отсечка с выдержкой времени (ТОВВ);

— максимальная токовая защита (МТЗ).

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА БЭ2502А01 производства ООО НПП «ЭКРА».

Виды РЗА подлежащие расчету ранее приведены в таблице 17.

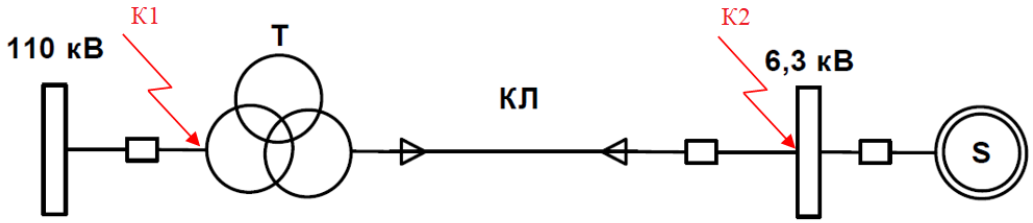

Рисунок 7 – КЗ в области КЛ

Значение токов КЗ в точках, указанных на рисунке 7, представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Значения ТКЗ в отдельных точках схемы замещения

Режим работы энергосистемы	Значение трехфазного ТКЗ в точках К1 и К2, приведенное к стороне 6 кВ, А	
	К1	К2
Максимальный режим	13,38	31,7

Справочные данные по терминалу РЗА представлены в руководстве по эксплуатации [27]. Так как методика расчета для МП терминалов РЗА 6 кВ

фирмы ООО НПП «ЭКРА» присутствует на сайте ОАО «ФСК ЕЭС», то воспользуемся ей [24].

4.2.1 Токовая отсечка КЛ

Ток срабатывания мгновенной отсечки по первому условию отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:

$$I_{\text{с.о.1}} \geq k_{\text{н}} \cdot I^{(3)}_{\text{кз.макс.к2}} = 1{,}2 \cdot 31700 = 38040 \text{ А},$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности по [24] принимаем равным 1,2.

Токовую отсечку нужно отстраивать не только от максимального значения тока КЗ, но и отстраивать от бросков тока намагничивания (БТН) силовых трансформаторов согласно [Л3, с.41].

Однако, как показывает практика, выбор тока срабатывания ТО по условию отстройки от максимального значения тока КЗ, обеспечивает и отстройку от бросков тока намагничивания.

Берем больший ток срабатывания и рассчитываем фактический ток срабатывания:

$$I_{\text{с.з.2}} = \frac{I_{\text{с.о.1}}}{2} = \frac{38040}{2} = 19020 \text{ А}.$$

Зная ток в режиме максимальных нагрузок 31,7 кА, примем ток в режиме минимальных нагрузок в дипломе как 80% от максимального. Оценим чувствительность ТО:

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{\text{кз.мин.к2}}}{I_{\text{с.з.2}}} \cdot k^{(3)}_{\text{от.ч.сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 30432}{19020} \cdot 1 = 1{,}38 \geq 1{,}5.$$

Коэффициент чувствительности зоны резервирования < 1,5, следовательно, токовая отсечка является резервной защитой линии.

4.2.2 Максимальная токовая защита с зависимой выдержкой времени

Ток срабатывания МТЗ выбирается по двум условиям. По первому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по формуле:

$$I_{\text{с.з.1}} \geq \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{з}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс.кл}},$$

где $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, по [24] принимаем равным 1,2;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, равен 0,94.

Рабочий максимальный ток КЛ примем равному максимально допустимому току кабеля 240/6:

$$I_{\text{раб.макс.кл}} = 590 \text{ А}.$$

По каталогу ТТ [23] выбираем ТТ ТОЛ-6 с $n_{\text{т}}$ равным 600/5.

Ток срабатывания МТЗ по 1 условию:

$$I_{\text{с.з.1}} \geq \frac{1{,}2 \cdot 1{,}6}{0{,}94} \cdot 590 = 1205{,}1 \text{ А}.$$

По 2 условию ток срабатывания МТЗ КЛ согласовывается с током срабатывания МТЗ Т ТП:

$$I_{\text{с.з.2}} = k_{\text{н.с}} \cdot I_{\text{мтз.т}} = k_{\text{н.с}} \cdot \frac{1{,}4 \cdot \text{S}_{\text{т.ном}}}{\sqrt{3} \cdot \text{U}_{\text{ном}}} = 1{,}1 \cdot \frac{1{,}4 \cdot 40000}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 5645{,}2 \text{ А},$$

где $k_{\text{н.с}}$– коэффициент надежности согласования, по [22] принимается равным 1,1;

Ток срабатывания МТЗ КЗ принимается большим исходя из двух условий.

Коэффициент чувствительности в ОЗД:

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{\text{кз.мин.к2}}}{I_{\text{с.з.}}} \cdot k^{(3)}_{\text{от.ч.сх}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 30432}{5645{,}2} \cdot 1 = 4{,}66 \geq 1{,}5.$$

4.2.3 Выбор выдержки времени МТЗ

Выдержка времени МТЗ Т независимая, отстроенная от МТЗ КЛ. По исходным данным кабельные линии (КЛ) питают распределительные устройства с максимальной выдержкой времени 1,5 с. Ступень селективности для выключателей и терминалов РЗА БЭ2502А01 была определена ранее и составляет 0,3 с. В этом случае выдержка времени МТЗ КЛ при КЗ в точке К1:

$$t_{\text{мтз.кл}} = t_{\text{мтз.т}} + \Delta t = 1{,}5 + 0{,}3 = 1{,}8 \text{ с}.$$

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования (ЗР):

$$k_{ч.зр} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I\text{кз. мин. с}^{(3)}}{\text{Iмтз}} \cdot \text{кот. ч. сх}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 23069{,}6}{5645{,}2} \cdot 1 = 3{,}5 \leq 1{,}2.$$

МТЗ КЛ обеспечивает необходимую чувствительность в ГРУ.

Вторичный ток МТЗ:

$$I_{мтз2} = \frac{I_{мтз}}{n_т} \cdot \text{ксх}^{(3)} = \frac{5645{,}2 \cdot 5}{600} \cdot 1 = 47{,}04 \text{ А}.$$

Выбор выдержки времени МТЗ.

Время срабатывания МТЗ принимаем по условию согласования с МТЗ трансформатора:

$$t_{мтз.кл} = t_{мтз.т} + \Delta t = 0{,}5 + 0{,}3 = 0{,}8 \text{ с}.$$

Настройка МТЗ представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Настройка МТЗ

Уставки МТЗ	Значение
Работа МТЗ	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ	47,04 А
Время срабатывания МТЗ	0,8 с
Характеристика	Независимая

4.2.4 УРОВ

Выберем параметры УРОВ, используя методику расчета уставок, представленную на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [24]. Ток срабатывания органа контроля выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0{,}05 \cdot I_{кл.ном} = 0{,}05 \cdot 590 = 29{,}5 \text{ А}.$$

По каталогу [23] выбираем ТТ ТОЛ-6, $n_т$=450/5.

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_т} \cdot k_{сх}^{(3)} = \frac{29{,}5}{450/5} \cdot 1 = 0{,}32 \text{ А}.$$

Хотя токовые уставки терминала БЭ2502А01 настраиваются в амперах, их возможный диапазон задан в долях от номинального вторичного тока ТТ, $I_{2.ном.тт}$ равного 5 А:

$$I_{уров.2.о.е} = \frac{I_{уров.2}}{I_{2.ном.тт}} = \frac{0{,}32}{5} = 0{,}065.$$

Минимально возможная уставка в о.е. равна 0,07, что дает вторичный ток срабатывания 0,07·5=0,35 А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{уров} = t_{откл.в.т} + t_{в.уров} + t_{п.уров} + t_{зап} = 0{,}065 + 0{,}03 + 0{,}025 + 0{,}1 = 0{,}22 \text{ с}.$$

Время возврата УРОВ $t_{в.уров}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{п.уров}$ взяты из [24]. Согласно [24], принимаем выдержку времени УРОВ, равную 0,3 с.

Таблица 18 – Настройка УРОВ

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	работа
Ток срабатывания УРОВ	0,35 А
Время срабатывания УРОВ	0,3 с
Контроль РПВ	не предусмотрен
Действие внешнего отключения на	предусмотрено
УРОВ	
Контроль по току при действии УРОВ на себя	не предусмотрен
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

4.3 Секционный выключатель 35 кВ

Произведем выбор уставок МП терминала РЗА БЭ2502А0201.

Согласно ПУЭ [2, п. 9.14.2-3], для защиты СВ 35 кВ требуется установить:

— МТЗ;

— АВР;

— ЛЗШ;

— УРОВ.

Все необходимые функции выполняет терминал производства ООО НПП «ЭКРА» типа БЭ2502А0201. Произведем выбор уставок МП РЗА терминала СВ.

4.3.1 МТЗ секционного выключателя

Ток срабатывания МТЗ СВ выбирается по двум условиям:

1) Отстройка от суммарного максимального тока секций шин, который в данном случае одинаков и равен максимальному току двух КЛ:

$$I_{мтз} = \frac{k_н \cdot k_{с.зап}}{k_в} \cdot 4 \cdot I_{раб.макс.кл},$$

где $k_н = 1{,}1$ – коэффициент надежности по [7];

$k_{с.зап}$ 1,5…6 – коэффициент самозапуска нагрузки [7];

$k_в = 0{,}94$ – коэффициент возврата ПО тока по [9].

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{мтз} = \frac{1{,}1 \cdot 2{,}5}{0{,}94} \cdot 2 \cdot 590 = 3452{,}127 \text{ А}.$$

2) Согласование с током срабатывания МТЗ отходящих присоединений:

$$I_{мтз} = k_{н.с} \cdot I_{мтз.кл};$$

где $k_н = 1{,}1$ – коэффициент надежности по [7].

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{мтз} = 1{,}1 \cdot 5645{,}2 = 6209{,}72 \text{ А}.$$

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном КЗ на шинах НН:

$$k_ч = \frac{Iкз.мин.НН^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot кот.ч.сх.\frac{\Delta^{(2)}}{Y} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 45716}{6209{,}72} \cdot 1 = 6{,}37 \geq 1{,}5,$$

где $кот.ч.сх.\Delta/Y^{(2)} = 1$ – коэффициент относительной чувствительности схемы;

Расчетный коэффициент чувствительности превышает нормативное значение, равное 1,5 [1, п. 3.2.31.1]. Пуск по напряжению для МТЗ СВ не требуется.

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном КЗ в конце КЛ, на шинах КРУ:

$$k_ч = \frac{Iкз.мин.КРУ^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot кот.ч.сх.\Delta/Y^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 21438}{6209{,}72} \cdot 1 = 2{,}98 \geq 1{,}2.$$

Расчетный коэффициент чувствительности превышает нормативное значение, равное 1,2 [1, п. 3.2.31.2], надежное резервирование обеспечено.

Рабочий максимальный ток СВ:

$$Iраб.макс.СВ = Nкл \cdot Iраб.макс.СВ = 2 \cdot 590 = 1180 \text{ А}.$$

Выбираем ТТ ТОЛ-35 с коэффициентом трансформации $n_т$ равным 1500/5. Коэффициент схемы для трехфазного режима для схемы неполная звезда с дополнительным реле равен 1.

Для трансформатора тока ТОЛ-35 по каталогу [11] выбираем $I_{1.ном}$ равным 1500 А.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{мтз.2} = \frac{I_{мтз}}{n_т} \cdot kсх^{(3)} = \frac{6209{,}72 \cdot 5}{1500} \cdot 1 = 20{,}69 \text{ А}.$$

Время срабатывания МТЗ принимаем по условию согласования с МТЗ трансформатора:

$$t_{мтз.св} = t_{мтз.кл} + \Delta t = 0{,}8 + 0{,}3 = 1{,}1 \text{ с}.$$

В данном примере примем Δt равной 0,3 с.

Параметры МТЗ терминала представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Параметры МТЗ

Уставки 1 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-1	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	20,69 А
Время срабатывания МТЗ-1	1,1 с

4.3.2 Логическая защита шин НН

Логическая защита шин СВ представляет собой ТО с небольшой выдержкой времени, блокируемую по внешнему дискретному сигналу при пуске МТЗ любого из присоединений системы шин НН.

Ток срабатывания ТО ЛЗШ выбирается исходя из условия гарантированной чувствительности при токе двухфазного КЗ в минимальном режиме на шинах НН:

$$I_{мтз} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.нн}}{k_{ч.н}} \cdot k_{отн.ч} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 45716}{1{,}5} \cdot 1 = 26{,}39 \text{ кА}.$$

Принятое значение больше тока срабатывания МТЗ СВ, следовательно, ложных срабатываний не будет.

Выбор выдержки времени МТЗ СВ:

$$t_{лзш} = t_{изм.лзш} + t_{погреш.ов} + t_{погреш.терм.т} + t_{возв.мтз.св} + t_{зап} =$$
$$= 0{,}05 + 0{,}02 + 0{,}065 + 0{,}1 = 0{,}235 \text{ с};$$

где $t_{изм.лзш}$ – время срабатывания измерительного органа, по данным [19] составляет 0,05 с;

$t_{погреш.ов}$ – погрешность органа времени МТЗ СВ, по данным [19] составляет 0,02 с;

$t_{возв.мтз.т}$– время возврата МТЗ СВ, по данным [19] составляет 0,065 с, время запаса примем 0,1 с.

Параметры ЛЗШ терминала представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Параметры ЛЗШ

Уставки 3 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3 перв.	26394 А, первичный
Время срабатывания МТЗ-3	0,235 с

4.4 Вводные выключатели 35 кВ

ООО НПП «ЭКРА» предлагает МП устройства РЗА присоединений 6-35 кВ на базе терминалов серии БЭ2502. Для ввода поставляются терминалы типа БЭ2502А03. Согласно ПУЭ [2, п. 9.14.1], для защиты вводов 6-35 кВ требуется установить:

— МТЗ с пуском по напряжению;

— Защита минимального напряжения;

— УРОВ.

Произведем выбор уставок МП РЗА терминалов вводного выключателя.

