



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетика

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Специализация Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы

Расчет параметров срабатывания релейной защиты автотрансформатора подстанции 220 кВ «Тулинская» Новосибирской энергосистемы

УДК 621.311.42:621.316.925.1

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5A93	Запоточнова Маргарита Алексеевна		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шестакова В.В.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Якимова Т.Б.	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Черемискина М. С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Шестакова В.В.	к.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(-ых) языке(-ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в практической деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
УК(У)-10	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-11	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-2	Способен разрабатывать алгоритмы и компьютерные программы, пригодные для практического применения
ОПК(У)-3	Способен применять соответствующий физико-математический аппарат, методы анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования при решении профессиональных задач
ОПК(У)-4	Способен использовать методы анализа и моделирования электрических цепей и электрических машин
ОПК(У)-5	Способен использовать свойства конструкционных и электротехнических материалов в расчетах параметров и режимов объектов профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен проводить измерения электрических и неэлектрических величин применительно к объектам профессиональной деятельности
Профессиональные компетенции	
ПК(У) -1.	Способен проводить сбор и анализ данных для проектирования объектов профессиональной деятельности (ПД)
ПК(У) -2.	Способен составить конкурентно-способные варианты технических решений при проектировании объектов профессиональной деятельности
ПК(У) -3.	Способен проводить проектирование в соответствии с техническим заданием с использованием стандартных методов
ПК(У) - 4.	Способен контролировать техническое состояние объектов профессиональной деятельности, организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт по имеющейся технической документации
ПК(У) - 5.	Способен осваивать вводимые в эксплуатацию объекты профессиональной деятельности по имеющейся технической документации



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Специализация Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

В.В. Шестакова

«__» _____ 2023 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5А93	Запоточновой Маргарите Алексеевне

Тема работы:

Расчет параметров срабатывания релейной защиты автотрансформатора подстанции 220 кВ «Тулинская» Новосибирской энергосистемы

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№30-88/с от 18.01.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:

06.06.2023

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(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.).

1. Схема сетевого района Новосибирской энергосистемы
2. Параметры оборудования
3. Требования к релейной защите, рассматриваемого энергорайона

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов

(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 работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).

1. Выбор и расчет устройств релейной защиты
2. Финансовый менеджмент
3. Социальная ответственность

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Схема подключения цепей тока и напряжения к терминалу защит шкафов ШЭ2607 042 и ШЭ2607 071
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Черемискина М.С.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Якимова Т.Б.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	07.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова Вера Васильевна	к.т.н.		07.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А93	Запоточнова Маргарита Алексеевна		07.02.2023



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа энергетики

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования: бакалавр

Отделение Электроэнергетики и электротехники

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2021 /2023 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2023
--	-------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.23	Выбор микропроцессорного терминала защит автотрансформатора ПС 220/110/32/10 «Тулинская».	20
21.03.23	Расчет уставок дифференциальной защиты автотрансформатора и максимальной токовой защиты стороны НН с пуском по напряжению	10
11.04.23	Выполнение расчета уставок дистанционной защиты и токовой защиты нулевой последовательности	10
04.05.23	Расчет уставок токовой защиты нулевой последовательности	20
26.05.23	Расчет уставок междуфазной токовой отсечки	20
05.05.23	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
10.05.23	Социальная ответственность	10
		100

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова В.В.	к.т.н.		07.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шестакова В.В.	к.т.н.		07.02.2023

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит, страниц - 125, рисунков - 21, таблиц - 54, источников - 33, приложений - 3.

Ключевые слова: автотрансформатор, релейная защита, короткое замыкание, уставка, дифференциальная защита, дистанционная защита.

Объектом исследования является выбор и расчет защиты оборудования подстанции.

Цель работы – произвести выбор трансформаторов тока и напряжения с целью подключения рассматриваемой защиты, а также используя полученные в ходе расчетов значения величин, произвести расчет уставок основных и резервных защит автотрансформатора. В ходе выполнения работы использовался программный пакет Microsoft Office (Word, Visio), программный комплекс АРМ СРЗА, аналитические расчетные методы необходимых параметров по соответствующим выражениям.

В результате исследования спроектирована релейная защита и автоматика автотрансформатора подстанции 220 кВ «Тулинская», произведены расчеты уставок основных и резервных защит на выбранных микропроцессорных терминалах релейной защиты.

Область применения: непосредственная установка защит и задание ее параметров на ПС 220 кВ «Тулинская».

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

УРЗА – устройства релейной защиты и автоматики

ОРУ – открытое распределительное устройство

АТ – автотрансформатор

ВН – высокое напряжение

СН – среднее напряжение

НН – низкое напряжение

ТТ – трансформатор тока

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой

КРУ – комплектное распределительное устройство

ПС – подстанция

ВЛ – воздушная линия

ТН – трансформатор напряжения

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

КЗ – короткое замыкание

ОЗЗ – однофазное замыкание на землю

МТЗ – максимальная токовая защита

ОНМНП – орган направления мощности нулевой последовательности

ТНЗНП – токовая направленная защита нулевой последовательности

ПК – программный комплекс

ОПУ – общеподстанционный пункт управления

ТКЗ – токи короткого замыкания

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора

АПВ – автоматика повторного включения

АВР – автоматический ввод резерва

АО – автоматика охлаждения

ШСВ – шинносоединительный выключатель

РНМ – реле направления мощности

НП – нулевая последовательность

МФТО – междуфазная токовая отсечка

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ЗАЩИЩАЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ УРЗА.....	13
1.1 Параметры защищаемого оборудования	13
1.3 Основные требования к УРЗА	17
1.4 Выбор необходимых УРЗА	18
1.5 Выбор комплекта основной защиты АТ.....	19
1.6 Выбор комплекта резервной защиты АТ.....	21
1.7 Выбор и проверка оборудования.....	21
1.7.1 Расчет токов КЗ	21
1.7.2 Выбор и проверка ТТ	23
1.7.3 Выбор ТН	25
1.8 Расчет уставок защит	27
1.8.1 Определение ТКЗ с учетом положения РПН	27
1.8.2 Расчет уставок ДЗТ	31
1.8.2.1 Параметрирование терминала	31
1.8.2.2 Выбор уставок защит	33
1.8.3 Расчет уставок МТЗ НН	38
1.8.4 Расчет уставок ЗП	42
1.8.5 Расчет уставок АО.....	43
1.8.6 Расчет уставок ДЗ.....	44
1.8.6.1 Расчет уставок I-й ступени ДЗ комплекта стороны ВН.....	46
1.8.6.2 Расчет уставок II-й ступени ДЗ комплекта стороны ВН.....	48
1.8.6.3 Расчет уставок III-й ступени ДЗ комплекта стороны ВН	59
1.8.6.4 Расчет уставок IV-й ступени ДЗ комплекта стороны ВН	63

