

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт Энергетический
Направление подготовки (специальность) 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электроэнергетических систем

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Реконструкция релейной защиты линии 220кВ Новосибирской энергосистемы

УДК 621.316.925.1.004.67:621.311(571.14)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5B	Привалов Роман Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф.ЭЭС	Юдин С.М.	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры менеджмента	Грахова Е.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭБЖ	Дашковский А.Г.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов А.О.	К.Т.Н.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Энергетический институт
 Направление подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
 Кафедра «Электроэнергетические системы»

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5B	Привалов Роман Владимирович

Тема работы:

Реконструкция релейной защиты линии 220кВ Новосибирской энергосистемы	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	03.02.2017 № 591/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> – структура основных сетей, нагрузки и генерации энергосистемы, – схема электрических соединений сети энергосистемы, – схемы замещения энергосистемы для расчетов рабочих режимов и переходных процессов, – справочные и статистические данные
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Постановка задачи 2. Анализ исходных данных и принятие предварительных проектных решений. <ol style="list-style-type: none"> 2.1 Конфигурация, параметры схем элементов, установившихся режимов выбранного района энергосистемы. 2.2 Принципы, виды и основные характеристики производимой фирмами аппаратуры РЗА.

работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).	<p>2.3 Принятие варианта решений по составу и номенклатуре РЗА заданных автоматизируемых объектов</p> <p>3. РЗ воздушной линии ПС Кемеровская-Беловская ГРЭС</p> <p>4. РЗ АТ на ПС Кемеровская</p> <p>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>6. Социальная ответственность</p>
Перечень графического материала (с точным указанием обяза-тельных чертежей)	<p>1. Схема электрических соединений сетевого района ПС Кемеровская (1 лист);</p> <p>2. Совмещенная схема прямой, обратной и нулевой последовательностей сетевого района ПС Кемеровская (1 лист).</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Ассистент кафедры менеджмента – Грахова Елена Александровна.
«Социальная ответственность»	Доцент кафедры ЭБЖ – Дашковский Анатолий Григорьевич.
«Раздел на английском языке»	Доцент кафедры ИЯЭИ – Буран Анна Леонидовна.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Введение

Основные наработки

Заключение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭЭС	Юдин Святослав Михайлович	к.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ5Б	Привалов Роман Владимирович		

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения
Общекультурные компетенции	
P1	Способность понимать и анализировать социальные и экономические проблемы и процессы; готовность применять базовые методы гуманитарных, социальных и экономических наук в различных видах профессиональной и социальной деятельности.
P2	Демонстрировать понимание сущности и значения информации в развитии современного общества, владение основными методами, способами и средствами получения, хранения, переработки информации; использование современных технических средств и информационных технологий в профессиональной области для решения коммуникативных задач.
P3	Способность самостоятельно применять методы и средства познания, обучения и самоконтроля; осознавать перспективность интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования; уметь критически оценивать свои достоинства и недостатки.
P4	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, демонстрируя навыки руководства коллективом исполнителей, в том числе над междисциплинарными проектами; уметь проявлять личную ответственность, приверженность профессиональной этике и нормам ведения профессиональной деятельности.
P5	Демонстрировать знание социальных, правовых, культурных и экологических аспектов профессиональной деятельности, знание вопросов охраны здоровья, безопасности жизнедеятельности и труда на электроэнергетических и электротехнических производствах.
P6	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, в том числе на иностранном языке; анализировать существующую и разрабатывать самостоятельно техническую документацию; четко излагать и защищать результаты профессиональной деятельности.
Общепрофессиональные компетенции	
P7	Способность применять основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования в профессиональной деятельности с целью моделирования элементов, систем и объектов электроэнергетики и электротехники.
P8	Способность применять стандартные методы расчета и средства автоматизации проектирования; принимать участие в выборе и проектировании элементов, систем и объектов электроэнергетики и электротехники в соответствии с техническими заданиями.
P9	Способность применять современные методы разработки энергосберегающих и экологически чистых технологий, обеспечивающих безопасность жизнедеятельности людей и их защиту от возможных последствий аварий, катастроф и стихийных бедствий; применять способы рационального использования сырьевых, энергетических и других видов ресурсов на электроэнергетическом и электротехническом производствах.
P10	Готовностью обеспечивать соблюдение производственной и трудовой дисциплины на электроэнергетическом и электротехническом производствах; осваивать новые технологические процессы производства продукции; обеспечивать соблюдение заданных параметров технологического процесса и качества продукции.
P11	Способность проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P12	Способность проводить эксперименты по заданным методикам с обработкой и анализом результатов; планировать экспериментальные исследования; применять методы стандартных испытаний электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники.
P13	Способность участвовать в работе над инновационными проектами, используя базовые методы исследовательской деятельности на основе систематического изучения научно-технической информации, отечественного и зарубежного опыта, патентных исследований по соответствующему профилю подготовки.
P14	Способностью к монтажу, регулировке, испытаниям, сдаче в эксплуатацию, наладке и опытной проверке электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P15	Готовность осваивать новое электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организации профилактических осмотров и текущего ремонта.
P16	Способность разрабатывать рабочую проектную и научно-техническую документацию, выполнять

Код результата	Результат обучения
	проектно-конструкторские работы в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; использовать нормативные документы по качеству, стандартизации и сертификации электроэнергетических и электротехнических объектов, организовывать метрологическое обеспечение; подготавливать документацию для создания системы менеджмента качества; составлять оперативную документацию, предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.
Специальные профессиональные компетенции Профиль «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»	
P7	Способностью моделировать режимы работы релейной защиты и противоаварийной автоматики энергосистем с использованием профессиональных программ; проводить экспериментальные исследования функционирования элементной базы системной автоматики.
P8	Способностью определить параметры срабатывания релейной защиты энергообъекта; оценивать защитную способность проектируемой релейной защиты.
P9	Способностью оценивать влияние аварийных ситуаций в энергосистемах на безопасность жизнедеятельности людей; последствия от прекращения электроснабжения на функционирование предприятий и возможного ущерба.
P10	Способностью обеспечить соблюдение заданных параметров при производстве устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики; проводить работы по сертификации устройств автоматики энергосистем.
P11	Способностью планировать работу персонала и фондов оплаты труда при разработке релейной защиты и автоматики объектов электроэнергетических систем.
P12	Способностью использовать современную аппаратуру для измерения режимных параметров. Готовностью к участию в исследовательских работах по автоматизации энергообъектов; к участию во внедрении результатов выполненных исследований по автоматизации энергообъектов; использовать современную аппаратуру для измерения режимных параметров.
P13	Готовностью к участию в исследовательских работах и внедрению результатов выполненных исследований по автоматизации энергообъектов.
P14	Готовностью к участию в работе по монтажу и наладке устройств автоматики; способностью к участию в монтаже устройств релейной защиты и автоматики энергообъектов. Способностью к участию в натурных испытаниях и сдаче в эксплуатацию смонтированного оборудования релейной защиты и автоматики.
P15	Способностью к обслуживанию устройств релейной защиты и автоматики; способностью к оценке состояния и условий эксплуатации релейной защиты и автоматики энергообъекта. Готовностью к участию в работах по модернизации устройств релейной защиты и автоматики энергообъекта.
P16	Способностью к проведению анализа результатов работы и составлению отчетной документации.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт Энергетический
Направление подготовки (специальность) 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
Уровень образования магистр
Кафедра Электроэнергетических систем
Период выполнения (осенний/весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
------------------------------------------	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.10.2016 г.	Анализ исходных данных и принятие предварительных проектных решений	10
3.01.2017 г.	Характеристика защищаемого объекта	7
14.03.2017 г.	Выбор и обоснование устанавливаемых защит	8
04.04.2017 г.	Выбор устройств и аппаратной реализации релейной защиты	10
21.04.2017 г.	Расчет релейной защиты воздушной линии электропередачи	15
01.05.2017 г.	Расчет релейной защиты автотрансформатора	15
12.05.2017 г.	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2017 г.	Социальная ответственность	10
29.05.2017 г.	Оформление работы	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры ЭЭС	Юдин С.М.	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭЭС	Сулайманов А.О.	к.т.н., доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 143 стр., 27 рис., 19 табл., 23 источника, 2 приложения.

Ключевые слова: релейная защита, энергосистема, воздушная линия электропередачи, подстанция, короткое замыкание.

Объектом исследования является релейная защита воздушной линии электропередачи напряжением 220 кВ ПС Кемеровская – Беловская ГРЭС и автотрансформатора на ПС Кемеровская Кузбасской ЭЭС.

Цель работы – спроектировать релейную защиту воздушной линии электропередачи и автотрансформатора 220 кВ. Проектирование включает в себя расчет дистанционной и ступенчатых защит. Выполнить оценку экономических затрат на внедрение и содержание устройств релейной защиты воздушной линии электропередачи 220 кВ.

В процессе исследования проводился выбор микропроцессорного терминала защиты.

В результате исследования проведены расчеты параметров выбранных защит.

Область применения: результаты данной работы могут быть использованы как основа для рабочего проектирования при модернизации устройств релейной защиты на линии электропередачи 220 кВ.

Экономическая эффективность проекта заключается в надежной и безотказной работе релейной защиты.

В будущем планируется реализация данного проекта при проектировании линии электропередачи напряжением 220 кВ.

Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью следующих программных комплексов:

- APM CP3A;
- MS Visio 2010;
- MS Word 2010;
- MS Excel 2010.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1 Анализ исходных данных и принятие предварительных проектных решений	5
1.1 Характеристика защищаемого объекта	5
1.2 Выбор и обоснование устанавливаемых защит	5
1.3 Выбор аппаратной реализации релейной защиты	6
1.4 Выбор устройств релейной защиты	7
1.5 Выбор измерительных трансформаторов	8
2 Расчет параметров релейной защиты линии	11
2.1 Дистанционная защита	11
2.2 Токовая ступенчатая защита нулевой последовательности	27
2.3 Токовая ступенчатая защита	37
3 Расчет параметров релейной защиты автотрансформатора	44
3.1 Дистанционная защита	44
3.2 Ступенчатая токовая защита нулевой последовательности	59
3.3. Продольная дифференциальная токовая защита автотрансформатора	68
4 Программы и методики функциональных испытаний основных функций защит	81
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	100
5.1 Анализ конкурентных технических решений	101
5.2 Планирование научно-исследовательских работ	115
6 Социальная ответственность	121
6.1 Анализ вредных и опасных факторов	122
6.2 Порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.	125
6.3 Санитарно-защищаемая зона ВЛ.	126
6.4 Опасность поражения электрическим током.	131
6.5 Аварии на коммунальных электрических сетях.	140
Заключение	141
Список используемых источников	142
Нормативная литература	143
Приложение А	
Приложение Б	

ВВЕДЕНИЕ

Релейная защита осуществляет автоматическое выявление повреждений и ненормальных режимов в электрической части энергосистем и является важнейшей автоматикой, обеспечивающей их надежную и устойчивую работу.

В современных энергетических системах значение релейной защиты возрастает в связи с ростом мощности энергосистем, объединением их в единые электрически связанные системы.

Характерным для современных энергосистем является развитие сетей высокого и сверхвысокого напряжения, с помощью которых производится объединение энергетических систем и передача больших потоков электрической энергии от мощных электростанций к крупным центрам потребления. В связи с этим задача проектирования релейной защиты системообразующих линий электропередачи по-прежнему остается актуальной. Целесообразно применять цифровые комплексы релейной защиты потому, что они компактны, удобны в эксплуатации и настройке, позволяют с высокой точностью проводить замеры электрических величин, фиксировать в реальном времени возникшие аварийные ситуации. Для достижения указанных целей был использован специализированный программный комплекс АРМ СРЗА, который позволяет проводить расчеты релейной защиты. На практике его применяют для сокращения трудоемких, выполненных вручную расчетов, которые зачастую оказываются неверными, что приводит к неправильной настройке релейной защиты, и занимают много времени.

При выборе и проектировании устройств релейной защиты следует принимать во внимание следующее:

- Для повышения надежности функционирования не следует учитывать маловероятные режимы работы системы и маловероятные виды повреждений, если это приводит к заметному усложнению защит;
- Выбор конкретного типа защиты должен проводиться с учетом экономической эффективности, включающей абсолютную стоимость, стоимость монтажа и наладки, эксплуатационные расходы.

1 АНАЛИЗ ИСХОДНЫХ ДАННЫХ И ПРИНЯТИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ

1.1 Характеристика защищаемого объекта

В данной работе производится выбор устройств релейной защиты воздушной линии 220 кВ ПС Кемеровская – Беловская ГРЭС Кузбасской ЭЭС. Расчет производим для комплекта, установленного на подстанции Кемеровская. Принципиальная схема электрических соединений сетевого района защищаемой линии представлена в приложении А. Для расчета нам понадобятся объекты первой и второй периферии.

Объекты первой периферии:

- Автотрансформаторы 2АТ и 3АТ 230/115/10,5;
- Трансформаторы 1Т и 2Т 230/15,75;
- Воздушная линия 201 Беловская ГРЭС – ПС Восточная 220 кВ;
- Воздушная линия 300 Беловская ГРЭС – ПС Бачатская 220 кВ;
- Воздушная линия 302 Беловская ГРЭС – ПС Новокузнецкая 220 кВ.

Объекты второй периферии:

- Воздушная линия 227 Бачатская – Артышта 220 кВ;
- Воздушная линия 235 Новокузнецкая–НКАЗ-2 220 кВ;
- Воздушная линия 252 Восточная–Заря 220 кВ
- Автотрансформаторы 1АТ и 2АТ 230/115/10,5;
- Автотрансформаторы 1АТ и 2АТ 500/230/15,75;

В качестве исходных данных используются параметры объектов, взятые из базы данных программного комплекса АРМ СРЗА.

1.2 Выбор и обоснование устанавливаемых защит

Согласно [2, 3.2.111], на рассматриваемой линии, которая имеет питание с двух или более сторон, для защиты от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве основной (только на линиях 110-220 кВ).

В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. Для данной линии в качестве резервной принимаем токовую ступенчатую защиту. Для которой: первая ступень является токовой отсечкой без выдержки времени, вторая ступень – токовой отсечкой с выдержкой времени, третья ступень – максимальной токовой защитой.

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

1.3 Выбор аппаратной реализации релейной защиты

В настоящее время микропроцессорные устройства являются основным направлением развития релейной защиты. Помимо основной функции – аварийного отключения энергетических систем, микропроцессорные устройства имеют дополнительные функции по сравнению с устройствами релейной защиты других типов (электромеханические, микроэлектронные реле) по регистрации аварийных ситуаций. В некоторых типах устройств введены дополнительные режимы защиты, например, функция дальнего резервирования отказов защит и выключателей. Данные функции не могут быть реализованы на устройствах релейной защиты на электромеханической или аналоговой базе.

К достоинствам микропроцессорных устройств можно отнести:

- Многофункциональность;
- Точность измерений;
- Компактность;
- Удобство фиксации неисправностей и настройки защиты.

К недостаткам относится использование микроконтроллера – более высокая стоимость и неремонтопригодность (в случае выхода из строя блока управления, экономически целесообразно заменить его целиком).

Кроме того, в отсутствии единого стандарта на аппаратуру, микропроцессорные устройства различных разработчиков не являются взаимозаменяемыми.

1.4 Выбор устройств релейной защиты

По оценкам специалистов, в России примерно 80% устройств релейной защиты находятся в эксплуатации более 20 лет и безнадежно устарели как физически, так и морально. С моей точки зрения, замена и реконструкция оборудования должна происходить с учетом возможностей новой микропроцессорной техники, имеющей существенные преимущества перед электромеханическими аналогами. Опыт внедрения микропроцессорных защит показал, что эксплуатационный персонал быстро привыкает к удобствам, которые предоставляет эта техника: анализ и формирование баз данных аварийных ситуаций, объединение устройств в единую локальную сеть с возможностью дистанционного управления и наблюдения, построения на их базе АСУ ТП электрической части подстанции. Прогресс в этом направлении неизбежен.

Также немаловажным требованием к защите является адаптация техники к российским условиям. Большое преимущество отечественных фирм производителей – это знание суровых климатических условий России. С моей точки зрения, выпускаемая техника фирмы ЭКРА не уступает зарубежной, а также более приспособлена к российским условиям, как по техническим, так и по ценовым показателям. Также зная нынешнюю сложившуюся политическую ситуацию в мире, российские заказчики предпочитают отечественных производителей, которые вряд ли будут подвержены санкциям со стороны антироссийски настроенных стран, и курс валюты в меньшей степени будет влиять на цену продукции этих фирм.

Для воздушной линии 220 кВ выбираем микропроцессорное устройство релейной защиты фирмы НПП «ЭКРА». Шкаф типа ШЭ2607 016 содержит один комплект, который реализует функции:

- дистанционной защиты;
- токовой защиты нулевой последовательности;
- токовой отсечки;
- максимальной токовой защиты;

- автоматической разгрузки при перегрузках по току;
- автоматического повторного включения;
- устройства резервирования отказа выключателей
- автоматики управления линейным или обходным выключателем.

2 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ

2.1 Дистанционная защита

Расчет уставки первой ступени

1 ступень:

Первичное сопротивление срабатывания первой ступени защиты без выдержки времени должно быть отстроено от короткого замыкания на шинах противоположного конца линии, в данном случае рассматриваем короткое замыкание на Беловской ГРЭС.[7, стр. 29].

В программе выбираем пункт «Задание для расчета» и заполняем шаблон задания для расчета уставки первой ступени. После заполнения протокола задания выполняем команду «Расчет». Программа выдает результат в виде протокола.

ЭЛ	ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС	ПС	Ш.220 КЕМЕРОВСК
Защита	2651	Тип	ШЭ2607
Ветвь	237-314	КТТ	600/5
Узел		КТН	2200
		Степень	1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU	38.4	0.85	ВИД-КЗ ABC		ZCA=45.81 81
	RY	20.6		УЗЕЛ-КЗ 403		
	ФМЧ	75				
	Ф2	-15				
	Ф3	115				
	Ф4	0				

Где

ЗАЩ=2651 – номер защиты складывается из номера элемента (N=265) и номера комплекта защиты (1);

КТН=220000/100=2200 – коэффициент трансформации трансформатора напряжения;

КТТ=600/5=120 – коэффициент трансформации трансформатора тока;

JBT=5 – ток на выходе трансформатора тока.

ФМЧ=75 – угол максимальной чувствительности;

$\Phi 2 = -15$ и $\Phi 3 = 115$ – углы наклона четырехугольной характеристики первой ступени защиты. Углы (в градусах) заданы в соответствии с рекомендациями разработчиков программного комплекса.

Сопротивление срабатывания дистанционной защиты первой ступени:

$$Z_{сз}^I = 20,6 + j \cdot 38,4 \text{ Ом}$$

Время срабатывания дистанционной защиты первой ступени:

$$t_{сз}^I = 0 \text{ с}$$

В программе строится графическая характеристика реле срабатывания первой ступени защиты 2651 на комплексной плоскости.

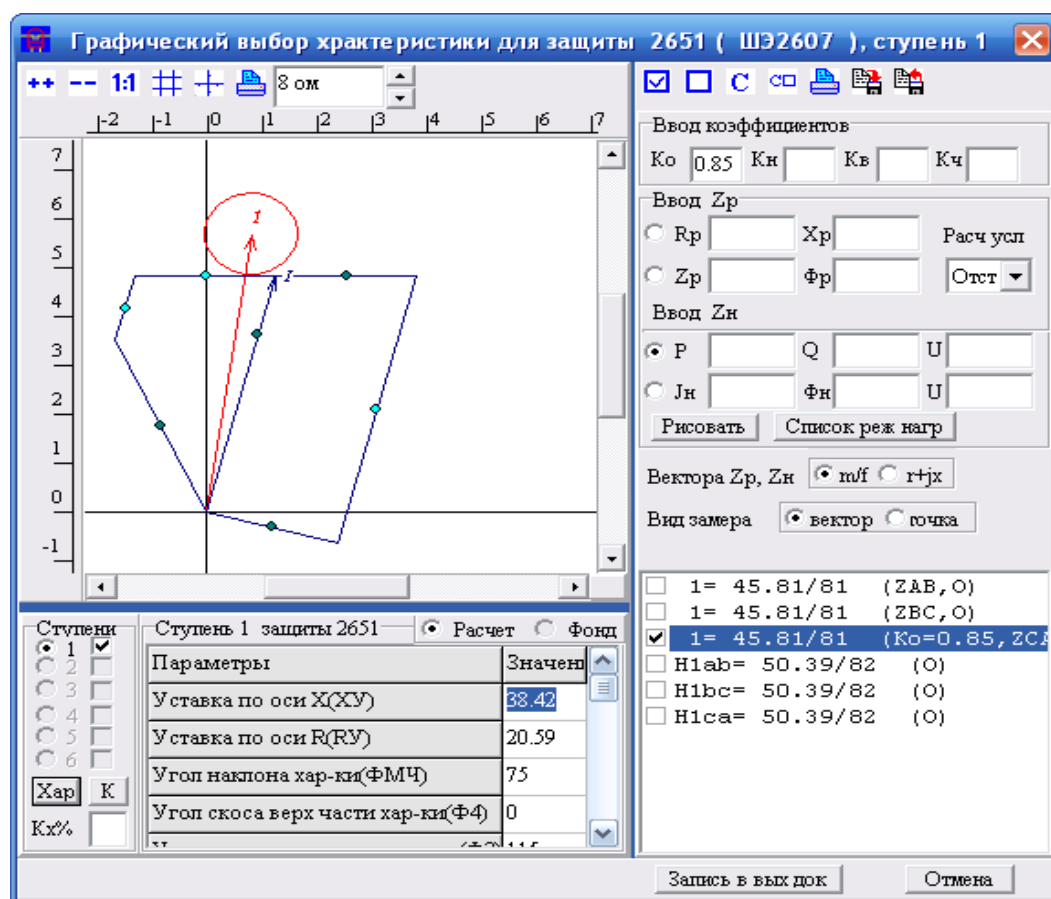


Рисунок 2.4 – Графическая характеристика реле срабатывания первой ступени дистанционной защиты.

Как видно, характеристика реле срабатывания микропроцессорной защиты имеет форму параллелограмма усеченного отрезками направления мощности, исходящими из начала координат и расположенными в четвертом и

во втором квадранте. Направленность характеристики определяется углами наклона этих отрезков.

При выборе параметров срабатывания ступени для дистанционной защиты по условию отстройки необходимо оценить положение конца вектора замера на зажимах реле срабатывания (красный вектор) по отношению к характеристике реле срабатывания, которая программой определяется по типу панели и номеру ступени.

В программе релейной защиты в качестве критерия при отстройке принято минимальное расстояние от конца вектора до характеристики. При отстройке вектор замера 1 на зажимах реле срабатывания должен находиться вне характеристики на таком расстоянии, чтобы обеспечить покрытие всех погрешностей (погрешностей расчета, измерительных трансформаторов, релейной аппаратуры).

При проведении расчета по условию отстройки предполагается, что вектор замера на зажимах реле срабатывания имеет вокруг своего конца на комплексной плоскости некоторую зону неопределенности, которая, в идеализированном виде, представляется окружностью. Эту окружность в дальнейшем будем называть окружностью погрешностей замера реле срабатывания.

Радиус этой окружности определяется коэффициентом КН (коэффициент отстройки). Выбираемая по условию отстройки характеристика реле срабатывания не должна пересекать окружность погрешностей, а лишь касаться ее в одной точке.

Проверка чувствительности первой ступени

Чувствительность для первых ступеней дистанционной защиты допускается не проверять согласно [6, стр. 82].

Расчет уставки второй ступени

II ступень:

Первичное сопротивление срабатывания второй ступени защиты 2651 должно быть:

– отстроено от короткого замыкания на шинах низшего напряжения трансформаторов, отходящих от подстанции [7, стр. 35]

Для расчета производим короткие замыкания на шинах низшего напряжения трансформаторов, отходящих от Беловской ГРЭС, узлы 405 и 536.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС

Защита 2651

Ветвь 237-314

Узел

Тип ШЭ2607

КТТ 600/5

КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК

Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RV ФМЧ Ф2 Ф3	514.6 275.8 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 405		ZCA=608.15 85
ОТСТРОЙКА	XU RV ФМЧ Ф2 Ф3	522.3 279.9 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 536		ZCA=617.32 85

Моделируем короткие замыкания на шинах низшего напряжения автотрансформаторов, отходящих от Беловской ГРЭС НН АТ, узлы 411 и 412.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС

Защита 2651

Ветвь 237-314

Узел

Тип ШЭ2607

КТТ 600/5

КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК

Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RV ФМЧ Ф2 Ф3	308.0 165.1 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 411		ZCA=362.66 88
ОТСТРОЙКА	XU RV ФМЧ Ф2 Ф3	308.0 165.1 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 412		ZCA=362.66 88

Результаты расчетов сводим в таблицу, в которой указаны значения сопротивлений срабатывания при отстройке от короткого замыкания на шинах низшего напряжения трансформаторов и автотрансформаторов.

Таблица 2.1 – Результаты расчетов.

№ узла КЗ	Значение сопротивления срабатывания	
	XY, Ом	RY, Ом
405	514,6	275,8
536	522,3	279,9
411	308,0	165,1
412	308,0	165,1

– согласовано по чувствительности с первой ступенью защит отходящих линий [7, стр. 35]

Производим короткое замыкание на подстанциях Восточная, Бачаты и Новокузнецкая, которые расположены на второй периферии, и рассчитываем первую ступень защиты для каждой линии.

ЭЛ ВЛ-220 ВБ-201 (БГРЭС - ВОСТОЧНАЯ)
 Защита 2981 Тип ШЭ2607
 Ветвь 403-491 КТТ 600/5
 Узел КТН 2200

ПС Ш.220 БГРЭС
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU	78.8	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 5		ZCA=92.70 90
	RY	42.2				
	ΦMЧ	75				
	Φ2	-15				
	Φ3	115				
	Φ4	0				
ОТСТРОЙКА	XU	78.8	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 5	ЭЛ 299	ZCA=92.70 90
	RY	42.2				
	ΦMЧ	75				
	Φ2	-15				
	Φ3	115				
	Φ4	0				

ЭЛ ВЛ-220 ВЛ-225 (БГРЭС - БАЧАТЫ)
 Защита 3001 Тип ШЭ2607
 Ветвь 403-471 КТТ 600/5
 Узел КТН 2200

ПС Ш.220 БГРЭС
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU	13.0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 478		ZCA=15.56 81
	RY	6.99				
	ΦMЧ	75				
	Φ2	-15				
	Φ3	115				
	Φ4	0				

ЭЛ ВЛ-220 БГРЭС - НОВОКУЗНЕЦКАЯ-2
 Защита 3021 Тип ШЭ2607
 Ветвь 403-473 КТТ 600/5
 Узел КТН 2200

ПС Ш.220 БГРЭС
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RY фМЧ ф2 ф3 ф4	26.0 13.9 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 500		ZCA=30.97 81

Результаты расчетов сводим в таблицу, в которой указаны значения сопротивлений срабатывания первых ступеней отходящих линий от Беловской ГРЭС.