4.4.1 Максимальная токовая защита

Для выполнения МТЗ ВВ целесообразно использовать 3 ступень МТЗ, для ускорения действия защит – 2 ступень МТЗ, для ЛЗШ – 1 ступень МТЗ.

Согласование с током срабатывания МТЗ СВ:

$$I_{мтз.вв} = k_{н.с} \cdot I_{мтз.св},$$

где $k_н = 1{,}1$ – коэффициент надежности по [7].

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{мтз} = 1{,}1 \cdot 3452{,}127 \ = 3797{,}3 \text{ А}.$$

Оценим чувствительность МТЗ при двухфазном КЗ на шинах НН:

$$k_ч = \frac{Iкз.мин.НН^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot кот.ч.сх.\Delta/Y^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 45716}{3797{,}3} \cdot 1 = 10{,}4 \geq 1{,}5.$$

Оценим чувствительность МТЗ при трехфазном КЗ в конце КЛ:

$$k_ч = \frac{Iкз.мин.кру^{(3)}}{I_{с.з}} \cdot кот.ч.сх.\Delta/Y^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 21438}{3797{,}3} \cdot 1 = 4{,}88 \geq 1{,}2.$$

Расчетный коэффициент чувствительности превышает нормативное значение, равное 1,2 [1, п. 3.2.31.2], надежное резервирование обеспечено.

Рабочий максимальный ток ВВ:

$$I_{раб.макс} = \frac{1{,}4 \cdot S_{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{нн.ном}} = \frac{1{,}4 \cdot 32}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 4{,}105 \text{ (кА)}.$$

Выбираем ТТ ТЛШ-10 с коэффициентом трансформации $n_т$ равным 5000/5. Коэффициент схемы для трехфазного режима для схемы неполная звезда с дополнительным реле равен 1.

Для трансформатора тока ТЛШ-10 по каталогу [11] выбираем $I_{1.ном}$ равным 5000 А.

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{мтз.2} = \frac{I_{мтз}}{n_т} \cdot kсх^{(3)} = \frac{4105 \cdot 5}{5000} \cdot 1 = 4{,}1 \text{ А}.$$

Время срабатывания МТЗ принимаем по условию согласования с МТЗ СВ:

$$t_{мтз.вв} = t_{мтз.св} + \Delta t = 1{,}1 + 0{,}3 = 1{,}4 \text{ с}.$$

В данном примере примем Δt равной 0,3 с.

Параметры 3 ступени МТЗ терминала БЭ2502А03 представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Параметры 3 ступени МТЗ

Уставки 3 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-3	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-3	4,1 А
Время срабатывания МТЗ-3	1,4 с

Так как 3 ступень МТЗ ВВ не может действовать с ускорением при включении на КЗ, для этого используем 2 ступень МТЗ.

Ток срабатывания 2 ступени МТЗ ВВ:

$$I_{мтз.вв2} = I_{мтз.вв3} = 3797{,}3 \text{ А}.$$

Выдержка времени 2 ступени задается максимально допустимой:

$$t_{мтз.вв2} = t_{мтз.макс} = 300 \text{ с}.$$

Выдержка времени 2 ступени при ускорении задается минимально допустимой:

$$t_{мтз.ускор} = t_{мтз.мин} = 0{,}1 \text{ с}.$$

4.4.2 Логическая защита шин НН

Для ЛЗШ рекомендуется использовать 1 ступень МТЗ [27]. Пуск МТЗ любого из присоединений должен блокировать действие ВВ и СВ.

Ток срабатывания ЛЗШ:

$$I_{мтз.лзш} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз.мин.нн}}{k_{ч.н}} \cdot k_{отн.ч}^{(2)} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 45716}{1{,}5} \cdot 1 = 26{,}394 \text{ кА}.$$

Вторичный ток срабатывания ЛЗШ:

$$I_{лзш.2} = \frac{I_{мтз.лзш}}{n_т} \cdot kсх^{(3)} = \frac{26394 \cdot 5}{5000} \cdot 1 = 26{,}39 \text{ А}.$$

Выбор выдержки времени МТЗ-1:

$$t_{лзш} = t_{изм.лзш} + t_{погреш.ов} + t_{погреш.терм.т} + t_{возв.мтз.св} + t_{зап} =$$

$$= 0{,}05 + 0{,}02 + 0{,}065 + 0{,}1 = 0{,}235 \text{ с},$$

где $t_{изм.лзш}$ – время срабатывания измерительного органа, по данным [27] составляет 0,05 с;

$t_{погреш.ов}$ – погрешность органа времени МТЗ СВ, по данным [27] составляет 0,02 с;

$t_{возв.мтз.вв}$– время возврата МТЗ ВВ, по данным [27] составляет 0,065 с; время запаса примем 0,1 с.

Параметры ЛЗШ терминала БЭ2502А03 представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Параметры ЛЗШ

Уставки 1 ступени МТЗ	Значение
Работа МТЗ-1	предусмотрена
Ток срабатывания МТЗ-1	26,39 А
Время срабатывания МТЗ-1	0,235 с

4.4.3 УРОВ

Выберем параметры УРОВ пользуясь методикой расчета уставок, представленной на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [7].

Ток срабатывания органа контроля тока выключателя УРОВ:

$$I_{уров} = 0{,}05 \cdot I_{раб.макс.вв} = 0{,}05 \cdot 4000 = 200 \text{ А}.$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{уров.2} = \frac{I_{уров}}{n_т} \cdot kсх^{(3)} = \frac{200 \cdot 5}{5000} \cdot 1 = 0{,}2 \text{ А}.$$

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{уров} = t_{откл.вв} + t_{в.уров} + t_{п.уров} + t_{зап} = 0{,}065 + 0{,}03 + 0{,}025 + 0{,}1 = 0{,}22 \text{ с}.$$

Время возврата УРОВ $t_{в.уров}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{п.уров}$ взяты из [7]. По рекомендациям [7] принимаем выдержку времени УРОВ равной 0,3 с. Настройка УРОВ приведена в таблице 23.

Таблица 23 – Настройка УРОВ

Уставки УРОВ	Значение
УРОВ	работа
Ток срабатывания УРОВ	0,2 А
Время срабатывания УРОВ	0,3 с
Действие внешнего отключения на УРОВ	предусмотрено
Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	предусмотрено

4.5 Двухобмоточный трансформатор

На стороне 35 кВ могут применяться токовые защиты от междуфазных КЗ: мгновенная ТО и МТЗ. Расчет параметров токовых защит 35 кВ аналогичен расчету токовых защит присоединений 6 кВ, рассмотренных ранее.

В качестве основной защиты от КЗ силовых трансформаторов мощностью 40 МВА используется дифференциальная токовая защита (ДЗТ) с торможением.

На шинах или ошиновке трансформаторов 35 кВ устанавливается дифференциальная защита шин (ДЗШ).

4.5.1 Дифференциальная защита трансформаторов

Рассчитаем параметры ДЗТ трансформатора ТДНС-32000/35.

Определим первичные токи на сторонах ВН и НН защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации ТТ, выбранных по максимальным рабочим токам сторон.

Таблица 24 – Данные по трансформатору

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для сторон	
		ВН-35 кВ	НН-6 кВ
$I_{ном}$ стороны, соответствующий Sном,А	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ср}}$	$\frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 499{,}32$	$\frac{32000}{\sqrt{3} \cdot 6{,}3} = 2932{,}5$
Схема ТТ		У	Δ
$n_т$ стороны	$\frac{I_{1.ном.тт}}{I_{2.ном.тт}}$	$500/5$	$3000/5$
Івтор стороны, соответствующий Sном,А	$\frac{I_{ном} \cdot k_{сх}^{(3)}}{n_т}$	$\frac{499{,}32 \cdot 1}{500/5} = 4{,}99$	$\frac{2932{,}5 \cdot 1}{3000/5} = 4{,}88$

Если защищаемый трансформатор со стороны ВН подключен через два выключателя, то первичный номинальный ток ТТ стороны ВН определяется по максимальному рабочему току выключателя, рассчитанному по максимальной тупиковой мощности ПС:

$$I_{раб.макс.в.вн} = \frac{S_{пс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{37012}{\sqrt{3} \cdot 37} = 577{,}53 \text{ А}.$$

По каталогу [23] выбираем первичный номинальный ток ТТ $I_{1.ном.тт}$ = 500 А.

Определим по каталогу [24] в о.е. $I_{\text{с.р.мин}}$ приняв за базовый ток $I_{\text{ном.вн}}$, по первому условию:

$$I_{\text{с.р.мин}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}},$$

где $k_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принят равный 1,3;

$I_{\text{нб.расч}}$ - относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора, определяемый по выражению:

$$I_{\text{нб.расч}} = \left(k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \mathcal{E} + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}} \right) \cdot I_{\text{нач.торм}},$$

где $k_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ, равен 1;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, равен 2;

$\mathcal{E}$ – относительное значение полной погрешности ТТ, равен 0,1;

ΔU – относительная погрешность, обусловленная РПН;

$\Delta f_{\text{выр}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, принята равной 0,02;

$I_{\text{нач.торм}}$ – расчетное значение тока начала торможения, согласно рекомендациям, принимаем 0,6 о.е., т.к. трансформатор не нагружен.

$$I_{\text{с.р.мин}} = 1{,}3 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0{,}1 + 0{,}16 + 0{,}02) \cdot 0{,}6 = 0{,}296 \text{ о. е.}$$

Максимальное значение трехфазного тока КЗ за защищаемым трансформатором на шинах НН составляет 45716 А. Приведем этот ток к стороне ВН и приведем к о.е.:

$$I_{\text{кз.макс}} = I^{(3)}_{\text{кз.макс.кз1}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.нн}}}{U_{\text{ср.ном.вн}}} \cdot \frac{1}{I_{\text{ном.вн}}} = 45716 \cdot \frac{6{,}3}{37} \cdot \frac{1}{577{,}53} = 13{,}47 \text{ о. е.}$$

Максимальный ток небаланса при токе $I_{\text{кз.макс}}$:

$$I_{\text{с.р.макс}} = k_{\text{отс}} \cdot \left(k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \mathcal{E} + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}} \right) \cdot I_{\text{кз.макс}},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки принят равный 1,1 по каталогу [24].

$$I_{\text{с.р.макс}} = 1{,}1 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0{,}1 + 0{,}16 + 0{,}02) \cdot 13{,}47 = 5{,}63 \text{ о. е.}$$

Коэффициент торможения:

$$k_{\text{т}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} - I_{\text{с.р.мин}}}{I_{\text{кз.макс}} - I_{\text{нач торм}}} = \frac{5{,}63 - 0{,}296}{13{,}47 - 0{,}6} = 0{,}414.$$

Рассчитанный коэффициент торможения укладывается в допустимый диапазон (0,2…0,7) о.е.

Ток торможения блокировки:

$$I_{\text{т.бл}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пред.нагр}} \cdot I_{\text{ном}} = 1{,}1 \cdot 0{,}9 \cdot 1 = 1 \text{ о.е.},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки принят равный 1,1 по каталогу [24];

$k_{\text{пред.нагр}}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора, т.к. трансформатор почти всегда не нагружен, то примем равным 0,9.

$$I_{\text{ном}} = \frac{I_{\text{ном.вн}}}{I_{\text{втор}} \cdot n_{\text{т}}} = \frac{577{,}53}{4{,}99 \cdot 500/5} = 1{,}157 \text{ о.е.}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки.

По условию отстройки от броска тока намагничивания, которая достигается установкой минимальной уставки:

$$I_{\text{отс}} \geq 6{,}5 \text{ о.е.}$$

По условию отстройки от максимального тока небаланса внешнего КЗ:

$$I_{\text{отс}} = 1{,}5 \cdot I_{\text{кз.макс}} \cdot \left(k_{\text{одн}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot \mathcal{E} + \Delta U + \Delta f_{\text{выр}} \right)$$

$$= 1{,}5 \cdot 13{,}47 \cdot (1 \cdot 3 \cdot 0{,}1 + 0{,}16 + 0{,}02) = 9{,}69 \text{ А},$$

где $k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, равен 3.

Коэффициент торможения равен:

$$k_{\text{т}} = \frac{I_{\text{с.р.макс}} - I_{\text{с.р.мин}}}{I_{\text{кз.макс}} - I_{\text{нач.торм}}} = \frac{5{,}63 - 0{,}296}{13{,}47 - 0{,}6} = 0{,}414.$$

Расчетное значение $k_{\text{т}}$ соответствует углу наклона тормозной характеристики 41,1˚ (рисунок 8).