1.8.6.5	Расчет уставок V-й ступени ДЗ комплекта стороны ВН	67
1.8.7	Расчет уставок ТНЗНП	71
1.8.7.1	Расчет уставок I-й ступени ТНЗНП	71
1.8.7.2	Расчет уставок II-й ступени ТНЗНП	74
1.8.8	Расчет уставок МФТО	79
1.9	Выводы по первой части	81
2	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	84
2.1	Анализ конкурентных технических решений	84
2.2	SWOT - анализ.....	86
2.3	Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	89
2.4	Планирование и формирование бюджета научных исследований	90
2.4.1	Структура работ в рамках научного исследования	90
2.4.2	Определение трудоемкости работ и разработка графика проведения научного исследования.....	91
2.5	Планирование и формирование бюджета научно-технического исследования.....	95
2.5.1	Расчет материальных затрат	96
2.5.2	Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	97
2.5.3	Основная плата исполнителей темы	98
2.5.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	102
2.5.5	Накладные расходы	102
2.6	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	103
2.7	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	103
3	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	109
3.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	109

3.2 Производственная безопасность	110
3.2.1 Воздействие электромагнитного поля	111
3.2.2 Повышенный уровень шума	111
3.2.3 Зрительное напряжение	112
3.2.4 Микроклимат производственных помещений	112
3.2.5 Нервно-психические перегрузки	113
3.2.6 Электрический ток	114
3.2.7 Пожарная опасность	115
3.3 Экологическая безопасность.....	115
3.3.1 Воздействие на селитебную зону	115
3.3.2 Воздействие на гидросферу	116
3.3.3 Воздействие на атмосферу	116
3.3.4 Воздействие на литосферу	117
3.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации.....	117
3.4.1 Пожар	117
3.4.2 Эпидемия.....	119
3.4.3 Электрические разряды молнии	119
3.4.4 Взрыв маслonaполненного оборудования	120
3.5 Вывод по третьей части.....	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	122
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	123
ПРИЛОЖЕНИЕ А	126
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	128
ПРИЛОЖЕНИЕ В	133

ВВЕДЕНИЕ

Релейная защита представляет собой комплекс автоматических устройств, предназначенных для быстрого выявления и отделения от электроэнергетической системы повреждённых элементов электроэнергетической системы в аварийных ситуациях с целью обеспечения нормальной работы всей системы. Действия средств РЗ организованы по принципу непрерывной оценки технического состояния отдельных контролируемых элементов электроэнергетических систем. РЗ производит непрерывный контроль параметров режимов защищаемого объекта, выявляя ненормальные либо аварийные, с последующим непосредственным воздействием на соответствующее коммутационное оборудование для отключения повреждения с минимальной выдержкой по времени, обеспечивая минимизации ущерба, причиненного последствиями возникновения аварийного режима.

Новые нормы и правила проектирования защиты подстанционного оборудования предусматривают переход на микропроцессорные терминалы релейной защиты, заменяя собой устаревшие электромеханические исполнения РЗ подстанций распределительной сети. Выбора в сторону микропроцессорных РЗ объясняется тем, что функционал, имеющийся в блоках, позволяет реализовать различные вариации построения защиты вверенного оборудования.

Бесперебойное электроснабжение потребителей зависит от правильного и надежного срабатывания устройств защит, которое подтверждается возросшим использованием микропроцессорных терминалов защит.

1 Анализ параметров защищаемого оборудования. Выбор и обоснование проектируемых УРЗА

1.1 Параметры защищаемого оборудования

Защищаемое оборудование представляет собой единственный автотрансформатор связи ОРУ ВН и СН подстанции 220/110/35/10 кВ «Тулинская», выполненный на номинальную мощность 125 МВА типа АДЦТН-125000/220. Обмотка НН выполнена на мощность – 63 МВА [1]. Схема соединения обмоток $Y_{\text{навто}}/Д - 0 - 11$.

Основные параметры автотрансформатора приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Параметры автотрансформатора

Наименование параметра	Значение параметра
Напряжение обмотки ВН, $U_{ВН}, кВ$	230
Напряжение обмотки СН, $U_{СН}, кВ$	121
Напряжение обмотки НН, $U_{НН}, кВ$	10,5
Потери холостого хода, $P_x, кВт$	65
Потери короткого замыкания, $P_K, кВт$:	
ВН-СН	305
ВН-НН	280
СН-НН	270
Напряжения короткого замыкания, $U_k, \%$:	
ВН-СН	10,7
ВН-НН	41,7
СН-НН	26,7

Автотрансформатор имеет устройства измерения, контроля, сигнализации и защиты:

- встроенные ТТ для защиты и измерений;
- манометры для контроля давления масла во вводах;
- манометры для измерения давления масла в маслососах;
- термометры манометрические сигнальные, для контроля температуры масла и резервной группы системы охлаждения;
- указатели уровня масла с сигнализацией о минимальном и максимальном уровне масла в каждом отсеке расширителя.

На автотрансформаторе установлено устройство РПН типа РНОА-110/1000 с номинальным напряжением одной ступени 1,4 кВ, число ступеней – 13 шт.

Согласно [1] для данного автотрансформатора приведены значения напряжения короткого замыкания для крайних положений РПН (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Значения напряжения КЗ для положения РПН

Обмотки автотрансформатора	ВН-СН			СН-НН			ВН-НН		
	мин	сред	макс	мин	сред	макс	мин	сред	макс
Напряжение короткого замыкания обмотки, %	18,9	11,0	6,8	20,3	19,0	20,1	31,0		

Стандартом [2] устанавливается наибольшее рабочее напряжение на стороне ВН – 252 кВ. Допустимые аварийные перегрузки также приведены в таблице 6 стандарта.

1.2 Характеристика защищаемого объекта

Автотрансформатор обеспечивает связь между ОРУ ВН и СН, также питание потребителей на напряжении НН.

ПС «Тулинская» включает в себя ОРУ ВН, СН, а также КРУ НН.