Таблица 2.2 – Результаты расчетов

№ ветви	№ элемента	Значение сопротивления срабатывания	
		XY, Ом	RY, Ом
403-491	298	78,8	42,2
403-471	300	13,0	6,99
403-473	302	26,0	13,9

Производим согласование второй ступени защиты ветви 237-314 с первой ступенью защиты ветви 403-491.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
 Защита 2651 (комплект 2) Тип ШЭ2607
 Ветвь 237-314 КТТ 600/5
 Узел КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ XU=42.2 RY=78.8 T=0.50 фМЧ 75 ф2 -15 ф3 115 ф4 0 защита 2981 ШЭ2607 (403-491) ЭЛ:ВЛ-220 ВБ- 201(БГРЭС -ВО СТОЧНАЯ) ПС:Ш.220 БГРЭС	XU RY фМЧ ф2 ф3	896.8 480.6 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC БЕЕР 298/403 491-543, 0.801 (Лотн_лин=0.410)		ZCA=1060 85 ZCA(B)=38.02 90

Производим согласование второй ступени защиты ветви 237-314 с первой ступенью защиты ветви 403-471.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
Защита 2651
Ветвь 237-314
Узел

Тип ШЭ2607
КТТ 600/5
КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ XU=13.0 RV=6.99 T=0.50 ΦMU 75 Φ2 -15 Φ3 115 Φ4 0 защита 3001 ШЭ2607 (403-471) ЭЛ:ВЛ-220 ВЛ- 225 (БГРЭС - Б АЧАТЫ) ПС:Ш.220 БГРЭС	XU RV ΦMU Φ2 Φ3	151.2 81.0 75 -15 115	0.85	ВИД-КЭ АВС БЕЕР 300/403 471-475, 0.810 (Лотн_лин=0.762)		ZCA=183.13 77 ZAB (B)=11.85 81

Согласование первой ступенью защиты ветви 403-473.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
Защита 2651
Ветвь 237-314
Узел

Тип ШЭ2607
КТТ 600/5
КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ XU=26.0 RV=13.9 T=0.50 ΦMU 75 Φ2 -15 Φ3 115 Φ4 0 защита 3021 ШЭ2607 (403-473) ЭЛ:ВЛ-220 БГР ЭС - НОВОКУЗН ЕЦКАЯ-2 ПС:Ш.220 БГРЭС	XU RV ΦMU Φ2 Φ3	263.6 141.3 75 -15 115	0.85	ВИД-КЭ АВС БЕЕР 302/403 466-469, 0.993 (Лотн_лин=0.765)		ZCA=319.58 77 ZCA (B)=23.69 81
	XU RV ΦMU Φ2 Φ3	164.1 87.9 75 -15 115	0.85	ВИД-КЭ АВС БЕЕР 302/403 469-500, 1.000 (Лотн_лин=1.000)		ZCA=196.33 80 ZCA (B)=30.97 81

Результаты расчетов сводим в таблицу согласования второй ступени защиты 2651 с первыми ступенями защит отходящих линий от Беловской ГРЭС.

Таблица 2.3 – Результаты расчетов

№ ветви	№ ветви согласования	Значение сопротивления срабатывания	
		XY, Ом	RY, Ом
403-491	298	896,8	480,6
403-471	300	151,2	81,0
403-473	302	263,6	141,3
403-473	302	164,1	87,9

За расчетное принимается меньшее сопротивление срабатывания из всех условий.

Сопротивление срабатывания дистанционной защиты второй ступени:

$$Z_{сз}^{II} = 81,0 + j \cdot 151,2 \text{ Ом}$$

Время срабатывания дистанционной защиты второй ступени:

$$t_{сз}^{II} = 0,5 \text{ с}$$

В программе строится графическая характеристика реле срабатывания второй ступени защиты 2651 на комплексной плоскости.

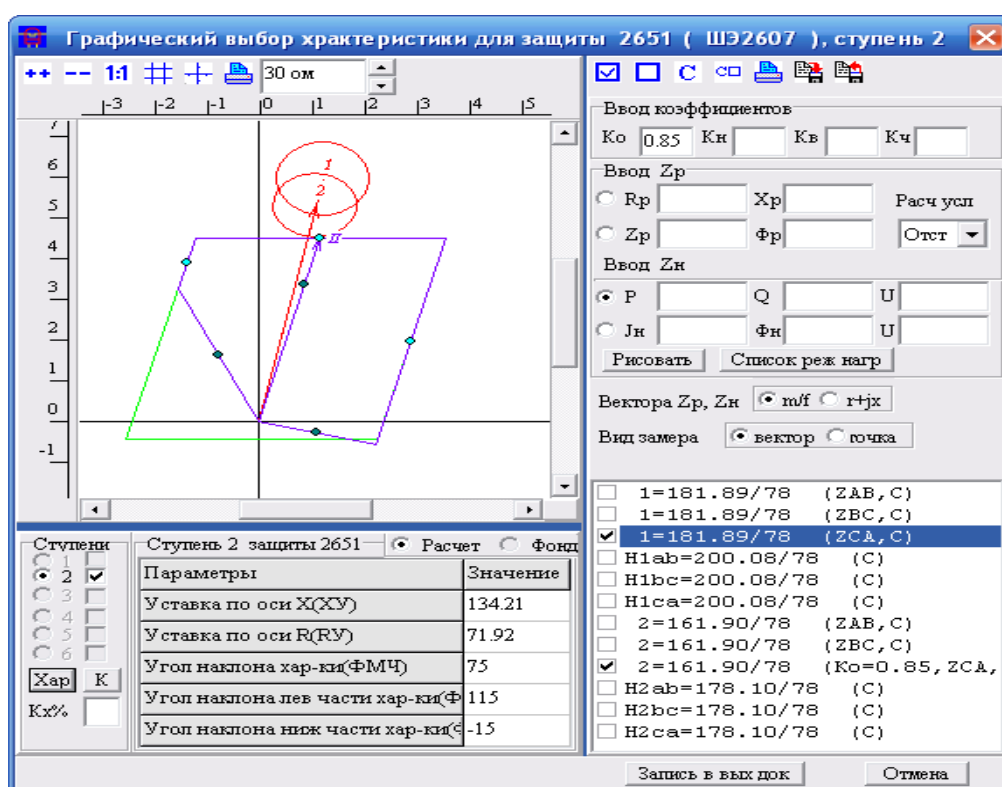


Рисунок 2.5 – Графическая характеристика реле срабатывания второй ступени дистанционной защиты.

Проверка чувствительности второй ступени

Чувствительность второй ступени проверяется при трехфазном коротком замыкании в конце линии, Беловская ГРЭС [6, стр. 84].

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС	ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Защита 2651	Тип ШЭ2607
Ветвь 237-314	КТТ 600/5
Узел	КТН 2200

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	151.2	3.34	ВИД-КЗ ABC		ZAB=45.81 81
	RY	81.0	15.33	УЗЕЛ-КЗ 403		Ip=1525 -83
	ФМЧ	75	КЧзр=			
	Ф2	-15	1.55			
	Ф3	115				
	XBT	8.25				
	RBT	4.42				
	JTP	0.50	25.42			

Коэффициент чувствительности второй ступени дистанционной защиты:

$$k_u = 1,55 \geq 1,5$$

Полученное значение коэффициента чувствительности удовлетворяет предъявляемым требованиям [6, стр. 84].

Расчет уставки третьей ступени

III ступень:

Третья ступень дистанционной защиты отстраивается от минимального сопротивления в рабочем режиме нагрузки, т.е. в условиях возможного в эксплуатации максимального рабочего тока и минимального напряжения [7, стр. 43].

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС	ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Защита 2651 (комплект 3)	Тип ШЭ2607
Ветвь 237-314	КТТ 600/5
Узел	КТН 2200

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	XU	196.6	1.26		KN=1.20 KB=1.05	ZH=240.56 36
	RY	105.3			JH=480 UМИН=200	
	ФМЧ	75			ФН=36	
	Ф2	-15				
	Ф3	115				

Где

$KH=1,2$ – коэффициент надежности;

$KB=1,05$ – коэффициент возврата;

$JH=480$ – ток нагрузки;

$U_{МИН}=200$ – минимальное рабочее напряжение;

$KCAM=1$ – коэффициент самозапуска.

Если о нагрузке нет вообще никаких данных, то можно задавать ток нагрузки в линии исходя из допустимого тока провода, снизив его на 20-30 %. Для провода марки АС-240 длительно допустимый ток равен 600 А [4, стр. 428]. Тогда принимаем ток нагрузки равный:

$$I_{нагр} = 600 \cdot 0,8 = 480 \text{ А}$$

Если рассчитывается защита, установленная на присоединениях 110 кВ и выше, допускается принимать коэффициент самозапуска равным 1 [7, стр. 42].

Сопротивление срабатывания дистанционной защиты третьей ступени:

$$Z_{сз}^{III} = 105,3 + j \cdot 196,6 \text{ Ом}$$

Время срабатывания дистанционной защиты третьей ступени:

$$t_{сз}^{III} = 1 \text{ с}$$

В программе строится графическая характеристика реле срабатывания третьей ступени защиты 2651 на комплексной плоскости.

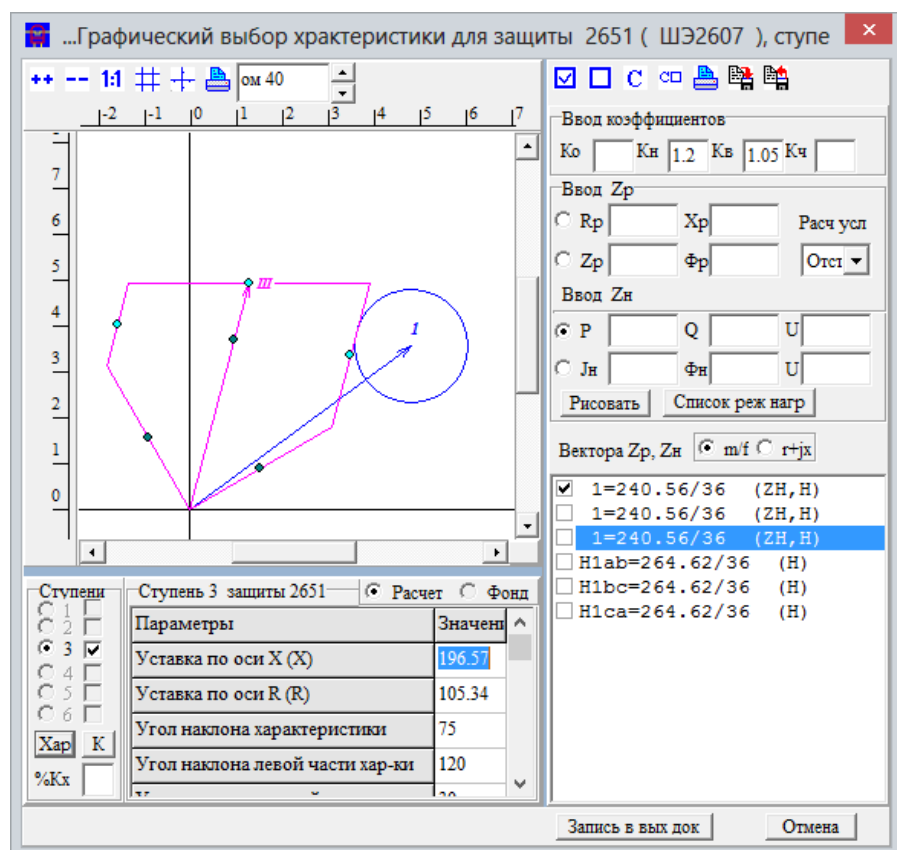


Рисунок 2.6 – Графическая характеристика реле срабатывания третьей ступени дистанционной защиты.

Проверка чувствительности третьей ступени

Чувствительность третьей ступени в режиме ближнего резервирования проверяется при трехфазном коротком замыкании в конце защищаемой линии, Беловская ГРЭС.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС

Защита 2651

Ветвь 237-314

Узел

Тип ШЭ2607

КТИ 600/5

КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК

Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	196.6	4.34	ВИД-КЗ ABC		ZAB=45.81 81
	KY	105.3	19.93	УЗЕЛ-КЗ 403		Ip=1525 -83
	ФМЧ	75	KЧzр=			
	Ф2	-15	1.55			
	Ф3	115				
	XBT	10.7				
	RBT	5.74				
	JTP	0.50	25.42			

Коэффициент чувствительности третьей ступени дистанционной защиты в режиме ближнего резервирования:

$$k_{\dot{y}} = 1,56 \geq 1,5$$

Полученное значение коэффициента чувствительности удовлетворяет предъявляемым требованиям [6, стр. 90].

Чувствительность третьей ступени в режиме дальнего резервирования проверяется при трехфазном коротком замыкании в конце наиболее длинной линии.

Производим короткое замыкание на подстанции Бачатская.

ЭЛ	ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС	ПС	Ш. 220 КЕМЕРОВСК
Защита	2651 (комплект 3)	Тип	ШЭ2607
Ветвь	237-314	КТТ	600/5
Узел		КТН	2200

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	196.6	1.21	ВИД-КЗ ABC		ZCA=185.82 77 Ip=527 42
	RY	105.3	13.39	УЗЕЛ-КЗ 478		
	ΦMЧ	75	KЧзр=			
	Φ2	-15	1.21			
	Φ3	115				
	XBT	12.0				
	RBT	5.74				
	УТР	0.50	8.79			

Коэффициент чувствительности третьей ступени дистанционной защиты в режиме дальнего резервирования:

$$k_{\dot{y}} = 1,21 \geq 1,2$$

Полученное значение коэффициента чувствительности удовлетворяет предъявляемым требованиям [6, стр. 90].

Составляем итоговую таблицу, в которой показаны значения сопротивлений срабатывания каждой из ступеней дистанционной защиты.

Таблица 2.4 – Параметры дистанционной защиты

№ ступеней	Сопротивление срабатывания
	$Z_{сз}, \text{ Ом}$
I	$20,6 + j \cdot 38,4$
II	$81,0 + j \cdot 151,2$
III	$105,3 + j \cdot 196,6$

2.2 Токовая ступенчатая защита нулевой последовательности.

Принцип действия

В сетях с эффективным заземлением нейтрали около 80 % повреждений связано с замыканием на землю, поэтому для защиты оборудования применяют устройства, которые реагируют на составляющие нулевой последовательности. Необходимость защиты от коротких замыканий на землю связана с тем, что этот вид повреждений является преобладающим.

При выборе тока срабатывания первой ступени должны быть учтены следующие условия:

- Защита должна быть отстроена от тока однофазного замыкания на шинах противоположной подстанции;
- Защита не должна работать при кратковременном неполнофазном режиме, возникающем за счет неодновременности включения фаз выключателя;
- Защита не должна работать в неполнофазном режиме в цикле работы ОАПВ.

Второе условие может не рассматриваться, если первая ступень защиты отстроена по времени от неполнофазного режима, возникающего при неодновременном включении фаз выключателя [8, стр. 7]:

$$t_{сз} > t_{вкл.разн}$$

Для выключателей с трехфазным приводом защита практически отстроена от этого режима. Для масляных выключателей с пофазным приводом задержка на срабатывание должна быть принята порядка 0,2 с. для воздушных выключателей порядка 0,1 с [8, стр. 7].

Третье условие также может не рассматриваться, так как при ОАПВ предусматривается автоматический вывод защиты из работы [8, стр. 7].

Ток срабатывания защиты первой ступени определяется по формуле:

$$I_{сз}^I = k_n \cdot 3I_{0расч}$$

Где

$k_n = (1,3 \div 1,5)$ – коэффициент надежности;

$3I_{0расч}$ – ток однофазного короткого замыкания, протекающий через защиту на защищаемой линии, при коротком замыкании на землю в конце действия первой ступени защиты.

Вторая ступень защиты должна надежно охватывать защищаемую линию. Она должна быть согласована с первой ступенью защиты следующей линии:

$$I_{сз}^{II} = k_n \cdot 3I_{0расч}$$

Где

$k_n = 1,1$ – коэффициент надежности;

$3I_{0расч}$ – ток однофазного короткого замыкания, протекающий через защиту на защищаемой линии, при коротком замыкании в конце действия первой ступени защиты прилегающей линии.

Ток срабатывания второй ступени защиты должен быть отстроен от режима короткого замыкания на землю за трансформатором. Точка замыкания берется на стороне напряжения сети с глухозаземленной нейтралью. Необходимость отстройки защиты от ОАПВ можно не учитывать, если вторая ступень выводится из работы в цикле ОАПВ [8, стр. 7].

Чувствительность второй ступени оценивается по току однофазного короткого замыкания на шинах противоположной подстанции. Значение коэффициента чувствительности должно быть:

$$k_{\text{ч}} \geq 1,5$$

Если значение не удовлетворяет нормативным требованиям, то необходимо использовать третью ступень или если ток срабатывания был выбран из условия согласования с первой ступенью защиты следующей линии, то вторую ступень можно рассчитывать, проводя согласование со второй ступенью следующей линии.

Ток срабатывания третьей ступени выбирается из условия согласования со второй ступенью следующей линии или с первой ступенью защиты от коротких замыканий на землю трансформатора противоположной подстанции.

Чувствительность для третьей ступени оценивается так же, как и для второй ступени. Если значение коэффициента чувствительности не выполняется, то нужно третью ступень согласовать с третьей ступенью защиты отходящей линии или со второй ступенью защиты от коротких замыканий на землю трансформатора противоположной подстанции.

Четвертая ступень выполняет задачи резервирования. Ток срабатывания четвертой ступени должен отстраиваться от токов небаланса в нулевом проводе трансформатора тока. При трехфазных коротких замыканиях на стороне низшего напряжения трансформаторов, установленных на своей или противоположной подстанции. Для расчета используется следующее выражение:

$$I_{сз}^{IV} = k_n \cdot k_{пер} \cdot k_{нб} \cdot I_{расч}$$

Где

$k_n = 1,25$ – коэффициент надежности;

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

$k_{нб} = 0,05$ – принимается, если $I_{расч} = (2 \div 3) \cdot I_{ном}$

$k_{нб} = (0,05 \div 1)$ – при больших значениях.

Пользуются упрощенным выражением для определения тока срабатывания:

$$I_{сз}^{IV} = (0,05 \div 1) \cdot I_{ном}$$

Он должен быть не меньше 60 А [1, стр. 42].

Чувствительность четвертой ступени оценивается по однофазному короткому замыканию в конце зоны дальнего резервирования и его значении должно быть:

$$k_{\varphi} \geq 1,2$$

Расчет уставок срабатывания защиты и проверка чувствительности.

Расчет уставки первой ступени.

I ступень:

Ток срабатывания первой ступени отстраивается от максимального тока нулевой последовательности при коротком замыкании на противоположной подстанции [8, стр. 11]. Моделируем короткое замыкание на Беловской ГРЭС.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
Защита 2651
Ветвь 237-314
Узел

Тип ТЭНП
КТТ
КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	507	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 403		3I0=422 -65 3U0=9.62 -164
	УСТ	524	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 403		3I0=437 115 3U0=9.95 16

Ток срабатывания первой ступени токовой защиты нулевой последовательности:

$$I_{сз}^I = 524 \text{ А}$$

Время срабатывания первой ступени токовой защиты нулевой последовательности:

$$t_{сз}^I = 0 \text{ с}$$

Для исключения ложной работы защиты вводится замедление на срабатывание порядка 0,2 с.

Проверка чувствительности первой ступени.

Чувствительность для первых ступеней токовых ступенчатых защиты допускается не проверять согласно [8, стр. 82].

Расчет уставки второй ступени.

II ступень:

Рассчитываем уставки первых ступеней защит отходящих линий [7, стр. 48].

ЭЛ	ВЛ-220	ВВ-201 (БГРЭС - ВОСТОЧНАЯ)	ПС	Ш.220	БГРЭС
Защита	2981	Тип	ТЭНП	Ступень	1
Ветвь	403-491	КТТ			
Узел		КТН			

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	361	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 5		3I0=301 -89 3U0=2.44 178
	УСТ	351	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 5		3I0=292 90 3U0=2.37 -2

ЭЛ	ВЛ-220	ВЛ-225 (БГРЭС - БАЧАТЫ)	ПС	Ш.220	БГРЭС
Защита	3001	Тип	ТЭНП	Ступень	1
Ветвь	403-471	КТТ			
Узел		КТН			

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	3271	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 478		3I0=2726 -80 3U0=19.68 -171
	УСТ	2513	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 478		3I0=2094 101 3U0=15.12 10

ЭЛ ВЛ-220 БГРЭС - НОВОКУЗНЕЦКАЯ-2
 Защита 3021 Тип ТЭНП
 Ветвь 403-473 КТТ
 Узел КТН

ПС Ш.220 БГРЭС
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	748	1.20	ВИД-КЭ А0 УЗЕЛ-КЭ 500		3I0=623 -72 3U0=14.26 -172
	УСТ	884	1.20	ВИД-КЭ ВС0 УЗЕЛ-КЭ 500		3I0=736 108 3U0=16.84 7

Результаты расчетов сводим в таблицу, в которой указаны значения тока срабатывания первых ступеней отходящих линий от Беловской ГРЭС.

Таблица 2.5 – Результаты расчетов.

№ ветви	№ элемента	Значение тока срабатывания	
		I _{сз} , А	
403-491	298	361	
403-471	300	3271	
403-473	302	884	

Производим согласование второй ступени защиты 2651 ветви 237-314 с первой ступенью защиты ветви 403-491.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
 Защита 2651 Тип ТЭНП
 Ветвь 237-314 КТТ
 Узел КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 361 T=0.00 защита 2981 ТЭНП (403-491) ЭЛ:ВЛ-220 ВБ- 201 (БГРЭС -ВО СТОЧНАЯ) ПС:Ш.220 БГРЭС С	УСТ	11	1.10	ВИД-КЭ А0 ВЕЕР 298/403 5-543,0.009 (Lотн_лин=0.996)		3I0=10 -71 3U0=0.27 -165 3I0 (В)=361 -89 3U0 (В)=2.54 178

Производим согласование второй ступени защиты 2651 ветви 237-314 с первой ступенью защиты ветви 403-471.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
 Защита 2651
 Ветвь 237-314
 Узел

Тип ТЭНП
 КТТ
 КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 3271 T=0.00 защита 3001 ТЭНП (403-471) ЭЛ:ВЛ-220 ВЛ- 225(БГРЭС - Б АЧАТЫ) ПС:Ш.220 БГРЭ	УСТ	73	1.10	ВИД-КЗ А0 ВБЕР 300/403 475-478,0.487 (Лотн_лин=0.921)		3I0=67 -56 3U0=1.54 -156 3I0 (Б)=3271 -80 3U0 (Б)=20.27 - 171

Производим согласование второй ступени защиты 2651 ветви 237-314 с первой ступенью защиты ветви 403-473.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
 Защита 2651
 Ветвь 237-314
 Узел

Тип ТЭНП
 КТТ
 КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 884 T=0.00 защита 3021 ТЭНП (403-473) ЭЛ:ВЛ-220 БГР ЭС - НОВОКУЗН ЕЦКАЯ-2 ПС:Ш.220 БГРЭ	УСТ	32	1.10	ВИД-КЗ А0 ВБЕР 302/403 469-500,0.953 (Лотн_лин=0.989)		3I0=29 -41 3U0=1.39 -163 3I0 (Б)=884 -76 3U0 (Б)=13.60 - 171

--

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
	УСТ	35	1.20	ВИД-КЗ А0 ВБЕР 302/403 469-500,1.000 (Лотн_лин=1.000)		3I0=29 -40 3U0=1.49 -165 3I0 (Б)=623 -72 3U0 (Б)=14.27 - 172

Производим отстройку от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты 2651 при замыкании на землю за автотрансформаторами на стороне его смежного напряжения (примыкающей к сети с глухозаземленной нейтралью), узлы 411 и 412 [8, стр. 6].

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
 Защита 2651
 Ветвь 237-314
 Узел

Тип ТЭНП
 КТТ
 КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	125	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 411		3I0=104 -67 3U0=3.44 -161
	УСТ	132	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 411		3I0=110 113 3U0=3.64 18

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
 Защита 2651
 Ветвь 237-314
 Узел

Тип ТЭНП
 КТТ
 КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	125	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 412		3I0=104 -67 3U0=3.44 -161
	УСТ	132	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 412		3I0=110 113 3U0=3.64 18

Из всех условий выбираем большее значение тока срабатывания.

Ток срабатывания второй ступени токовой защиты нулевой последовательности:

$$I_{сз}^{II} = 132 \text{ А}$$

Время срабатывания второй ступени токовой защиты нулевой последовательности выбирается на ступень селективности выше первой ступени:

$$t_{сз}^{II} = t_{сз}^I + \Delta t = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с}$$

Проверка чувствительности второй ступени.

Чувствительность второй ступени проверяется по току однофазного короткого замыкания в конце защищаемой линии:

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
 Защита 2651
 Ветвь 237-314
 Узел

Тип ТЭНП
 КТТ
 КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	132	3.20	ВИД-КС АО УЗЕЛ-КС 403		3I0=422 -65 3U0=9.62 -164
	УСТ	132	3.31	ВИД-КС АВО УЗЕЛ-КС 403		3I0=437 -125 3U0=9.95 136

Коэффициент чувствительности второй ступени токовой защиты нулевой последовательности:

$$k_y = 3,2 \geq 1,5$$

Полученное значение коэффициента чувствительности удовлетворяет предъявляемым требованиям [8, стр. 90]. Следовательно, нет необходимости использовать третью ступень [1].

Расчет уставки четвертой ступени.

Ток срабатывания четвертой ступени должен отстраиваться от токов небаланса в нулевом проводе трансформатора тока при максимально допустимом токе в линии.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
 Защита 2651
 Ветвь 237-314
 Узел

Тип ТЭНП
 КТТ
 КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 4

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	УСТ	69			КН=1.20 КВ=1.05 КНБ=0.10 JH=600	

Ток срабатывания четвертой ступени токовой защиты нулевой последовательности:

$$I_{сз}^{IV} = 69 \text{ А}$$

Выдержка времени четвертой ступени токовой защиты нулевой последовательности определяется по возможности по ступенчатому принципу [8, стр. 10].

Проверка чувствительности четвертой ступени.

Чувствительность четвертой ступени оценивается по однофазному короткому замыканию в конце зоны дальнего резервирования. Проводим короткое замыкание на подстанции Бачатская.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС

Защита 2651

Ветвь 237-314

Узел

Тип ТЭНП

КТТ

КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК

Ступень 4

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	69	1.67	ВИД-КЗ АО УЗЕЛ-КЗ 471		3I0=115 -57 3U0=2.66 -157
	УСТ	69	1.35	ВИД-КЗ АВО УЗЕЛ-КЗ 471		3I0=93 -116 3U0=2.15 144

Коэффициент чувствительности четвертой ступени токовой защиты нулевой последовательности:

$$k_u = 1,35 \geq 1,2$$

Полученное значение коэффициента чувствительности удовлетворяет предъявляемым требованиям [8, стр. 90].

Составляем итоговую таблицу, в которой показаны значения токов срабатывания каждой из ступеней токовой защиты нулевой последовательности.

Таблица 2.6 – Параметры токовой защиты нулевой последовательности.

№ ступеней	Токи срабатывания
	I _{сз} , А
I	524
II	132
IV	69

2.3 Токовая ступенчатая защита

Расчет уставок срабатывания защиты и проверка чувствительности.

Расчет уставки первой ступени.

I ступень:

Ток срабатывания первой ступени выбирается при трехфазном коротком замыкании на шинах противоположной подстанции. Проводим короткое замыкание на Беловской ГРЭС.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
Защита 2651
Ветвь 237-314
Узел

Тип МФЗ
КТТ
КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	2114	1.20	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 403		IB=1761 157

Ток срабатывания первой ступени токовой ступенчатой защиты:

$$I_{сз}^I = 2114 \text{ А}$$

Время срабатывания первой ступени токовой ступенчатой защиты:

$$t_{сз}^I = 0 \text{ с}$$

Проверка чувствительности первой ступени.