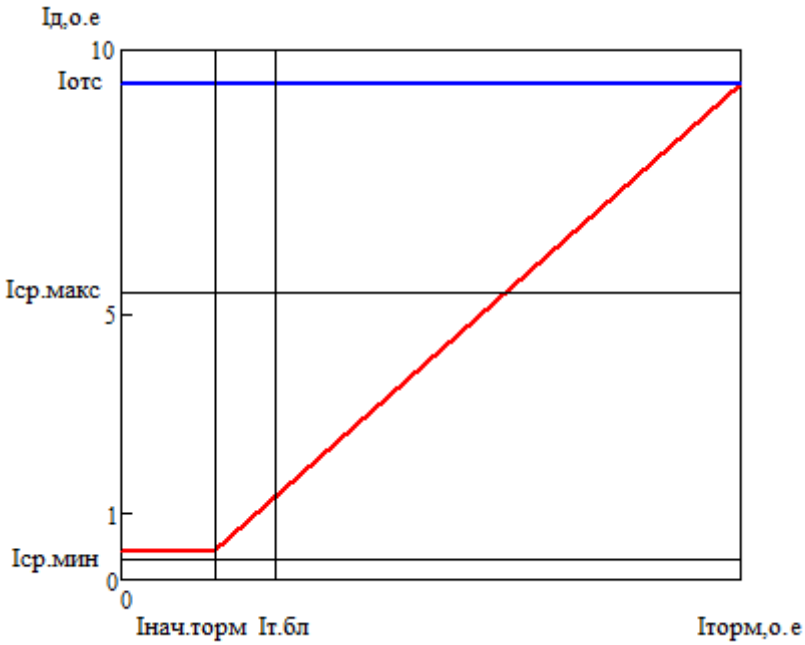

Рисунок 8 – Расчетная характеристика торможения

Оценим чувствительность ДЗТ. Ток трехфазного КЗ за защищаемым трансформатором в минимальном режиме работы энергосистемы составляет 45,716 кА. Приведем значение тока КЗ к стороне ВН. Коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ на стороне НН трансформатора со схемой соединения обмоток звезда-треугольник равен 1.

$$I_{\text{кз.т}} = I^{(3)}_{\text{кз.мин.кз1}} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном.нн}}}{U_{\text{ср.ном.вн}}} \cdot \frac{k^{(2)}_{\text{от.ч.сх}}}{I_{\text{ном.вн}}} = 45716 \cdot \frac{6{,}3}{37} \cdot \frac{1}{499{,}32} = 15{,}58 \text{ о.е.}$$

Так как $I_2 = 0$, то $I_{\text{т}} = 0$, поэтому при расчете $k_{\text{ч}}$ берем $I_{\text{с.р.мин}}$:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.т}}}{I_{\text{с.р.мин}}} = \frac{13{,}47}{0{,}296} = 45{,}5 \geq 2.$$

4.5.2 Максимальная токовая защита силового трансформатора

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, по [24] принимаем равным 1,2;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, по [24] равен 0,9;

$I_{\text{раб.макс}}$ – рабочий максимальный ток в месте установки защиты:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{\text{К}_\text{п} \cdot \text{S}_\text{т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_\text{ном}} = \frac{1{,}4 \cdot 32000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 699{,}06 \text{ А}.$$

$k_{\text{зап}}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, равен 3;

$k_{\text{с.з.т}}$ – коэффициент самозапуска трансформатора, раннее принимали 1,3;

$k_{\text{с.з.тп}}$ – коэффициент самозапуска нагрузки КЛ, равен 1,6.

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1{,}2 \cdot 3}{0{,}9} \cdot 699{,}06 = 2796{,}24 \text{ А}.$$

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском или без пуска по напряжению по условию согласования по чувствительности рассматриваемой защиты:

$$I_{\text{с.з1}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{с.з}} = 1{,}2 \cdot 269{,}6 = 3355{,}48 \text{ А}.$$

Вторичное значение тока срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{с.з.2}} = \frac{I_{\text{с.з1}}}{n_\text{т}} \cdot \text{k}_\text{сх}^{(3)} = \frac{3355{,}48}{\frac{500}{5}} \cdot 1 = 33{,}55 \text{ А}.$$

Ток срабатывания МТЗ ВН укладывается в допустимый диапазон (0,1..100) А.

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ОЗД на выводах НН трансформатора:

$$k_{\text{ч.озд}} = \frac{I_{\text{кз.мин.вн37}}^{(3)}}{I_{\text{с.з1}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(3)} = \frac{25553}{3355{,}48} \cdot 1 = 7{,}61 \geq 1{,}5.$$

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ЗР за шинами КРУ:

$$k_{\text{ч.зр}} = \frac{I_{\text{кз.мин.нагркру}}^{(3)}}{I_{\text{с.з1}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(3)} = \frac{45716}{3355{,}48} \cdot 1 = 13{,}62 \geq 1{,}2.$$

Оценим чувствительность МТЗ при КЗ в ЗР в конце КЛ к КРУ:

$$k_{\text{ч.зр}} = \frac{I_{\text{кз.мин.кл}}^{(3)}}{I_{\text{с.з1}}} \cdot k_{\text{от.ч.сх}}^{(3)} = \frac{21438}{3355{,}48} \cdot 1 = 6{,}38 \geq 1{,}2.$$

Для выбора выдержки времени МТЗ терминала силового трансформатора необходимо рассчитать значение ступени селективности Δt между МТЗ терминала и МТЗ ВВ, между ВВ и СВ и между СВ и КЛ:

$$t_{\text{с.в.}} = t_{\text{мтз.кл}} + \Delta t = 1{,}8 + \Delta t,$$

$$\Delta t = t_{\text{откл.кл}} + t_{\text{погреш.св}} + t_{\text{погреш.кл}} + t_{\text{возв.мтз.св}} + t_{\text{зап}} =$$

$$= 0{,}06 + 2 \cdot 0{,}02 + 0{,}03 + 0{,}1 = 0{,}23 \text{ с},$$

где $t_{\text{откл.с.в}}$ – время отключения ВВ, составляет 0,06 с;

$t_{\text{погреш.с.в}}$ и $t_{\text{погреш.кл}}$ – погрешность выдержки времени МТЗ КЛ и СВ, по данным [28]составляет 0,02 с;

$t_{\text{возв.мтз.т}}$- время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [28] составляет 0,03 с, время запаса примем 0,1 с.

$$t_{\text{с.в}} = 1{,}8 + 0{,}23 = 2{,}03 \text{ с},$$

$$t_{\text{в.в}} = t_{\text{с.в.}} + \Delta t = 2{,}03 + \Delta t,$$

$$\Delta t = t_{\text{откл.св}} + t_{\text{погреш.в.в}} + t_{\text{погреш.с.в}} + t_{\text{возв.мтз.в.в}} + t_{\text{зап}},$$

где $t_{\text{откл.св}}$ – время отключения ВВ, составляет 0,06 с;

$t_{\text{погреш.вв}}$ и $t_{\text{погреш.с.в}}$ – погрешность выдержки времени МТЗ ВВ и СВ, по данным [24]составляет 0,02 с;

$t_{\text{возв.мтз.вв}}$ – время возврата МТЗ терминала РЗА трансформатора, по данным [24] составляет 0,03 с; время запаса примем 0,1 с.

$$t_{\text{в.в.}} = 2{,}03 + 0{,}23 = 2{,}26 \text{ с},$$

$$t_{\text{мтз.тр}} = t_{\text{в.в}} + \Delta t = 2{,}26 + \Delta t,$$

где Δt - ступень селективности, может быть принята при малых выдержках времени равной 0,4 с.

$$t_{\text{мтз.тр}} = 2{,}26 + 0{,}4 = 2{,}66 \text{ с}.$$

Таблица 25 – Настройка МТЗ ВН

Уставки МТЗ ВН	Значение
Пуск МТЗ ВН	предусмотрен
Ток срабатывания МТЗ ВН	33,55 А
Время срабатывания МТЗ ВН	2,66 с
Пуск МТЗ ВН по напряжению	не предусмотрен
Блокировка МТЗ ВН при БТН	не предусмотрена, т.к. выдержка времени

4.5.3 Защита от перегрузки силового трансформатора

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{\text{зп.вн}} = \frac{I_{\text{ном.вн}} \cdot k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} = \frac{499{,}52 \cdot 1{,}05}{0{,}9} = 582{,}77 \text{ А},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, по [24] равный 1,05;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата по [20], равный 0,9;

$I_{\text{ном.вн}}$ – первичный номинальный ток высокой стороны трансформатора.

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки ВН:

$$I_{\text{зп.вн2}} = \frac{I_{\text{зп.вн}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{582{,}77}{500/5} \cdot 1 = 5{,}82 \text{ А}.$$

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{\text{зп.нн}} = \frac{I_{\text{ном.нн}} \cdot k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} = \frac{2932{,}5 \cdot 1{,}05}{0{,}9} = 3421{,}2 \text{ А}.$$

Вторичное значение тока срабатывания защиты от перегрузки НН:

$$I_{\text{зп.нн2}} = \frac{I_{\text{зп.нн}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{3421{,}2}{3000/5} \cdot 1 = 5{,}7 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки ВН укладывается в допустимый диапазон (0,1..100) А и ток срабатывания защиты от перегрузки НН также укладывается в допустимый диапазон (0,1..10) А.

4.5.4 УРОВ трансформатора

Выберем параметры УРОВ, используя методику расчета уставок, представленную на сайте ОАО «ФСК ЕЭС» [24].

Ток срабатывания органа контроля выключателя УРОВ:

$$I_{\text{уров}} = 0{,}05 \cdot I_{\text{т.ном}} = 0{,}05 \cdot 499{,}52 = 24{,}976 \text{ А}.$$

Вторичный ток органа контроля тока УРОВ:

$$I_{\text{уров.2}} = \frac{I_{\text{уров}}}{n_{\text{т}}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{24{,}976}{500/5} \cdot 1 = 0{,}24 \text{ А}.$$

Данное значение укладывается в допустимый диапазон (0,04..2) А.

Выдержка времени УРОВ:

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{в.уров}} + t_{\text{зап}} = 0{,}065 + 0{,}03 + 0{,}1 = 0{,}2 \text{ с}.$$

Время возврата УРОВ $t_{в.уров}$ и погрешность таймера УРОВ $t_{зап}$ взяты из [24].

Таблица 26 – Настройка УРОВ

Уставки УРОВ	Значение
Действие УРОВ ВН	предусмотрено
Ток срабатывания УРОВ ВН	0,2 А
Время срабатывания УРОВ	0,2 с
Ток срабатывания УРОВ ВН на себя	0,01 с
Подтверждение пуска УРОВ ВН от сигнала	не предусмотрено
Действие УРОВ ВН на себя	предусмотрено
Действие УРОВ ВН на себя	предусмотрено

4.6 Расчет уставок релейной защиты генератора

Для турбогенератора ТФП – 40 установим терминал БМРЗ-ГР выпускаемые ООО «НТЦ «Механотроника», который обладает набором всех нужных защит для генератора в соответствии с требованиями и рекомендациями, изложенными в ПУЭ гл. 3.2 [1].

4.6.1 Защита от повышения напряжения

Защита подключается по цепям напряжения к трансформатору напряжения у линейных выводов генератора. Срабатывание защиты происходит при повышении напряжения свыше 120% от номинального значения.

Уставка срабатывания принимается:

$$U_{сз} = 1{,}2 \cdot U\text{ном},$$

$$U_{сз} = 1{,}2 \cdot 100 = 120 \text{ В}.$$

Выдержка времени для отстройки от переходных процессов принимается порядка 0,5с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашения поля и остановки турбины.

4.6.2 Расчет уставок МТЗ с пуском по напряжению

Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению $I_{\text{МТЗс.з}}$., определяют по условию отстройки от номинального тока генератора:

$$\text{I}_{\text{мтзс.з}} = \frac{k_{\text{отс}}}{\text{k}_{\text{в}}} \cdot I_{\text{г.ном}},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, принимается равным от 1,1 до 1,2;

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата, принимается равным 0,95;

$I_{\text{г.ном}}$ – номинальный ток генератора.

$$\text{I}_{\text{мтзс.з}} = \frac{1{,}2}{0{,}95} \cdot 4582{,}14 = 5787{,}97 \text{ А}.$$

Для турбогенераторов, для которых допустим асинхронный режим, напряжение срабатывания выбирают из условия отстройки от асинхронного режима, возникающего при потере возбуждения:

$$U_{\text{мтзс.з}} = \text{от } 0{,}5 \text{ до } 0{,}6 \cdot U_{\text{г.ном}},$$

где $U_{\text{г.ном}}$ – номинальное напряжение генератора.

$$U_{\text{мтзс.з}} = 0{,}6 \cdot 6{,}3 = 3{,}78 \text{ кВ}.$$

Чувствительность по току определяется при металлическом двухфазном КЗ в конце зоны резервирования (за повышающим трансформатором)

$$k_{\text{ч}I} = \frac{I^{(2)}_{\text{КЗтр}}}{I\text{мтз.сз.}},$$

где $I^{(2)}_{\text{КЗтр}}$ – периодическая составляющая тока двухфазного КЗ в конце зоны резервирования (за повышающим трансформатором);

$I_{\text{МТЗс.з}}$ – ток срабатывания МТЗ.

Чувствительность уставки минимального напряжения МТЗ с комбинированным пуском по напряжению определяют по формуле:

$$k_{\text{ч}U} = \frac{U_{\text{мтз.сз.}} \cdot k_{\text{в}}}{U\text{кзмакс}},$$

где $U_{\text{МТЗ с.з.}}$ – уставка срабатывания МТЗ по напряжению;

$k_{\text{в}}$ = 1,05 – коэффициент возврата. Коэффициент возврата учитывают, так как в момент возникновения трехфазного КЗ кратковременно появляется напряжение обратной последовательности, поэтому срабатывает ПОН МТЗ.

Для возврата ПОН после исчезновения несимметрии необходимо, чтобы все линейные напряжения превысили значение kв $U_{с.з.}$;

$U_{\text{КЗ макс}}$ – значение междуфазного напряжения в месте установки защиты при металлическом КЗ между фазами в конце зоны резервирования (например, за повышающим трансформатором).

Оценим чувствительность по току:

$$k_{\text{ч}I} = \frac{10734}{5787,97} = 1,85 \geq 1,5.$$

Оценим чувствительность по напряжению:

$$k_{\text{ч}U} = \frac{3,78 \cdot 1,05}{2,69} = 1,47 \geq 1,2.$$

Выдержка времени МТЗ $t_{\text{МТЗ }с.з.}$ должна быть на ступень селективности Δt больше, чем выдержка времени наиболее чувствительной ступени защит присоединений

$$t_{\text{мтзс.з.}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{св.}} + \Delta t = 0,065 + 0,03 + 0,3 = 0,39 \text{ с.}$$

4.6.3 Дифференциальная защита генератора

В терминалах БМРЗ-ГР реализованы ДТО и ДЗТ, которые рекомендуется применять совместно. Уставку срабатывания ДТО задают больше максимально возможного значения тока небаланса в режиме внешнего КЗ. При этом, во многих случаях ДТО может не обеспечить требуемого по ПУЭ коэффициента чувствительности к КЗ на выводах генератора, равному 2.

Уставку срабатывания ДТО выбирают так, чтобы обеспечить отстройку от расчетного максимального тока небаланса при насыщении ТТ апериодической составляющей. Погрешность ТТ при этом может достигать 90%.