Электрическая схема ОРУ ВН включает в себя 4 секции шин, соединенных между собой выключателями 220 кВ. Отдельно на свою секцию шин приходит присоединение стороны ВН рассматриваемого автотрансформатора, а также по секциям распределены присоединения ВЛ 220 кВ «НГЭС – ПС 220 Тулинская» и ВЛ 220 кВ «ПС 220 Тулинская – ПС 220 Дружная с отпайкой на ПС 220 Строительная».

ОРУ СН выполнено по схеме 110-14Н (две рабочие системы шин с обходной системой), имеет присоединения трехобмоточных трансформаторов 110/35/10 по 31,5 МВА и одного с расщепленной обмоткой 25 МВА, а также линий связи с Новосибирской ГЭС и ТЭЦ-2. На шинах подстанции находится 10 присоединений воздушных линий связи с внешней сетью 110 кВ, а также 2

присоединения тупиковых ВЛ. Электрическая схема подстанции приведена на рис. 1.1.

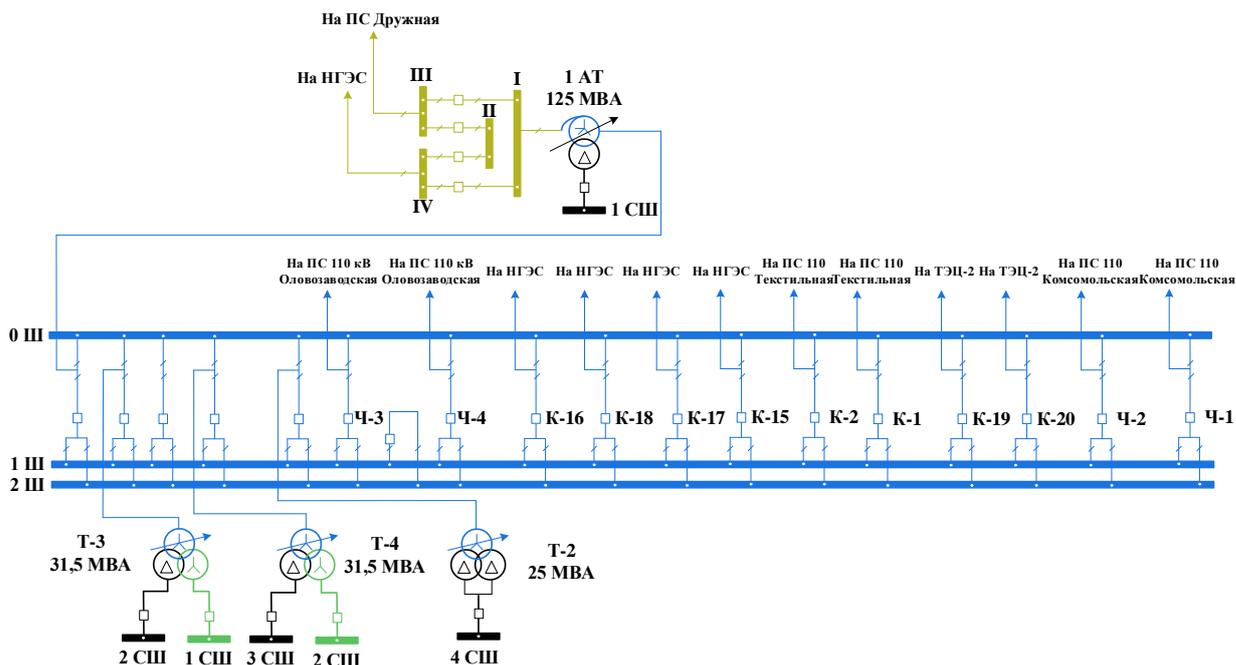


Рис. 1.1 – Принципиальная схема электрических соединений ПС 220/110/10 «Тулинская»

На стороне ВН и СН присутствует связь с Новосибирской ГЭС суммарной электрической мощностью 490 МВт с мощностью единичного генератора 70 МВт типом СВ 1343/140-96 УХЛ4. Шины 220 кВ НГЭС электрически связаны с сетью, включающей сторону 220 кВ подстанции 500/220/15,75 «Заря», ТЭЦ-5, Беловской ГРЭС.

Со стороны подстанции 220/110/10 «Дружная», включает в себя связь с ТЭЦ-3, имеющей суммарную мощность 496,5 МВт и шинами подстанции 500/220 «Таврическая».

На рисунке 1.2 приведена схема близлежащей сети, включающая объекты 1 и 2 периферии подстанции. Данная схема построена, сохраняя номера узлов и ветвей схемы Новосибирской энергосистемы, построенной в программном комплексе АРМ СРЗА.