Чувствительность проверяется при двухфазном коротком замыкании в начале защищаемой линии.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
Защита 2651
Ветвь 237-314
Узел

Тип МФЗ
КТТ
КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ КСХ РТ	2114 1.73 ABC	1.25	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 237		IB=2099 6 Ip=4205 7

Коэффициент чувствительности первой ступени токовой ступенчатой защиты:

$$k_y = 1,25$$

Расчет уставки второй ступени.

II ступень:

Рассчитываем первые ступени защит отходящих линий от Беловской ГРЭС. Проводим трехфазное короткое замыкание на подстанциях Восточная, Бачатская и Новокузнецкая.

ЭЛ ВЛ-220 ВВ-201 (БГРЭС - ВОСТОЧНАЯ)
 Защита 2981 Тип МФЗ
 Ветвь 403-491 КТТ
 Узел КТН

ПС Ш.220 БГРЭС
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	1525	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 5		IA=1271 -90
ОТСТРОЙКА	УСТ	1597	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 5	ЭЛ 299	IA=1331 -90

ЭЛ ВЛ-220 ВЛ-225 (БГРЭС - БАЧАТЫ)
 Защита 3001 Тип МФЗ
 Ветвь 403-471 КТТ
 Узел КТН

ПС Ш.220 БГРЭС
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	6581	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 478		IA=5484 -83
ОТСТРОЙКА	УСТ	8062	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 478	ЭЛ 301	IB=6719 157

ЭЛ ВЛ-220 БГРЭС - НОВОКУЗНЕЦКАЯ-2
 Защита 3021 Тип МФЗ
 Ветвь 403-473 КТТ
 Узел КТН

ПС Ш.220 БГРЭС
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	3219	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 500		IC=2683 37

Производим согласование второй ступени защиты 2651 с первой ступенью защиты 2981.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
Защита 2651
Ветвь 237-314
Узел

Тип МФТЗ
КТТ
КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 1597 T=0.50 защита 2981 МФТЗ (403-491) ЭЛ:ВЛ-220 ВВ- 201(БГРЭС -ВО СТОЧНАЯ) ПС:Ш.220 БГРЭС	УСТ	42	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕР 298/403 5-543,0.304 (<u>Лотн_лин</u> =0.848)		IB=35 154 IC(B)=1597 30
	УСТ	65	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕР 298/403 5-543,0.000 (<u>Лотн_лин</u> =1.000)		IB=54 147 IC(B)=1271 30

Производим согласование второй ступени защиты 2651 с первой ступенью защиты 3001.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
Защита 2651
Ветвь 237-314
Узел

Тип МФТЗ
КТТ
КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 8062 T=0.50 защита 3001 МФТЗ (403-471) ЭЛ:ВЛ-220 ВЛ- 225(БГРЭС - Б АЧАТЫ) ПС:Ш.220 БГРЭС	УСТ	769	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕР 300/403 471-475,0.584 (<u>Лотн_лин</u> =0.662)		IB=641 162 IA(B)=8062 -84

Производим согласование второй ступени защиты 2651 с первой ступенью защиты 3021.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
 Защита 2651
 Ветвь 237-314
 Узел

Тип МФЗ
 КТТ
 КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 3219 T=0.50 защита 3021	УСТ	534	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 302/403 469-500,0.715 (Лотн_лин=0.934)		IB=445 160 IB (Б)=3219 157

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
МФЗ (403-473) ЭЛ:ВЛ-220 БГР ЭС - НОВОКУЗН ЕЦКАЯ-2 ПС:Ш.220 БГРЭ С						
	УСТ	662	1.20	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 302/403 469-500,1.000 (Лотн_лин=1.000)		IA=552 -81 IB (Б)=2683 157

Выбираем большую уставку по току.

Ток срабатывания второй ступени токовой ступенчатой защиты:

$$I_{сз}^{II} = 769 \text{ А}$$

Время срабатывания второй ступени токовой ступенчатой защиты:

$$t_{сз}^{II} = 0,5 \text{ с}$$

Проверка чувствительности второй ступени

Производим двухфазное короткое замыкание на Беловкой ГРЭС.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
 Защита 2651
 Ветвь 237-314
 Узел

Тип МФЗ
 КТТ
 КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ КСХ РТ	769 1.73 АВС	2.29	ВИД-КЗ ВС УЗЕЛ-КЗ 403		IB=1530 -171 Ip=3051 -173

Коэффициент чувствительности:

$$k_y = 2, 29 \geq 1, 2$$

Полученное значение коэффициента чувствительности удовлетворяет предъявляемым требованиям [1, стр. 57].

Расчет уставки третьей ступени.

III ступень:

Ток срабатывания третьей ступени отстраивается от нагрузочных режимов.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
Защита 2651
Ветвь 237-314
Узел

Тип	МФТЭ
КТТ	
КТН	

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
НАГРУЗКА	УСТ	720			КН=1.20 КВ=0.80 JH=480	

Ток срабатывания третьей ступени токовой ступенчатой защиты:

$$I_{C3}^{III} = 720 \text{ A}$$

Время срабатывания третьей ступени токовой ступенчатой защиты:

$$t_{c3}^{III} = 1 \text{ c}$$

Проверка чувствительности третьей ступени.

Чувствительность в режиме ближнего резервирования проверяется по короткому замыканию в конце защищаемой линии.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
Защита 2651
Ветвь 237-314
Узел

Тип	МФТЭ
КТТ	
КТН	

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ КСХ РТ	720 1.73 ABC	2.45	ВИД-КС ВС УЗЕЛ-КС 403		IB=1530 -171 Ip=3051 -173

Коэффициент чувствительности:

$$k_y = 2,45 \geq 1,5$$

Полученное значение коэффициента чувствительности удовлетворяет предъявляемым требованиям [1, стр. 49].

Чувствительность в режиме дальнего резервирования проверяется по короткому замыканию в конце резервируемой линии.

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
Защита 2651
Ветвь 237-314
Узел

Тип МФЗ
КТТ
КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Степень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	720	1.25	ВИД-КЗ ВС		IB=683 -166
	КСХ	1.73		УЗЕЛ-КЗ 478		Ip=1352 -169
	РТ	ABC				

Полученное значение коэффициента чувствительности удовлетворяет предъявляемым требованиям [1, стр. 49].

Составляем итоговую таблицу, в которой показаны значения токов срабатывания каждой из ступеней токовой ступенчатой защиты.

Таблица 2.7 – Параметры токовой ступенчатой защиты.

№ ступеней	Токи срабатывания
	$I_{сз}, A$
I	2114
II	769
III	720

После всех расчетов составим общую таблицу, в которой указаны типы защит, сопротивления и токи срабатывания каждой из ступеней защит.

Таблица 2.8 – установленные защиты на воздушной линии электропередачи.

Тип защиты	Номер ступеней	Параметры срабатывания $Z_{сз}, \text{Ом}$ $I_{сз}, A$
ДЗ	I	$Z_{сз} = 20,6 + j \cdot 38,4$
	II	$Z_{сз} = 81,0 + j \cdot 151,2$
	III	$Z_{сз} = 105,3 + j \cdot 196,6$
ТЗНП	I	$I_{сз} = 524$
	II	$I_{сз} = 132$
	IV	$I_{сз} = 69$
ТСЗ	I	$I_{сз} = 2114$
	II	$I_{сз} = 769$
	III	$I_{сз} = 720$

3. РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ АВТОТРАНСФОРМАТОРА.

3.1 Дистанционная защита.

Расчёт уставки I ступени ДЗ автотрансформатора на высшей стороне

Первая ступень выбирается исходя из условия отстройки от КЗ на стороне СН автотрансформатора (234), $t_{сз}=0$ с.

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 301
Ветвь 237-240
Узел

Тип ШЭ АТ
КТТ 600/5
КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU	18.7	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 234		ZCA=22.03 90
	RY	10.0				
	ФМЧ	75				
	Ф2	-15				
	Ф3	115				

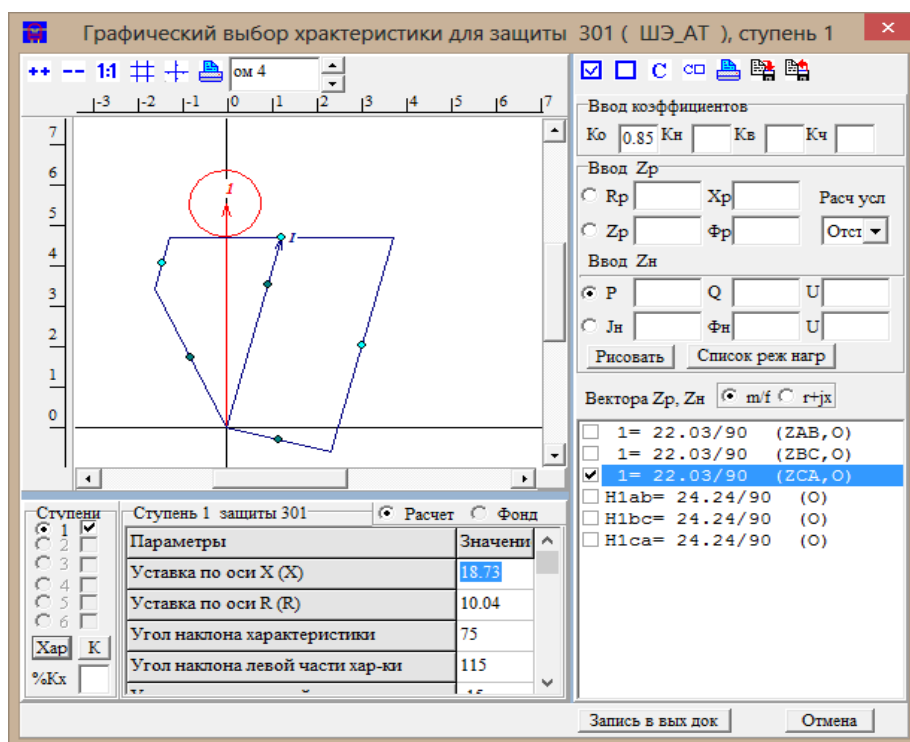


Рисунок 3.1. Характеристика отстройки I ступени ДЗ АТ на высшей стороне.

Принимаем уставку I ступени: $Z_{с.з. 1} = 10,0 + j18,7$ Ом.

Расчёт уставки II ступени ДЗ автотрансформатора на высшей стороне.

Первичное сопротивление срабатывания 2-ой ступени защиты выбираем исходя из условия отстройки от минимального вектора нагрузки:

$$Z_{\min} = \frac{0,9U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}I_{p,\max}} = \frac{0,9 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 393,648} = 286 \text{ Ом}, \text{ где } I_{p,\max} = 1,2I_{\text{ном}} = 393,648 \text{ А}, I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = 328,04 \text{ А}.$$

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 301
Ветвь 237-240
Узел

Тип ШЭ АТ
КТТ 600/5
КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	XU	262.6	1.26		КН=1.20 КВ=1.05	ZN=285.79 32
	RY	140.7			КВРТ=1.05 JH=400	
	ФМЧ	75			УМИН=198 ФН=32	
	Ф2	-15				
	Ф3	115				

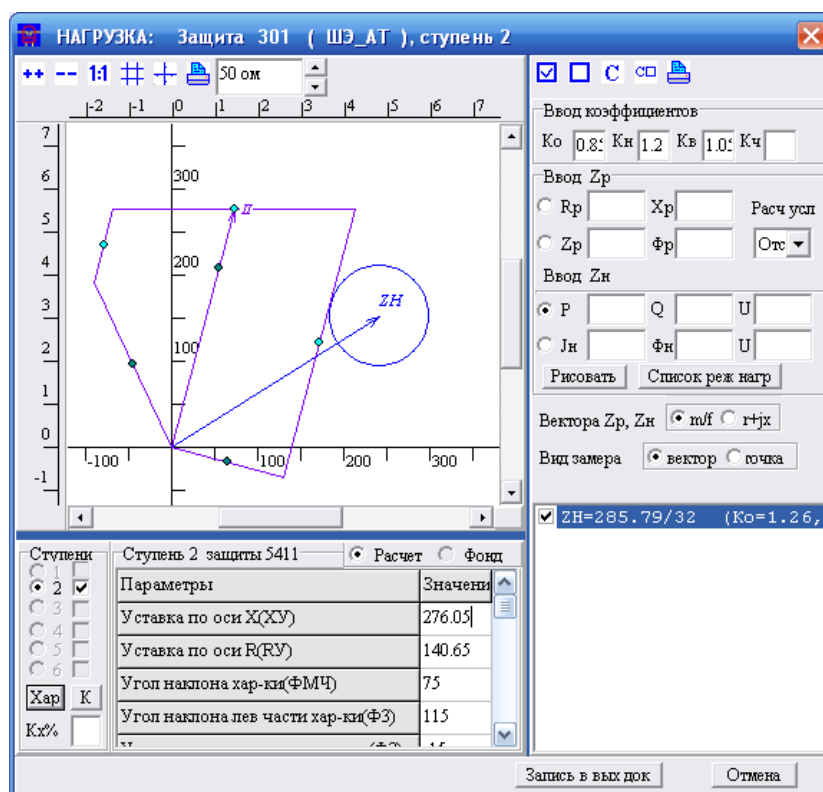


Рисунок 3.2. Характеристика отстройки II ступени от нагрузочного режима ДЗ АТ на высшей стороне

Принимаем уставку II ступени: $Z_{c.3.2} = 140,7 + j262,6 \text{ Ом}.$

Проверка чувствительности при КЗ в конце линий, отходящих от средней стороны АТ.

ЭЛ	АТ-2-240	КЕМЕРОВСКАЯ	Тип	ШЭ АТ	ПС	Ш.220	КЕМЕРОВСК
Защита	301		КТИ	600/5	Степень	2	
Ветвь	237-240		КТН	2200			
Узел							

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	262.6	5.74	ВИД-КЗ ABC		ZAB=48.17 87
	RY	140.7	13.71	УЗЕЛ-КЗ 285		Ip=1346 -86
	ФМЧ	75	КУзр=			
	Ф2	-15	1.63			
	Ф3	115				
	XBT	15.1				
	RBT	7.67				
	JTP	0.50	22.43			

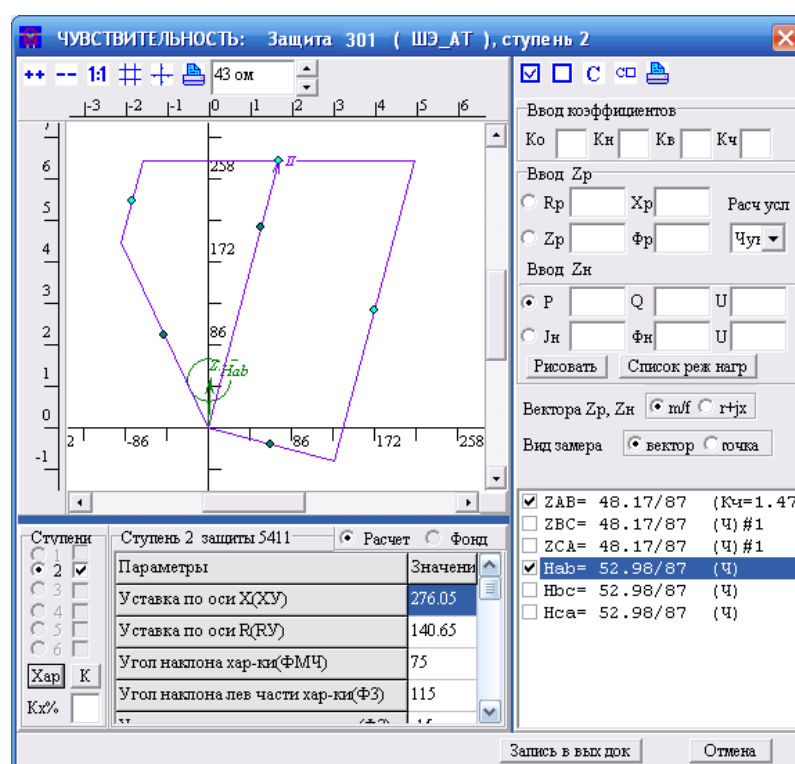


Рисунок 3.3. Характеристика чувствительности II ступени ДЗ АТ на высшей стороне

Условие по коэффициенту чувствительности выполняется.

Расчёт уставки III ступени ДЗ автотрансформатора на высшей стороне

Третья ступень ДЗ автотрансформатора на высшей стороне согласуются с первыми ступенями ДЗ смежных линий, поэтому для того, что бы рассчитать уставку 3-ей ступени ДЗ АТ, необходимо знать уставки первых ступеней линий, отходящих от стороны ВН.

Уставки первых ступеней линий, отходящих от стороны ВН определяем путём отстройки от КЗ в своём конце:

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - БГРЭС
 Защита 2651
 Ветвь 237-314
 Узел

Тип ШЭ2607
 КТТ 600/5
 КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RU ФМЧ Ф2 Ф3 Ф4	38.4 20.6 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 403		ZCA=45.81 81

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - КРАСНОПОЛ.
 Защита 2641
 Ветвь 235-313
 Узел

Тип ШЭ2607
 КТТ 600/5
 КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RU ФМЧ Ф2 Ф3 Ф4	25.3 13.5 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 321		ZCA=30.14 81

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - АЗОТ
 Защита 2632 (комплект 2)
 Ветвь 235-367
 Узел

Тип ШЭ2607
 КТТ 600/5
 КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU XUMIN RY RUMIN ФМЧ φ2 φ3 φ4	2.80 3.67 1.50 3.67 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 367		ZCA=3.30 90

ЭЛ ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - ЗАЙСКИТИМ.

Защита 2682 (комплект 2)
 Ветвь 235-259
 Узел

Тип ШЭ2607
 КТТ 600/5
 КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RY RUMIN ФМЧ φ2 φ3 φ4	4.21 2.25 3.67 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 260		ZCA=5.01 81

Таким образом, третью ступень ДЗ автотрансформатора на высшей стороне согласуем с ДЗ линии Кемеровская-Азот, уставка 1-ой ступени которой является наименьшей: $Z = 1,5 + j2,8 \text{ Ом}$.

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
 Защита 301
 Ветвь 237-240
 Узел

Тип ШЭ АТ
 КТТ 600/5
 КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ XU=2.80 RY=1.50 T=0.00 ФМЧ 75 φ2 -15 φ3 115 φ4 0 защита 2632 ШЭ2607 (235-367) ЭЛ: ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - АЗОТ ПС: Ш.220 КЕМЕРОВСК	XU RY ФМЧ φ2 φ3 φ4	11.7 6.28 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ ABC ВЕР 238/539 658-605, 0.250 (Lотн_лин=0.765)		ZCA=13.92 83 ZBC (B)=3.28 81

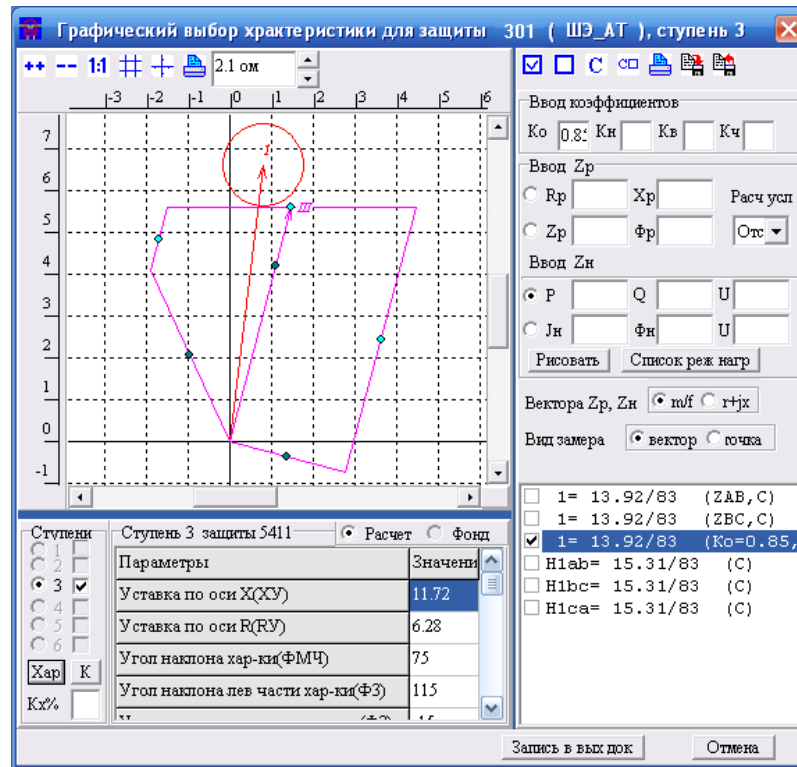


Рисунок 3.4. Характеристика согласования III ступени ДЗ АТ на высшей стороне

Принимаем уставку III ступени: $Z_{с.з.3} = 6,28 + j11,7 \text{ Ом}$.

Выдержка времени: $t''' = 0.5 \text{ с}$,

Расчёт уставки IV ступени ДЗ автотрансформатора на высшей стороне

Первичное сопротивление срабатывания 4-ой ступени защиты выбираем исходя из условия отстройки от минимального вектора нагрузки:

$$Z_{\min} = \frac{0,9U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}I_{p.\max}} = 286 \text{ Ом}, \text{ где } I_{p.\max} = 1,2I_{\text{ном}} = 393,648 \text{ А}, I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = 328,04 \text{ А}.$$

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 301
Ветвь 237-240
Узел

Тип ШЭ_АТ
КТТ 600/5
КТН 2200

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 4

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	XU	259.1	Котс=1.26		КН=1.20 КВ=1.05 JH=400 UМИН=198 ФН=32	ZH=285.79 32 (Граф расч)
	RY	141.0				
	ФМЧ	75				
	Ф2	-15				
	Ф3	115				

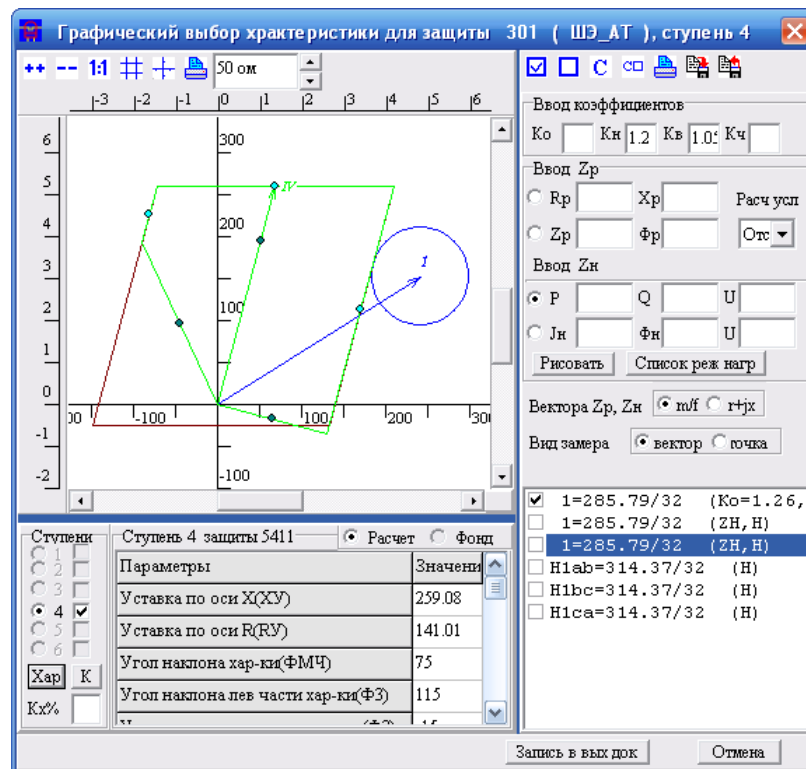


Рисунок 3.5. Характеристика отстройки от нагрузочного режима IV ступени ДЗ АТ на высшей стороне

Принимаем уставку IV ступени: $Z_{c.34} = 141,01 + j259,08 \text{ Ом}$.

Чувствительность 4-ой ступени проверяем при КЗ в конце отходящих от высокой стороны АТ линий: ПС Азот

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ				ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК		
Защита 301				Тип ШЭ_АТ		
Ветвь 237-240				КТТ 600/5		
Узел				КТН 2200		
Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	259.1	3.51	ВИД-КЗ ABC		ZAB=74.71 81
	RY	141.0	16.79	УЗЕЛ-КЗ 367		Ip=599 -85
	ФМЧ	75	KЧзр=			
	Ф2	-15	1.56			
	Ф3	115				
	XBT	14.1				
	RBT	7.69				
	JTP	0.50	9.98			
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	259.1	14.38	ВИД-КЗ ABC		ZAB=18.17 83
	RY	141.0	56.90	УЗЕЛ-КЗ 404		Ip=1087 -85
	ФМЧ	75	KЧзр=			
	Ф2	-15	1.54			
	Ф3	115				
	XBT	14.1				
	RBT	7.69				
	JTP	0.50	18.12			

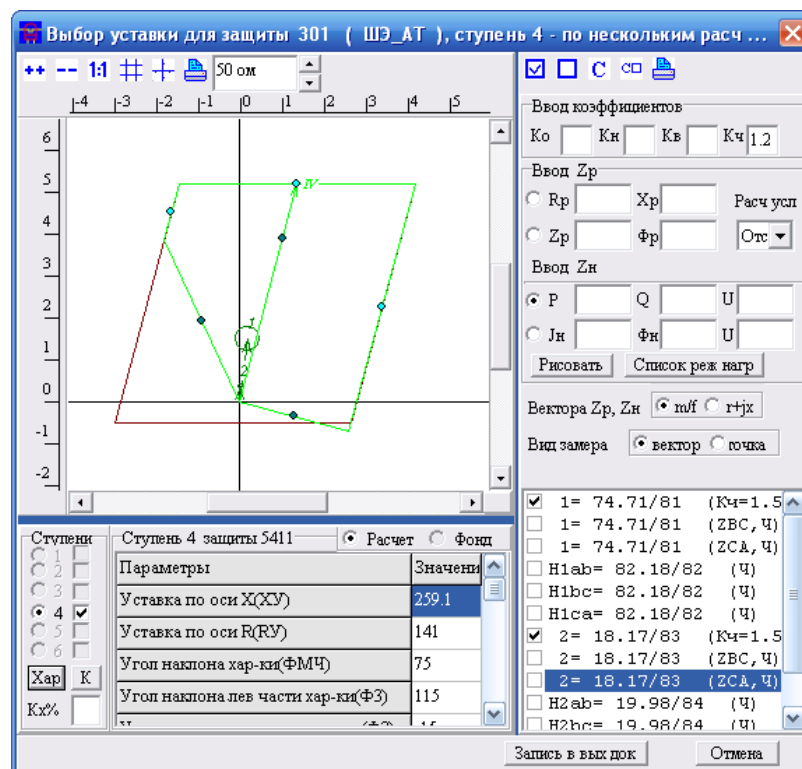


Рисунок 3.6. Характеристика чувствительности IV ступени ДЗ АТ на высшей стороне

Чувствительность обеспечивается.

Выдержка времени:

$$t^{IV} = 1с$$

Расчёт уставки I ступени ДЗ автотрансформатора на средней стороне

Первая ступень выбирается исходя из условия отстройки от КЗ на стороне ВН автотрансформатора п/с Кемеровская, $t_{с3}=0$ с.