Для отстройки от расчётного максимального тока небаланса при внешних КЗ значение уставки $I_{\text{ДТО}}$, о.е., определяют по формуле:

$$I_{\text{ДТО}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot (\varepsilon_{\text{ном}} + \varepsilon_{\text{БМРЗ–ГР}}) \cdot I_{\text{КЗ }(t=0)},$$

где $k_{\text{отс}}$ = 1,2 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$k_{пер}$ = 6 – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. При однотипных трансформаторах тока и одинаковой нагрузке ТТ принимается равным 0,5, в противном случае – 1.

$\varepsilon_{ном}$ – относительная полная погрешность ТТ в режиме, соответствующем току $I_{КЗ\,(t=0)}$, примем равной 0,1;

$\varepsilon_{БМРЗ–ГР}$ – относительная погрешность аналогового входа тока терминала БМРЗ-ГР принимается равной 0,025.

$I_{КЗ(t=0)}$ – периодическая составляющая максимального трехфазного тока генератора при КЗ на шинах генераторного напряжения в начальный момент времени.

Определим значение уставки ДТО:

$$I_{ДТО} = 1{,}2 \cdot 6 \cdot 0{,}5 \cdot (0{,}1 + 0{,}025) \cdot 7{,}48 = 3{,}36 \text{ о.е.}$$

Для получения токов в именованных единицах необходимо токи, выраженные в относительных единицах, умножить на номинальный ток генератора $I_{г.ном}$.

Определим значение уставки ДТО в именованных единицах:

$$I_{ДТО} = 3{,}36 \cdot I_{г.ном};$$

$$I_{ДТО} = 3{,}36 \cdot 4582{,}14 = 15{,}395 \text{ кА}.$$

Для расчета дифференциальной токовой защиты с торможением ток начала торможения второго участка $I_{нт2}$, принимают равным 0,5 о.е.

Уставку начального тока срабатывания ДЗТ $I_{ДЗТнач,о.е.}$, выбирают из условия отстройки от расчетного максимального тока небаланса при токе $I_{нт2}$, о. е., по формуле:

$$I_{ДЗТ\,нач} = k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot (\varepsilon_{ном} + \varepsilon_{БМРЗ–ГР}) \cdot I_{нт2},$$

где $k_{отс}$ = 1,5 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность расчета и необходимый запас;

$k_{пер}$ = 1 – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока. При однотипных трансформаторах тока и одинаковой нагрузке ТТ принимается равным 0,5, в противном случае – 1;

$\varepsilon_{ном}$ – относительная полная погрешность ТТ при токе торможения, равном $I_{нт2}$, примем равной 0,1;

$\varepsilon_{БМРЗ–ГР}$ – относительная погрешность аналогового входа тока терминала БМРЗ-ГР, принимается равной 0,04;

$I_{нт2}$ – ток торможения, соответствующий началу второго участка, о.е. Если значение уставки $I_{ДЗТнач}$, полученное в ходе расчёта, меньше минимально возможного значения уставки терминала БМРЗ-ГР, то в качестве значения уставки и для дальнейших расчётов ток $I_{ДЗТнач}$ следует принять равным минимально возможному для ввода в терминал БМРЗ-ГР значению.

Определим значение уставки ДЗТ:

$$I_{ДТО} = 1,5 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot (0,1+ 0,04) \cdot 0,5 = 0,0525 \text{ о.е.}$$

Определим значение уставки ДЗТ в именованных единицах:

$$I_{ДЗТ} = 0,052 \cdot I_{г.ном};$$

$$I_{ДЗТ} = 0,052 \cdot 4582,14=238,27 \text{ А}.$$

Для определения чувствительности ДЗТ используется начальный ток срабатывания защиты $I_{ДЗТ\ нач}$, о. е., в связи с тем, что характеристика торможения имеет горизонтальную часть. При наличии переходного сопротивления координаты точки на дифференциальной диаграмме изменяются в соответствии с рисунком 9.

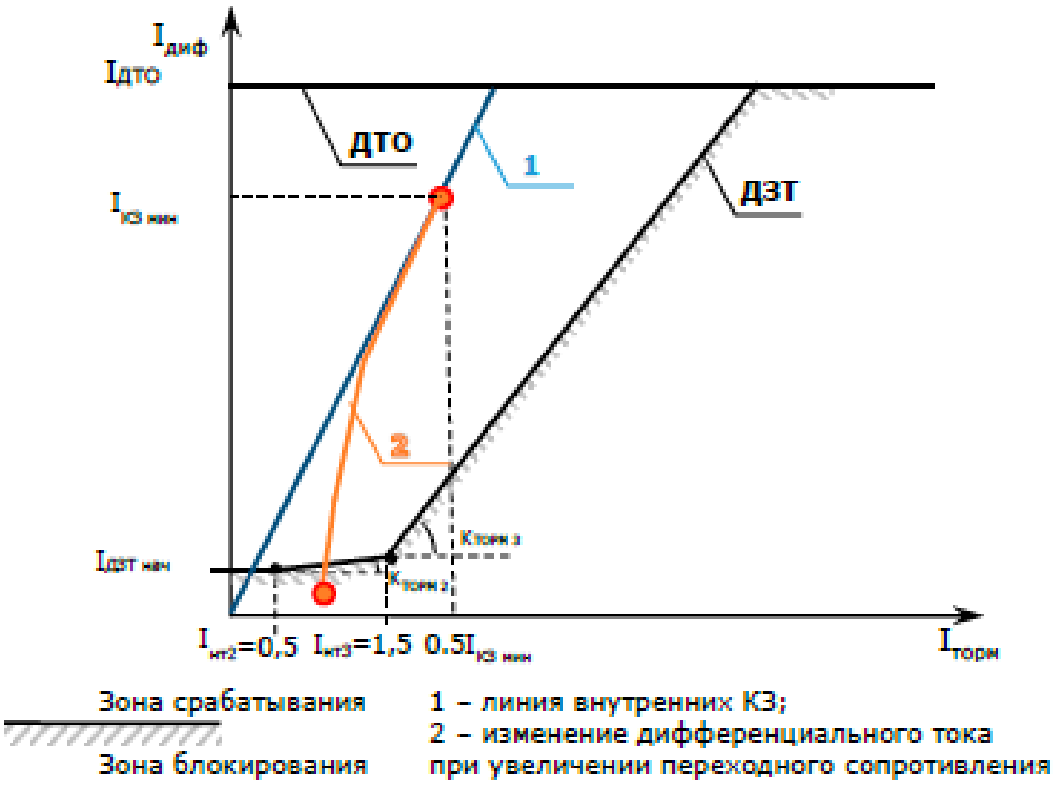

Рисунок 9 – Определение чувствительности ДЗТ
по характеристике торможения

Чувствительность защиты при начальном токе срабатывания, равном от 0,1 до 0,2 о.е., обеспечивается с большим запасом, поэтому необходимость в ее расчете возникает лишь в особых случаях, характеризуемых малыми токами КЗ в защищаемой зоне.

4.7 Воздушная линия 110 кВ

Расчет параметров простейших токовых защит 110 кВ аналогичен расчету токовых защит присоединений 6…35 кВ, рассмотренных в предыдущих главах.

4.7.1 Токовая отсечка линии

Ток срабатывания мгновенной отсечки по первому условию отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце ВЛ:

$$I_{с.о.} = I_{кз.макс.ВН} \cdot k_н = 4{,}029 \cdot 1{,}2 = 4{,}83 \text{ кА},$$

где $k_н$ – коэффициент надежности по РЭ [24] равен 1,2.

Оценим чувствительность ТО:

$$k_{ч.озд} = \frac{I^{(3)}_{кз.мин.в\ начале\ вл}}{I_{с.о}} \cdot k^{(2)}_{от.ч.сх} = \frac{5{,}021}{4{,}83} \cdot 1 = 1{,}03 < 1{,}5.$$

По данным расчетам можно видеть, что ненаправленные ТО не обеспечивают требуемую чувствительность.

4.7.2 Дистанционная защита линий

Расчет параметров МП терминалов РЗА содержащие ДЗ линий производится по руководящим указаниям [30]. Уставки настраиваются по технической документации фирмы на МП терминал ДЗ.

Рассчитаем параметры ДЗ установленной на ВЛ «Ново-металлургическая».

Расчетные выражения для определения сопротивлений срабатывания первой и второй ступеней ДЗ линий приводятся в таблицах указаний [30].

Для проходной линии сопротивление срабатывания первой ступени рассчитывается по выражению из [30]:

$$Z_{с.з.1} = \frac{Z_{вл}}{1 + \beta + \delta},$$

где β – коэффициент, учитывающий погрешности ТТ и ТН и терминала ДЗ в сторону увеличения защищаемой зоны, по данным принимается 0,05;

δ – коэффициент, учитывающий погрешность, вызванную неточностью расчета первичных электрических величин, по данным принимается 0,1;

$Z_{вл}$ – сопротивление защищаемой линии.

Максимальная нагрузка ВЛ Ново-металлургическая составляет 24,9 МВА.

По таблице 3.14 [26] сечение ВЛ 240 мм^2. Погонные параметры ВЛ по таблице 3.8 [26]:

$$r_0 = 0{,}118 \text{ Ом/км}, \ x_0 = 0{,}435 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивление ВЛ:

$$R_{вл} = r_0 \cdot L_{вл} = 0{,}118 \cdot 4{,}82 = 0{,}568 \text{ Ом}.$$

$$X_{\text{вл}} = x_0 \cdot L_{\text{вл}} = 0{,}435 \cdot 4{,}82 = 2{,}09 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{\text{вл}} = 0{,}568 + j2{,}09 = 2{,}16 \cdot e^{j74{,}79^0}.$$

Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ:

$$Z_{\text{с.з.1}} = \frac{Z_{\text{вл}}}{1 + \beta + \delta} = \frac{2{,}16}{1 + 0{,}05 + 0{,}1} = 1{,}87 \text{ Ом}.$$

Чувствительность первой ступени оценивается выполнением условия:

Для определения вторичного сопротивления срабатывания определим коэффициенты трансформации ТТ и ТН.

Для ТН НАМИ-110 [12] коэффициент трансформации:

$$n_{\text{н}} = \frac{U_{1.\text{ном}}}{U_{2.\text{ном}}} = \frac{110000}{100},$$

Определим максимальный рабочий ток в линии:

$$I_{\text{раб.макс.вл}} = \frac{S_{\text{нагр.вл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.вн}}},$$

$$I_{\text{раб.макс.вл}} = \frac{24900}{\sqrt{3} \cdot 110} = 130{,}69 \text{ А}.$$

Для ТТ встроенного в выключатель ВЭБ-110 по данным [12] минимальное значение первичного тока равно 300 А, откуда коэффициент трансформации:

$$n_{\text{т}} = \frac{I_{1.\text{ном}}}{I_{2.\text{ном}}} = \frac{300}{5}.$$

Вторичное значение сопротивления срабатывания 1 ступени ДЗ:

$$Z_{\text{с.з.1.втор}} = Z_{\text{с.з.1.}} \cdot \frac{n_{\text{т}}}{n_{\text{н}}} = 1{,}87 \cdot \frac{300 \cdot 100}{110000 \cdot 5} = 0{,}102 \text{ Ом}.$$

Угол максимальной чувствительности 1 ступени ДЗ составляет 74,79 градусов. Определим параметры (в первичных величинах) характеристики 1 ступени ДЗ линии в виде четырехугольника.

Уставка по оси X 1 ступени:

$$X_{1.\text{ст}} = Z_{1.\text{ст}} \cdot sin\varphi_{1.\text{ст}} = 1{,}87 \cdot sin74{,}79^0 = 1{,}8 \text{ Ом}.$$

Уставка по оси I характеристики 1 ступени определяется из условия действия защиты при КЗ в конце линии при двухфазном КЗ в минимальном режиме работы через максимально-возможное сопротивление дуги.

Сопротивление дуги по [8] определяется как:

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{\Delta U_{\text{д}}}{I_{\text{кз.мин.вл}}^{(2)}},$$

где $\Delta U_{\text{д}}$-падение напряжения на дуге, кВ.

Возможное падение напряжения на дуге может быть определено по выражению:

$$\Delta U_{\text{д}} = 1{,}05 \cdot l;$$

где l - длина дуги с учетом ее раздувания за время действия защиты, м.

Так как 1 ступень ДЗ является быстродействующей, то длина дуги не превысит расстояния между фазными проводами, для ВЛ 110 кВ сечением провода 240 мм^2 междуфазное расстояние при применении железобетонных опор по данным [12] составляет 7 м.

Возможное падение напряжения на дуге:

$$\Delta U_{\text{д}} = 1{,}05 \cdot 7 = 7{,}35 \text{ кВ}.$$

Ток в минимальном режиме работы энергосистемы при двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{\text{кз.мин.вл}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \boldsymbol{I}_{\text{кз.мин.вл}}^{(\mathbf{3})} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3{,}223 = 2{,}791 \text{ кА},$$

где $I_{\text{кз.мин.вл}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в конце линии 110 кВ посчитан в программе ТоКо.

Сопротивление дуги:

$$r_{\text{д.макс}} = \frac{7{,}35}{2{,}791} = 2{,}633 \text{ Ом}.$$

Суммарное активное сопротивление ВЛ и дуги:

$$R_{\text{вл1}} + r_{\text{д.макс}} = 0{,}568 + 2{,}633 = 3{,}2 \text{ Ом}.$$

Уставка по оси R характеристики 1 ступени:

$$R_{1.\text{ст}} = R_{\text{вл1}} + r_{\text{д.макс}} = 3{,}2 \text{ Ом}.$$

Угол наклона нижней части характеристики принимаем по рекомендации фирмы (ЭКРА) – 15°. Угол наклона левой части характеристики 115°.