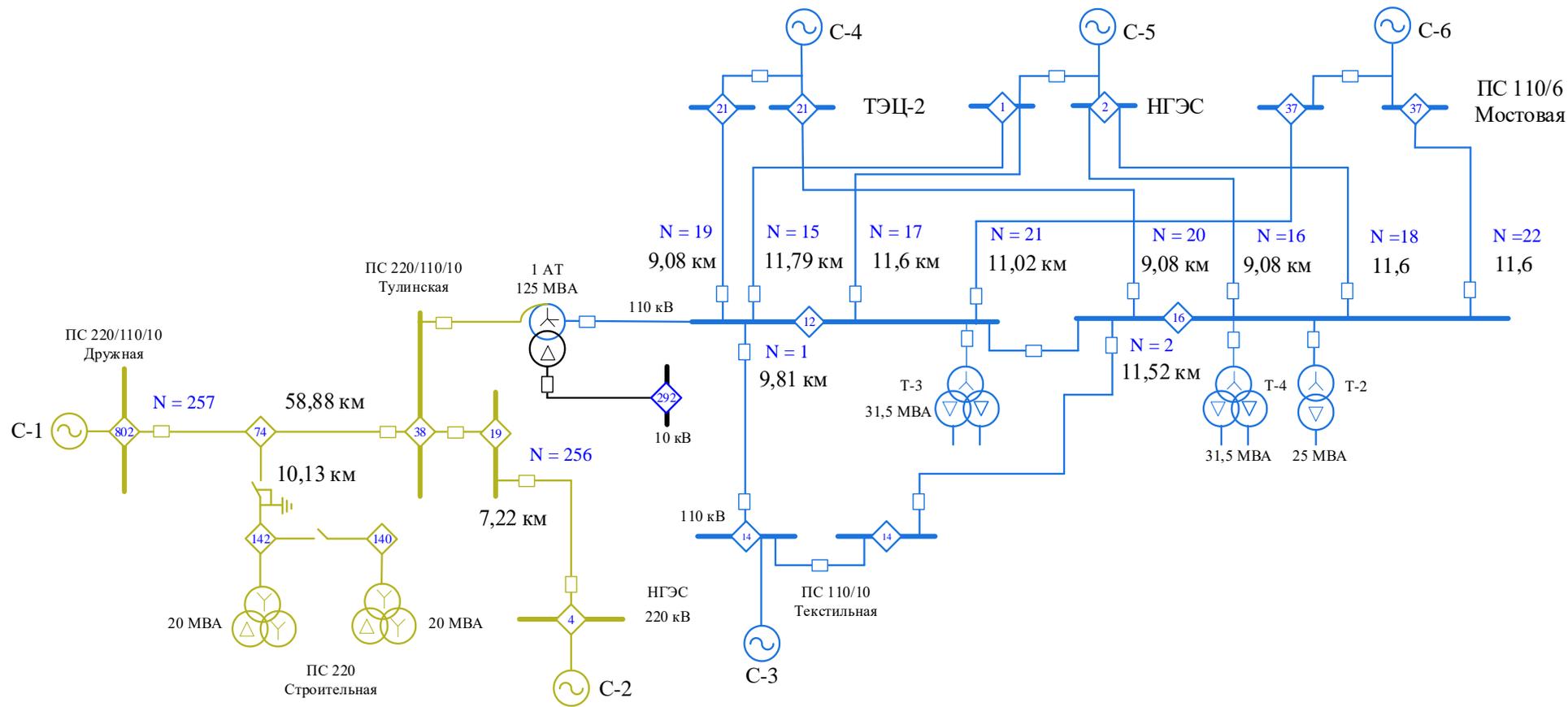


Рис. 1.2 – Схема присоединений 1-го пояса

1.3 Основные требования к УРЗА

УРЗА автотрансформатора должны соответствовать основным требованиям, предъявляемыми основополагающими правилами устройства электроустановок [3]:

- выполнять контроль параметров подключаемой сети и обеспечение чувствительности при выявлении отклонений данных параметров от установленных;
- обеспечивать быстрое действие работы при выявлении ненормальных и аварийных режимов сети и защищаемого оборудования;
- обеспечивать селективное действие с целью отключения только поврежденного участка сети, с сохранением неповрежденных связей;
- обеспечивать надежное срабатывание при различных видах повреждений, а также не срабатывание при их отсутствии или обеспечении селективного срабатывания.

УРЗА, содержащие цепи напряжения от ТН, должны предусматривать в себе функцию блокировки затрагиваемых защит при потере питания от данных цепей с выводом сигнала. Каждая функция защиты обязательно должна предусматривать сигнализацию о срабатывании.

Автотрансформатор обязательно должен содержать основную защиту, обеспечивающую срабатывание при возникновении повреждений в границах данного оборудования с выдержкой времени, меньшей чем у остальных защит.

С целью обеспечения надежного отключения повреждения предусматривается резервная защита, предусматривающая также дальнейшее резервирование комплектов смежных защит.

Необходимо предусматривать автоматику УРОВ, предусматривающих отключение смежных выключателей при отказе одного из них.

Проектируемая защита автотрансформатора должна обеспечить реагирование на следующие возможные виды повреждений:

- междуфазных КЗ в обмотках, выводах;

- однофазных КЗ на землю в сети 220 кВ и 110 кВ;
- замыканий витков обмоток;
- недопустимых величин токов при внешних КЗ;
- токов, вызванных перегрузкой;
- снижении уровня масла внутри бака автотрансформатора;
- ОЗЗ в сети 3-10 кВ.

1.4 Выбор необходимых УРЗА

Принципиальная схема релейной защиты автотрансформатора приведена в приложении А. Здесь в соответствии с нормами [4] и руководящими указаниями [5] приняты к установке:

- дифференциальная защита автотрансформатора, ошиновки стороны 220 кВ;
- газовая защита основного бака, устройства РПН;
- токовая направленная защита от несимметричных КЗ, реагирующая на составляющую обратной последовательности;
- МТЗ с блокирующим органом напряжения на стороне ВН и НН;
- ДЗ;
- ТНЗНП;
- сигнализация о ОЗЗ на стороне НН;
- сигнализация о перегрузке током нагрузки;
- технологические защиты (защита от понижения уровня масла, потери охлаждения).

Продольная дифференциальная защита является основной быстродействующей защитой от внутренних КЗ, подключается к встроенным ТТ сторон ВН, СН, а также ТТ ячейки вводного выключателя стороны НН.

Газовая защита основного бака трансформатора встроена в рассечку трубопровода к расширительному баку автотрансформатора и реагирует на снижение масла до определенного уровня, выдавая сигнал о его снижении, также

реагирует на возникновение внутренних КЗ, сопровождающихся выделением газа и выдаче также отключающего сигнала.

МТЗ с блокирующим органом напряжения предназначена для резервирования основной защиты автотрансформатора. Реагирует на внешние КЗ на шинах СН и НН при условии протекания тока КЗ в цепях ТТ и снижении напряжения в подводимых цепях ТН ниже уставки.

Защита, реагирующая на составляющую тока обратной последовательности, резервирует отключение токов внешних несимметричных КЗ на сторонах ВН и СН как резервными защитами, так и основными.

Защита по току нулевой последовательности с ОНМНП резервирует защиты автотрансформатора при однофазных КЗ на шинах 220 кВ и 110 кВ, также отходящих линиях.

ДЗ резервирует защиты, отходящих воздушных линий 220 кВ и 110 кВ.

1.5 Выбор комплекта основной защиты АТ

Нормы и правила технологического проектирования [4] подстанционного оборудования предусматривают переход на микропроцессорные терминалы УРЗА, заменяя собой устаревшие электромеханические и электронные устройства. Большинство производителей УРЗА полностью отказываются от выпуска электромеханических и электронных реле, производя полный переход на выпуск УРЗА на микропроцессорной базе. Переход на микропроцессорную элементную базу не изменяет принципов построения защиты и электроавтоматики, позволяя расширить функциональные возможности, упростить эксплуатацию.

Необходимо учесть такие достоинства цифровых реле как:

- многофункциональность. Один терминал может заменить собой до 20 электромеханических реле, а также несколько измерительных приборов, которые в совокупности выполняют такие же функции;

- непрерывная самодиагностика и высокая аппаратная надежность. При возникновении неисправности, УРЗА за счет непрерывной самодиагностики мгновенно выдают сигнал о неисправности. При использовании микропроцессорных устройств практически исключена возможность отказа защиты при повреждениях и ненормальных режимах, что в свою очередь позволяет снизить ущерб от недоотпуска электроэнергии. Самодиагностика терминала позволяет в несколько раз увеличить период плановых проверок или полностью их исключить;

- высокое быстродействие защиты. При использовании данных защит существенно уменьшается степень селективности, что позволяет повысить быстродействие защит и точность срабатывания защиты.