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 302
Ветвь 234-240
Узел

Тип ШЭ_АТ
КТТ 1000/5
КТН 1100

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU	5.19	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 237		ZCA=6.10 90
	RY	2.78				
	ФМЧ	75				
	Ф2	-15				
	Ф3	115				

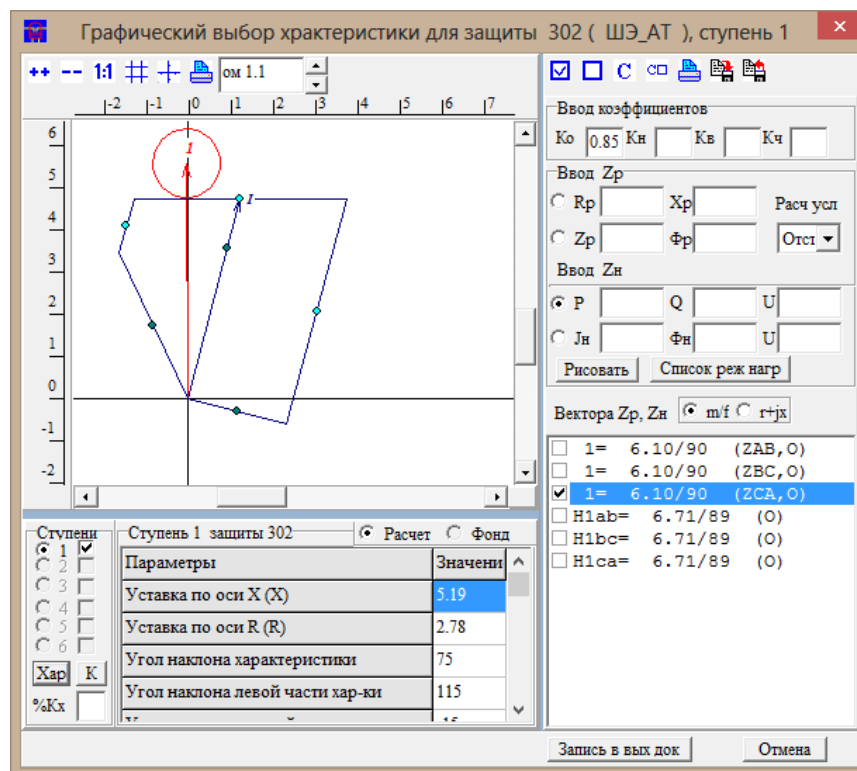


Рисунок 3.7. Характеристика отстройки I ступени ДЗ АТ на средней стороне.

Принимаем уставку I ступени: $Z_{с.з.} = 4,77 + j8,9 \text{ Ом}$.

Расчёт уставки II ступени ДЗ автотрансформатора на средней стороне

Первичное сопротивление срабатывания 2-ой ступени защиты выбираем исходя из условия отстройки от минимального вектора нагрузки:

$$Z_{\min} = \frac{0,9U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}I_{p.\max}} = 72,351 \text{ Ом}, \text{ где } I_{p.\max} = 1,2I_{\text{ном}} = 787,296 \text{ А}, I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = 656,08 \text{ А}.$$

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ		ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК	
Защита 302	Тип ШЭ_АТ	Ступень 2	
Ветвь 234-240	КТТ 1000/5		
Узел	КТН 1100		

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	XU	69.9	1.26		KH=1.20 KB=1.05 JH=790 UMIN=99 ФН=36	ZH=72.35 36
	YU	18.7	Котс=			
	ФМЧ	75	1.61			
	Ф2	-15				
	Ф3	115				

Принимаем уставку II ступени: $Z_{с.з.2} = 18,7 + j69,9 \text{ Ом}$.

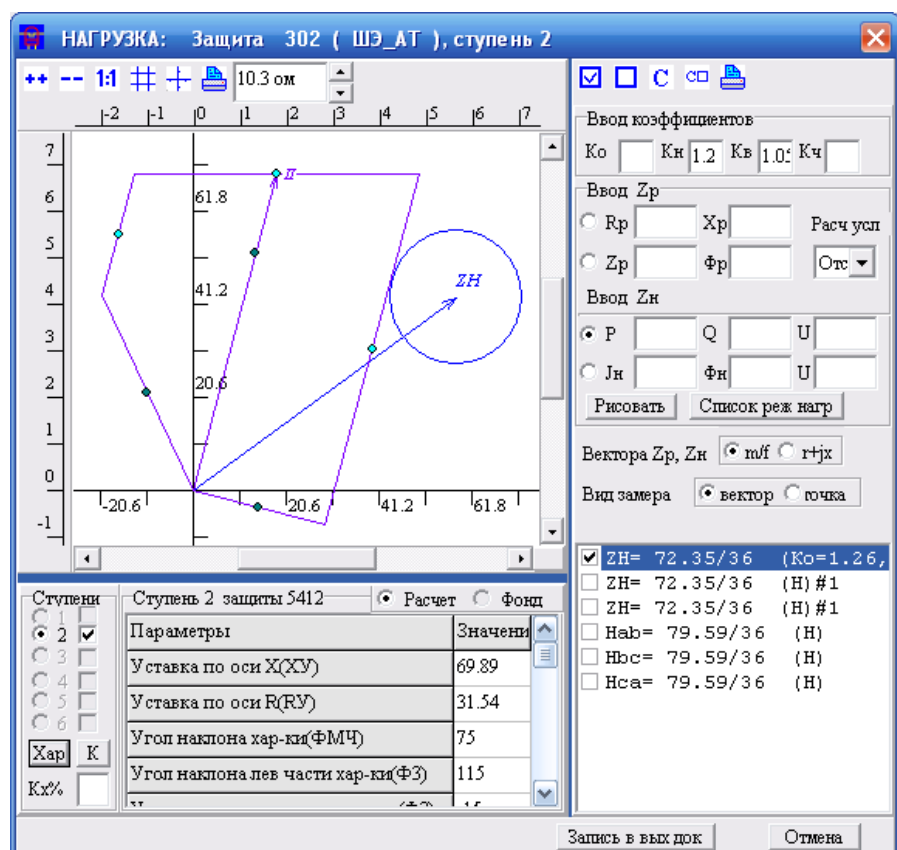


Рисунок 3.8. Характеристика отстройки от нагрузочного режима II ступени ДЗ АТ на средней стороне

Проверка чувствительности при КЗ в конце линий, отходящих от высокой стороны АТ (238, 236).

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 302
Ветвь 234-240
Узел

Тип ШЭ_АТ
КТТ 10000/5
КТН 1100

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	69.9	1.19	ВИД-КЗ ABC		ZBC=58.99 83
	RY	31.5	3.86	УЗЕЛ-КЗ 321		Ip=792 157
	ФМЧ	75	KЧзр=			
	Ф2	-15	1.29			
	Ф3	115				
	XBT	127.1				
	RBT	57.3				
	JTP	0.50	0.79			
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	69.9	1.66	ВИД-КЗ ABC		ZCA=42.17 85
	RY	31.5	4.00	УЗЕЛ-КЗ 404		Ip=1019 34
	ФМЧ	75	KЧзр=			
	Ф2	-15	1.49			
	Ф3	115				
	XBT	127.1				
	RBT	57.3				
	JTP	0.50	1.02			

ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU RY ФМЧ Ф2 Ф3 XBT RBT JTP	69.9 31.5 75 -15 115 127.1 57.3 0.50	5.79 9.49 KЧзр= 1.42 2.80	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 367		ZCA=12.08 90 Ip=2799 34
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU RY ФМЧ Ф2 Ф3 XBT RBT JTP	69.9 31.5 75 -15 115 127.1 57.3 0.50	5.32 12.39 KЧзр= 1.49 2.47	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 260		ZBC=13.18 86 Ip=2471 156

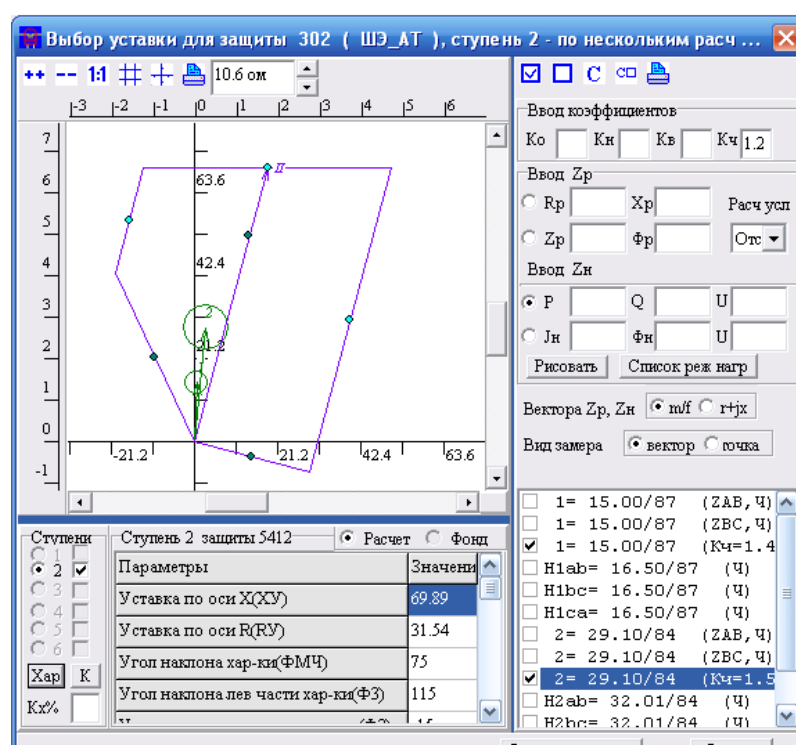


Рисунок 3.9. Характеристика чувствительности II ступени ДЗ АТ на средней стороне

Коэффициент чувствительности удовлетворяет требуемому значению.

Выдержка времени:

$$t_2'' = 0,5c$$

Расчёт уставки III ступени ДЗ автотрансформатора на средней стороне

Третья ступень ДЗ автотрансформатора на средней стороне согласуется с первыми ступенями ДЗ смежных линий, поэтому для того, что бы рассчитать

Уставки первых ступеней линий, отходящих от стороны СН определяем путём отстройки от КЗ в своём конце.

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XV RV ФМЧ Ф2 Ф3 Ф4	5.80 3.11 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 34		ZCA=7.97 61

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XV RV RUMIN ФМЧ Ф2 Ф3 Ф4	1.36 0.729 1.10 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 51		ZCA=1.84 63

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RV ФМУ Ф2 Ф3 Ф4	2.33 1.25 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 217		ZCA=3.15 63

Таким образом, третью ступень ДЗ автотрансформатора на высшей стороне согласуем с ДЗ линии Юрга-Кемерово, уставка 1-ой ступени которой является наименьшей: $Z_{c,31} = 1,1 + j1,36 \text{ Ом}$.

Согласуем 3 ступень ДЗ АТ на СН с 1-ой ступенью ДЗ линии Юрга-Кемерово.

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
 Защита 302
 Ветвь 234-240
 Узел

Тип ШЭ_АТ
 КТТ 1000/5
 КТН 1100

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
 Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ XU=1.36 RY=1.10 T=0.00 ФМЧ 75 Ф2 -15 Ф3 115 Ф4 0 защита 2191 ШЭ2607 (234-51) ЭЛ:ВЛ-110 ЮРТ А-110-ВОИН-ЗВ ЕЗ-КЕМЕР. ПС:Ш.110 КЕМЕ РОВСК	XU RY ФМЧ Ф2 Ф3 Ф4	4.41 2.36 75 -15 115 0	0.85	ВИД-КЗ АВС БЕЕР 219/234 51-234, 0.251 (Лотн_лин=0.112)		ZCA=5.33 77 ZCA(B)=2.50 74
	XU RY RYМИН ФМЧ Ф2 Ф3	1.31 0.701 1.10 75 -15 115	0.85	ВИД-КЗ АВС БЕЕР 219/234 46-47, 0.000 (Лотн_лин=1.000)		ZCA=1.60 75 ZCA(B)=3.28 74

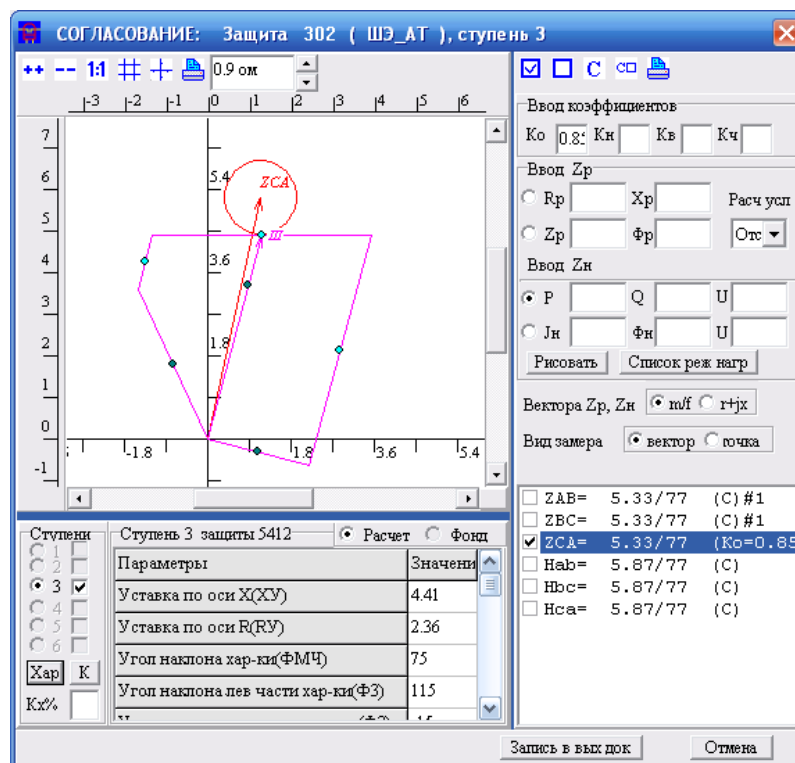


Рисунок 3.10. Характеристика согласования III ступени ДЗ АТ на средней стороне

Принимаем уставку III ступени: $Z_{c,3,3} = 2,36 + j4,41 \text{ Ом}$.

Выдержка времени: $t^{\text{III}} = 1\text{с}$.

Расчёт уставки IV ступени ДЗ автотрансформатора на средней стороне

Первичное сопротивление срабатывания 2-ой ступени защиты выбираем исходя из условия отстройки от минимального вектора нагрузки:

$$Z_{\min} = \frac{0,9U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}I_{p.\text{max}}} = 72,351 \text{ Ом}, \text{ где } I_{p.\text{max}} = 1,2I_{\text{ном}} = 787,296 \text{ А}, I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = 656,08 \text{ А}.$$

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 302 (комплект 2)
Ветвь 234-240
Узел

Тип ШЭ АТ
КТТ 1000/5
КТН 1100

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	XU RY ФМЧ Ф2 Ф3	59.1 31.7 75 -15 115	1.26		КН=1.20 КВ=1.05 КВРТ=1.05 JH=790 УМНН=99 ФН=36	ZH=72.35 36

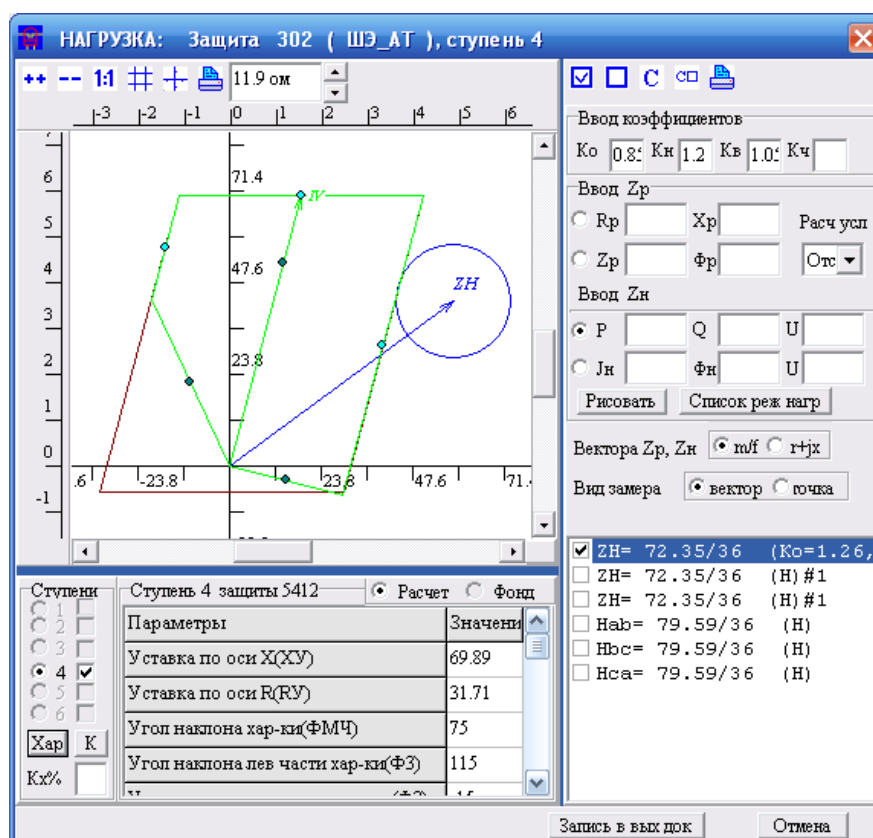


Рисунок 3.11. Характеристика отстройки от нагрузочного режима IV ступени ДЗ АТ на средней стороне

Принимаем уставку IV ступени: $Z_{c,3,4} = 31,71 + j69,89 \text{ Ом}.$

Чувствительность 4-ой ступени проверяем при КЗ в конце отходящих от средней стороны АТ линий.

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 302
Ветвь 234-240
Узел

Тип ШЭ АТ
КТТ 1000/5
КТН 1100

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	69.9	1.19	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 321		ZBC=58.99 83 Ip=792 157
	RY	31.5	3.86			
	фМУ	75	KЧзр=			
	ф2	-15	1.29			
	ф3	115				
	XBT	127.1				
	RBT	57.3				
	JTP	0.50	0.79			
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	69.9	1.66	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 404		ZCA=42.17 85 Ip=1019 34
	RY	31.5	4.00			
	фМУ	75	KЧзр=			
	ф2	-15	1.49			
	ф3	115				
	XBT	127.1				
	RBT	57.3				
	JTP	0.50	1.02			
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	69.9	5.79	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 367		ZCA=12.08 90 Ip=2799 34
	RY	31.5	9.49			
	фМУ	75	KЧзр=			
	ф2	-15	1.42			
	ф3	115				
	XBT	127.1				
	RBT	57.3				
	JTP	0.50	2.80			
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XU	69.9	5.32	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 260		ZBC=13.18 86 Ip=2471 156
	RY	31.5	12.39			
	фМУ	75	KЧзр=			
	ф2	-15	1.49			
	ф3	115				
	XBT	127.1				
	RBT	57.3				
	JTP	0.50	2.47			

Чувствительность удовлетворяет требованию.

Выдержка времени: $t^{IV} = 1c$

3.2 Расчёт уставок и проверка чувствительности СТЗНП автотрансформатора

СТЗНП автотрансформатора содержит пять ступеней: III, IV и V ступени направлены в сторону сети, а I и II ступени — в сторону автотрансформатора.

Уставки III и IV ступени выбираются по условию обеспечения дальнего резервирования при КЗ в сети своей стороны. Уставка V ступени выбирается из условия отстройки от нагрузочного режима. Уставка по току I ступени выбирается по условию отстройки от КЗ на шинах смежной стороны, а II ступени — обеспечения чувствительности при КЗ на шинах смежной стороны.

Каждая из ступеней выполняется с тремя выдержками времени. С первой выдержкой времени происходит деление сборных шин на стороне защиты. Со второй выдержкой времени происходит отключение выключателя автотрансформатора со стороны защиты. С третьей выдержкой времени происходит отключение автотрансформатора.

Расчёт уставок III ступени СТЗНП автотрансформатора на высшей стороне

Необходимо согласовать III ступень защищаемого АТ с уставками I-ых ступеней защит линий, отходящих от высшей стороны.

Согласуем III ступень защищаемого АТ с уставкой I-ой ступени ТЗНП наиболее короткой линии Кемеровская – БГРЭС, уставка I-ой ступени которой составляет 524 А.

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 301
Ветвь 237-240
Узел

Тип ТЗНП
КТТ
КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 524 T=0.00 защита 2651 ТЗНП (237-314) ЭЛ: ВЛ-220 КЕМ	УСТ	213	1.10	ВИД-КС АО ВЕРР 265/237 403-318, 0.049 (I _{отн_лин} =0.995)	ЭЛ 238	3I0=194 107 3U0=10.16 - 165 3I0 (Б)=524 - 71 3U0 (Б)=10.16 -165

Уставка III ступени: $I^{III} = 213 \text{ A}$.

Чувствительность III-ей ступени:

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 301
Ветвь 237-240
Узел

Тип ТЭНП
КТТ
КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	213	6.10	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 237		3I0=1300 -85 3U0=97.57 -179
	УСТ	213	6.16	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 237		3I0=1311 -146 3U0=98.44 120

Уставка удовлетворяет требованиям чувствительности.

Расчёт уставок IV ступени СТЗНП автотрансформатора на высшей стороне

Согласуем IV ступень защищаемого АТ с уставкой II-ой ступени защиты наиболее короткой смежной линии, то есть с линией Кемеровская – БГРЭС, уставка II-ой ступени защиты которой составляет 132 А.

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 301
Ветвь 237-240
Узел

Тип ТЭНП
КТТ
КТН

ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
Ступень 4

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 2 СТУПЕНЬЮ 132 T=0.00 защита 2651 ТЭНП (237-314) ЭЛ: ВЛ-220 КЕМ ЕРОВСКАЯ - БГ РЭС ПС: Ш.220 КЕМЕ РОВСК	УСТ	63	1.10	ВИД-КЗ А0 УЗ-КЗ_X 403 Защ Б работает $I_{кз} > I_{сз}$ - расчет уст-ки по $K_t=0.43$	ЭЛ 238	3I0=182 109 3U0=9.64 -164 3I0 (Б)=422 -65 3U0 (Б)=9.64 - 164
	УСТ	63	1.10	ВИД-КЗ А0 УЗ-КЗ_X 403 $Z_{1д}=0.8+j5.5$ $Z_{0д}=4.3+j15.8$	ЭЛ 238	3I0=57 115 3U0=3.01 -157 3I0 (Б)=132 -59 3U0 (Б)=3.01 - 157

Уставка не должна быть меньше 100 А. Принимаем уставку: $I^{IV} = 100 \text{ A}$.

Чувствительность IV-ой ступени:

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Защита 301 Тип ТЗНП Ступень 4
 Ветвь 237-240 КТТ
 Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	100	1.83	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 403		3I0=183 109 3U0=9.60 -164
	УСТ	100	1.89	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 403		3I0=189 49 3U0=9.92 136

Чувствительность IV-ой ступени СТЗНП АТ на высшей стороне выполняется.

Выдержка времени:

$$t^{IV} = t_{2672}^{II} + \Delta t = 1 + 0.5 = 1.5 \text{ с},$$

Расчёт уставок V ступени СТЗНП автотрансформатора на высшей стороне

Уставка пятой ступени для трансформаторных элементов выбирается из условий:

$$i_{\text{раб}}^{\text{max}} = (1, 1 \dots 1, 2) i_{\text{ном}}, \text{ где } i_{\text{ном}} = s_{\text{ном}} / \sqrt{3} u_{\text{ном}}$$

$$i_{\text{ном}} = s_{\text{ном}} / \sqrt{3} u_{\text{ном}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 328.04 \text{ А},$$

$$i_{\text{раб}}^{\text{max}} = (1, 1 \dots 1, 2) i_{\text{ном}} = 1, 2 \cdot 328.04 = 393.648 \text{ А}.$$

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Защита 301 Тип ТЗНП Ступень 5
 Ветвь 237-240 КТТ
 Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
НАГРУЗКА	УСТ	26			КН=1.30 КВ=1.00 КНВ=0.05 JH=400	

Уставка не должна быть меньше 100 А. Принимаем уставку: $I_{5411}^V = 100 \text{ А}$.

Чувствительность V-ой ступени проверяется при КЗ в конце наиболее протяженной линии - линия Кемеровская-Крохалевская узел 263:

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Защита 301 Тип ТЗНП Ступень 5
 Ветвь 237-240 КТТ
 Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	100	3.31	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 263		3I0=331 104 3U0=17.49 -170
	УСТ	100	2.78	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 263		3I0=278 44 3U0=14.66 130

Чувствительность удовлетворяет требованиям.

Выдержка времени:

$$t^V = t_{2672}^{IV} + \Delta t = 1,5 + 0,5 = 2c$$

Расчёт уставок I ступени СТЗНП автотрансформатора на высшей стороне

Первая ступень СТЗНП направлена в автотрансформатор и отстраивается от короткого замыкания на шинах среднего напряжения п/с Кемеровская (узел 234).

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Защита 301 Тип ТЗНП Ступень 1
 Ветвь 237-240 КТТ
 Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	2539	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 234	ЭЛ 238	3I0=1953 -83 3U0=85.50 -180
	УСТ	2620	1.30	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 234	ЭЛ 238	3I0=2016 95 3U0=88.26 -1

Уставка $I' = 2620$ А.

Чувствительность I-ой ступени.

Проверяем при КЗ на шинах ВН АТ238.

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ ПС Ш.220 КЕМЕРОВСК
 Защита 301 Тип ТЗНП Ступень 1
 Ветвь 237-240 КТТ
 Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	2620	1.25	ВИД-КЗ А0 237-240, 1.000		3I0=3277 94 3U0=153.11 -179
	УСТ	2620	1.16	ВИД-КЗ АВ0 237-240, 1.000		3I0=3043 34 3U0=142.19 120

Чувствительность удовлетворяет требованиям.

Выдержка времени:

$$t^I = 0 c.$$

Расчёт уставок II ступени СТЗНП автотрансформатора на высшей стороне

Вторая ступень СТЗНП автотрансформатора направлена в автотрансформатор и отстраивается от нагрузочного режима.

ЭЛ	АТ-2	КЕМЕРОВСКАЯ	ПС	Ш.220 КЕМЕРОВСК
Защита	301	Тип	ТЭНП	Степень 2
Ветвь	237-240	КТТ		
Узел		КТН		

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
НАГРУЗКА	УСТ	26			КН=1.30 КВ=1.00 КНВ=0.05 JH=400	

Уставка не должна быть меньше 100 А. Принимаем уставку: $I'' = 100$ А.

Чувствительность 2-ой ступени.

Проверяется при КЗ в конце смежных линий, отходящих от средней стороны АТ.

ЭЛ	АТ-2	КЕМЕРОВСКАЯ	ПС	Ш.220	КЕМЕРОВСК
Защита	301		Тип	ТЭНП	Степень 2
Ветвь	237-240		КТГ		
Узел			КТН		

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	100	7.71	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 51		3I0=771 -74 3U0=32.85 -170
	УСТ	100	6.70	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 51		3I0=670 -135 3U0=28.53 129

Чувствительность удовлетворяет требованиям.

Расчёт уставок III степени СТЗНП автотрансформатора на средней стороне

Согласуем III-ю степень СТЗНП 302 на средней стороне защищаемого АТ с I-ой степенью защиты линии Кемеровская-Керамзитовая, уставка которой отстраивается от КЗ в конце линии:

ЭЛ ВЛ-110 ЮРГА-110-ВОИН-ЗВЕЗ-КЕМЕР. ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
 Защита 2191 Тип ТЗНП Ступень 1
 Ветвь 234-51 КТТ
 Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	18544	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 51		3I0=14265 -74 3U0=25.12 -168
	УСТ	16107	1.30	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 51		3I0=12390 105 3U0=21.82 11

Уставка: $I' = 16107$ А.

Защита 302 согласуется с защитой 2191 .