Данные для расчета второй ступени выбираются самостоятельно. Уставка срабатывания второй ступени выбирается по двум основным условиям [25]:

1) согласование с дистанционными защитами смежных линий

$$z^{II}_{с.з.} = k_{з} \cdot z_{л} + \frac{k'_{з} \cdot z^{I}_{с.з.см.}}{k_{ток}},$$

где $k'_{з} = 0{,}78$ – коэффициент запаса по избирательным согласуемым защитам линий;

$k_{ток} = \frac{I_{з.выб}}{I_{з.см}} = \frac{2{,}877}{2{,}383} = 1{,}21$ – коэффициент токораспределения, определяемый по трехфазному КЗ в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование (при этом следует рассматривать такие режимы, когда значение $k_{ток}$ максимально);

$I_{з.выб}$ – ток, протекающий через ТТ защиты, для которой выбирается уставка;

$I_{з.см}$ – ток, протекающий через ТТ смежной защиты, с которой производится согласование;

$Z^{I}_{с.з.см} = 0{,}85 \cdot Z_{см.л}$ – уставка срабатывания первой ступени защиты смежной линии;

$$Z^{II}_{с.з.} = 0{,}85 \cdot 2{,}16 + \frac{0{,}78 \cdot 6{,}6}{1{,}21} = 6{,}09 \text{ Ом}.$$

2) отстройка от КЗ за трансформатором приемной подстанции

$$z^{II}_{с.з} = k_{з} \cdot \left[z_{Л} + \frac{(1 - \Delta U)^2}{k_{ток}} \cdot x_{т} \right] \text{Ом},$$

где ΔU – наибольший относительный предел регулировки напряжения силового трансформатора, например, $\Delta U = 0{,}16$ при регулировке ±16 %;

$k_{ток} = \frac{I_{з.выб}}{I_т} = \frac{0{,}702}{1{,}286} = 0{,}55$ – коэффициент токораспределения при КЗ за трансформатором.

$$Z^{II}_{с.з.} = 0{,}85 \cdot \left[2{,}16 + \frac{(1-0{,}16)^2}{0{,}55} \cdot 55{,}545\right] = 62{,}4 \text{ Ом}.$$

В дальнейшем из всех полученных значений сопротивлений срабатывания в качестве расчетного выбирается наименьшее, равное 6,09 Ом.

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

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

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

$$k^{II}_ч = \frac{Z^{II}_{с.з}}{Z_л} = \frac{6{,}09}{2{,}16} = 2{,}8 \geq 1{,}25.$$

Сопротивление срабатывания третьей ступени выбирается по [25]:

$$Z_{с.з.з} = \frac{Z_{самозап}}{k_н \cdot k_в \cdot \cos(\varphi_{з.ст} - \varphi_{раб})},$$

где $Z_{самозап}$ – минимальное значение первичного сопротивления в месте установки зашиты в условиях самозапуска ЭД;

$\varphi_{3.ст}$ – угол максимальной чувствительности 3 ступени ДЗ, совпадает с $\varphi_{1.ст}$;

$k_н$ – коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2;

$k_в$ – коэффициент возврата реле, определяемый по технической документации на МП терминалы ДЗ.

Минимальное сопротивление в условиях самозапуска $Z_{самозап}$ может быть определено по выражению:

$$Z_{самозап} = \frac{U_{мин}}{\sqrt{3} \cdot k_{самозап} \cdot I_{раб.макс}},$$

где $U_{\text{мин}}$ – минимальное значение первичного напряжения в месте установки защиты в условиях само запуска ЭД, должно определяться расчетом; грубо ориентировочно может быть принято равным 0,8…0,9 $U_{\text{раб.мин}}$;

$k_{\text{самозап}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока при самозапуске ЭД, ориентировочно может приниматься равным по указаниям [25] 1,5…2,0 для проходной линии;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальное значение первичного рабочего тока в защищаемой линии.

Коэффициент возврата дистанционных органов зависит от фирмы разработчика устройств МП РЗА, для фирмы ЭКРА $k_{\text{в}}$ равен 1,05.

Минимальное напряжение в месте установки:

$$U_{\text{мин}} = 0{,}8 \cdot U_{\text{ном.вн}},$$

$$U_{\text{мин}} = 0{,}8 \cdot 110 = 88 \text{ кВ}.$$

Сопротивление самозапуска:

$$Z_{\text{самозап}} = \frac{88000}{\sqrt{3} \cdot 1{,}5 \cdot 130{,}69} = 259{,}17 \text{ Ом}.$$

Если в составе нагрузки есть ЭД с cosφ = 0,83, то в нормальном режиме угол не может превысить 30°.

Сопротивление срабатывания третьей ступени:

$$Z_{\text{с.з.3}} = \frac{256{,}17}{1{,}2 \cdot 1{,}05 \cdot \cos(74{,}79\,° - 30°)} = 286{,}4 \text{ Ом}.$$

Выдержка времени третьей ступени принимается на ступень селективности Δt=0,5 с больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

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

Характеристики реле, полученные в ходе расчетов, имеют вид:

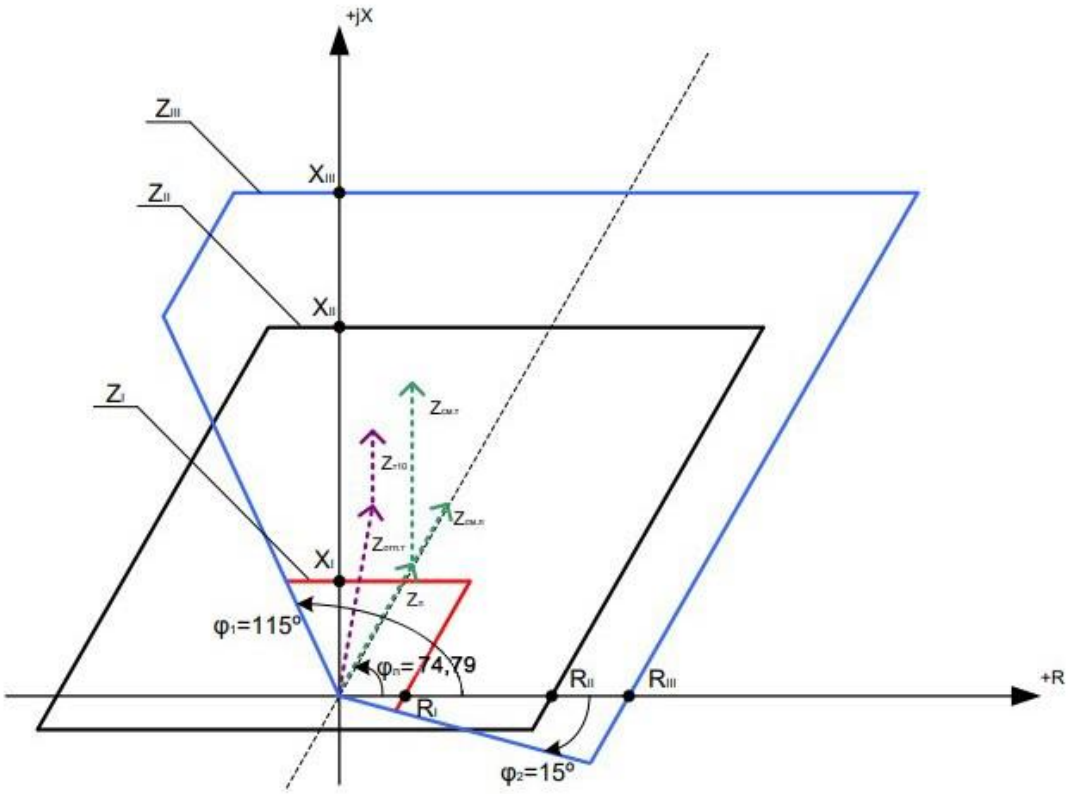

Рисунок 10 – Характеристики срабатывания реле

5 ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРАТОРА ТГ3 ПРИ КЗ НА ОТХОДЯЩЕЙ ЛИНИИ 110 КВ

5.1 Модель цепи передачи и ее параметры

Представим цепь передачи, связывающую генератор ТГ3 ТЭЦ «ЧМК» с остальной частью энергосистемы (далее «С»), через повышающий трансформатор «Т1», воздушные линии «Л1» и «Л2» и трансформатор связи «Т2» (рисунок 11). Определим параметры схемы такой электрической цепи.

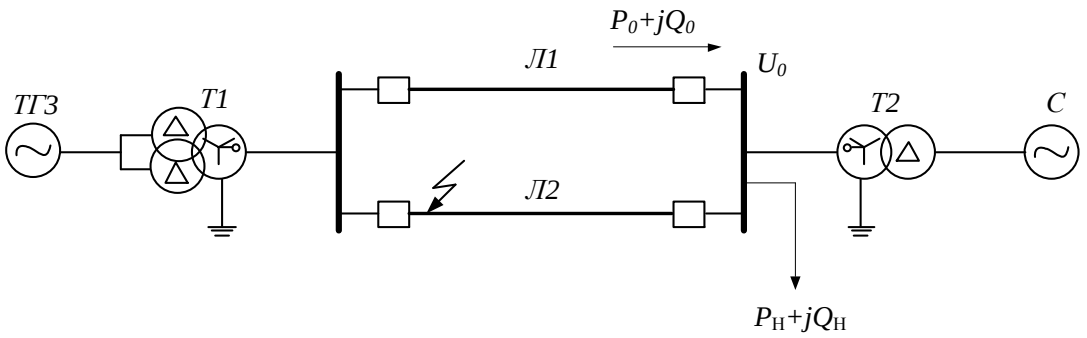

Рисунок 11 – Схема сети генератора ТГ3 и отходящей ЛЭП

Расчет будем вести в относительных единицах. Для этого примем следующие базисные величины:

- базисное напряжение $U_Б = U_{СР.СТ.} = 115$ кВ;

- базисная мощность $S_Б = 1000$ МВ·А.

Эквивалентные сопротивления (синхронное и переходное) генератора *ТГ3*, рассчитывается по формулам:

$$x_{d*} = \frac{x_{d(\text{ном})} \cdot S_б}{n \cdot \frac{P_{Г\text{ном}}}{\cos(\varphi_Г)}},$$

$$x'_{d*} = \frac{x'_{d(\text{ном})} \cdot S_б}{n \cdot \frac{P_{Г\text{ном}}}{\cos(\varphi_Г)}},$$

тогда получим:

$$x_{d*} = \frac{2{,}648 \cdot 1000}{1 \cdot \frac{40}{0{,}80}} = 52{,}96;$$

$$x'_{d*} = \frac{0{,}26 \cdot 1000}{1 \cdot \frac{40}{0{,}80}} = 5{,}2\ ,$$

где $x_{d(\text{ном})}$ и $x'_{d(\text{ном})}$ – номинальное сопротивление *ТГ3*;

n – количество генераторов;

$P_{\text{Гном}}$ – номинальная активная мощность, МВт;

$cos(\phi_{\text{Г1}})$ – коэффициент мощности.

Схему замещения трансформатора примем Г-образной, тогда эквивалентное активное сопротивление параллельно включенных трансформаторов в относительных единицах при базисных условиях рассчитается по формуле:

$$x_{T*} = \frac{u_{k\%} \cdot S_{\text{б}}}{100 \cdot n \cdot S_{\text{Тном}}},$$

Следовательно:

$$x_{T*} = \frac{10{,}5 \cdot 1000}{100 \cdot 1 \cdot 63} = 1{,}66\ ,$$

где $u_{k\%}$ – напряжение короткого замыкания, %;

n – количество трансформаторов;

$S_{\text{Тном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

Так же, рассчитывается индуктивное сопротивление T_1 и T_2:

$$x_{T1*} = \frac{10{,}5 \cdot 1000}{100 \cdot 1 \cdot 63} = 1{,}66;$$

$$x_{T2*} = \frac{11 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 1{,}74;$$

Индуктивное сопротивление одной цепи линии электропередачи в относительных единицах определяется по формуле:

$$x_{\text{Л}*} = x_{\text{ПОГ}} \cdot L \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U^2_{\text{ср.ном}}},$$

где $x_{\text{ПОГ}}$ – погонное (удельное) индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина линии, км;

$U^2_{\text{ср.ном}}$ – среднее номинальное напряжение, кВ.

Тогда получим:

$$x_{Л*} = 0{,}474 \cdot 2{,}26 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0{,}081\,,$$

Напряжение на шинах эквивалентной системы *C* в относительных единицах при базисных условиях рассчитывается по формуле:

$$U_{C*} = U_{0*} = \frac{U_C}{U_б},$$

где U_C – напряжение на шинах эквивалентной системы *C*, кВ.

$$U_{C*} = \frac{110}{115} = 0{,}95.$$

Мощность (активная и реактивная), поступающая от генераторов к шинам эквивалентной системы в относительных единицах при базисных условиях, определяются по формулам:

$$P_{0*} = \frac{P_0}{S_б},$$

$$Q_{0*} = P_{0*} \cdot \tan(\varphi_0) = P_{0*} \cdot \sqrt{\frac{1}{\cos^2(\varphi_0)} - 1},$$

где P_0 – активная мощность, поступающая от генераторов к шинам *C*, МВт;

Q_0 – реактивная мощность, поступающая от генераторов к шинам *C*, Мвар;

$cos(\phi_0)$ – коэффициент мощности.

$$P_{0*} = \frac{40}{1000} = 0{,}04;$$

$$Q_{0*} = 0{,}04 \cdot \sqrt{\frac{1}{0{,}8^2} - 1} = 0{,}03\,,$$

С учётом формул активной и реактивной мощности, полная мощность будет равна:

$$\dot{S}_{0*} = P_{0*} + jQ_{0*} = 0{,}04 + j0{,}03.$$

Так как дальнейший расчет будем вести в относительных единицах, то символ (*) можно опустить.

В приблизительных расчетах применяют упрощенную схему замещения, учитывая только продольные индуктивные сопротивления элементов.

С учётом рассчитанных сопротивлений построена упрощённая схема замещения станции (рис. 12).