Учитывая вышеизложенное, принимаем к установке в роли основной защиты автотрансформатора шкаф микропроцессорных защит и автоматики ШЭ2607 042-61Е2 УХЛ4 производства ООО НПП «ЭКРА». В шкафу реализованы функции основных и резервных УРЗА автотрансформатора [6]:

- дифференциальная токовая защита автотрансформатора;
- защита от превышения нагрузочного тока сверх допустимого значения;
- МТЗ стороны НН с возможностью включить в логику защиты пуск от реле минимального напряжения, реле максимального напряжения стороны НН, реагирующее на увеличение напряжения обратной последовательности;
- ЗДЗ шин стороны НН;
- токовое реле для блокировки РПН по току;
- токовое реле автоматики охлаждения;
- газовая защита автотрансформатора с действием на сигнал и отключение;
- газовая защита РПН;
- и др.

Схема подключения терминала к цепям напряжения и тока приведена в приложении А рисунке А1.

1.6 Выбор комплекта резервной защиты АТ

Для резервирования действия основного терминала защиты автотрансформатора предусматривается шкаф резервной защиты ШЭ 2607 071-27 Е2 УХЛ4.

Комплект включает в себя:

- пятиступенчатую ДЗ от междуфазных КЗ;
- шестиступенчатую ТЗНП;
- МТЗ;
- автоматику управления выключателем;
- и др.

Предусмотрим установку двух шкафов, каждый для стороны ВН и СН автотрансформатора. Схема подключения шкафов защиты приведена в приложении А на рисунке А2.

1.7 Выбор и проверка оборудования

Необходимо подобрать измерительные ТТ и ТН для использования в дальнейшем их вторичных цепей в проектируемых УРЗА автотрансформатора. К выбору измерительного оборудования по номинальным параметрам, также добавляется проверка по условиям термической, электродинамической стойкостям, также проверка на расчетную погрешность.

1.7.1 Расчет токов КЗ

Предварительно необходимо определить значения максимального тока трехфазного замыкания в месте установки рассматриваемых ТТ.

Произведем расчет тока трехфазного КЗ с помощью ПК «АРМ СРЗА». Данный комплекс позволят производить расчеты начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ в самой точке КЗ, также определить токи ветвей, питающих точку КЗ [7].

Определим значения токов трехфазного КЗ в месте установки защиты на шинах подстанции 220 кВ «Дружная» в максимальном режиме системы при отключенном ШСВ 220 кВ на подстанции 220 кВ «Строительная». Программа выдает расчет в виде таблицы, приведенной на рис. 1.3.

Суммарные величины в узле КЗ:							
Uпа=233.5/0	Z1=1.496+j11.168	Z2=1.496+j11.168	Z0=2.458+j17.317				
I1сум	11964	98	I2сум	0	0	3I0сум	0
IАсум	11964	98	IВсум	11964	-22	IСсум	11964
IАВсум	20722	128	IВСсум	20722	8	IСАсум	20722

Рис. 1.3 – Таблица вывода данных расчета трехфазного КЗ

Значение тока трехфазного КЗ в точке К1 равно:

$$I_{1К1} = 11964 e^{j98};$$

Эквивалентное сопротивление в точке КЗ:

$$z_{1сум} = r_{\Sigma К1} + jx_{\Sigma К1} = 1,496 + j11,168 \text{ Ом.}$$

Произведем приближенный расчет ударного тока КЗ согласно [8]. Сначала определим эквивалентную постоянную времени затухания:

$$T_{a К1} = \frac{x_{\Sigma К1}}{314 \times r_{\Sigma К1}} = \frac{11,168}{314 \times 1,496} = 0,023 \text{ с.}$$

Величина ударного коэффициента тока КЗ:

$$k_{уд.К1} = 1,02 + 0,98 \times e^{-\frac{3}{314 \times T_{a К1}}} = 1,02 + 0,98 \times e^{-\frac{3}{314 \times 0,023}} = 1,67.$$

Ударный ток в точке К1:

$$i_{уд.К1} = \sqrt{2} \times k_{уд.К1} \times I_{1 К1} = \sqrt{2} \times 1,67 \times 11964 = 28771 \text{ А.}$$

В цепи присоединений 220 кВ установлены выключатели типа ВГТ-УЭТМ-220-40/3150У1 с собственным временем отключения $t_{св} = 0,035$ с и полным временем отключения $t_{ов} = 0,055$ с. Определим моменты времени расхождения контактов и время максимального существования КЗ для расчетов величин аperiодического и периодического тока.

- Момент времени расхождения контактов выключателя:

$$\tau = t_{рз мин} + t_{св} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с;}$$

где: $t_{рз мин} = 0,01$ с – минимальное время действия быстродействующей защиты (защита шин).

- Максимальное время существования КЗ:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{РЗ макс}} + t_{\text{во}} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с};$$

где: $t_{\text{РЗ макс}} = 1,5 \text{ с}$ – максимальное время срабатывания РЗ (МТЗ);

- Коэффициент затухания апериодической составляющей тока КЗ:

$$\lambda_{\tau} = e^{-\frac{\tau}{T_{ai}}} = e^{-\frac{0,045}{0,023}} = 0,14;$$

Значение апериодической составляющей тока КЗ в момент времени τ :

$$i_{a\tau K1} = \lambda_{\tau} \times \sqrt{2} \times I_{1 K1} = 0,14 \times \sqrt{2} \times 11964 = 2411,94 \text{ А.}$$

Величина периодического тока в момент времени $t_{\text{откл}}$:

$$I_{nt K1} = \gamma_t \times I_{1 K1} = 1 \times 11964 = 11964 \text{ А};$$

где: $\gamma_t = 1$ – коэффициент затухания периодической составляющей тока трех-фазного КЗ, определяемый по типовым кривым рис. 2 [8].