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
 Защита 302 Тип ТЗНП Ступень 3
 Ветвь 234-240 КТТ
 Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 16107 T=0.00 защита 2191 ТЗНП (234-51) ЭЛ:ВЛ-110 ЮРГ А-110-ВОИН-ЗВ ЕЗ-КЕМЕР. ПС:Ш.110 КЕМЕ РОВСК	УСТ	5258	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕР 219/234 51-234,0.297 (Lотн_лин=0.105)	ЭЛ 238	3I0=4780 101 3U0=35.31 -171 3I0 (Б)=16106 - 76 3U0 (Б)=35.31 - 171

$I''' = 5258$ А.

Чувствительность III-ей ступени:

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 302
Ветвь 234-240
Узел

Тип ТЭНП
КТТ
КТН

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
Ступень 3

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	5258	1.67	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 234		3I0=8802 94 3U0=65.32 -178
	УСТ	5258	1.72	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 234		3I0=9046 33 3U0=67.12 121

Чувствительность удовлетворяет требованиям.

Расчёт уставок IV ступени СТЭНП автотрансформатора на средней стороне

Согласуем 302 со II-ой ступенью защиты линии 2191 Кемеровская-Керамзитовая, уставка которой находится по чувствительности.

ЭЛ ВЛ-110 ЮРГА-110-ВОИН-ЗВЕЗ-КЕМЕР.
Защита 2191
Ветвь 234-51
Узел

Тип ТЭНП
КТТ
КТН

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	2629	5.43	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 51		3I0=14265 -74 3U0=25.12 -168
	УСТ	2629	4.71	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 51		3I0=12390 -135 3U0=21.82 131

Защита 302 согласуется с уставкой 2629 А.

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 302
Ветвь 234-240
Узел

Тип ТЭНП
КТТ
КТН

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
Ступень 4

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 2 СТУПЕНЬЮ 2629 T=0.00 защита 2191 ТЭНП (234-51) ЭЛ;ВЛ-110 ЮРГ А-110-ВОИН-ЗВ ЕЗ-КЕМЕР. ПС;Ш.110 КЕМЕ РОВСК	УСТ	1850	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗ-КЗ_X 51 Защ.Б работает I _{кз} >I _{сз} - расчет уст-ки по K _т =0.29	ЭЛ 238	3I0=4091 103 3U0=30.18 -169 3I0 (Б)=13918 -75 3U0 (Б)=30.18 -169
	УСТ	1850	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗ-КЗ_X 51 Z1д=5.8+j10.7 Z0д=10.8+j36.0	ЭЛ 238	3I0=773 108 3U0=5.70 -164 3I0 (Б)=2629 -70 3U0 (Б)=5.70 -164

Уставка IV ступени по условию согласования: $I^{\text{IV}} = 1850 \text{ А}$.

Чувствительность 4-ой ступени:

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
 Защита 302 Тип ТЗНП Ступень 4
 Ветвь 234-240 КТТ
 Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	1850	4.76	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 234		ЗИ0=8802 94 ЗУ0=65.32 -178
	УСТ	1850	4.89	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 234		ЗИ0=9046 33 ЗУ0=67.12 121

Чувствительность обеспечивается. Принимаем уставку IV: $I^{\text{IV}} = 1850 \text{ А}$.

Выдержка времени:

$$t_{302}^{\text{IV}} = t_{2191}^{\text{II}} + \Delta t = 0.5 + 0.5 = 1.$$

Расчёт уставок V ступени СТЗНП автотрансформатора на средней стороне

Уставка пятой ступени для трансформаторных элементов выбирается из условий:

$$i_{\text{раб}}^{\text{max}} = (1, 1 \dots 1, 2) i_{\text{ном}}, \text{ где } i_{\text{ном}} = s_{\text{ном}} / \sqrt{3} u_{\text{ном}}$$

$$i_{\text{ном}} = s_{\text{ном}} / \sqrt{3} u_{\text{ном}} = \frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656.08 \text{ А}, \quad i_{\text{раб}}^{\text{max}} = (1, 1 \dots 1, 2) i_{\text{ном}} = 1, 2 \cdot 656.08 = 787.296 \text{ А}.$$

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
 Защита 302 Тип ТЗНП Ступень 5
 Ветвь 234-240 КТТ
 Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	УСТ	62			КН=1.30 КВ=1.00 КВРТ=1.00 КСАМ=1.20 КНВ=0.05 JH=790	

Принимаем уставку V ступени: $I^{\text{V}} = 100 \text{ А}$.

Чувствительность V-ой ступени.

При КЗ в конце самой протяжённой линии на стороне СН АТ п/с Буреничево:

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
 Защита 302 Тип ТЗНП
 Ветвь 234-240 КТТ
 Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	100	12.79	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 34		3I0=1279 104 3U0=9.49 -168
	УСТ	100	9.23	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 34		3I0=923 41 3U0=6.85 129

Чувствительность 5 ступени удовлетворяет требованиям: $K_{\text{н.мин}} > 1,3$.

Выдержка времени: $t_{302}^V = t_{302}^{IV} + \Delta t = 1,5c$

Расчёт уставок I ступени СТЗНП автотрансформатора на средней стороне

Первая ступень СТЗНП направлена в автотрансформатор и отстраивается от короткого замыкания на шинах высокого напряжения п/с Кемеровская.

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
 Защита 302 Тип ТЗНП
 Ветвь 234-240 КТТ
 Узел КТН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	4440	1.30	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 237		3I0=3416 -80 3U0=41.14 178
	УСТ	4124	1.30	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 237		3I0=3172 100 3U0=38.21 -3

Принимаем уставку $I_{302}^I = 4124 \text{ A}$.

Чувствительность I-ой ступени проверяем при КЗ на шинах СН АТ.

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 302
Ветвь 234-240
Узел

Тип ТЗНП
КТТ
КТН

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
Ступень 1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	4124	2.13	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 234		3I0=8802 94 3U0=65.32 -178
	УСТ	4124	2.19	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 234		3I0=9046 33 3U0=67.12 121

Чувствительность удовлетворяет требованиям.

Выдержка времени: $t_{302}^I = 0,05$ с.

Расчёт уставок II ступени СТЗНП автотрансформатора на средней стороне

Вторая ступень СТЗНП автотрансформатора направлена в автотрансформатор и отстраивается от нагрузочного режима.

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 302
Ветвь 234-240
Узел

Тип ТЗНП
КТТ
КТН

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	УСТ	62			КН=1.30 КВ=1.00 КВРТ=1.00 КСАМ=1.20 КНВ=0.05 JH=790	

Принимаем уставку: $I_{302}^{II} = 100$ А.

Чувствительность II-ой ступени проверяется при КЗ в конце самой протяжённой смежной линии, отходящей от стороны высшего напряжения АТ п/с Крохалевская

ЭЛ АТ-2 КЕМЕРОВСКАЯ
Защита 302
Ветвь 234-240
Узел

Тип ТЗНП
КТТ
КТН

ПС Ш.110 КЕМЕРОВСК
Ступень 2

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	100	2.69	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 263		3I0=269 -69 3U0=5.17 -172
	УСТ	100	2.26	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 263		3I0=226 -129 3U0=4.34 128

Чувствительность удовлетворяет требованиям. Выдержка времени: $t_{302}^{II} = 0,5$ с.

3.3 Продольная дифференциальная токовая защита автотрансформатора

Расчёт уставки дифференциального тока срабатывания

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-KuUZ-2015 ДАТА-27.03.2017. ВРЕМЯ-11:54:44.
ВЕЛИЧИНА IA
ВЕТВЬ 237-240 236-240 234-240
НСМ 1
ВИД-КЗ A0 ABC
УЗЕЛ-КЗ 237
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 31 267 265
-----

Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А
Подрежим 1
ЭЛЕМЕНТ 31 (АТ1-КЕМЕРОВСКАЯ )
ЭЛЕМЕНТ 267 (ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - КРОХАЛЕВСК. )
ЭЛЕМЕНТ 265 (ВЛ-220 КЕМЕРОВСКАЯ - ВГРЭС )
НСМ 1
ВИД-КЗ A0
УЗЕЛ-КЗ 237
Uпа=232.2/0 z1=3.225+j54.941 z2=3.225+j54.941 z0=2.649+j70.745
Замеры
237-240 IA 2224 93
234-240 IA 3999 -86
236-240 IA 4955 -93
ВИД-КЗ ABC
УЗЕЛ-КЗ 237
Uпа=232.2/0 z1=3.225+j54.941 z2=3.225+j54.941 z0=2.649+j70.745
Замеры
237-240 IA 2436 93
234-240 IA 4873 -87
236-240 IA 0 0

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-KuUZ-2015 ДАТА-27.03.2017. ВРЕМЯ-12:12:03.
ВЕЛИЧИНА IA
ВЕТВЬ 237-240 234-240 236-240
НСМ 1
ВИД-КЗ A0 ABC
УЗЕЛ-КЗ 234
ПОДРЕЖИМ 1
ЭЛЕМЕНТ 31 240 238 219 215 255
-----

Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А
Подрежим 1
ЭЛЕМЕНТ 31 (АТ-1-240 КЕМЕРОВСКАЯ )
ЭЛЕМЕНТ 240 (ВЛ-110 КГРЭС - КЕМЕРОВСКАЯ )
ЭЛЕМЕНТ 238 (ВЛ-110 НКТЭЦ - КЕМЕРОВСКАЯ - 2 )
ЭЛЕМЕНТ 219 (ВЛ-110 ЮРГА-110-ВОИН-ЗВЕЗ-КЕМЕР. )
ЭЛЕМЕНТ 215 (ВЛ-110 КЕМЕРОВСКАЯ - БУРЕНИЧЕВО )
ЭЛЕМЕНТ 255 (ВЛ-110 КЕМЕР.-НАЦМ.-РАСК.-КРАШ. )
НСМ 1
ВИД-КЗ A0
УЗЕЛ-КЗ 234
Uпа=117.6/-0 z1=0.645+j13.388 z2=0.645+j13.388 z0=0.174+j8.114
Замеры
237-240 IA 2489 -87
234-240 IA 5832 92
236-240 IA 9355 -89
```

ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 234

U_{па}=117.6/-0 Z₁=0.645+j13.388 Z₂=0.645+j13.388 Z₀=0.174+j8.114

Замеры

237-240	IA	2532	-87
234-240	IA	5065	93
236-240	IA	0	0

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-KuUZ-2015 ДАТА-27.03.2017. ВРЕМЯ-12:29:31.

ВЕЛИЧИНА IA

ВЕТВЬ 237-240 234-240 236-240

НСМ 1

ВИД-КЗ А0 АВС

УЗЕЛ-КЗ 236

ПОДРЕЖИМ 1

ЭЛЕМЕНТ 31

Р Е З У Л Ь Т А Т Ы Р А С Ч Е Т А

Подрезим 1

ЭЛЕМЕНТ 31 (АТ-1-240 КЕМЕРОВСКАЯ)

НСМ 1

ВИД-КЗ А0

УЗЕЛ-КЗ 236

U_{па}=10.8/0 Z₁=0.004+j0.132 Z₂=0.004+j0.132 Z₀=0.000-j-0.000

Замеры

237-240	IA	20	-100
234-240	IA	2554	-85
236-240	IA	32321	92

ВИД-КЗ АВС

УЗЕЛ-КЗ 236

U_{па}=10.8/0 Z₁=0.004+j0.132 Z₂=0.004+j0.132 Z₀=0.000-j-0.000

Замеры

237-240	IA	206	-100
234-240	IA	2554	-85
236-240	IA	32321	92

Составим таблицу токов КЗ на разных шинах, приведенных к среднему уровню напряжения.

Таблица 3.1. Токи КЗ

				Узел КЗ		
				ВН	СН	НН
Величина тока I_A , А	ВН 237- 240	А0		4448	4978	—
		ABC		4872	5064	412
	СН 234- 240	А0		3999	5832	—
		ABC		4873	5065	2554
	НН 236- 240	А0		472,98	892,98	—
		ABC		0	0	3085

Дифференциальный ток срабатывания ДТЗ на первом горизонтальном участке характеристики $I_{Д.0}$ при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от тока небаланса и рассчитывается по выражению:

$$I_{Д.0} \geq K_{отс} \cdot I_{НБ.РАСЧ*}$$

где:

$K_{отс}$ — коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа терминала, ошибки расчёта и необходимый запас. Может быть принят равным $K_{отс} = 1,1 \div 1,3$. При этом большее значение используется для пускорезервных Т (АТ) и трансформаторов, на которых возможно несинхронное АВР;

$I_{НБ.РАСЧ*}$ — относительный ток небаланса в нормальном режиме работы защищаемого трансформатора, определяемый по выражению:

$$I_{НБ.РАСЧ*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{ПТТ}$$

где:

$K_{пер}$ — коэффициент, учитывающий переходный процесс, следует принимать: $K_{пер} = 1,5 \div 2,5$ — при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора (автотрансформатора) одностипных

трансформаторов тока (только встроенных или только выносных); $K_{\text{ПЕР}} = 2 \div 3$ — при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора (автотрансформатора) разнотипных трансформаторов тока. При этом меньшие значения $K_{\text{ПЕР}}$ принимаются при одинаковой схеме соединения ТТ защиты на разных сторонах (например, в звезду), а большее значение — при разных схемах соединения ТТ защиты (на одной из сторон в звезду, на других — в треугольник);

$K_{\text{ОДН}}$ — коэффициент однотипности трансформатора тока; при внешних КЗ на той стороне, где защищаемый трансформатор имеет два присоединения и трансформаторы тока рассматриваемой защиты установлены в цепях этих присоединений, принимается равным $0,5 \div 1$, причём меньшее из указанных значений принимается в случаях, когда указанные ТТ обтекаются мало различающимися между собой токами и примерно одинаково загружены: при внешних КЗ на сторонах, где защищаемый трансформатор имеет одно присоединение, $K_{\text{ОДН}}$ следует принимать равным 1;

ε — относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ. Полная погрешность для ТТ 5Р и 10Р составляет 0,05 и 0,10 соответственно;

$$\Delta U_{\text{РПН}} = \frac{|\Delta U_{\text{РПН max}} - \Delta U_{\text{РПН min}}|}{2 \cdot 100\%} \quad \text{— относительная погрешность,}$$

обусловленная наличием РПН, принимается равной половине действительного диапазона регулирования (например, при половине регулировочного диапазона

$$\pm 10\%, \Delta U_{\text{РПН}} = \frac{|(+10\%) - (-10\%)|}{2 \cdot 100\%} = 0,1). \text{ Если РПН не используется, то } \Delta U_{\text{РПН}} = 0, \text{ но}$$

расчёт базисных токов должен производиться с использованием значения напряжения среднего вывода обмотки с РПН и используемого вывода обмотки с ПБВ;

$\Delta f_{\text{ВЫР}}$ — относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала. Может быть принята равной $\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,02$;

$\Delta f_{\text{ПТТ}}$ — относительная погрешность внешнего выравнивающего трансформатора или автотрансформатора, используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны, если он выходит за пределы диапазона 0,251–16,000 А. Токовая погрешность внешних выравнивающих автотрансформаторов не превышает 5% ($\Delta f_{\text{ПТТ}} = 0,05$) при двадцатикратном токе отщепления и подключения цепей защиты ко вторичной обмотке выравнивающих автотрансформаторов, по данным завода изготовителя.

Уставка $I_{\text{Д.0}}$ должна приниматься не менее 0,2.

$$I_{\text{Д.0}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ.РАСЧ*}} = 1,2 \cdot 0,44 = 0,528;$$

$$I_{\text{НБ.РАСЧ*}} = K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} + \Delta f_{\text{ПТТ}} = 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02 + 0,05 = 0,44;$$

$$K_{\text{ПЕР}} = 2,5, K_{\text{ОДН}} = 1, \varepsilon = 0,1, \Delta U_{\text{РПН}} = \frac{|12 - (-12)|}{2 \cdot 100\%} = 0,12, \Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,02, \Delta f_{\text{ПТТ}} = 0,05.$$

Уставка по току срабатывания ДТЗ $I_{\text{Д.0}}$ задаётся в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта с высшей стороны в диапазоне от 0,2 до 1,0 от $I_{\text{баз.ВН}} (I_{\text{баз.ВН1}})$ с шагом 0,01.

Расчёт уставки тока начала торможения

Уставка тока начала торможения ДТЗ $I_{\text{Т.0}}$, т.е. начало второго (наклонного) участка характеристики принимается:

$I_{\text{Т.0}} = 0,6$ — для пускорезервных трансформаторов и трансформаторов (автотрансформаторов), на которых возможно несинхронное АВР НН.

$I_{\text{Т.0}} = 1,0$ — во всех остальных случаях.

Принимаем $I_{\text{Т.0}} = 1,0$.

Уставка задаётся в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 0,60 до 1,0 от $I_{\text{баз}}$ с шагом 0,01.

Расчёт уставки тока торможения блокировки

Ток торможения блокировки $I_{\text{Т.БЛ}}$ определяет переключение характеристики срабатывания ДТЗ с наклонного участка на вертикальный:

если $I'_1 \geq I_{\text{Т.БЛ}}$ и $I'_2 \geq I_{\text{Т.БЛ}}$ — ДТЗ блокируется;

если $I'_1 < I_{\text{Т.БЛ}}$ или $I'_2 < I_{\text{Т.БЛ}}$ — наклон характеристики срабатывания ДТЗ определяется коэффициентом торможения.

Ток торможения блокировки $I_{\text{Т.БЛ}}$ определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки Т (АТ). Своего наибольшего значения сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий и может быть принят равным:

$$I_{\text{Т.БЛ}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пред.нагр}} \cdot I_{\text{ном*}}$$

где:

$K_{\text{отс}}$ — коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

$K_{\text{пред.нагр}}$ — коэффициент определяющий предельную нагрузочную способность Т(АТ) в зависимости от его мощности, принимается из диапазона 1,5÷2,0: $K_{\text{пред.нагр}} = 1,5$ — для Т(АТ) большой мощности; $K_{\text{пред.нагр}} = 1,8$ — для Т(АТ) средней мощности; $K_{\text{пред.нагр}} = 2,0$ — для распределительных Т(АТ);

$I_{\text{ном*}}$ — относительный номинальный ток Т(АТ), определяемый по выражению:

$$I_{\text{ном*}} = \frac{I_{\text{ном, нагр}}}{I_{\text{баз, стор}}} \cdot \frac{K_{\text{сх_тт_стор}}}{K_{\text{тт_стор}}},$$

где:

$I_{\text{ном, нагр}}$ — номинальный ток Т(АТ);

$I_{\text{баз, стор}}$ — базисный ток соответствующей стороны Т(АТ);

$K_{ТТ_СТОР}$ — коэффициент трансформации ТТ, соответствующей стороны Т(АТ),

$K_{СХ_ТТ_СТОР}$ — коэффициент учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны.

$$I_{Т.БЛ} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕД.НАГР} \cdot I_{НОМ*} = 1,1 \cdot 1,5 \cdot 1,204 = 1,987;$$

$$I_{НОМ*} = \frac{I_{НОМ, НАГР}}{I_{БАЗ, СТОР}} \cdot \frac{K_{СХ_ТТ_СТОР}}{K_{ТТ_СТОР}} = \frac{790}{3,28} \cdot \frac{1}{200} = 1,204;$$

$$I_{БАЗ,ВН} = \frac{K_{СХ_ТТ_ВН} \cdot K_{АТ_ВН}}{K_{ТТ_ВН}} \cdot I_{НОМ,ВН} = \frac{1 \cdot 1}{200} \cdot 656,08 = 3,28.$$

Принимаем $I_{Т.БЛ} = 2$.

Уставка задаётся в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 1,2 до 3,0 от $I_{баз}$ с шагом 0,1.

Расчёт уставки коэффициента торможения

Коэффициент торможения влияет на устойчивость ДТЗ при внешних КЗ. Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока (I_d) к приращению тормозного тока (I_t). С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДТЗ Т(АТ) в диапазоне значений тормозного тока от I_{T0} до $I_{Т.БЛ}$.

Значение уставки рекомендуется рассчитывать по выражению:

$$K_T \geq K_{ОТС} \cdot \frac{I_d - I_{d0}}{I_t - I_{T0}},$$

где:

$K_{ОТС}$ — коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

I_d — расчётный дифференциальный ток, вызванный протеканием по защищаемому Т (АТ), ошиновке НН Т (АТ) сквозного тока и рассчитываемый по формуле:

$$I_d = (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) \cdot I_{СКВ}$$

где:

ε — относительное значение полной погрешности ТТ в режиме КЗ. Для ТТ 10Р погрешность принимается – 0,1, а для ТТ 5Р – 0,05;

$I_{\text{СКВ}}$ — максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведённое к базисному току стороны внешнего КЗ, определяемый по формуле $I_{\text{СКВ}} = \frac{I_{\text{КЗ_Ме_СТОП}}}{I_{\text{БАЗ_СТОП}}} \cdot \frac{K_{\text{СХ_ТТ_СТОП}}}{K_{\text{ТТ_СТОП}}}$;

$I_{\text{Т}}$ — расчётный тормозной ток, определяемый по формуле:

$$I_{\text{Т}} = \sqrt{I_{\text{СКВ}} \cdot (I_{\text{СКВ}} - I_{\text{Д}}) \cdot \cos \beta},$$

где $\beta = 180 - \alpha$, а α — угол между векторами токов $I_{\text{СКВ}}$ и $(I_{\text{СКВ}} - I_{\text{Д}})$. В проектных расчётах может быть принят $\beta = 10 \div 20^\circ$.

Коэффициенты $K_{\text{ПЕР}}$, $K_{\text{ОДН}}$, $\Delta U_{\text{РПН}}$, $\Delta f_{\text{ВЫР}}$, $\Delta f_{\text{ПТТ}}$ принимаются из формулы 1.

Ток 3-х фазного КЗ на шинах со стороны ВН $I_{\text{КЗ_Ме_СТОП}} = 5832 \text{ А}$.

$$I_{\text{СКВ}} = \frac{I_{\text{КЗ_Ме_СТОП}}}{I_{\text{БАЗ_СТОП}}} \cdot \frac{K_{\text{СХ_ТТ_СТОП}}}{K_{\text{ТТ_СТОП}}} = \frac{5832}{3,28} \cdot \frac{1}{200} = 8,89;$$

$$I_{\text{Д}} = (K_{\text{ПЕР}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) \cdot I_{\text{СКВ}} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02 + 0,05) \cdot 8,89 = 3,912$$

$$I_{\text{Т}} = \sqrt{I_{\text{СКВ}} \cdot (I_{\text{СКВ}} - I_{\text{Д}}) \cdot \cos \beta} = \sqrt{8,89 \cdot (8,89 - 3,912) \cdot \cos(20^\circ)} = 6,449;$$

$$K_{\text{Т}} \geq K_{\text{ОТС}} \cdot \frac{I_{\text{Д}} - I_{\text{Д0}}}{I_{\text{Т}} - I_{\text{Т0}}} = 1,1 \cdot \frac{3,912 - 0,528}{6,449 - 1} = 0,683.$$

Принимаем $K_{\text{Т}} = 0,6$.

Уставка задается в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 0,2 до 0,7 от $I_{\text{баз}}$ с шагом 0,1.

Расчёт уставки уровня блокировки по второй гармонике

Для предотвращения ложной работы ДТЗ Т (АТ) при бросках тока намагничивания в момент включения трансформатора под напряжение, а также для дополнительной отстройки защиты от тока небаланса переходного режима

внешнего КЗ (когда увеличенная погрешность ТТ, обусловленная насыщением, приводит к появлению второй гармонической составляющей тока) выполнена блокировка защиты по превышению отношения тока второй гармонической составляющей к току промышленной частоты — $I_{Д.100Гц}/I_{Д.50Гц}$.

По опыту эксплуатации рекомендуется уставку по уровню блокировки по второй гармонике для защит трансформаторов выбирать на уровне 10%, для защит автотрансформаторов выбирать на уровне 15%.

Уставка задаётся в относительных единицах в диапазоне от 0,08 до 0,15 от $I_{баз}$ с шагом 0,01.

Расчёт уставки дифференциальной отсечки

Для исключения замедления работы ДТЗ Т(АТ) при больших токах внутреннего повреждения, обусловленного работой органа блокировки по второй гармонике вследствие значительного содержания второй гармонической дифференциального тока при насыщении ТТ, предусмотрена вторая грубая ступень защиты без блокировки по второй гармонической составляющей тока.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора $I_{отс} \geq 6,5$;

отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчётного внешнего КЗ по выражению:

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{КЗ*} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}) = 1,5 \cdot 8,9 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02 + 0,05) = 6,542$$

где:

$I_{КЗ*}$ — максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ и приведённое к базисному току стороны этого внешнего

$$КЗ, \text{ определяется по формуле } I_{КЗ*} = \frac{I_{КЗ_ме_стор}}{I_{БАЗ.стор}} \cdot \frac{K_{СХ_ТТ_стор}}{K_{ТТ_стор}} = \frac{5832}{3,28} \cdot \frac{1}{200} = 8,9 ;$$

$K_{\text{пер}}$ — коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 3,0.

Все остальные коэффициенты аналогичны коэффициентам из формулы 1.

Уставка принимается равной наибольшему значению из двух полученных.

Уставка задаётся в относительных единицах от базисного тока защищаемого объекта в диапазоне от 6,5 до 12,0 от $I_{\text{баз}}$ с шагом 0,1

4 ПРОГРАММЫ И МЕТОДИКИ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЙ ОСНОВНЫХ ФУНКЦИЙ ЗАЩИТ

Для того чтобы обеспечить правильную и надежную работу устройств релейной защиты, необходимо периодически производить их проверку. Периодичность проверок устанавливается с учетом ответственности объекта: состояния аппаратуры, квалификации обслуживающего персонала и других факторов, характерных для каждого конкретного случая. В качестве спец. вопроса был ознакомлен с программой и методикой испытаний основных функций РЗА ВЛ.

Объект испытаний

Объектом испытания является устройство РЗА.

Испытанию подвергается терминал в собранном виде, при наличии всех необходимых комплектующих частей и соединительных кабелей, а также с установленным штатным программным обеспечением.

Цель испытаний

Целью испытаний является подтверждение соответствия базовым (необходимым) техническим требованиям к устройствам РЗА линий, шин, автотрансформаторов, трансформаторов и шунтирующих реакторов напряжением 6-750 кВ, определяемым данным Стандартом.

Общие условия проведения испытаний

Все испытания, если условия их проведения не указаны при описании методов, следует проводить в нормальных условиях применения по ГОСТ 15150:

- температура окружающего воздуха 15...35 °С;
- относительная влажность 45...80 %;
- атмосферное давление 84-107 (630-795) кПа (мм рт. ст.);
- напряжение питающей сети переменного тока 220 В ± 10%;
- частота питающей сети (50±1) Гц.

Далее в тексте данные условия обозначаются как нормальные условия по ГОСТ 15150.

Программа функциональных испытаний ДЗ и ТНЗНП 110-220 кВ

Описание моделируемой сети.

Для проведения испытаний была выбрана реально-действующая воздушная линия 220 кВ А – Б. Схема моделируемой линии представлена на Рисунок 4.1

Параметры линии моделируются на RTDS. Требуемые перетоки мощности регулируются путем изменения угла и амплитуды эквивалентных источников мощности.

Параметры энергосистемы А:

Активное сопротивление прямой последовательности	– 4,85 Ом
Индуктивное сопротивление прямой последовательности	– 25,604 Ом
Активное сопротивление нулевой последовательности	– 10,607 Ом
Индуктивное сопротивление нулевой последовательности	– 53,347 Ом
ЭДС	– 239 кВ
Угол	0°

Параметры энергосистемы Б:

Активное сопротивление прямой последовательности	– 0,393 Ом
Индуктивное сопротивление прямой последовательности	– 4,276 Ом
Активное сопротивление нулевой последовательности	– 0,494 Ом
Индуктивное сопротивление нулевой последовательности	– 4,02 Ом
ЭДС	– 239,24 кВ
Угол	– 10,5°

Параметры линии А-Б:

Длина 70 км

Удельное сопротивление линии прямой последоват.	$0,0788 + j 0,4155 \text{ Ом/км}$
Удельное сопротивление линии нулевой последоват.	$0,3356 + j 1,151 \text{ Ом/км}$
Удельная емкость прямой последовательности	8,594 нФ/км
Удельная емкость нулевой последовательности	7,305 нФ/км
Удельное сопротивление взаимоиндукции	$0,15 + j 0,684 \text{ Ом/км}$

Измерительные трансформаторы тока.

ТФНД-220-II

$$n_T = 1200/1 \text{ A}$$

$$S_{\text{ном}} = 30 \text{ ВА}, \cos \varphi = 0,8$$

$$K_{10} = 30$$

$$Q_{\text{акт}} = 21,5 \text{ см}^2$$

$$L_{\text{ср}} = 106 \text{ см}$$

$$W_1 = 1$$

$$W_2 = 1200$$

$$R_2 = 7 \text{ Ом}$$

$$X_2 = 0,54 \text{ Ом}$$

Трансформаторы тока вводятся в модель с учетом нелинейности характеристики намагничивания магнитопроводов, с параметрами магнитной системы приведенными выше.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока принимается равной номинальной. В процессе испытаний, перед каждым опытом, магнитопроводы трансформаторов тока размагничиваются.

Кривая намагничивания трансформатора тока согласно значениям из библиотеки RSCAD по умолчанию.

Таблица 4.1 Расчетные токи трехфазных коротких замыканий

	Вид КЗ		ПС А	ПС Б
Все линии в работе				
В начале линии у шин ПС А	$K^{(3)}_{\text{ABC}}$	I_1	8,88 кА	3,61 кА

В конце линии у шин ПС Б			1,7 кА	33,76 кА
В начале линии у шин ПС А	$K^{(1,1)}_{BC0}$	$3I_0$	4,465 кА	1,254 кА
В конце линии у шин ПС Б			0,593 кА	34,67 кА
В начале линии у шин ПС А	$K^{(1)}_{A0}$	$3I_0$	6,13 кА	1,723 кА
В конце линии у шин ПС Б			0,595 кА	34,78 кА
Параллельная линия отключена с двух сторон и заземлена				
В начале линии у шин ПС А	$K^{(3)}_{ABC}$	I_1	5,29 кА	4,06 кА
В конце линии у шин ПС Б			2,47 кА	32,09 кА
В начале линии у шин ПС А	$K^{(1,1)}_{BC0}$	$3I_0$	3,024 кА	2,761 кА
В конце линии у шин ПС Б			1,254 кА	33,79 кА
В начале линии у шин ПС А	$K^{(1)}_{A0}$	$3I_0$	3,744 кА	3,418 кА
В конце линии у шин ПС Б			1,246 кА	33,57 кА

Таблица 4.2. Параметры нормального режима

	ПС А	ПС Б
Все линии в работе		
Напряжение на шинах, кВ	239,5	239,8

	ПС А	ПС Б
Ток по линии, А	0,279	0,288
Активный переток мощности, МВт	-115	116,3
Реактивный переток мощности, МВАр	12,86	-27,63
Параллельная линия отключена с двух сторон и заземлена		
Напряжение на шинах, кВ	238,9	239,4
Ток по линии, А	420	428
Активный переток мощности, МВт	-171,7	174,7
Реактивный переток мощности, МВАр	25,91	-31,89

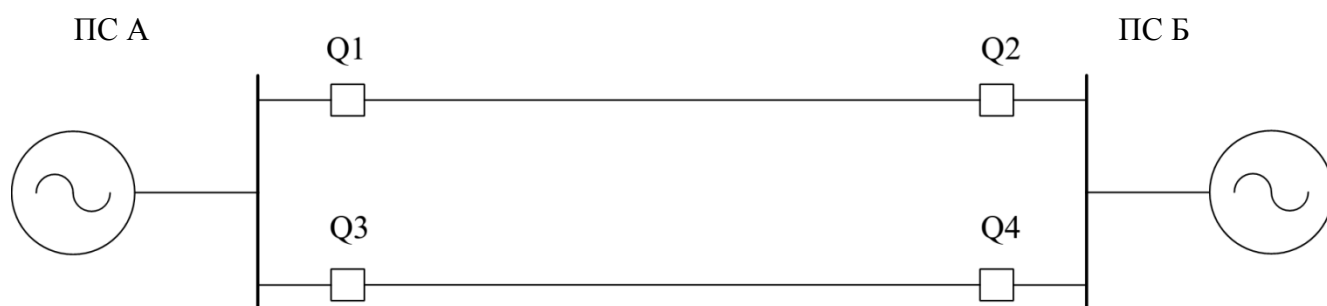


Рисунок 4.1 Схема замещения моделируемой сети 220 кВ.

Структура испытательной установки

Структурная схема испытательной установки приведена на Рисунок 4.2

Конфигурация испытательной установки. Она содержит модель реального времени RTDS, укомплектованную многоканальным цифро-аналоговым конвертором (GTAO card), интерфейсом дискретного ввода-вывода (GTFPI card) и усилителями тока (Doble F6350).

Испытуемый терминал по цепям тока и напряжения подключается к аналоговым выходам усилителей Doble. Дискретный выход испытуемого терминала (срабатывание испытуемой функции защиты), сконфигурированный на отключение выключателей, подключается к модели выключателя RTDS через интерфейс GTFPI card.

В вычислительный комплекс RTDS загружается схема моделируемой сети, с параметрами элементов приведенными выше.

Подаваемые на испытуемый терминал токи и напряжения, сигналы срабатывания функций защиты, а также положение выключателей, записываются испытательной установкой в файл в формате COMTRADE. Дополнительно встроенным осциллографом испытуемого терминала записываются осциллограммы работы функций и входные токи и напряжения. Пуск записи осциллограмм встроенного осциллографа осуществляется по факту срабатывания пускового органа защиты. В тех случаях, когда срабатывание пусковых органов не происходит, пуск осциллографа допускается производить искусственно, например, от дополнительной функции максимальной токовой защиты с уставкой ниже подаваемого на терминал тока.

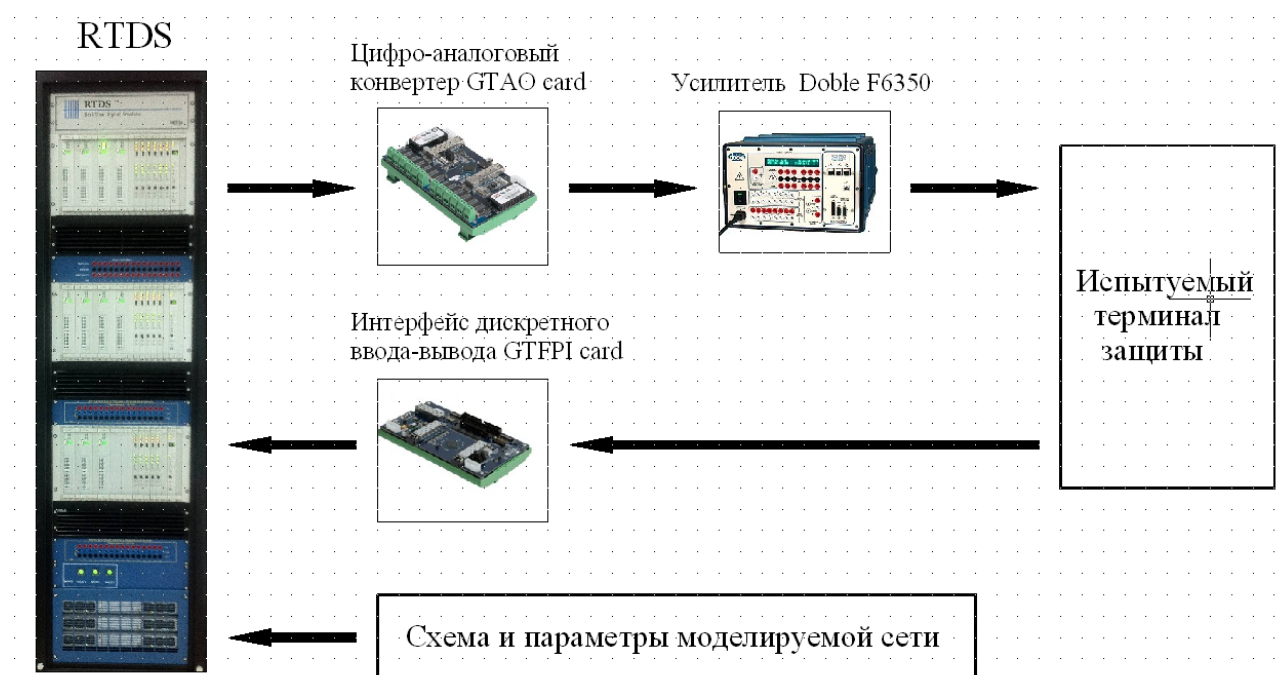


Рисунок 4.2 Конфигурация испытательной установки.

Перед проведением испытаний рассчитываются и выставляются уставки ДЗ и ТНЗНП. Расчет уставок производится по методике предприятия-изготовителя испытываемого терминала. Правильность выбора уставок проверяется членами аттестационной комиссии и вносится в протокол.

По выбранным и проверенным уставкам производится формирование файла конфигурации устройства. Файл конфигурации распечатывается и вносится в протокол испытаний. При необходимости изменения уставок, выявленной в процессе испытаний, файл конфигурации распечатывается вновь и вносится в протокол с обоснованием изменения уставок.

Программа проведения испытаний

Проверка первой зоны ДЗ.

Условия испытания:

- Место установки защиты – подстанция А
- КЗ ABC на расстоянии, равном 95% первой зоны

От установки RTDS на терминал подается токи и напряжения линии А – Б.

Ожидаемый результат: срабатывание первой ступени ДЗ.

Условия испытания:

- Место установки защиты – подстанция А
- КЗ A0 на расстоянии, равном 95% первой зоны

От установки RTDS на терминал подаются токи и напряжения линии А – Б.

Ожидаемый результат: срабатывание первой ступени ДЗ.

Условия испытания:

- Место установки защиты – подстанция А
- КЗ ABC на расстоянии, равном 105% первой зоны

От установки RTDS на терминал подается токи и напряжения линии А – Б.

Ожидаемый результат: отсутствие срабатывания первой ступени и срабатывание второй ступени ДЗ.

Условия испытания:

- Место установки защиты – подстанция А
- КЗ A0 на расстоянии, равном 105% первой зоны

От установки RTDS на терминал подаются токи и напряжения линии А – Б.

Ожидаемый результат: Ожидаемый результат: отсутствие срабатывания первой ступени и срабатывание второй ступени ДЗ.

Проверка первой зоны ТНЗНП.

Определяется зона срабатывания первой ступени ТНЗНП при однофазном КЗ фазы А путем подачи тока нулевой последовательности при угле максимальной чувствительности. Фиксируется результат: зона срабатывания ТНЗНП в % от длины линии.

Условия испытания:

- Место установки защиты – подстанция А
- КЗ А0 на расстоянии, равном 95% длины линии от подстанции А

От установки RTDS на терминал подается токи и напряжения линии А – Б. Ожидаемый результат: отсутствие срабатывания первой ступени и срабатывание второй ступени ТНЗНП.

Условия испытания:

- Место установки защиты – подстанция А
- КЗ АВ0 на расстоянии, равном 95% длины линии от подстанции А

От установки RTDS на терминал подается токи и напряжения линии А – Б. Ожидаемый результат: отсутствие срабатывания первой ступени и срабатывание второй ступени ТНЗНП.

Условия испытания:

- Место установки защиты – подстанция А
- КЗ ABC на расстоянии, равном 5% длины линии от подстанции А

От установки RTDS на терминал подается токи и напряжения линии А – Б. Ожидаемый результат: отсутствие срабатывания ТНЗНП.

Влияние переходного сопротивления и нагрузки на работу ДЗ и ТНЗНП при внутренних КЗ со стороны подстанции А.

Испытывается функция дистанционной (ДЗ) и токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП).

Цель проверки:

а) проверить работу ДЗ при КЗ через переходные сопротивления в условиях максимального нагрузочного режима (смещение вектора Z_1 в сторону увеличения положительных значений R и в сторону увеличения положительных значений X до возможного выхода из первой зоны);

Условия испытания:

- Место установки защиты – подстанция Б. Защита установлена на конце линии, принимающем активную мощность.
- Место КЗ: в зоне действия первой ступени в 10 % длины линии от конца 1-ой зоны
- Вид КЗ: $K_{BC}^{(2)}$; $K_{B0}^{(1)}$
- Нормальный режим нагрузки, предшествующий КЗ
- Переходное сопротивление в месте КЗ: меняется R_p при постоянном угле между ЭДС до отказа I ступени на подстанции Б (см. таблицу 4.3).

Таблица 4.3.

№ опыта	Вид КЗ	$R_p, \text{Ом}$	Ожидаемое действие
ТНЗНП выведена, ДЗ введена			
1	$K_{B0}^{(1)}$	5	Срабатывание первой ступени ДЗ
2		X-1	Срабатывание первой ступени ДЗ
3		X^1	Отказ первой ступени ДЗ, срабатывание второй
4	$K_{BC}^{(2)}$	1	Срабатывание первой ступени ДЗ
5		X-1	Срабатывание первой ступени ДЗ

¹ Величина сопротивления, при которой происходит отказ срабатывания первой ступени и срабатывает вторая ступень

6		X	Отказ первой ступени ДЗ, срабатывание второй
---	--	---	----------------------------------------------

Примечание: ТНЗНП выведена.

Измеряется время срабатывания ($T_{сраб}$) и возврата ($T_{возвр}$) пусковых и отключающих органов защиты.

б) проверить работу ТНЗНП при КЗ с «землёй». Измеряется время срабатывания ТНЗНП. Фиксируются замеры тока и напряжения в устройстве защиты.

Условия испытания:

- Место установки защиты – подстанция Б. Защита установлена на конце линии, принимающем активную мощность.
- Место КЗ: шины подстанции А
- Вид КЗ: $K^{(2)}_{B0}$; $K^{(1)}_{BC0}$
- Нормальный режим нагрузки, предшествующий КЗ

Таблица 4.4.

№ опыта	Вид КЗ	$R_{п, Ом}$	Ожидаемое действие
1	$K^{(1)}_{B0}$	0	Срабатывание второй ступени ТНЗНП
2	$K^{(2)}_{BC0}$	0	Срабатывание второй ступени ТНЗНП

Примечание: ДЗ выведена.

Измеряется время срабатывания ($T_{сраб}$) и возврата ($T_{возвр}$) пусковых и отключающих органов защиты.

Влияние переходного сопротивления и нагрузки на работу ДЗ и ТНЗНП при внутренних КЗ со стороны подстанции Б.

Испытывается функция дистанционной (ДЗ) и токовой направленной защиты нулевой последовательности (ТНЗНП).

Цель проверки:

а) проверить работу ДЗ при КЗ через переходные сопротивления в условиях максимального нагрузочного режима (смещение вектора Z_1 в сторону увеличения положительных значений R и в сторону уменьшения положительных значений X до возможного входа в первую зону)

Условия испытания:

- Место установки защиты – подстанция А. Защита установлена на конце линии, выдающем активную мощность.
- Место КЗ: в зоне действия второй ступени в 10 % длины линии от конца 1-ой зоны
- Вид КЗ: $K^{(1,1)}_{BC0}$, $K^{(1)}_{B0}$
- Нормальный режим нагрузки, предшествующий КЗ

Таблица 3.5 Переходное сопротивление в месте КЗ

№ опыта	Вид КЗ	R_{Π}	Ожидаемое действие
ТНЗНП выведена, ДЗ введена			
7	$K^{(1)}_{B0}$	5	Срабатывание второй ступени ДЗ
8		X-1	Срабатывание второй ступени ДЗ
9		X	Срабатывание первой ступени ДЗ

б) проверить работу ТНЗНП при КЗ с «землёй».

- Место установки защиты – подстанция А. Защита установлена на конце линии, выдающем активную мощность.
- Место КЗ: шины подстанции Б

- Вид КЗ: $K^{(1,1)}_{BC0}$, $K^{(1)}_{B0}$
- Нормальный режим нагрузки, предшествующий КЗ (см.п.1)

Таблица 4.6.

№ опыта	Вид КЗ	R _п , Ом	Ожидаемое действие
3	$K^{(1)}_{B0}$	0	Срабатывание второй ступени ТНЗНП
4	$K^{(2)}_{BC0}$	0	Срабатывание второй ступени ТНЗНП

Примечание: ДЗ выведена.

Измеряется время срабатывания (Тсраб) и возврата (Твозвр) пусковых и отключающих органов защиты

Проверка работы ДЗ и ТНЗНП при внешних КЗ.

Цель проверки:

а) проверить работу ДЗ по «памяти» при внешних трехфазных КЗ на шинах.

Условия испытания:

- Место установки защиты – 1) подстанция Б; 2) подстанция А
- Место КЗ: 1) на шинах подстанции Б; 2) на шинах подстанции А.
- Вид КЗ: $K^{(3)}_{ABC}$
- Нормальный режим нагрузки, предшествующий КЗ

Таблица 4.7

№ опыта	Место КЗ	Вид КЗ	R _п , Ом	Ожидаемое действие
5	на шинах ПС А	$K^{(3)}_{ABC}$	0	Срабатывание второй ступени ДЗ противоположного конца от КЗ, не срабатывание ДЗ ближайшего конца

№ опыта	Место КЗ	Вид КЗ	R _п , Ом	Ожидаемое действие
6	на шинах ПС Б	$K^{(3)}_{ABC}$		

Примечание: ТНЗНП выведена.

б) проверить работу ТНЗНП при внешних КЗ с землей на шинах.

Условия испытания:

- Место установки защиты – 1) подстанция Б; 2) подстанция А
- Место КЗ: 1) на шинах подстанции Б; 2) на шинах подстанции А.
- Вид КЗ: $K^{(1)}_{A0}$
- Нормальный режим нагрузки, предшествующий КЗ

Таблица 4.8

№ опыта	Место КЗ	Вид КЗ	R _п , Ом	Ожидаемое действие
7	на шинах ПС А	$K^{(1)}_{A0}$	0	Срабатывание второй ступени ТНЗНП противоположного конца от КЗ, не срабатывание ТНЗНП ближайшего конца
8	на шинах ПС Б	$K^{(1)}_{A0}$		

Примечание: ДЗ выведена.

Проверка работы ДЗ и ТНЗНП при внутренних КЗ с успешным и неуспешным ТАПВ.

Цель проверки: проверить работу защиты в цикле успешного и неуспешного ТАПВ. Измеряется время срабатывания и возврата пусковых и отключающих органов защиты и ТАПВ

Проверка работы ДЗ в цикле ТАПВ при внутреннем неустойчивом КЗ.

Условия испытания:

- Место установки защиты – подстанция Б.
- Место КЗ: конец линии (у ПС А).
- Вид КЗ: $K^{(3)}_{ABC}$ $K^{(2)}_{BC}$ $K^{(1,1)}_{BC0}$
- Переходное сопротивление в месте КЗ: 0

Последовательность режимов:

- Нормальный режим нагрузки, предшествующий КЗ
- Возникновение КЗ.
- Трехфазное отключение линии защитой с двух сторон.
- Исчезновение КЗ. Бестоковая пауза (1,5 с)
- ТАПВ со стороны ПС А по факту отсутствия напряжения
- «Слепое» ТАПВ со стороны подстанции Б.

Таблица 4.9

№ опыта	Точка повреждения	Вид КЗ	Ожидаемое действие
10	конец ПС Б	$K^{(3)}_{ABC}$	Срабатывание ДЗ при КЗ, несрабатывание при успешном ТАПВ.
11		$K^{(2)}_{BC}$	
12		$K^{(1,1)}_{BC0}$	

Проверка работы ТНЗНП в цикле ТАПВ при внутреннем неустойчивом КЗ.

Условия испытания:

- Место установки защиты – подстанция Б.
- Место КЗ: конец линии (у ПС А).
- Вид КЗ: $K^{(3)}_{ABC}$ $K^{(2)}_{BC}$ $K^{(1,1)}_{BC0}$
- Переходное сопротивление в месте КЗ: 0

Последовательность режимов:

- Нормальный режим нагрузки, предшествующий КЗ
- Возникновение КЗ.
- Трехфазное отключение линии защитой с двух сторон.
- Исчезновение КЗ. Бестоковая пауза (1,5 с)
- ТАПВ со стороны ПС А по факту отсутствия напряжения
- «Слепое» ТАПВ со стороны подстанции Б.

Таблица 4.10