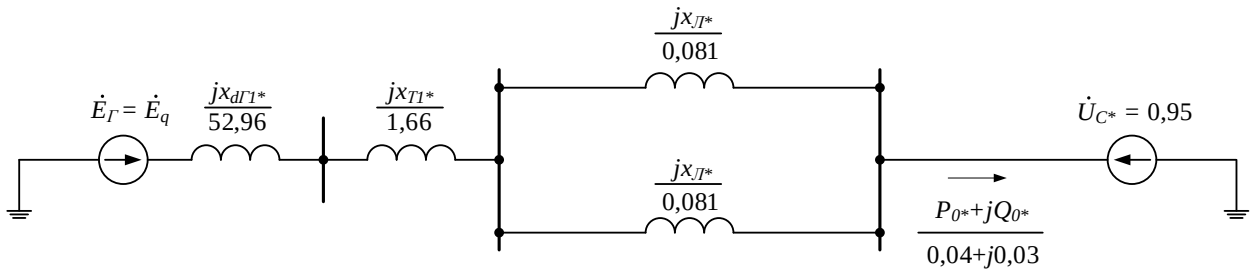

Рисунок 12 – Упрощенная схема замещения простейшей цепи передачи с числовыми значениями параметров

5.2 Угловая характеристика мощности генератора ТГ3 и оценка его статической устойчивости

В дальнейшем, в зависимости от принятых допущений, а значит и точности расчёта, будем использовать схемы замещения разной сложности.

Для упрощенной схемы замещения результирующее эквивалентное сопротивление электропередачи определяется по формуле:

$$x_{d\Sigma} = x_d + x_{\text{Т}} + \frac{x_{\text{Л}}}{2},$$

$$x_{d\Sigma} = 52{,}96 + 1{,}66 + \frac{0{,}081}{2} = 54{,}66.$$

Ток в системе определяется по выражению:

$$\dot{I} = \frac{S_0}{U_C} = \frac{P_0 - jQ_0}{U_C},$$

$$\dot{I} = \frac{0{,}04 - j0{,}03}{0{,}956} = 0{,}041 - j0{,}031 = 0{,}054 \cdot e^{-j37{,}09^\circ}.$$

ЭДС генератора E_Γ определяется следующим выражением:

$$\dot{E}_\Gamma = \dot{U}_C + j\dot{I}x_{d\Sigma},$$

$$\dot{E}_\Gamma = 0{,}95 + j0{,}051 \cdot e^{-j37{,}09^\circ} \cdot 54{,}664 = 2{,}755 + j2{,}419 = 3{,}66 \cdot e^{j40{,}79^\circ},$$

откуда следует, что угол нагрузки при работе генератора в исходном режиме равен δ_0= 40,79°.

Выражение угловой характеристики активной мощности при i_f = *const* (E_q=*const*) имеет следующий вид:

$$P(\delta) = \frac{E_q \cdot U_C}{x_{d\Sigma}} \cdot \sin(\delta),$$

$$P(\delta) = \frac{3{,}66 \cdot 0{,}956}{54{,}66} \sin(\delta) = 0{,}062 \cdot \sin(\delta).$$

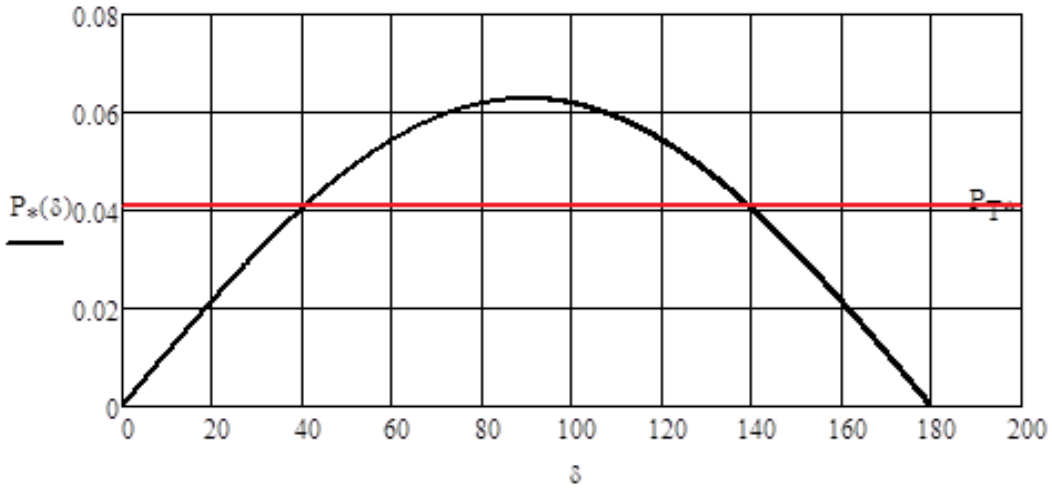

Рисунок 13 – Характеристика активной мощности цепи передачи (P, 10^3 МВт; δ, град)

Коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности определяется по формуле:

$$K_P = \frac{P_m - P_0}{P_0} \cdot 100\%,$$

$$K_P = \frac{0{,}062 - 0{,}04}{0{,}04} \cdot 100\% = 55\%,$$

который оказался больше 20%. Значит, при принятых расчётных условиях, рассматриваемая электропередача с заданной нагрузкой удовлетворяет условию статической устойчивости.

5.3 Исследование динамической устойчивости при трехфазном КЗ

В данном параграфе рассматривается расчет динамической устойчивости ТГ3 при трёхфазном КЗ – К $^{(3)}$.

Перед построением схемы замещения необходимо представить нагрузку в виде сосредоточенных параметров (активного и реактивного сопротивлений).

Активная мощность, потребляемая нагрузкой, в относительных единицах определяется аналогично выражению:

$$P_{\text{Н}*} = \frac{100}{1000} = 0{,}1\ ,$$

тогда полная мощность будет равна:

$$\dot{S}_{\text{Н}*} = P_{\text{Н}*} + jQ_{\text{Н}*} = P_{\text{Н}*} + jP_{\text{Н}*}\tan(\varphi_{\text{Н}}),$$

$$\dot{S}_{\text{Н}*} = 0{,}1 + j0{,}1 \cdot 0{,}75 = 0{,}1 + j0{,}075\ ,$$

где $\text{tg}(\varphi_{\text{Н}}) = \sqrt{\frac{1}{\cos^2(\varphi_{\text{Н}})} - 1} = \sqrt{\frac{1}{0{,}8^2} - 1} = 0{,}75.$

Активное и реактивное сопротивление нагрузки определится как:

$$r_{\text{Н}*} = \frac{U_{0*}^2}{S_{\text{Н}*}} \cdot \cos(\varphi_{\text{Н}}) = \frac{U_{0*}^2}{\frac{P_{\text{Н}*}}{\cos(\varphi_{\text{Н}})}} \cdot \cos(\varphi_{\text{Н}}),$$

$$r_{\text{Н}*} = \frac{0{,}956^2}{\frac{0{,}1}{0{,}8}} \cdot 0{,}8 = 7{,}311;$$

$$x_{\text{Н}*} = \frac{U_{0*}^2}{S_{\text{Н}*}} \cdot \sin(\varphi_{\text{Н}}),$$

$$x_{\text{Н}*} = \frac{U_{0*}^2}{\frac{P_{\text{Н}*}}{\cos(\varphi_{\text{Н}})}} \cdot \sin(\varphi_{\text{Н}}) = \frac{0{,}956^2}{\frac{0{,}1}{0{,}8}} \cdot 0{,}6 = 4{,}386,$$

где $\sin(\varphi_{\text{Н}}) = \sqrt{1 - \cos^2(\varphi_{\text{Н}})} = \sqrt{1 - 0{,}8^2} = 0{,}6.$

Переходное сопротивление системы определится аналогично выражению:

$$x'_{d2*} = \frac{x'_{2d(\text{ном})} \cdot S_{\text{б}}}{\frac{P_{\text{Г2ном}}}{\cos(\varphi_{\text{Г2}})}},$$

$$x'_{d2*} = \frac{0{,}271 \cdot 1000}{\frac{63}{0{,}8}} = 3{,}441.$$

Переходная ЭДС Г2 определяется следующим выражением:

$$\dot{E}'_{\Г2} = U_0 + \frac{Q_{\Н} \cdot (x'_{d\Г2} + x_{T2})}{U_0} + j\frac{P_{\Н} \cdot (x'_{d\Г2} + x_{T2})}{U_0}.$$

С учётом выражения выше получается:

$$\dot{E}'_{\Г2} = 0{,}95 + \frac{0{,}075 \cdot (0{,}048 + 3{,}441)}{0{,}95} + j\frac{0{,}1 \cdot (0{,}048 + 3{,}441)}{0{,}95}$$

$$= 1{,}225 + j0{,}367 = 1{,}278e^{j16{,}6°}.$$

Так как мощность нагрузки меньше мощности генератора Г1, следовательно, недостающую мощность будет поступать от системы, которая будет определятся следующим выражением:

$$\dot{S}_{2*} = \dot{S}_{\Н*} - \dot{S}_{0*} = (0{,}1 + j0{,}075) - (0{,}04 + j0{,}03) = 0{,}06 + j0{,}45.$$

С учётом полученных значений построена схема замещения (рис. 14)

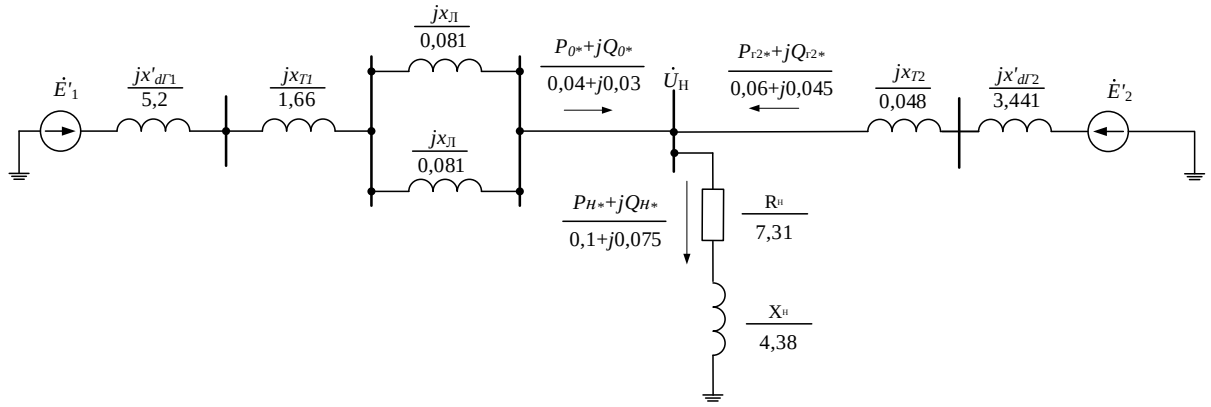

Рисунок 14 – Схема замещения

Для расчета динамической устойчивости при КЗ первоначально необходимо определить параметры, которые потребуются для дальнейшего расчёта.

Если электростанция содержит несколько параллельно включённых генераторов, заменяемых одним эквивалентным, то постоянная инерции, приведённая к базисной мощности, определяется как:

$$T_{Ji} = \frac{\sum_{i=1}^{n_\Г}\left(T_{J(\text{ном})i} \cdot P_{(\text{ном})i}\right)}{S_\б},$$

где $T_{Ji(\text{ном})}$ – постоянная инерции генератора, с;

$n_\Г$ – число эквивалентируемых генераторов.

С учётом формулы выше получается:

для ТГ3:

$$T_{J1} = 7{,}5 \cdot \frac{63}{1000} = 0{,}5 \text{ (с)};$$

для системы:

$$T_{J2} = 8{,}0 \cdot \frac{63}{1000} = 0{,}55 \text{ (с)}.$$

Остальные параметры, которые необходимы для расчёта, рассчитаны в пунктах выше.

5.3.1 Расчёт нормального режима

Параметры нормального режима рассчитаны в пунктах выше.

Взаимный угол между векторами переходных ЭДС генераторов в нормальном (исходном) режиме:

$$\delta'_{120} = \delta'_{10} - \delta'_{20},$$

$$\delta'_{120} = 40{,}79° - 16{,}67° = 24{,}12°.$$

Схема замещения цепи передачи в нормальном режиме представлена на рисунке 15.

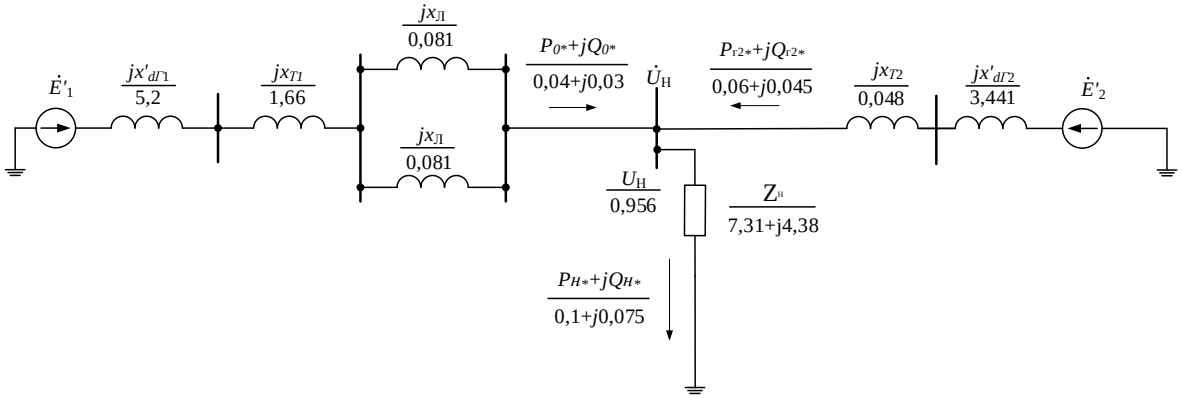

Рисунок 15 – Схема замещения ЭЭС в нормальном режиме

5.3.2 Расчёт аварийного режима

Собственные и взаимные сопротивления в аварийном режиме определяются методом преобразований (рис. 16). Необходимо учесть тот факт, что