Для выполнения проверки ТТ на термическую стойкость к протекающему току КЗ дополнительно рассчитываются:

- тепловой импульс периодической составляющей тока КЗ:

$$V_{\text{кп К1}} = \left(\frac{I_{K1} + I_{n\tau}}{2}\right)^2 \times \tau + \left(\frac{I_{n\tau} + I_{nt K1}}{2}\right)^2 \times (t_{\text{откл}} - \tau) = \left(\frac{11,964 + 11,964}{2}\right)^2 \times 0,045 + \left(\frac{11,964 + 11,964}{2}\right)^2 \times (0,155 - 0,045) = 22,186 \text{ кА}^2.$$

- тепловой импульс апериодической составляющей тока КЗ:

$$V_{\text{ка К1}} = (I_{K1})^2 \times T_{a\text{э}} = (11,964)^2 \times 0,023 = 3,292 \text{ кА}^2 \text{ с.}$$

где: $T_{a\text{э}} = T_{a K1} = 0,023 \text{ с.}$

Значение суммарного теплового импульса:

$$V_{\text{к расч}} = V_{\text{кп К1}} + V_{\text{ка К1}} = 22,186 + 3,92 = 26,106 \text{ кА}^2 \text{ с.}$$

1.7.2 Выбор и проверка ТТ

Определим допустимый максимальный нагрузочный ток обмотки ВН:

$$I_{\text{ном.ВН макс.}} = K_{\text{доп}} I_{\text{ном.ВН}} = 1,6 \times 314 = 439,6 \text{ А};$$

где: $K_{\text{доп}} = 1,6$ – допустимый максимальный коэффициент перегрузки автотрансформатора при условии работы 0,5 ч и температуры окружающего воздуха -25°C ;

$I_{\text{ном.ВН}} = 314 \text{ А}$ – номинальный ток обмотки ВН.

На стороне ВН предусматривается установка встроенных во вводы и выносных ТТ. Данные трансформаторы принимают по следующим условиям:

- 1) Номинальное напряжение: $U_{\text{ном ТТ}} \geq U_{\text{ВН}} = 230 \text{ кВ}$;
- 2) Номинальный ток: $I_{\text{ном ТТ}} \geq I_{\text{ном.ВН макс.}} = 500 > 439,6 \text{ А}$.

Предусмотрим установку выносного ТТ типа ТГФМ-220 (500-1000/5) со вторичными обмотками в классе точности 0,2S, 0,5S, 10P. Для подключения выбранных шкафов защиты примем обмотки с классом точности 10P. В классе точности 10P номинальная вторичная нагрузка составляет до 100 ВА.

Произведем проверку допустимости вторичной нагрузки обмотки на ТТ.

Определим, что к выводам ТТ, соединенных в полную «звезду», подключаются через контрольный кабель токовые входы терминала БЭ 2704 308. Предусмотрим подключение разных устройств защиты к разным обмоткам ТТ в соответствии с требованиями норм [4].

В таблице 1.3 приведены мощности, потребляемые терминалом по каждой из фаз ТТ.

Таблица 1.3 – Перечень измерительных приборов, подключенных к вторичной обмотке ТТ

№	Прибор	Нагрузка фазы		
		А	В	С
1	БЭ 2704 308	2,0	2,0	2,0
	$S_{\text{пр}}, \text{В}\cdot\text{А}$	2,0	2,0	2,0

Определим сопротивление нагрузки в каждой из фаз ТТ:

$$r_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_{2\text{н}}^2} = \frac{2,0}{5^2} = 0,08 \text{ Ом.}$$

Определим допустимое сечение контрольного кабеля:

$$q_{\text{к доп}} \geq \rho \frac{l_{\text{расч}}}{z_{2\text{н}} + r_{\text{пр}} - r_{\text{к}}} = \frac{0.0175 \times 150}{4 - 0.08 - 0.1} = 0,687 \text{ мм}^2;$$

где: $q_{\text{каб.доп}}$ – допустимое сечение контрольного кабеля, мм^2 ;

$r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ – сопротивление, учитывающее соединение цепи на клеммах;

$l_{\text{расч}} = 150 \text{ м}$ – расчетная длина кабеля до места установки терминала в ОПУ;

$\rho = 0,0175 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$ удельное сопротивление меди.

Примем к установке кабель КВВГ-6х2,5 с медными жилами сечением $2,5 \text{ мм}^2$. Определим сопротивление выбранного кабеля:

$$r_{\text{каб}} = \frac{\rho \times l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0.0175 \times 150}{2,5} = 1,05 \text{ Ом};$$

$$z_{2\text{расч}} = 0,08 + 1,05 + 0,1 = 1,23 \text{ Ом};$$

$$z_{2\text{н}} = 4 \text{ Ом} > z_{2\text{расч}} = 1,23 \text{ Ом}.$$

В таблице 1.4 произведено сравнение номинальных данных ТТ с параметрами тока КЗ и величины расчетной нагрузки вторичной цепи.

Таблица 1.4 – Номинальные значения ТТ, расчетные величины в его цепи и соотношения между ними

Параметры ТТ	Соотношение	Расчетные величины
$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	=	$U_{\text{номРУ}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} = 500 \text{ А}$	>	$I_{\text{ном.}} = 439,6 \text{ А}$
$z_{2\text{н}} = 4 \text{ Ом}$	>	$z_{2 \text{ расч}} = 1,23 \text{ Ом}$
$i_{\text{дин}} = 150 \text{ кА}$	>	$i_{\text{у}} = 28,771 \text{ кА}$
$I_{\text{мс}}^2 \cdot t_{\text{мс}} = 10800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$W_{\text{к расч}} = 26,106 \text{ кА}^2 \times \text{с}$

Проверка и выбор ТТ сторон СН и НН по сторонам АТ-1 приведены в приложении Б.

1.7.3 Выбор ТН

ТН на стороне 220 кВ выбирают по номинальному напряжению, по конструкции и схеме соединения обмоток.

Номинальное напряжение: $U_{\text{номQ}} \geq U_{\text{РУ}} = 220 \text{ кВ}$.

Примем к установке три однофазных ТН типа ЗНОГ-220У1 с коэффициентом трансформации вторичных обмоток $\frac{220000}{\sqrt{3}}/\frac{100}{\sqrt{3}}/\frac{100}{\sqrt{3}}/\frac{100}{\sqrt{3}}$, номинальной мощностью в классе точности 0,5 $S_{2ном} = 400$ ВА.