№ опыта	Точка повреждения	Вид КЗ	Ожидаемое действие
13	конец ПС Б	$K^{(3)}_{ABC}$	Срабатывание ТНЗНП при КЗ, несрабатывание при успешном ТАПВ.
14		$K^{(2)}_{BC}$	
15		$K^{(1,1)}_{BC0}$	

Проверка защиты и ТАПВ при устойчивом КЗ на ВЛ.

Условия испытания:

- Место установки защиты – подстанция Б.

- Угол между ЭДС на подстанциях А и Б – 30 градусов, уставка по углу сдвига фаз ТАПВ - 20 градусов.
- Место КЗ: начало линии (у подстанции А).
- Вид КЗ: $K^{(3)}_{ABC}$ $K^{(2)}_{BC}$ $K^{(1,1)}_{BC0}$
- Переходное сопротивление в месте КЗ: 0

Последовательность режимов:

- Нормальный режим нагрузки, предшествующий КЗ
- Возникновение КЗ.
- Трехфазное отключение линии защитами с двух сторон;
- Исчезновение КЗ через 0,3 с.
- ТАПВ на устойчивое КЗ со стороны подстанции А по факту отсутствия напряжения (уставка $t_{АПВ.}=1,5$ с)
- Отключение линии от защиты ПС А

Таблица 4.11

№ опыта	Точка повреждения	Вид КЗ	Ожидаемое действие
16	конец ПС Б	$K^{(3)}_{ABC}$	Срабатывание ДЗ и ТНЗНП при КЗ; отключение линии с двух сторон; трехфазное отключение линии при включении на КЗ со стороны ПС А Отсутствие включения со стороны ПС Б.
17		$K^{(2)}_{BC}$	
18		$K^{(1,1)}_{BC0}$	

Проверка блокировки защиты при качаниях в системе

Испытывается функция дистанционной (ДЗ) и блокировки от качаний мощности.

Цель проверки: проверить работу дистанционной защиты при качаниях в системе и при КЗ при качаниях. Измеряется время срабатывания и возврата пусковых и отключающих органов защиты

Устанавливается частота качаний 1 Гц и далее увеличивается до отказа работы блокировки при качаниях (для ДЗ, имеющих блокировку) или до излишнего ввода в работу ДЗ, вводимых от БК)

Качания в системе с центром качаний вне линии А-Б.

Условия испытания:

- Центр качаний: вне линии А-Б.
- Частота качаний: 1 Гц и повышение до отказа срабатывания блокировки при качаниях
- Место установки защиты – 1) подстанция Б, 2) подстанция А

Таблица 4.12

№ опыта	Вид КЗ	Частота качаний, Гц	Поведение защиты		Ожидаемое действие
			На ПС Б	На ПС А	
19	Центр качаний вне линии, без КЗ на линии.	1			работа блокировки при качаниях и отсутствие излишней работы дистанционной защиты
20		2			
21		4			
22		Х	Отказ БК	Отказ БК	

Качания с центром качаний на линии А-Б.

Условия испытания:

- Центр качаний: на линии А-Б.
- Частота качаний: 1 Гц и повышение до отказа срабатывания блокировки при качаниях
- Место установки защиты – 1) подстанция Б, 2) подстанция А

Таблица 4.13

№ опыта	Вид КЗ	Частота качаний, Гц	Поведение защиты		Ожидаемое действие
			На ПС Б	На ПС А	
23	Центр качаний на линии, без КЗ на линии.	1			работа блокировки при качаниях и отсутствие излишней работы дистанционной защиты
24		2			
25		4			
26		X	Отказ БК	Отказ БК	

Качания с центром качаний на линии А-Б и КЗ в зоне

Условия испытания:

- Центр качаний: на линии А-Б в 60% от подстанции Б.
- Частота качаний: 3 Гц
- Место КЗ: 40% от подстанции Б.
- Вид КЗ: $K_{ABC}^{(3)}$, $K_{BC}^{(2)}$, $K_{BC0}^{(1,1)}$, $K_{A0}^{(1)}$
- Сопротивление в месте КЗ 0 и 15 Ом
- Место установки защиты – 1) подстанция Б, 2) подстанция А

Таблица 4.14

№ опыта	Частота качаний, Гц	Вид КЗ	R _п , Ом	Ожидаемое действие
27	2 Гц	K ⁽³⁾ _{ABC}	0	работа блокировки при качаниях и отсутствие излишней работы дистанционной защиты, отключение КЗ 1 или 2 ступенью ДЗ или ТНЗНП
28		K ⁽²⁾ _{BC}		
29		K ^(1,1) _{BC0}		
30		K ⁽¹⁾ _{A0}		
31		K ⁽³⁾ _{ABC}	15	
32		K ⁽²⁾ _{BC}		
33		K ^(1,1) _{BC0}		
34		K ⁽¹⁾ _{A0}		

Влияние взаимоиנדукции параллельной линии на работу защиты при отключенной параллельной линии.

Цель проверки: проверить работу дистанционной защиты (вторая ступень) линии при КЗ в линиях, где есть взаимоиנדукция. Измеряется сопротивление в месте установки защиты (активное и реактивное). Так же проверяется функция ТНЗНП.

Условия испытания:

- Место КЗ: подстанция Б (в конце линии).
- Вид КЗ: $K^{(1)}_{A0}$
- Параллельная линия отключена и заземлена.
- Место установки защиты – подстанция А.

Таблица 4.15

№ опыта	Вид КЗ	Фаза ЭДС, °		Rп, Ом	Ожидаемое действие
		А	Б		
35	$K^{(1)}_{A0}$	0	10,5	0	срабатывание второй ступени дистанционной защиты, с правильным замером сопротивления КЗ в месте установки защиты с точностью 5 % (Z_L)
36					Срабатывание 2 ступени ТНЗНП

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5B	Привалов Роман Владимирович

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроэнергетических систем
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и Электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г.Томску Оклады в соответствии с окладами сотрудников НИ ТПУ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Величина накладных расходов 16 %
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления на социальные цели 27,1 % от ФОТ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	- Потенциальные потребители результатов исследования; - Анализ конкурентных технических решений.
2. Формирование плана и графика разработки	Планирование работ по проекту: - Определение структуры работ; - Определение трудоемкости работ; - Разработка линейного графика
3. Формирование бюджета затрат на научное исследование	Составление сметы для проекта: - Расчет материальных затрат; - Заработная плата; - Отчислений на социальные цели; - Накладных расходов
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой и экономической эффективности исследования	Оценка целесообразности проекта: - Описание групп рисков - Оценка важности группы рисков

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Календарный план-график проведения работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры менеджмента	Е.А. Грахова			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5B	Привалов Роман Владимирович		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности (потенциала) разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований. Через такую оценку ученый может найти партнера для дальнейшего проведения научного исследования, коммерциализации результатов такого исследования и открытия бизнеса.

Необходимо понимать, что коммерческая привлекательность научного исследования определяется не только превышением технических параметров над предыдущими разработками, но и насколько быстро разработчик сумеет найти ответы на такие вопросы – будет ли продукт востребован рынком, какова будет его цена, чтобы удовлетворить потребителя, каков бюджет научного проекта, сколько времени потребуется для выхода на рынок и т.д.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- Обоснование и определение возможных альтернатив проведения научных исследований (анализ конкурентных технических решений);

- организация и планирование работ по научно-исследовательскому проекту;
- Формирование бюджета научного проекта;
- определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

5.1 Потенциальные потребители результатов исследования и анализ конкурентных технических решений

Объектом автоматизации является воздушная линия электропередачи напряжением 220 кВ ПС Кемеровская- Беловская ГРЭС и автотрансформатор 220/110/10,5 кВ на подстанции Кемеровская Кузбасской энергосистемы.

Цель проекта: разработать релейную защиту и автоматическое повторное включение (АПВ) для линии электропередачи, дифференциальную и ступенчатые защиты на высшей и средней стороне автотрансформатора, выполнить оценка экономической эффективности спроектированных релейной защиты и автоматики.

Для достижения цели использованы расчетные и графоаналитические методы, вычислительные расчетные комплексы АРМ СРЗА, Дакар с базами данных Новосибирской энергосистемы, пакеты вспомогательных программ Mathcad, Excel, вероятностные расчеты.

Спроектированные релейная защита и автоматика линии электропередачи базируются на отечественной микропроцессорной базе. Чувствительность измерительных органов основных и ряда резервных дистанционных и токовых ступеней нулевой последовательности защит достигнута благодаря использованию возможностей типовой аппаратуры (ШЭ-2710 и ШЭ-2607) защит линии и автотрансформатора.

Полученные в проекте результаты могут быть использованы как эскизные для рабочего проектирования, как предварительные в расчетных группах РЗА центрального, объединенного или регионального диспетчерского управления, в техническом ведении которых находятся сети 220 кВ.

Основные этапы выбора решения:

- Точная формулировка поставленной проблемы.
- Определение параметров (характеристик), от которых зависит решение проблемы.
 - Деление параметров на их значения и представление их в виде набора матриц (или морфологической таблицы, карты).
 - Формирование вариантов путем комбинаций – по одному элементу из каждой строки.
 - Проверка всех имеющихся в морфологической карте вариантов на совместимость элементов и отброс нулевых вариантов, определение функциональной ценности всех возможных сочетаний.
 - Выбор из морфологической карты наилучшего варианта решения проблемы (выполняется с применением различных, в том числе экспертных методов).

После того как был сформирован вариант формирования решения проблем необходимо выбрать наилучший. Критерием для выбора служат затраты на проект:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + U \rightarrow \min,$$

где $Z_{\text{н}}$ – норма доходности инвестиций;

U – эксплуатационные затраты с учетом потерь и обеспечения надежности.

Матрица структурных возможностей аппаратных средств РЗА для ВЛ 220 кВ приведена в таблице 1.

Таблица 5.1 –Матрица структурных возможностей аппаратных средств РЗА

Индекс параметра	Морфологический признак (параметр)	Вид (способ) исполнения		
		электромеханическое	микроэлектронное	микропроцессорное
1	Вид устройств релейной защиты			
2	Поставщики релейной защиты	Siemens	ЭКРА	Бреслер
3	Напряжение, кВ	110-220	330-750	-
4	Комплекс основной защиты линии	ШЭ2710 582	ШЭ2710 538	ШЭ2710 591
5	Комплекс резервной защиты линии	ШЭ2710 511	ШЭ2710 521	-

Исходя из критериев и параметров для РЗА ВЛ 220 кВ была выбрана целесообразная с экономической и практической точки зрения аппаратура защищаемой линии, используемая в реализации проекта, в соответствии с необходимыми требованиями для дальнейшей коммерциализации проекта.

5.2 Формирование плана и графика научного проекта

5.2.1 Определение структуры работ

Планирование комплекса предполагаемых работ производится в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения работ по проектированию формируется группа, в состав которой могут входить: руководитель и инженер.

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 2.

Таблица 5.2 – Перечень этапов, структура работ и распределение исполнителей

Наименование этапов	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Формирование сетевого района	Инженер
	3	Анализ основных исходных данных и принятие предварительных проектных решений	Инженер
	4	Конфигурация, параметры схем элементов и установившихся режимов выбранного района	Руководитель
Теоретические исследования	5	Выбор и обоснование аппаратных средств РЗА	Инженер
	6	Принятие варианта решений по составу и номенклатуре РЗА заданных автоматизируемых объектов	Инженер
	7	Выбор измерительных трансформаторов	Инженер
	8	Обоснование варианта выбранных релейных защит и автоматического повторного включения автоматизируемой линии	Инженер
	9	Ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (СТЗНП ШЭ 2710 521)	Инженер
	10	Дистанционная защита (СДЗ ШЭ 2710 521)	Инженер
	11	Дифференциально-фазная высокочастотная защита линии ШЭ2710 582	Инженер
	12	ОАПВ линии	Инженер
	13	Обоснование варианта выбранной релейной защиты автотрансформатора АОТДЦТН-267000/220/110/	Инженер
Оформление отчета (комплекта документации)	14	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Инженер
Обобщение и оценка результатов	15	Сдача проекта	Инженер

5.2.2 Определение трудоемкости работ

Важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников проектирования.

Трудоемкость выполнения работ оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож\bar{i}}$ используется следующая формула:

$$t_{ож\bar{i}} = \frac{3t_{min\bar{i}} + 2t_{max\bar{i}}}{5},$$

где $t_{ож\bar{i}}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{min\bar{i}}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{max\bar{i}}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

5.2.3 Разработка линейного графика

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Пример расчёта:

$$t_{ож1} = \frac{3 \cdot t_{min1} + 2 \cdot t_{max1}}{5} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 9}{5} = 5 \text{ чел} - \text{дни},$$

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вык} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 118 - 14} = 1,56.$$

На основе таблицы 2 и 3 строится календарный план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней). Результаты сведены в таблицу 4.

Таблица 5.3 – Временные показатели проведения работ

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях, T _{pi}		Длительность работ в календарных днях, T _{ki}	
	t _{min} , чел-дни		t _{max} , чел-дни		t _{ож} i, чел-дни					
	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Руководитель	Инженер	Инженер	Инженер
Составление и утверждение технического задания	7		14		10		7		9	
Формирование сетевого района		2		4		3		2		2
Анализ основных исходных данных и принятие предварительных проектных решений		3		5		4		3		5
Конфигурация, параметры схем элементов и установившихся режимов выбранного района	1		3		2		1		1	
Выбор и обоснование аппаратных средств РЗА		6		7		7		6		8
Принятие варианта решений по составу и номенклатуре РЗА заданных автоматизируемых объектов		3		9		6		3		3
Выбор измерительных трансформаторов		10		18		14		10		14
Обоснование варианта выбранных релейных защит и автоматического повторного включения автоматизируемой линии		2		7		4		2		4
Ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (СТЗНП ШЭ 2710 521)		4		7		6		4		6
Дистанционная защита (СДЗ ШЭ 2710 521)		4		7		6		4		4
Дифференциально-фазная высокочастотная защита линии ШЭ2710 582		12		14		13		12		18
ОАПВ линии		4		14		8		4		6
Обоснование варианта выбранной релейной защиты автотрансформатора АОТДЦТН-267000/220/110/		4		14		8		4		4
Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	7		8		7		8		12	
Сдача проекта		7		14		10		7		9

Таблица 5.4 – Календарный план-график проведения проектирования по теме

№	Вид работ	Исполнители	Тк кал. дн.	Продолжительность выполнения работ													
				февраль			март			апрель			май			июнь	
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	9	■													
2	Формирование сетевого района	Инженер	2	■													
3	Анализ основных исходных данных и принятие предварительных проектных решений	Инженер	5		■												
4	Конфигурация, параметры схем элементов и установившихся режимов выбранного района	Руководитель	1		■												
5	Выбор и обоснование аппаратных средств РЗА	Инженер	8			■											
6	Принятие варианта решений по составу и номенклатуре РЗА заданных автоматизируемых объектов	Инженер	3			■											
7	Выбор измерительных трансформаторов	Инженер	14			■	■										
8	Обоснование варианта выбранных релейных защит и автоматического повторного включения автоматизируемой линии	Инженер	4				■	■									
9	Ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (СТЗНП ШЭ 2710 521)	Инженер	6					■	■								
10	Дистанционная защита (СДЗ ШЭ 2710 521)	Инженер	4					■	■								
11	Дифференциально-фазная высокочастотная защита линии ШЭ2710 582	Инженер	18					■	■	■							
12	ОАПВ линии	Инженер	6							■	■						
13	Обоснование варианта выбранной релейной защиты автотрансформатора АОТ/ДЦГН-267000/220/110/	Инженер	4								■	■					
14	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Инженер	12									■	■	■			
15	Сдача проекта	Инженер	9										■	■	■		

Вывод: длительность работ в календарных днях преподавателя составляет 22 дня, а инженера 83. Длительность работ в рабочих днях преподавателя равняется 16 дня, а инженера 61 дня. Общая продолжительность выполнения проекта - 105 дней.

5.3. Формирование бюджета затрат на научное исследование

5.3.1 Материальные затраты

Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносим в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Материальные затраты

Наименование	Ед. измерения	Кол-во	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Персональный компьютер с ПТК АРМ СРЗА, Mathcad, Дакар, Microsoft Office	Штука	1	30000	30000
Аксессуары для ПК	Штука	1	1000	1000
Принтер	Штука	1	5000	5000
Канцелярские товары	Упаковка	1	1000	1000
Услуги интернет провайдера	Пакет услуг	4	800	800
Итого:				37800

5.3.2 Заработная плата

Расчет заработной платы приведен в таблице 5.6.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$ЗП = ЗП_{\text{т}} + ЗП_{\text{доп}} + ЗП_{\text{пос}},$$

где $ЗП_{\text{т}}$ – тарифный фонд заработной платы (по окладам),
 $ЗП_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата за неотработанное время (8% для инженера, 16% для руководителя от $ЗП_{\text{т}}$),

$$ЗП_{\text{доп}} = (0,08 - 0,16) \cdot ЗП_{\text{т}}.$$

$ЗП_{\text{пос}}$ – доплаты за условия работы и проживания (0,3-0,5) ($ЗП_{\text{т}} + ЗП_{\text{доп}}$) (учитывается поясной коэффициент и доплата за вредные и опасные условия работы).

Таблица 5.6 – Заработная плата

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), руб
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	7	1072,7	7508,9
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	2	838,9	1677,8
3	Выбор направления исследований	Инженер	3	838,9	2516,7
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	1	1072,7	1072,7
5	Принципы, виды и основные характеристики производимой фирмами аппаратуры РЗА	Инженер	6	838,9	5033,4
6	Принятие варианта решений по составу и номенклатуре РЗА заданных автоматизируемых объектов	Инженер	3	838,9	2516,7
7	Ступенчатая токовая защита нулевой последовательности	Инженер	10	838,9	8389
8	Дистанционная защита	Инженер	2	838,9	1677,8
9	Продольная дифференциально-токовая защита	Инженер	4	838,9	3355,6
10	Дифференциально–фазная высокочастотная защита	Инженер	4	838,9	3355,6
11	Дифференциальная токовая защита шин	Инженер	12	838,9	10066,8
12	Менеджмент	Инженер	4	838,9	3355,6
13	Социальная ответственность	Инженер	4	838,9	3355,6
14	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	8	1072,7	8581,6
15	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Инженер	7	838,9	5872,3
Итого:					68336,1

Тарифная заработная плата $ЗП_T$ находится из произведения тарифной ставки работника на среднюю заработную плату (5554 руб.). Для старшего преподавателя 13 разряда по таблице 6 [1, с.28] $k_{тар}=3,12$, для инженера 10 разряда по таблице 6 [1, с.28] $k_{тар}=2,44$.

Тарифная заработная плата для руководителя:

$$ЗП_T = 5554 \cdot 3,12 = 17328,5 \text{ руб.}$$

Тарифная заработная плата для инженера:

$$ЗП_T = 5554 \cdot 2,44 = 13551,8 \text{ руб.}$$

Месячный должностной оклад работника за 21 рабочий день:

$$ЗП_M = ЗП_T \cdot k_p,$$

где k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Расчёта заработной платы для руководителя за рабочий день:

$$ЗП = 17328,5 \cdot 1,3 / 21 = 1072,7 \text{ руб.}$$

Расчёта заработной платы для инженера за рабочий день:

$$ЗП = 13551,8 \cdot 1,3 / 21 = 838,9 \text{ руб.}$$

Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Расчёт заработной платы

Исполнители	$ЗП_T$, руб.			k_p		$З_{дн}$, руб.	T_p , раб.дн.	$ЗП_M$, руб.
Руководитель	17328,5			1,3		1072,7	16	17163,2
Инженер	13551,8			1,3		838,9	61	51172,9
Итого:								68336,1

Дополнительная заработная плата за неотработанное время для руководителя:

$$ЗП_{доп} = 0,16 \cdot 17163,2 = 2746,1 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата за неотработанное время для инженера:

$$ЗП_{доп} = 0,08 \cdot 51172,9 = 4093,8 \text{ руб.}$$

Доплата за условия работы и проживания для руководителя:

$$ЗП_{пос} = 0,3 \cdot (17163,2 + 2746,1) = 5972,8 \text{ руб.}$$

Доплата за условия работы и проживания для инженера:

$$З_{\text{пос}} = 0,3 \cdot (51172,9 + 4093,8) = 16580 \text{ руб.},$$

$$ЗП = 68336,1 + (2746,1 + 4093,8) + (5972,8 + 16580) = 97728,8 \text{ руб.}$$

5.3.3. Отчисления на социальные цели

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2014 г. в соответствии с Федеральным закона от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%.

$$З_{\text{внеб}} = 0,271 \cdot (68336,1 + (2746,1 + 4093,8)) = 20372,7 \text{ руб.}$$

5.3.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 15) \cdot k_{\text{нр}},$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 140%.

$$З_{\text{накл}} = 68336,1 \cdot 1,4 = 95670,5 \text{ руб.},$$

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта приведен в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Примечание	
	руб.	В%
Материальные затраты НТИ	37800	15
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	97728,8	38,85
Накладные расходы	95670,5	38,05
Отчисления во внебюджетные фонды	20372,7	8,1
Бюджетные затраты НТИ	251572	100

Вывод: расчет бюджета затрат научно-исследовательского проекта составил 251572 тыс. рублей

4.4 Оценка рисков при создании проекта

Проведение оценки рисков, которым может подвергнуться исполнение проекта разработки РЗиА линии и автотрансформатора производится квалифицированным экспертами на основе их мнения о текущем положении в стране и региона, а также учетом сведений о поставщиках и подрядчиках оборудования и условий их работы.

4.1 Описание групп рисков

Риски проекта по своему составу можно объединить в указанные ниже группы зависимости от их характера (Социальные, Экономические, Экологические, Технические, и Политические).

К социальным рискам относятся:

- Потеря и хищения имущества на стадии производства продукции
- Несоблюдение техники безопасности
- Отсутствие командной работы

К экономическим рискам можно отнести:

- Рост цен
- Недобросовестные поставщики и исполнители
- Изменение налогообложения
- Непредвиденные расходы

- Недобросовестные поставщики и исполнители

Технологические риски включают в себя:

- Низкое качество изготовления комплектующих
- Неисправность оборудования
- Опасность повреждения оборудования при транспортировке
- Опасность повреждения комплектующих при монтаже

Возможные экологические риски:

- Высокий уровень травматизма

Политические риски:

- Критика в СМИ
- Нарушение действующих нормативных законодательных норм
- Возможное изменение политического курса партии и правительства

5.2 Оценка важности группы рисков

При оценке важности рисков, оценивается вероятность их наступления.

По шкале от 0 до 100 процентов:

- 100 – Наступит точно
- 75 – Скорее всего, наступит
- 50 – Ситуация неопределенности
- 25 – Риск, скорее всего не наступит
- 0 – Риск не наступит

Оценка важности риска оценивается весовым коэффициентом (w_i).

Важность оценивается по 10- балльной шкале b_i .

Таблица 5.9 - Проведение экспертизы **социальных рисков**

№ п/п	Риски	Вероятность (p_i)	Важность (b_i)	Вес риска (w_i)	Итоговая оценка ($P_i \cdot w_i$)
1	Потеря и хищения имущества на стадии производства продукции	75	10	0,34	25,5
2	Несоблюдение техники безопасности	25	8	0,27	6,75
3	Недовольство жителей, а именно дороговизной	0	6	0,21	0

	продукта				
4	Отсутствие командной работы	25	3	0,117	3,25
Итого			29	1	36,5

Таблица 5.10 - Проведение экспертизы экономических рисков

№ п/п	Риски	Вероятность (pi)	Важность (bi)	Вес риска (wi)	Итоговая оценка (Pi*wi)
1	Инфляция	100	2	0,48	48
2	Недобросовестные поставщики и исполнители	50	2	0,09	4,5
3	Изменение налогообложения	25	5	0,24	6
4	Непредвиденные расходы	75	4	0,191	14,32
Итого			31	1	36,35

Таблица 5.11 - Проведение экспертизы технологических рисков

№ п/п	Риски	Вероятность (pi)	Важность (bi)	Вес риска (wi)	Итоговая оценка (Pi*wi)
1	Низкое качество изготовления комплектующих	50	8	0,38	19
2	Неисправность оборудования	25	5	0,24	6
3	Опасность повреждения оборудования при транспортировке	25	5	0,24	6
4	Опасность повреждения комплектующих при монтаже	25	3	0,14	3,5
Итого			30	1	39,15

Таблица 5.12 - Проведение экспертизы экологических рисков

№ п/п	Риски	Вероятность (pi)	Важность (bi)	Вес риска (wi)	Итоговая оценка (Pi*wi)
1	Загрязнение окружающей территории	75	6	0,4	30
2	Применение и транспортировка токсичных материалов	75	5	0,33	24,8

3	Высокий уровень травматизма	0	4	0,27	0
Итого			15	1	74,8

Таблица 5.13 - Проведение экспертизы **политических рисков**

№ п/п	Риски	Вероятность (pi)	Важность (bi)	Вес риска (wi)	Итоговая оценка (Pi*wi)
1	Критика в СМИ	2	3	0,1	0,2
2	Нарушение действующих нормативных законодательных норм	0	7	0,37	0
3	Возможное изменение политического курса партии и правительства	0	9	0,37	0
Итого			19	1	0,2

Вычисление общих рисков для проекта:

Таблица 5.14 - Определение общих рисков проекта:

№ п/п	Риски	Ранг (Pi)	Вес (Wi)	Вероятность (vi)	Общая оценка проекта (wi*vi)
1	Социальные	8	0,2	36,5	7,3
2	Экономические	10	0,25	72,82	16,3
3	Технологические	10	0,25	34,5	8,625
4	Экологические	4	0,1	74,8	8,23
5	Политические	5	0,125	0,2	0,025
Итого		37			40,8

5.5. Определение ресурсной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Так как определение финансовой эффективности не представляется возможным в данном случае,

произведем оценку ресурсоэффективности научной разработки. Сравнение разработанного метода было произведено с двумя ближайшими аналогами.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлены в форме таблицы.

Таблица 5.15 - Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1 ЭКРА	Исп.2 БРЕСЛЕР	Исп.3 SIEMENS
Надежность работы	0,139	4	3	4
Габаритные размеры	0,184	5	5	4
Технические характеристики	0,158	5	4	3
Ремонтопригодность	0,186	3	2	3
Простота изготовления	0,222	5	4	3
Простота обслуживания	0,111	4	4	5
ИТОГО	1	4,75	3,67	3,54

Оценив бюджет затрат трех вариантов возможного исполнения научного исследования, можно сказать, что выбранный вариант поставленной

магистерской работы является более эффективным с позиции ресурсной эффективности.

Вывод:

Исходя из критериев и параметров для РЗА ВЛ 220 кВ была выбрана целесообразная с экономической и практической точки зрения аппаратура защищаемой линии, используемая в реализации проекта, в соответствии с необходимыми требованиями, для дальнейшей коммерциализации проекта.

Длительность работ в календарных днях преподавателя составляет 22 дня, а инженера 83. Длительность работ в рабочих днях преподавателя равняется 16 дня, а инженера 61 дня. Общая продолжительность выполнения проекта - 105 дней.

Расчет бюджета затрат научно-исследовательского проекта составил 251572 тыс. рублей.

В результате расчет рисков дает общую оценку в 40,8. Эта цифра говорит, что проект имеет право на «жизнь», хотя и не лишен вероятных препятствий. Оценка отдельных групп риска (с наиболее высокими показателями) будет учтена на подготовительном этапе, для того чтобы по возможности снизить их отрицательное влияние на проект в целом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был произведен выбор и расчет защиты линии напряжением 220 кВ и автотрансформатора 220/110/10. Выбор состава и аппаратной реализации защиты осуществлялся с учетом современных тенденций развития релейной защиты.

Использование микропроцессорных защит позволяет нам: значительно снизить трудозатраты на техническое обслуживание; увеличить точность и стабильность в работе; дистанционно контролировать состояние устройств; достичь компактности и многофункциональности.

В качестве основной защиты линии 220 кВ была выбрана трехступенчатая дистанционная защита от междуфазных замыканий и четырехступенчатая токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю. В качестве резервной была выбрана токовая ступенчатая защита, которая включает в себя токовую отсечку без выдержки времени и максимальную токовую защиту. Данные защиты входят в состав шкафа ШЭ 2607 016.

Рассчитанные уставки и коэффициенты чувствительности всех выбранных для установки защит удовлетворяют нормативным требованиям.

Данная работа способствовала закреплению и приобретению практических навыков в проектировании релейной защиты на примере линии 220 кВ. Результаты расчетов могут быть использованы в качестве предварительного проекта релейной защиты воздушной линии электропередачи напряжением 220 кВ ПС Кемеровская – Беловская ГРЭС Кузбасской ЭЭС.

СПИСОК ИСОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Копьев В.Н. Релейная защита: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 160 с.
2. Правила устройств электроустановок. 7-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
3. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: учебное пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
4. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
5. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: учебник для вузов. – 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
6. Руководящие указания по релейной защите. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. Выпуск 7. М: «Энергия», 1966. – 172 с.
7. Шестакова В.В, Шмойлов А.В., Юдин С.М. Проектирование устройств релейной защиты и автоматики в ЭЭС. – Т: изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 50 с.
8. Руководящие указания по релейной защите. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Выпуск 12. М.: «Энергия», 1980. – 88 с.
9. Дони Н.А., Фурашов В.С. Руководство по эксплуатации шкафа автоматики управления выключателем и защиты линии типа ШЭ2607 016. НПП «ЭКРА».
10. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. – 644 с.

11. Сычев А.В., Евминов Л.И., Курганов В.В., Гуминский А.Н. Вестник Гомельского государственного технического университета им. Сухого П.О. Выпуск № 4. 2009. – 39 с.