при трёхфазном КЗ $x_{\Delta}^{(3)}$= 0. Далее необходимо преобразовать треугольник из сопротивлений $jx_{\Delta}^{(3)}$, $jx_{Л}/2$ и $\dot{Z}_{Н}$ в звезду с сопротивлениями в ветвях, которые определяются:

$$\dot{Z}_f = \frac{jx_{\Delta}^{(3)} \cdot \frac{jx_{Л}}{2}}{jx_{\Delta}^{(3)} + \frac{jx_{Л}}{2} + \dot{Z}_{Н}},$$

$$\dot{Z}_f = \frac{0 \cdot \left(j\frac{0{,}081}{2}\right)}{0 + \left(j\frac{0{,}081}{2}\right) + (7{,}31 + j4{,}38)} = 0;$$

$$\dot{Z}_h = \frac{\frac{jx_{Л}}{2} \cdot \dot{Z}_{Н}}{jx_{\Delta}^{(3)} + \frac{jx_{Л}}{2} + \dot{Z}_{Н}},$$

$$\dot{Z}_h = \frac{\left(j\frac{0{,}081}{2}\right) \cdot (7{,}31 + j4{,}38)}{0 + \left(j\frac{0{,}081}{2}\right) + (7{,}31 + j4{,}38)} = 0{,}00016 + j0{,}04 = 0{,}04 \cdot e^{j89{,}7°};$$

$$\dot{Z}_g = \frac{jx_{\Delta}^{(3)} \cdot \frac{jx_{Л}}{2}}{jx_{\Delta}^{(3)} + \frac{jx_{Л}}{2} + \dot{Z}_{Н}},$$

$$\dot{Z}_g = \frac{0 \cdot \left(j\frac{0{,}081}{2}\right)}{0 + \left(j\frac{0{,}081}{2}\right) + (7{,}31 + j4{,}38)} = 0.$$

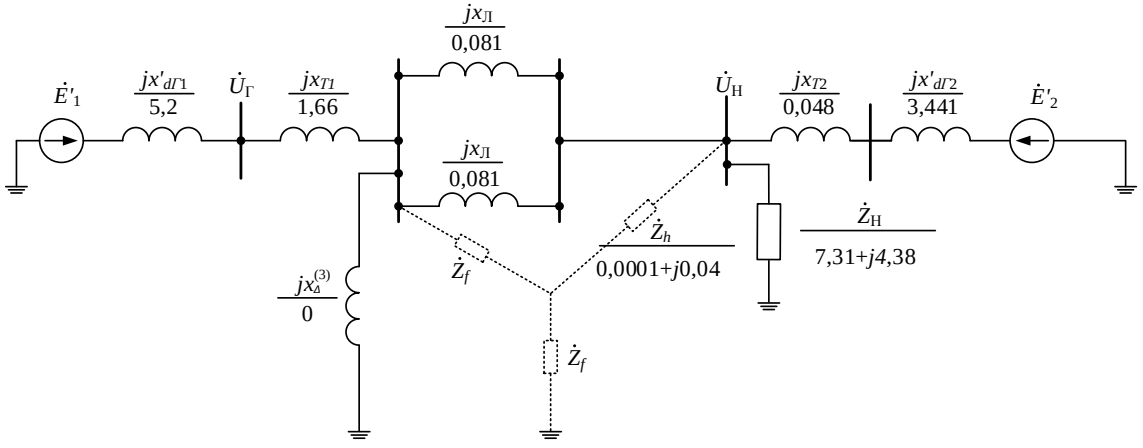

Рисунок 16 – Схема замещения цепи передачи в аварийном режиме

В результате получается Т-образная схема замещения (рис. 17) с сопротивлениями ветвей, которые определяются:

$$\dot{Z}_{1\text{II}} = \dot{Z}_f + jx'_{d\Gamma 1} + jx_{T1},$$

$$\dot{Z}_{1\text{II}} = 0 + j5{,}2 + j1{,}66 = j6{,}86 = 6{,}86e^{j90^\circ};$$

$$\dot{Z}_{2\text{II}} = \dot{Z}_h + jx_{T2} + jx'_{d\Gamma 2}$$

$$\dot{Z}_{2\text{II}} = 0{,}0001 + j0{,}04 + j0{,}048 + j3{,}441 = 0{,}0001 + j3{,}529 = 3{,}529e^{j89{,}8^\circ};$$

$$\dot{Z}_{3\text{II}} = \dot{Z}_g = 0.$$

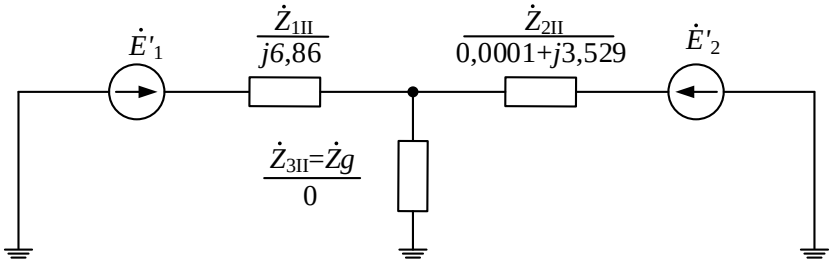

Рисунок 17 – Итоговая Т-образная схема замещения

Собственные и взаимное сопротивления определяются:

$$\dot{Z}_{11\text{II}} = \dot{Z}_{1\text{II}} + \frac{\dot{Z}_{2\text{II}} \cdot \dot{Z}_{3\text{II}}}{\dot{Z}_{2\text{II}} + \dot{Z}_{3\text{II}}},$$

$$\dot{Z}_{11\text{II}} = j6{,}86 + \frac{(0{,}0001 + j3{,}529) \cdot 0}{(0{,}0001 + j3{,}529) + 0} = j6{,}86 = 6{,}86e^{j90^\circ},$$

здесь $\psi_{11\text{II}} = 90^\circ$, $\alpha_{11\text{II}} = 90^\circ - \psi_{11\text{II}} = 0^\circ$.

$$\dot{Z}_{12\text{II}} = \dot{Z}_{1\text{II}} + \dot{Z}_{2\text{II}} + \frac{\dot{Z}_{1\text{II}} \cdot \dot{Z}_{2\text{II}}}{\dot{Z}_{3\text{II}}},$$

$$\dot{Z}_{12\text{II}} = j6{,}86 + (0{,}0001 + j3{,}529) + \frac{j6{,}86 \cdot (0{,}0001 + j3{,}529)}{0} \to \infty;$$

$$\dot{Z}_{22\text{II}} = \dot{Z}_{2\text{II}} + \frac{\dot{Z}_{1\text{II}} \cdot \dot{Z}_{3\text{II}}}{\dot{Z}_{1\text{II}} + \dot{Z}_{3\text{II}}},$$

$$\dot{Z}_{22\text{II}} = (0{,}0001 + j3{,}529) + \frac{j6{,}86 \cdot 0}{j6{,}86 + 0} = (0{,}0001 + j3{,}529) = 3{,}529e^{j89{,}8^\circ},$$

здесь $\psi_{22\text{II}} = 89{,}8^\circ$, $\alpha_{22\text{II}} = 90^\circ - \psi_{22\text{II}} = 0{,}2^\circ$.

В результате характеристика мощности генераторов в аварийном режиме:

$$P_{1\text{II}}(\delta'_{12}) = \frac{E'_1 \cdot E'_1}{\dot{Z}_{11\text{II}}}\sin(\alpha_{11\text{II}}) + \frac{E'_1 \cdot E'_2}{\dot{Z}_{12\text{II}}}\sin(\delta'_{12} - \alpha_{12\text{II}}) = 0,$$

Поскольку $\sin(\alpha_{11\text{II}}) = 0$, а $\dot{Z}_{12\text{II}} \to \infty$, то генератор Г1 в этом режиме активную мощность не выдаёт.

$$P_{2\text{II}}(\delta'_{12}) = \frac{E'_2 \cdot E'_2}{\dot{Z}_{22\text{II}}}\sin(\alpha_{22\text{II}}) - \frac{E'_1 \cdot E'_2}{\dot{Z}_{12\text{II}}}\sin(\delta'_{12} + \alpha_{12\text{II}}) = 0{,}065$$

Относительное ускорение роторов генераторов в аварийном режиме:

$$a_{12\text{II}} = 360 \cdot f_0\left(\frac{P_{01-}P_{1\text{II}}}{T_{J1}} - \frac{P_{02-}P_{2\text{II}}}{T_{J2}}\right)$$

где f_0 – частота сети, Гц.

$$a_{12\text{II}} = 360 \cdot 50 \cdot \left(\frac{0{,}04 - 0}{0{,}5} - \frac{0{,}06 - 0{,}065}{0{,}55}\right) = 1592 \text{ град. эл/с}^2.$$

5.3.3 Расчёт послеаварийного режима

В результате срабатывания релейной защиты повреждённая цепь ВЛЭП отключается (тем самым ликвидируется КЗ), и связь между генератором ТГ3 и нагрузкой восстанавливается, но при одной работающей цепи ЛЭП (рис. 18).

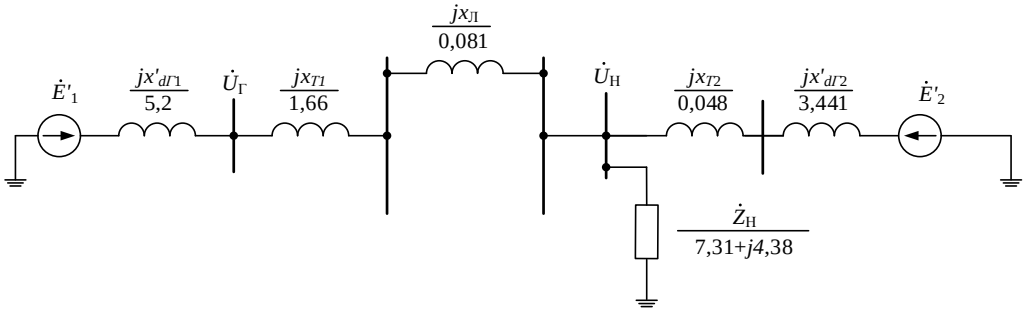

Рисунок 18 – Схема замещения цепи передачи в послеаварийном режиме

Расчёт сопротивления Т-образной схемы производится аналогично расчёту выше:

$$\dot{Z}_{1\text{III}} = jx'_{d\Gamma 1} + jx_{T1} + jx_{\text{Л}},$$

$$\dot{Z}_{1\text{III}} = j6{,}941 = 6{,}941e^{j90^\circ};$$

$$\dot{Z}_{2\text{III}} = jx_{T2} + jx'_{d\Gamma 2},$$

$$\dot{Z}_{2III} = j3{,}489 = 3{,}489e^{j90^\circ};$$

$$\dot{Z}_{3III} = \dot{Z}_{H} = 7{,}31 + j4{,}38 = 8{,}522e^{j30{,}9^\circ},$$

затем определяются собственные и взаимное сопротивления аналогично расчёту выше:

$$\dot{Z}_{11III} = j6{,}941 + \frac{j3{,}489 \cdot (7{,}31 + j4{,}38)}{j3{,}489 + (7{,}31 + j4{,}38)} = 0{,}771 + j9{,}6 = 9{,}631e^{j85{,}4^\circ}$$

здесь ψ_{11III} =85,4°, α_{11III} = 90°- ψ_{11III} = 4,6°.

$$\dot{Z}_{12III} = j6{,}941 + j3{,}489 + \frac{j6{,}941 \cdot j3{,}489}{(7{,}31 + j4{,}38)} = -2{,}438 + j11{,}891 = 12{,}13e^{j101{,}6^\circ};$$

здесь ψ_{12III} =101,6°, α_{12III} = 90°- ψ_{12III} = -11,6°.

$$\dot{Z}_{22III} = j3{,}489 + \frac{j6{,}941 \cdot (7{,}31 + j4{,}38)}{j6{,}941 + (7{,}31 + j4{,}38)} = (1{,}939 + j7{,}42) = 7{,}676e^{j75{,}3^\circ},$$

здесь ψ_{22III} = 75,3°, α_{22III} = 90°- ψ_{22III} = 14,7°.

В результате характеристика мощности генераторов в послеаварийном режиме:

$$P_{1III}(\delta'_{12}) = \frac{E'_1 \cdot E'_1}{\dot{Z}_{11III}} \sin(\alpha_{11III}) + \frac{E'_1 \cdot E'_2}{\dot{Z}_{12III}} \sin(\delta'_{12} - \alpha_{12III}),$$

тогда:

$$P_{1III}(\delta'_{12}) = \frac{3{,}66^2}{9{,}631} \sin(4{,}6^\circ) +$$

$$+ \frac{3{,}66 \cdot 1{,}2}{12{,}13} \sin\left(\delta'_{12} - (-11{,}6^\circ)\right) = 0{,}111 + 0{,}386 \sin(\delta'_{12} + 11{,}6^\circ)$$

$$P_{2III}(\delta'_{12}) = \frac{E'_2 \cdot E'_2}{\dot{Z}_{22III}} \sin(\alpha_{22III}) - \frac{E'_1 \cdot E'_2}{\dot{Z}_{12III}} \sin(\delta'_{12} + \alpha_{12III}),$$

тогда:

$$P_{2III}(\delta'_{12}) = \frac{1{,}2^2}{7{,}67} \sin(14{,}7^\circ) -$$

$$- \frac{3{,}37 \cdot 1{,}2}{12{,}13} \sin\left(\delta'_{12} + (-11{,}6)\right) = 0{,}053 - 0{,}38 \sin(\delta'_{12} - 11{,}6^\circ)$$

Относительное ускорение генераторов в послеаварийном режиме определится:

$$a_{12III}(\delta'_{12}) = 583{,}6 - 579{,}2 \sin(\delta'_{12} - 11{,}6^\circ) - 3090{,}4 \sin(\delta'_{12} + 11{,}6^\circ), \text{град. эл/с}^2$$

В нормальном режиме относительное ускорение отсутствует, т.е. $a_{12I} = 0$. Переходный процесс начинается при значении взаимного угла $\delta'_{120} = 24{,}12°$.

Для определения критического угла $\delta'_{кр}$ необходимо правую часть выражения ускорения в послеаварийном режиме приравнять к нулю:

$$583{,}6 - 579{,}2\sin(\delta'_{12} - 11{,}6°) - 3090{,}4\sin(\delta'_{12} + 11{,}6°) = 0.$$

Численное решение этого уравнения относительно угла δ'_{12} осуществляется с помощью пакета *Mathcad* (рис. 19).