Проверку работы ТН в классе точности производят по его суммарной нагрузке, которая определяется подключаемыми приборами. Количество подключаемых приборов изображено в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Перечень приборов, подключаемых к ТН ОРУ 220 кВ

№	Место установки и перечень приборов	Число присоединений	Тип прибора	$S_{ном. обм}$ ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Общее число приборов	P, Вт	Q, Вт
1	ЛЭП связи с системой: – ваттметр – варметр – счетчик а.эн. – ФИП	2	Д-335	1,5	2	1	0	9	27	0
			Д-335	1,5	2	1	0	9	27	0
			СА4-	2,0	2	0,4	0,92	9	14,4	33
			И681	3,0	1	1	0	9	27	0
2	Сборные шины: – вольтметр – вольтметр рег. – ваттметр рег. – частотомер рег. – осциллограф	1	Э-335	2	1	1	0	1	4	0
			Н-395	10	1	1	0	1	20	0
			Н-395	10	1	1	0	1	20	0
			Н-397	7	1	1	0	1	14	0
			-	10	1	1	0	1	20	0
Итого									173,4	33

Значение мощности нагрузки равно:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P_{2\Sigma}^2 + Q_{2\Sigma}^2} = \sqrt{173,4^2 + 33^2} = 176,5 \text{ ВА.}$$

Условие проверки по классу точности:

$$3 \times S_{2ном} = 1200 > S_{2\Sigma} = 176,5 \text{ ВА.}$$

Условие проверки по классу точности выполняется.

1.8 Расчет уставок защит

1.8.1 Определение ТКЗ с учетом положения РПН

Для расчета уставок защиты и проверки их чувствительности необходимы расчеты максимального и минимального ТКЗ. При выполнении данных расчетов необходимо учитывать сопротивление трансформатора с учетом положения устройства регулирования под нагрузкой.

Определяются сопротивления обмоток автотрансформатора для минимального и максимального значений регулируемого напряжения. Соответствующие напряжения U_K , % равны:

- для минимального положения РПН:

$$U_{KB \text{ мин}} = 0,5 \times (U_{KBH} + U_{KBC \text{ мин}} - U_{КСН\text{мин}}) = 0,5 \times (31 + 18,9 - 20,3) = 14,8 \text{ \%};$$

$$U_{KH \text{ мин}} = 0,5 \times (U_{KBH} + U_{КСН \text{ мин}} - U_{KBC \text{ мин}}) = 0,5 \times (31 + 20,3 - 18,9) = 16,2 \text{ \%};$$

$$U_{КС \text{ мин}} = 0,5 \times (U_{KBC \text{ мин}} + U_{КСН \text{ мин}} - U_{KBH}) = 0,5 \times (18,9 + 27,6 - 42,3) = 4,1 \text{ \%}.$$

- для высшего положения РПН:

$$U_{KB \text{ макс}} = 0,5 \times (U_{KBH} + U_{KBC \text{ макс}} - U_{КСН\text{макс}}) = 0,5 \times (31 + 6,8 - 19) = 9,40 \text{ \%};$$

$$U_{KH \text{ макс}} = 0,5 \times (U_{KBH} + U_{КСН \text{ макс}} - U_{KBC \text{ макс}}) = 0,5 \times (31 + 19 - 6,8) = 21,60 \text{ \%};$$

$$U_{КС \text{ макс}} = 0,5 \times (U_{KBC \text{ макс}} + U_{КСН \text{ макс}} - U_{KBH}) = 0,5 \times (6,8 + 19 - 31) = -2,6 \text{ \%}.$$

Сопротивления обмоток, приведенные к 230 кВ при положениях РПН:

- для крайнего нижнего положения РПН:

$$X_{ТБВ\text{мин}} = \frac{U_{KB\text{мин}}}{100} \times \frac{U_{\text{ср.н}}^2}{S_T} = \frac{14,8 \times 230^2}{100 \times 125} = 63,6 \text{ Ом};$$

$$X_{ТБН\text{мин}} = \frac{U_{KH\text{мин}}}{100} \times \frac{U_{\text{ср.н}}^2}{S_T} = \frac{16,2 \times 230^2}{100 \times 125} = 68,5 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ТБСмин}} = \frac{U_{\text{КСмин}}}{100} \times \frac{U_{\text{ср.н}}^2}{S_{\text{T}}} = \frac{4,1 \times 230^2}{100 \times 125} = 17,3 \text{ Ом.}$$

- для крайнего верхнего положения РПН:

$$X_{\text{ТБВмакс}} = \frac{U_{\text{КВмакс}}}{100} \times \frac{U_{\text{ср.н}}^2}{S_{\text{T}}} = \frac{9,40 \times 230^2}{100 \times 125} = 39,78 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{ТБНмакс}} = \frac{U_{\text{КНмакс}}}{100} \times \frac{U_{\text{ср.н}}^2}{S_{\text{T}}} = \frac{22,15 \times 230^2}{100 \times 125} = 91,41 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{ТБСмакс}} = \frac{U_{\text{КСмакс}}}{100} \times \frac{U_{\text{ср.н}}^2}{S_{\text{T}}} = \frac{-2,6 \times 230^2}{100 \times 125} = -11 \text{ Ом.}$$

Определим, что в модели автотрансформатора сопротивления обмотки ВН приведены к напряжению данной стороны, обмотка СН приведена к напряжению соответственно своей стороны, а обмотка НН приведена к напряжению стороны СН. Поэтому полученные значения сопротивлений обмоток приведем к принятым сторонам напряжений.

$$X_{\text{ТБН мин.прив.}} = X_{\text{ТБН мин.}} \times \frac{U_{\text{СН}}^2}{U_{\text{ВН}}^2} = 68,5 \times \frac{115^2}{230^2} = 17,125 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{ТБС мин.прив.}} = X_{\text{ТБС мин.}} \times \frac{U_{\text{СН}}^2}{U_{\text{ВН}}^2} = 17,3 \times \frac{115^2}{230^2} = 4,325 \text{ Ом;}$$

$$X_{\text{ТБН макс.прив.}} = X_{\text{ТБН макс.}} \times \frac{U_{\text{СН}}^2}{U_{\text{ВН}}^2} = 91,41 \times \frac{115^2}{230^2} = 22,85 \text{ Ом.}$$

Полученные значения сопротивлений в соответствии с принятым расчетным режимом задаются в ПК АРМ СРЗА подпрограмме «Расчеты ТКЗ» выбираем пункт «Задание для расчета» и заполняем последовательность команд на выполнение расчетов ТКЗ. После заполнения шаблона выполняем команду «Расчет». Результат расчета выдается программой в виде протокола. Вариант задания на расчет при расчете ТКЗ на стороне ВН приведен на рис. 1.4.