12. Гуревич В.И. Микропроцессорные реле защиты, устройство, проблемы, перспективы. 2011.
13. Кузьмина Е.А., Кузьмин А.М. Методы поиска новых идей и решений. «Методы менеджмента качества» № 1, 2003.
14. Кузьмина Е.А., Кузьмин А.М. Функционально-стоимостный анализ. Экскурс в историю. «Методы менеджмента качества» № 7, 2002.
15. Основы функционально-стоимостного анализа: Учебное пособие / под ред. Карпунина М.Г. и Майданчика Б.И. – М.: Энергия, 1980. – 175 с.
16. Скворцов Ю.В. Организационно-экономические вопросы в дипломном проектировании: Учебное пособие. – М.: Высшая школа, 2006. – 399 с.
17. Видяев И.Г., Серикова Г.Н, Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
18. Гайсумов А.С., Паничев М.Г., Хроменкова Е.П. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие – Ростов-на-Дону: Феникс, 2006.
19. Арустамова Э.А. Безопасность жизнедеятельности. Изд. 6-е, перераб. и доп. М.: Изд. Торговая компания «Дашков и К», 2007.
20. Денисов В.В., Денисова И.А., Гутенев В.В., мотвила О.И. Безопасность жизнедеятельности. Защита населения и территории при чрезвычайных ситуациях: Учебное пособие. – М.: ИКЦ «МарТ», 2005.
21. Гусельников М.Э., Извеков В.Н., Крепша Н.В., Панин В.Ф. Методические указания по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность» – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2006. – 42 с.

22. Дашковский А.Г., Романцов И.Г. Безопасность жизнедеятельности. Защита населения в чрезвычайных ситуациях. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 19 с.
23. Белов С.В. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды: учебник для вузов. – М.: Изд-во Юрайт, 2013. – 671 с.

НОРМАТИВНАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. ГН 2.2.5.1313. – 03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. Минздрав России, 1998.
2. ГОСТ 12.1.003 – 83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.1.006 – 84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.
4. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
5. ГОСТ 12.1.010 – 76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
6. ГОСТ 12.1.019 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
7. ГОСТ 12.1.030 – 81. Защитное заземление, зануление.
8. ГОСТ 12.1.038 – 82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
9. ГОСТ 12.1. 045 – 84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
10. ГОСТ 12.2. 003 – 91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
11. ГОСТ 12.3.002 – 75 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
12. ГОСТ 12.3.009 – 76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
13. ГОСТ 12.4.011 – 89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
14. ГОСТ 12.4.125 – 83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов.
15. Постановление Правительства РФ № 390 от 25 апреля 2012 года «О противопожарном режиме».

16. Р 2.2.2006 – 05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. – М.: Минздрав России, 2006.
17. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278 – 03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. М.: Минздрав России, 2003.
18. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200 – 03. Санитарно – защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. – М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003.
19. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.
20. СанПиН 2.2.4.1191 – 03. Электромагнитные поля в производственных условиях. М.: Минздрав России, 2003.
21. СН 2.2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории застройки.
22. СНиП 21 – 01 – 97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997. – с. 12.
23. СНиП П – 12 – 77. Защита от шума.
24. СНиП 23 – 05 – 95. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение. М.: Минстрой России, 1995.
25. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» – Федеральный закон № 123 от 22.07.08 г.

Приложение А

Обзор литературы на иностранном языке
“The protection relay in power system”

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ5Б	Привалов Р.В.		

Консультант кафедры электроэнергетических систем:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Андреев М.В.	к.т.н.		

Консультант – лингвист кафедры иностранных языков ЭНИН:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Буран А.Л.	к.п.н.		

INTRODUCTION

The protective relays is device, whose function is to detect defective lines or apparatus or other power system conditions of an abnormal or dangerous nature and to initiate appropriate control circuit action. Relays detect and locate faults by measuring electrical quantities in the power system which are different during normal and intolerable conditions. The most important role of protective relays is to first protect individuals, and second to protect equipment. In the second case, their task is to minimize the damage and expense caused by insulation breakdowns which (above overloads) are called ‘ faults ’ by relay engineers. These faults could occur as a result from insulation deterioration or unforeseen events, for example, lighting strikes or trips due to contact with trees and foliage.

Relays are not required to operate during normal operation, but must immediately activate to handle intolerable system conditions. This immediate availability criterion is necessary to avoid serious outages and damages to parts of or the entire power network. Theoretically speaking, a relay system should be capable of responding to an infinite number of abnormalities that may happen within the network.

For over a hundred years all the tasks of relay protection have been performed by electromechanical protection relays (EMR). In general EPRs are capable of solving all the present problems of the relay protection, but It is quite difficult to ensure stability and security of the entire power system if only local measurements are employed in monitoring, protection and control schemes. One promising way is to develop system wide protection and control mechanisms, complementary to the conventional local and zonal protection strategies. In order to implement such mechanisms, synchronized phasor measurement may serve as an effective data source from which critical information about the system’s condition can be extracted. Synchronized phasor

measurement capabilities are now one of the features available in the most advanced protective relays commercially available, and the use of this feature is proliferating.

So during the past 15-20 years there has been a widespread displacement of EMR by microprocessor-based relay protection devices (MPD).

1. MAIN COMPONENTS OF PROTECTION SYSTEMS

The main components of protection systems are discussed briefly below.

- **Current & Voltage Transformer:** also called instrument transformers. Their purpose is to step down the current or voltage of a device to measurable values, within the instrumentation measurement range 5A or 1A in the case of a current transformers (CTs), and 110V or 100V in the case of a voltage (or potential) trans-formers (VTs/ PTs). Hence, protective equipment inputs are standardized within the ranges above.
- **Protective relays:** are intelligent electronic devices (IEDs) which receive measured signals from the secondary side of CTs and VTs and detect whether the protected unit is in a stressed condition (based on their type and configuration) or not. A trip signal is sent by protective relays to the circuit breakers to disconnect the faulty components from power system if necessary.
- **Circuit Breakers:** Circuit Breakers act upon open commands sent by protective relays when faults are detected and close commands when faults are cleared. They can also be manually opened, for example, to isolate a component for maintenance.
- **Communication Channels:** are the paths that deliver information and measurements from an initiating relay at one location to a receiving relay (or substation) at another location. The topic of communication channels is described in detail in this repo

2. IMPLEMENTATION OF PROTECTIVE RELAYS IN POWER SYSTEMS.

In this section, protective relays are categorized depending on the component which are protect: generators, transmission lines, transformers, and loads.

2.1 Generator Protection

There are different protection schemes used for protecting generators depending on type of fault to which they are subjected. One of the most common faults is the sudden loss of large generators, which results in a large power mismatch between load and generation. This power mismatch is caused by the loss of synchronism in a certain generator - it is said that the unit goes out-of-step. In this case, an out-of-step relay can be employed to protect the generator in the event of these unusual operating conditions, by isolating the unit from the rest of the system. In addition, microprocessor-based relays have a built-in feature for measuring phase angles and computing the busbar frequency from the measured voltage signal from the VT. Thus, phase angles and frequency measurements are also available for use within the relay. Figure 1 shows the connection of out-of-step relays for generator protection.

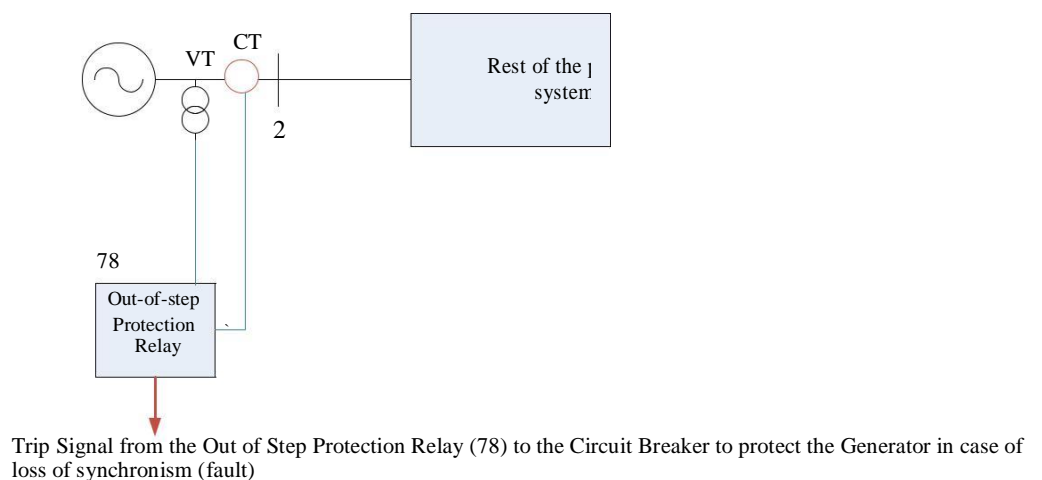


Figure 1: Implementation of out-of-step relays to protect generators

2.2 Line Protection

Transmission lines can be protected by several types of relays, however the most common practice to protect transmission lines is to equip them with distance relays. Distance relays are designed to respond change in current, voltage, and the phase angle between the measured current and voltage. The operation principle relies on the proportionality between the distance to the fault and the impedance seen by the relay. This is done by comparing a relay's apparent impedance to its pre-defined threshold value. Distance relays' characteristics are commonly plotted on the R-X diagram are shown in Fig. 2a whereas Fig. 2b represents the Mho relay which is inherently directional. As an illustration in conjunction with the figure, suppose a fault arose, the voltage at relay will be lower or the current will be greater compared to the values for steady state load condition. Thus, distance relays activate when relay's apparent impedance decreases to any value inside the parametric circle. For this reason, the impedance of the line after the fault can also be used to find the location of the fault.

Like several engineering constructs, a backup is employed for redundancy. A minimum of two zones are necessary for primary protection of distance relays to address the faults at the far end of the protected line section near the adjacent bus. Such a criterion provides a safety factor to ensure that any operation against faults beyond the end of a line will not be triggered by measurement errors. Several protection zones can be built by using separate distance measuring units, which provided redundancy since both distance units will operate for faults occurring in Zone 1. The key difference between the two redundant units is in the time delay; the unit covering Zone 1 would operate instantaneously whereas the unit designated in Zone 2 would have an added time delay between fault signaling and operation. Also, by modifying either the restraint and/or operating quantities, the relay operating circles can be shifted as shown in Fig. 2b.

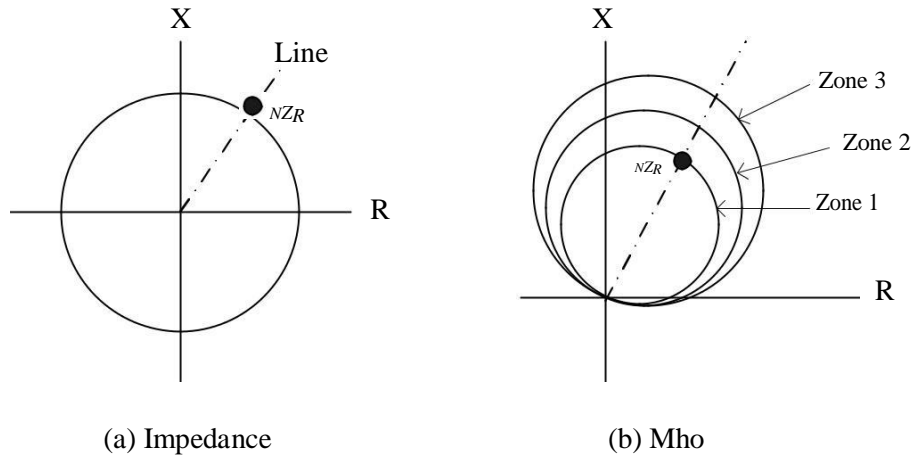


Figure 2: Distance relay characteristics

In some applications, a further setting (Zone 3) is included, which is greater than Zone 2 setting. For a fault generated in Zone 1, Zone 3's operation occurs after a longer time delay than that associated with the Zone 2. Therefore, the delay acts as a temporal tolerance for the protective schemes within the fault zone. The delayed operation will trigger if the tolerance is exceeded. Hence, this setting provides a form of back up protection. Figure 3 depicts protection zones of distance relays. Typically, Zone 1 is set in range of 85% to 95% of the positive-sequence of protected line impedance. Zone 2 is set to approximately 50% into the adjacent line, and 25% into the next two lines for Zone 3. The operation time for Zone 1 is instantaneous whereas Zone 2, and Zone 3 are labeled T_2 and T_3 , respectively.

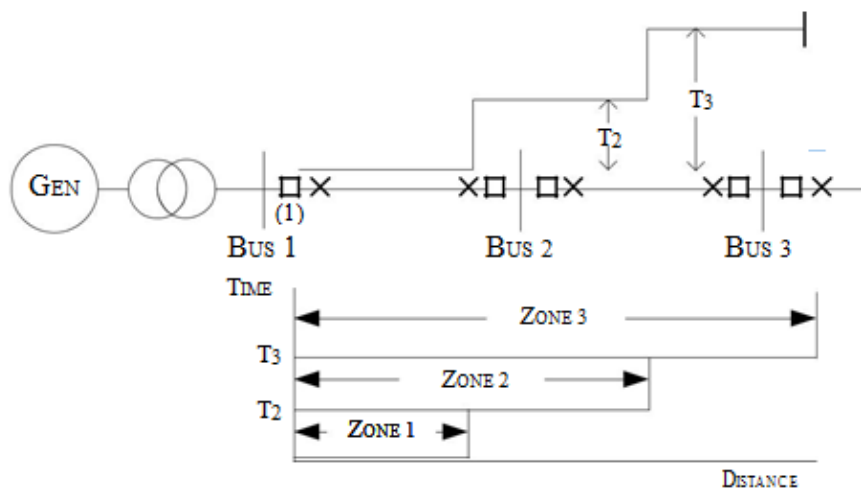


Figure 3: Protection zones of distance relays

Most of today's microprocessor-based relays implement multi-functional protection features. They are considered as a complete protection package in a single unit. In case of line protection via distance protection schemes, microprocessor-based relays also provide over current protection, directional over current protection (for selectivity in case of multiple parallel lines), under/over voltage protection, breaker failure protection (in case the breaker fails to trip even after receiving the trip command). Figure 4 shows the connection of a distance relay for line protection.

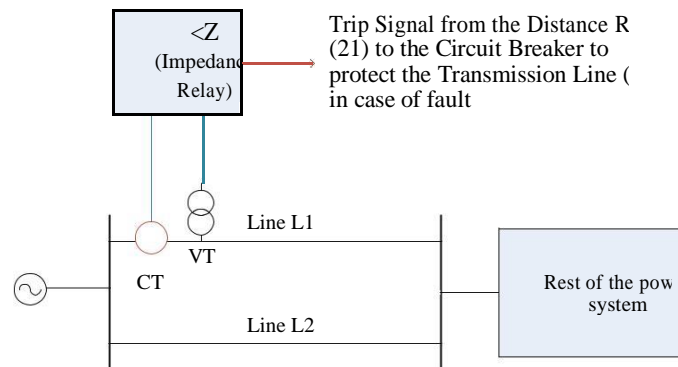


Figure 4: Implementation of a distance relay to protect transmission line L1

2.3 Transformer Protection

Each transformer unit can be protected by a differential relay. The protection principle of this relay is to compare the current inputs at both are high and low voltage sides of the transformer. Under normal conditions or external faults (also keeping into consideration of the transformer's turn ratio), the current entering the protected unit would be approximately equal to that leaving it. In other words, there is no current flow in the relay under ideal conditions unless there is a fault in the protected unit. More-over, microprocessor-based relays incorporate other protection functions such as thermal overload (which tracks the thermal condition of the windings) and over/under frequency relays. These two relays work with each other because transformer energy losses tend to be raised with frequency increases, therefore thermal overload relays are also equipped to prevent the winding insulation damages. Figure 5 shows the connection of a differential relay for transformer protection.

2.4 Load Protection

Electrical loads are commonly sensitive to the voltage variations which can cause serious load damages when high voltage fluctuations arise. In that case, loads can be protected by using over/under voltage relays. Figure 6 shows the connection of over/under voltage relay for load protection.

Table 1 summarizes all the protection schemes that are designed for the primary power system components discussed above. The table also states the required inputs for the re-lay to perform each particular protection function and the output parameters from relay in order to generate a trip command.

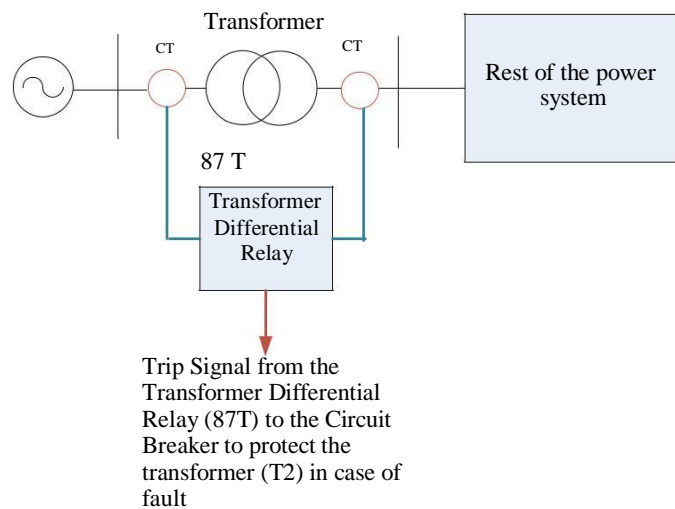


Figure 5: Implementation of differential relay to protect transformer

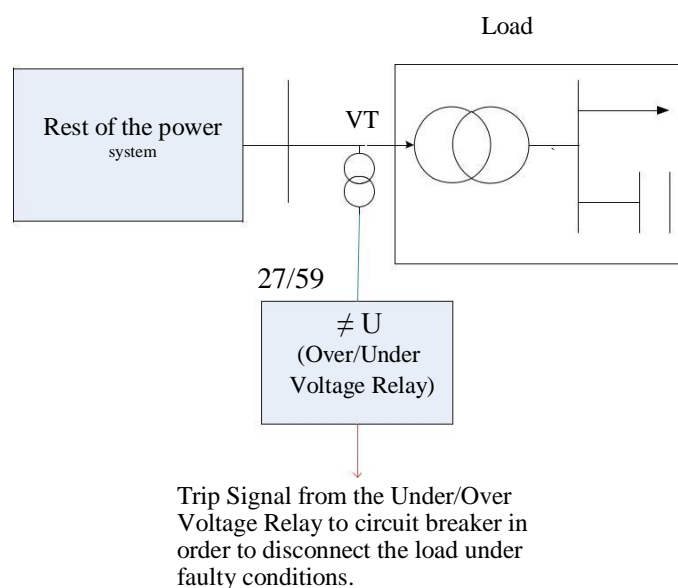


Figure 6: Implementation of an over/under voltage relay for load protection

Table 1: Protection schemes for common system components

Component	Relay Type	ANSI Code	Operating Principle	Input Parameters	Output Parameters
GENERATOR	Out-of-Step Relay	78	Relay tracks the impedance by detecting the variations of the voltage/current. The variations is small during normal conditions however it changes nearly stepwise in the case of fault conditions. This means that the impedance is changed abruptly.	Current and Voltage (V, I)	Impedance ($Z = \frac{V}{I}$)
TRANSFORMER	Differential Relay	87	Protects the transformer from internal faults by taking the current inputs from both primary and secondary side of the transformer. The sum of these currents (taking into consideration transformer turns ratio) is zero under normal conditions or external faults but not equal to zero in case of fault conditions	Currents from primary and secondary side ($I_{primary}, I_{secondary}$)	Current (I)
TRANSMISSION LINE	Distance Protection	21	A fault in a transmission line will result in the decrease of line impedance which is compared with a pre-defined threshold value. The trip signal will be sent to the breaker if the measured impedance is smaller than the threshold.	Current and Voltage (V, I)	Impedance ($Z = \frac{V}{I}$)
	Over-current Protection	50/51	A fault in a transmission line will result in the increase of current passing through the line which is compared with pre-defined threshold value. The trip signal will be sent to the breaker if the measured current exceeds the threshold.	Current (I)	Current (I)
LOAD	Under/Over Voltage Protection	27/59	A fault at the load bus will vary the terminal voltage. The measured voltage is compared with pre-defined threshold value. The trip signal will be sent to the breaker if it is lower/ greater compare to the threshold.	Voltage (V)	Voltage (V)

3. MICROPROCESSOR PROTECTIVE DEVICES (MPDS).

ACTUAL SITUATION AND PROBLEMS IN TRANSITION FROM ELECTROMECHANICAL TO DIGITAL PROTECTIVE RELAYS

Microprocessor protective devices (MPDs) are extensively replacing all other types of relay protection devices on the market since all the world leaders in this area have almost completely ceased production of all other types of protection relays for the electric power industry. Since their first introduction into the electric power industry more than 20 years ago, these devices have caused considerable enthusiasm among specialists. There have been quite a number of articles in technical literature praising the benefits and advantages of MPDs in all aspects.

However, as any sensible professional should know, an ideal technical device does not exist and even the MPD has many technical problems and shortcomings that have already led to a significant reduction in the hardware reliability of relay protection and increased its cost. Since there is no alternative to MPD today, we face a challenge to counterbalance the negative impact that MPDs introduced into relay protection.

Today, there are hundreds of MPD models from dozens of manufacturers in the market. Each type of MPD is built in a separate body, which may be totally different from that of any other type of MPD (even of the same brand), Fig. 7.

Usually separate MPDs are installed in relay cabinets: 3 – 5 units in each cabinet, Fig. 8.



Figure. 7 – Configuration of Modern MPDs of Different Brands.



Figure. 8 – Method of MPD Installation into Cabinets in Use Today.

Historically, there are a large number of non-interchangeable and incompatible MPD designs. This means that if a certain module of any MPD installed in the particular substation or power station fails, it can be replaced only by the same component, produced by the same manufacturer. Thus, after spending a small fortune purchasing an MPD from a specific manufacturer, one falls into economic dependence on this manufacturer for the next 10–15 years, since after having chosen one manufacturer it no longer makes any difference if there are other manufacturers in the market, as one cannot use their products. And the only way to get out of this is to pay a small fortune one more time for the MPD from another manufacturer (and, thus, switching from one bondage to another). And what does the manufacturer do with an absolute monopoly? Right: the manufacturer increases the price! The price of one spare MPD module can reach almost one-third or even a half of that of the entire MPD! As there is no other choice, one is forced to pay that price. And what happens after 8 – 10 years of the MPDs operation? Here's what: the manufacturer has already

developed several new designs during that time and it is unprofitable for the manufacturer to maintain the facilities producing spare modules for old relays, so production is stopped. What should a consumer do in this situation? Answer: throw the old MPD into garbage, even if there is only one faulty module (printed circuit boards of modern MPDs are developed in such a way that they cannot be repaired), and fork up another sum of money for purchasing a new unit. Therefore, insufficient hardware reliability of MPD results in a serious economic problem since built-in self-diagnostic features, so much advertised by manufacturers, do not help to reduce failures and breakdowns.

It is well-known that 25-28 % of world's major power supply failures result from relay protection faults. Also, relay protection faults are responsible for 50-70 % of system collapses arising from regular emergency conditions. So it is clear that the reliability of relay protection (RP) is extremely important.

What does reliability mean? According to GOST 27.002-89 "Reliability is the property of an object to maintain within the specified time the values of all parameters specific to the ability to perform the required functions under set modes and conditions of operation, maintenance, storage and transportation."

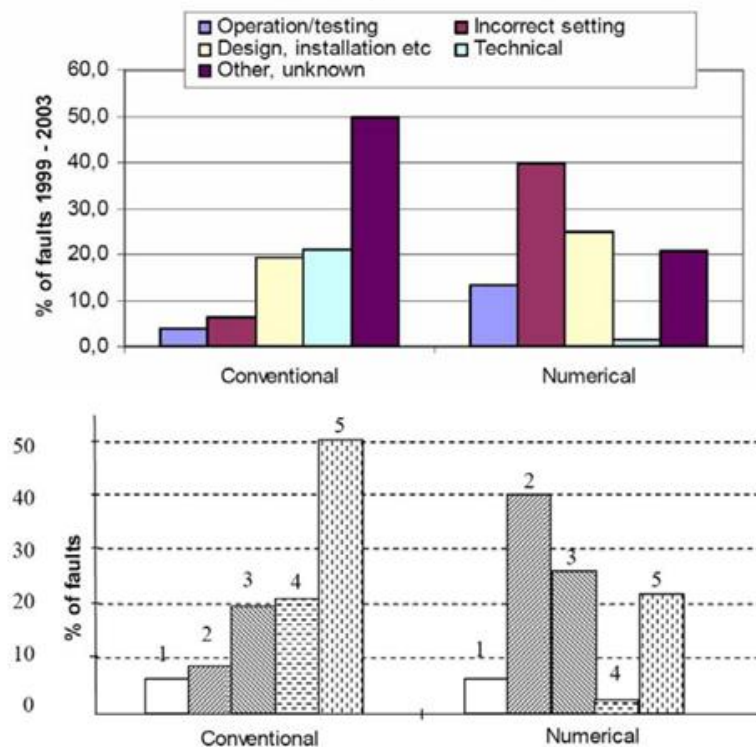


Figure. 9. Diagrams of remote protection failures in 132 – 420 kV power lines

Fig. 9 represents diagrams analyzing reasons of protection relay failures. Each picture introduces two diagrams: one for electromechanical protective relay (EM), other for MPD. According to the diagram the frequency of remote MPD faults is almost the same as that of traditional protection, however the ratio of fault reasons is different”. In other words it means that reliability of EM correlates with MPD's. But does it mean that the switch from EM to MPD will not reduce the reliability of relay protection? Can we see it from comparison of left and right diagrams in figure 1? Absolutely not! As these diagrams do not consider the number of relays for which they show the values of failures, the left and right diagrams can not be compared. It is a typical error to consider absolute rather than normalized values (which take into account the number of considered objects).

There are opposite examples. Let's cite data posted by Vladimirov A.N., Deputy Head of Relay Protection Department of Central Dispatch Service of UES of Russia, on popular Russian relay protection forum:

“In 2000-2009 we registered 2,913 cases of digital RP device operation in electric mains and 110-750 kV equipment: 89.5 % correct and 10.6 % incorrect. During the same period we registered 17,529 operations of EM: correct – 93.53 %, incorrect – 6.48 %. Microelectronic relay protection de-vices operated 5,685 times: correctly – 92.91 %, incorrectly – 7.07 %”.

This example shows normalized failure data (number of failures for each relay type is represented in percentage of total operations of each relay type). Simple division of 10.6 by 6.48 shows the realistic picture. It turns out that even if we use current system of reliability evaluation, which does not consider all factors, the reliability of MPD is 60 % less than EM's.

The popular way of increasing the hardware's reliability as backup is also problematic due to the high cost of MPDs and shortage of resources to re-equip the basic set of protections, apart from the backup set.

Another way of increasing the reliability of electronic equipment related to preventive replacement of limited life units, (for example power supply units with electrolytic capacitors) is hardly ever used in practice, for the same reasons.

Full incompatibility of MPD software, sometimes even between different versions of the same program not to mention the software from different manufacturers, results in another problem hampering the use of MPD. The same energy company may use 4 – 5 types of MPDs and service staffs are required to learn all these essentially different programs resulting in serious problems due to the so called human factor. And this happens in the background of ubiquitous sophistication of MPDs and their software. Below is the opinion of a leading Russian protection engineer concerning the relay protection devices from one of the leading world manufacturers of MPDs:

“Terminal Siprotec 7SJ642 (Siemens) has unreasonable technical and informational redundancy. User manual (C53000G1140C1476, 2005) declares “simple operation through integrated control board or PC with a systems program DIGSI”, which is totally untrue. For example, you should enter nearly 500 parameters (settings), despite of inevitable changes to signal matrix, while each signal has its “properties” influencing the operation of the unit (printed -out DIGSI signals matrix takes about 100 pages of text in English). Since there is a need to compile terminal adjustment tasks, where all set-up protocols should be considered, the amount of documentation becomes huge. Big volumes of data need to be entered making the setup process very difficult. Informational redundancy increases the probability of so called human factor errors. Technical redundancy requires only high-level specialists to be involved in work with the terminal. Available technical documentation includes thousands of pages, which often do not provide necessary data while containing errors”.

The Siemens product mentioned above is not the only device with these kinds of problems. The above is also true for any other brand. Unfortunately, this is a common trend today. The lack of simple and basic design and software standards significantly complicates acceptance and periodic testing of MPD.

The latest trend of increasing the number of protection functions in one module, “charging” excessive additional non-protection functions and implementation of so called nondeterministic (not defined) logic additionally affect the reliability of relay protection and increase the unpredictability of MPD behavior under emergency conditions.

CONCLUSION

There are many problems in MPD. Is There Any Way to Solve These Problems? Yes.

1. The operating assemblies of the MPD should be distinctively well-separated, thus the chaotic layout of the assemblies on the printed boards should be replaced with an ordered, standardized arrangement. For example: operating assemblies such as power source unit, input current and voltage transformers with signal preprocessing units, digital input module, output relay modules, central processor module, etc. should be arranged on separate printed boards of a standard size with universal connectors.
2. Separate relay protection devices for power plants and substations should be designed and sold as separate universal printed boards (modules), rather than as a number of devices in enclosures of different sizes and shapes, to be used by a customer to configure required MPD. These boards (modules) should allow simple installation (by guide rails to connect to cross-board connector) in metal cabinets with separate sections and separate doors. Metal cabinets should be constructed with technology aimed to protect the contents from external electromagnetic disturbances.
3. The MPD should perform only relay protection functions. The number of functions integrated in one module should be optimized according to cost, reliability and limited by standard.
4. The MPDs software should include a standard basic framework and set of different applications and libraries compatible with a common basic framework.
5. All modules in the cabinet must be connected to two heavy-duty power sources, connected together as main and stand-by.

REFERENCES:

1. Saratova N.E. Analysis Investigations Methods of Processes During System Failures / Saratova N.E. // System Investigations in Power Engineering : reports from Young Scientist Conference. – Irkutsk : ISEM, 2007. – P. 31–39.
2. GOST 27.002-89 Reliability in Technique. Terms and Definitions, 1989.
3. RD 34.35.516–89. Instruction in Estimation of Protective Relays and Automatics Operations in Power Systems. – Moscow : Souztechenergo, 1990.
4. Voropay N. I, Saratova N. E. The Analysis of Failures Statistic for Digital Relays Protection and their Influence on Modeling the Cascade Crashes // Reports of III-rd International Scientific and Technical Conference «Power System: Management, a Concurrences, Education», Yekaterinburg, November, 13– 16, 2008.
5. Problems of Microprocessor Protective Devices: Specialist's Opinions, Unsolved Problems and Publications. – URL: <http://digital-relay-problems.tripod.com/>
6. Internet-Forum: «Suggestions of Experienced Relay Specialist», <http://rza.communityhost.ru/>.
7. Belyaev A., Shirokov V., Yemelianzev A. Digital Terminals of the Relay Protection. Experience in Adaptation to Russian Conditions // Electrical Engineering News. – 2009. – № 5 (Rus.).
8. Gurevich V.I. Problems of Microprocessor Protective Relays: Who is Guilty and What to Do? // Energo-info. – 2009. – № 10. – P. 63–69 (Rus.).
9. Gurevich V.I. New Concept of Microprocessor Protective Devices Design // Components and Technologies. – 2010. – № 5. – P. 12–15.
10. Gurevich V. Tests of Microprocessor-based Relay Protection Devices: Problems and Solutions // Serbian Journal of Electrical Engineering. – 2009. – Vol. 6, № 2. –P. 333–341.
11. IEEE guide for automatic reclosing of line circuit breakers for AC distribution and transmission lines. IEEE Std C37.104-2002

12. F60 Feeder Management Relay. Instruction Manual. Revision 4.9. GE Publication GEK-113206 (1601-0093-M1), 2006
13. SEL-351-5, -6, -7 Directional Overcurrent & Reclosing Relay. Instruction Manual. Publication # 20050518
14. M. P. Pozzuoli “The Universal Relay. The Engine For Substation Automation” GE Publication GER-3995, 1998