$\delta_{12} := 10 \cdot deg$

$\delta_{12уст} := root\left[\left(-779.25 \cdot \sin\left(\delta_{12} - 0.2862\right) + -4156.0 \cdot \sin\left(\delta_{12} + 0.2862\right) + 1903.14\right), \delta_{12}\right] = 11.82 \cdot deg$

$\delta_{12} := 90 \cdot deg$

$\delta_{12кр} := root\left[\left(-779.25 \cdot \sin\left(\delta_{12} - 0.2862\right) + -4156.0 \cdot \sin\left(\delta_{12} + 0.2862\right) + 1903.14\right), \delta_{12}\right] = 145.41 \cdot deg$

Рисунок 19 – Определение критического угла с помощью пакета *Mathcad*

Первое из полученных значений соответствует установившемуся углу в послеаварийном режиме $\delta'_{12уст}$=11,82° , а второе – критическому углу $\delta'_{12кр} = 145{,}4°$.

Предельный угол отключения определяется с помощью правила площадей, приравняв к нулю сумму площадей ускорения и возможного торможения:

$$F_{уск} + F_{в.торм} = 0;$$

$$\int_{\delta'_{120}}^{\delta'_{12откл.пр}} a_{12II} d\delta'_{12} + \int_{\delta'_{12откл.пр}}^{\delta'_{12откл.пр}} a_{12III} d\delta'_{12} = 0;$$

Полученное выражение решается с помощью программы *Mathcad* (рисунок 20), в результате чего определяется искомая величина $\delta'_{12откл.пр} = 87{,}77°$.

$\delta_{12.откл.пр} := 30 \cdot deg$

$\delta_{12.откл.кр} := root\left[\left[\int_{\delta'_{120}}^{\delta'_{12.откл.пр}} (a_{12II})\, d\delta'_{12} + \int_{\delta'_{12.откл.пр}}^{\delta'_{12кр}} (-779.25 \cdot \sin(\delta'_{12} - 0.2862) + -4156.0 \cdot \sin(\delta'_{12} + 0.2862) + 1903.14)\, d\delta'_{12}\right], \delta'_{12.откл.пр}\right] = 87.775 \cdot deg$

Рисунок 20 – Определение предельного угла отключения трёхфазного КЗ с помощью программы *Mathcad*

График относительного ускорения роторов от взаимного угла δ'_{12} представлен на рисунке 21.

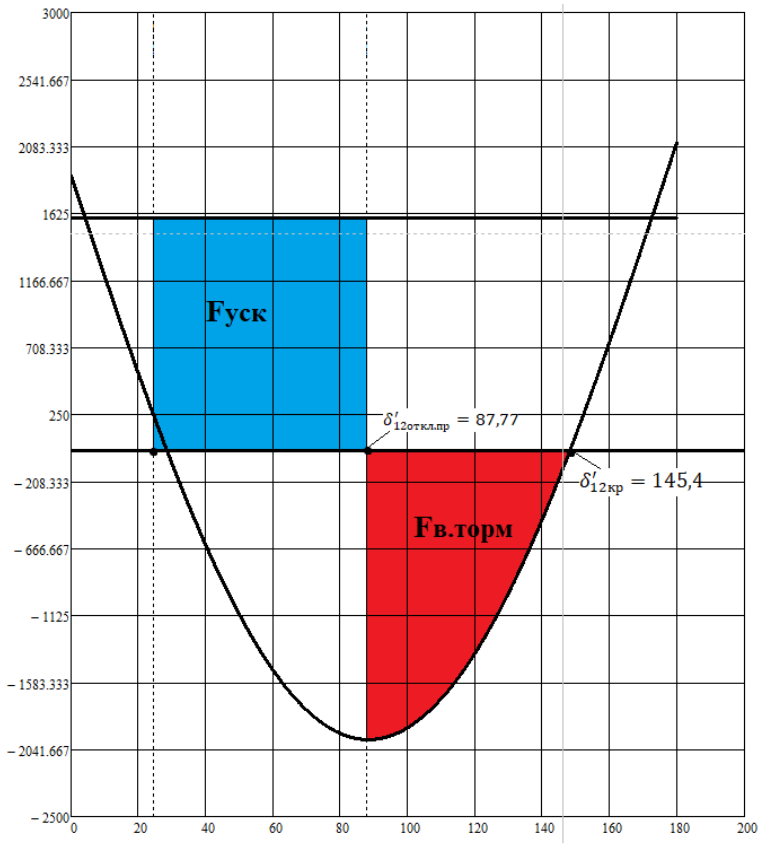

Рисунок 21 – Графики изменения относительного ускорения в аварийном К $^{(3)}$ a_{12II} и послеаварийном a_{12III} режимах

В рассматриваемом случае при трёхфазном КЗ относительное ускорение имеет постоянную величину a_{12II} = 1592 град.эл/с. Поэтому связанное с ним изменение взаимного угла от времени описывается выражением

$$\delta'_{12}(t) = \delta'_{120} + a_{12II} \cdot \frac{t^2}{2},$$

Где учтено, что из-за инерции начальное значение относительной скорости $\Delta\omega_{120} = 0$. При $t = t_{\text{откл.пр}}$ взаимный угол $\delta'_{12} = \delta'_{12\text{откл.пр}}$, тогда предельное время отключения трёхфазного КЗ:

$$t_{\text{откл.пр}} = \sqrt{\frac{2\left(\delta'_{12\text{откл.пр}} - \delta'_{120}\right)}{a_{12\text{II}}}},$$

$$t_{\text{откл.пр}} = \sqrt{\frac{2(87{,}7° - 24{,}12°)}{1592}} = 0{,}282 \text{ с.}$$

Зависимость угла δ'_{12} от времени представлена на рисунке 22.

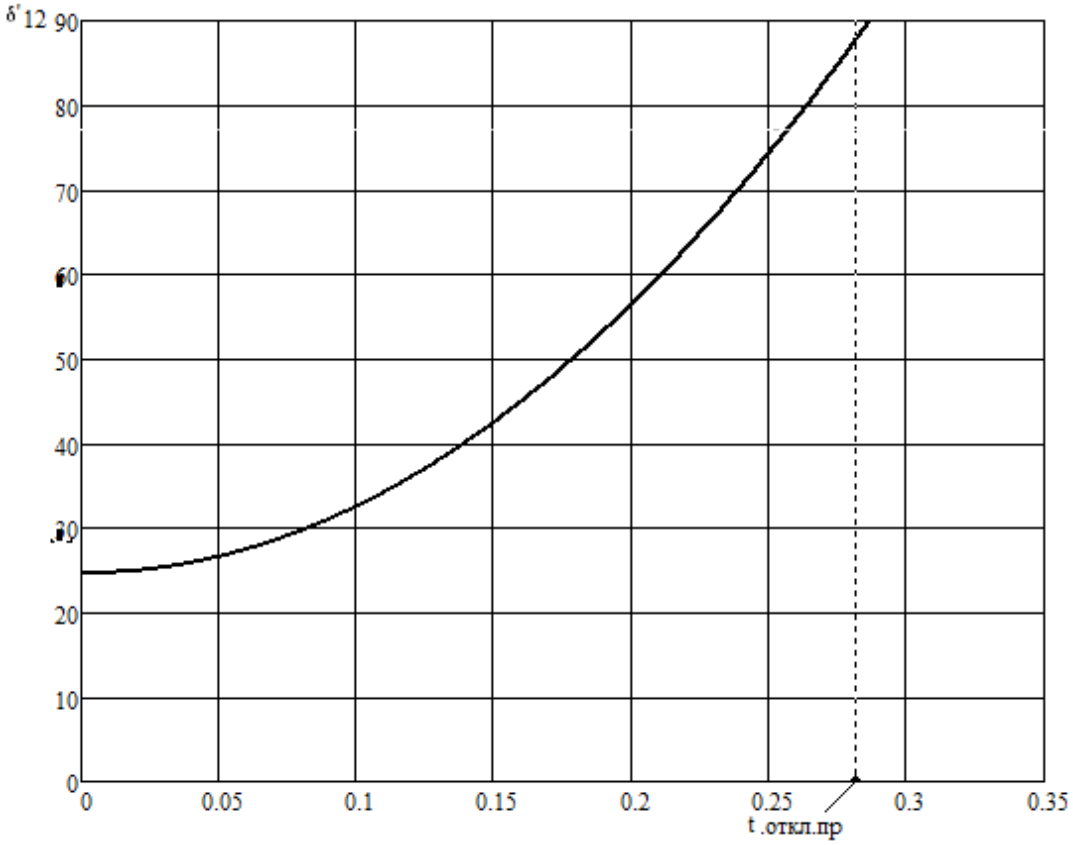

Рисунок 22 – Изменение угла δ'_{12} от времени при трёхфазном КЗ в начале одной из цепей ЛЭП

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрена ТЭЦ «ЧМК», для которой был выполнен анализ режимом – посчитаны режимы максимальных и минимальных нагрузок в сети 110 кВ. По результатам анализа представлены сведения о напряжения в узлах и о загруженности трансформаторов и генераторов, установленных на ТЭЦ. Выполнен расчет токов короткого замыкания с помощью специализированного программного обеспечения в объёме, необходимом для разработки релейной защиты.

Произведён выбор видов релейной защиты и автоматики для ТЭЦ «ЧМК». Определены марки микропроцессорных терминалов. Основным поставщиком устройств РЗА выбрано ООО НПП «ЭКРА». Приняты к установке шкафы и терминалы:

— для защиты линии терминал ШЭ2607 091.

— для защиты силового трансформатора ШЭ2607 155 (041).

— для защиты генератора БМРЗ-ГР выпускаемые ООО «НТЦ «Механотроника»

— для защиты трансформатора напряжения терминал БЭ2502А0402.

— для защиты секционного выключателя БЭ2502А0201.

— для выключателя ШЭ2607 019.

Для перечисленных защит в работе выполнен расчет уставок и предложены рекомендации по их настройке.

На завершающем этапе выполнен анализ статической и динамической устойчивости генератора ТГ3. Оценка показала, что коэффициент запаса статической устойчивости достигает 55%. При возникновении близкого трехфазного КЗ на отходящей линии 110 кВ предельное время срабатывании защит, при котором сохраняется устойчивая работа генератора составляет 0,282 с, что с запасом превышает реальное время срабатывания основных её защит.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Правила устройства электроустановок, 6-е и 7-е изд. – Новосибирск, 2007 – 854 с.

2. Положение о технической политике ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2011 – 147 с.

3. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2007 – 132 с.

4. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2010 – 128с.

5. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229.

6. ОАО «Электрокабель». Каталог продукции. – http://www.elcable.ru/product/catalog/.

7. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 96 с.

8. ООО «Ростовская Электротехническая Компания». Каталог продукции. – http://rec.su/catalog/.

9. ГОСТ 2213-79 «Предохранители переменного тока на напряжения 3 кВ и выше».

10. ТУ3414-016-05755766-2007 «Предохранители плавкие высковольтные серии «ПКТ-VK, ПКТ, ПКН».

11. ООО «Уралэнерго». Каталог продукции. – http://uralen.ru/catalog/pred/

12 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.; ил

13. ГОСТ 14209 – 97 «Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов».

14. ОАО «Электрозавод». Каталог продукции. - http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog/.

15. СТО 56947007 – 29.130.10.095 – 2011. Выполнение оперативного тока на напряжение от 3 до 1150 кВ. Указания по выбору стандарта организации ОАО «ФСК ЕЭС».

16. ГОСТ 27514–87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. –М.: Изд-во стандартов, 1989, – 41 с.

17. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: Изд-во стандартов, 1998, – 131 с.

18. СТО 56947007-29.130.20.104-2011. Типовые технические требования к КРУ классов напряжения 6-35 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС».

19. «Типовые технические требования к трансформаторам, автотрансформаторам класса напряжения 110-750 кВ». Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.180.091 – 2011.

20. Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования ОАО "ФСК ЕЭС" – Москва, 2009 – 29 с.

21. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации электродвигателя типа БЭ2502А0701. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-0701 РЭ. – http://www.ekra.ru/produkcija/rza podstancionnogo-oborudovanija-6-35-kv/368-be2502a0701hh.html.

22. Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 3-е, перераб. и доп. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1985 – 297 с.

23. ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока». Каталог продукции. – http://www.cztt.ru/userFiles/Catalog%202014/katalog_2014_all.pdf.

24. Методические указания от ФСК СТО 56947007-29.120.70.100-2011. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА».

25. Выбор уставок срабатывания защит асинхронных электродвигателей напряжением выше 1 кВ. / А.М. Александров. – СПб.: ПЭИПК, 1999.

26. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.; ил.

27. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии типа БЭ2502А01ХХ. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656122.001-01 РЭ. – http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-6-35-kv/368-be2502a01hh.html.

28. Шкаф защиты двухобмоточного трансформатора и управления РПН типа ШЭ2607153.– http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-35-110-kv.

29. Шкаф дистанционной и токовой защит линии типа ШЭ2607021.Руководство по эксплуатации. – http://www.ekra.ru/produkcija/rza-podstancionnogo-oborudovanija-110-220-kv/zashchity-linii-rezervnye/268-she2607-021.html.

30. Руководящие указания по релейной защите, вып. 7. Дистанционная защита линий 35–330 кВ. – М.: Изд-во «Энергия», 1966, – 172 с., ил.

31. Трансформаторы напряжения (антирезонансные однофазные) НАМИ-220 УХЛ1. – http://www.ktp-tm-kso.ru/trizm/nami-220.html

32. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4–35 кВ и 110–1150 кВ / Под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова. – М.: Папирус Про, 2003. – 640 с.

33. Голубев М.Л. Автоматическое повторное включение в распределительных сетях. Выпуск 546. – М.: Изд-во «Москва энергоиздат», 1982, - 93 с.

34. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты и измерения. РД 153-34.0-35.301-2002. – М.: Изд-во стандартов, 2002, – 72 с.

35. ООО «Энергопром». Каталог продукции трансформаторов. - http:// energoprom74.ru/kat/transform/trstm/trtmn/trtmn_119.html.

36. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.К. Кареева, Т.В. Чирикова. – 4-е изд., стер. – М.:Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.

37. Защита генераторов, работающих на сборные шины. Расчет уставок методические указания – http://www.mtrele.ru/files/project/raschet_ustavok/zashita_generatorov.pdf