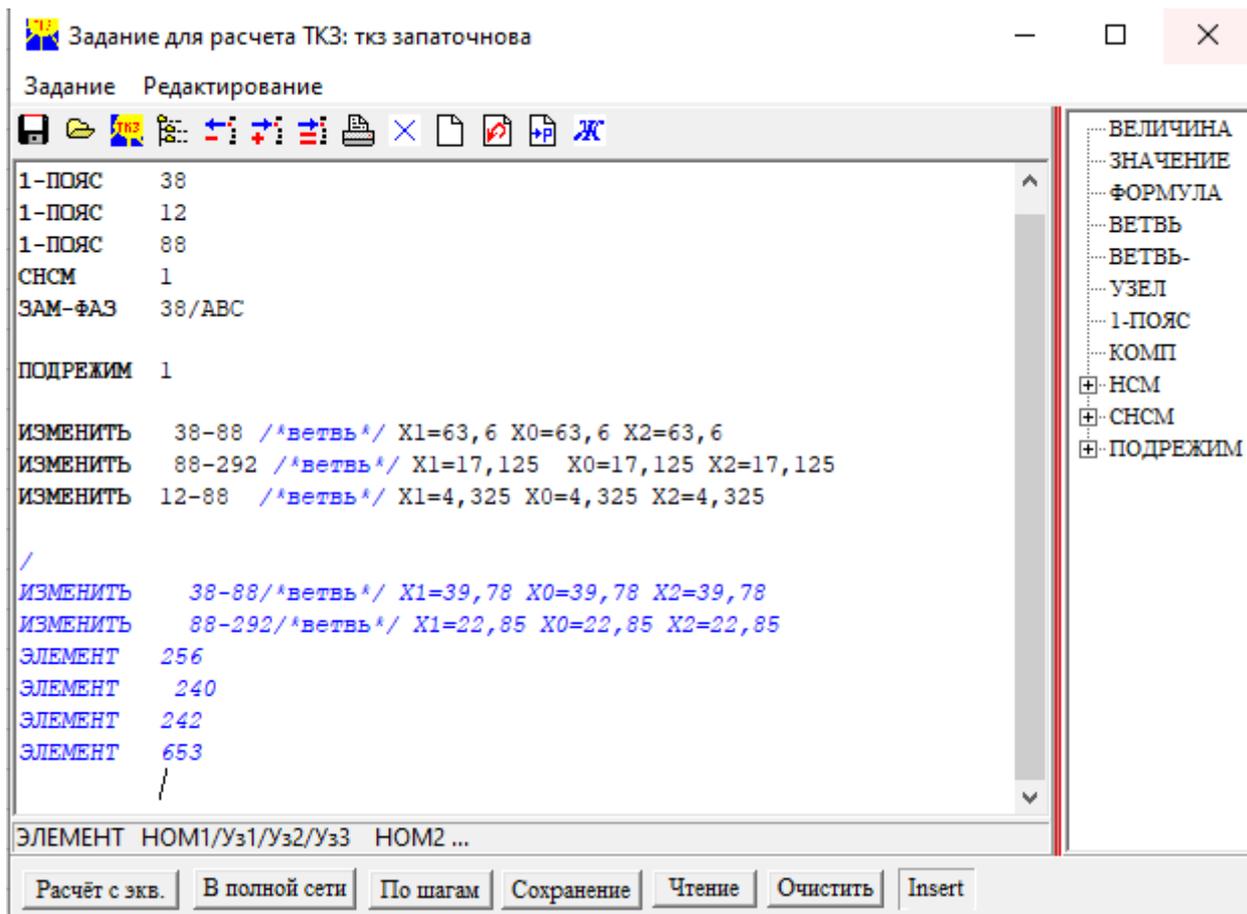


Рис. 1.4 – Пример заполнения задания на расчет ТКЗ на стороне ВН АТ-1

Максимальному режиму соответствует работа всей энергосистемы в максимальном режиме и крайнем нижнем положении РПН.

Для получения наименьшего значения ТКЗ на стороне ВН, произведем отключением ВЛ 220 кВ связи с НГЭС, отключением одной цепи ВЛ 220 кВ «Дружная – ТЭЦ-3», ВЛ 220 кВ «Дружная - Чулымская», отключение одного генератора блока ТЭЦ-3, присоединенного к ОРУ ВН, также положение привода РПН АТ-1 соответствует крайнему высшему.

Для уменьшения значения ТКЗ на стороне СН отключим двухцепную ВЛ-110 кВ связи с НГЭС, трансформатор Т-2 на подстанции, линию связи с ПС 110 кВ «Текстильная».

Наименьшее значение двухфазного ТКЗ на стороне НН получим при отключении по стороне ВН ВЛ связи с НГЭС, также на стороне СН ВЛ связи с ТЭЦ-2.

Результаты расчета максимальных и минимальных токов трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ сведены в таблицу 1.6.

Таблица 1.6 – Результаты расчета токов КЗ

Вид КЗ	Место КЗ	Режим	Ветвь	И, кА	ЗІО, кА
АВС	ввод ВН АТ-1	Максимальный системы	3СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	9,954	-
			1СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	1,230	-
АВ	ввод ВН АТ-1	Минимальный системы	3СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	1,657	-
			1СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	1,393	-
А0	ввод ВН АТ-1	Максимальный системы	3СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	2,784	7,373
			1СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	0,337	1,990
А0	ввод ВН АТ-1	Минимальный системы	3СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	0,839	2,137
			1СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	0,984	3,332
АВС	ввод СН АТ-1	Максимальный системы	3СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	0,841	-
			1СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	20,686	-
АВ	ввод СН АТ-1	Минимальный системы	3СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	0,966	-
			1СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	9,242	-
А0	ввод СН АТ-1	Максимальный системы	3СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	0,215	1,403
			1СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	5,140	14662
А0	ввод СН АТ-1	Минимальный системы	3СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	0,535	2,806
			1СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	5,037	11,009

Продолжение таблицы 1.6

АВС	ввод НН АТ-1	Максимальный системы	ЗСШ Тулинская - 1АТ Тулинская	0,347	-
			1СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	1,189	-
			1 АТ Тулинская - НН	1,536	-
АВ	ввод НН АТ-1	Минимальный системы	ЗСШ Тулинская - 1АТ Тулинская	0,041	-
			1СШ Тулинская - 1АТ Тулинская	0,769	-
			1 АТ Тулинская - НН	810,5	-

1.8.2 Расчет уставок ДЗТ

1.8.2.1 Параметрирование терминала

Перед выставлением уставок защит необходимо произвести конфигурирование терминала, на базе которого реализован шкаф основной защиты.

В разделе терминала «Общая логика» необходимо внести следующие величины:

- первичная величина базисного тока стороны ВН;
- первичная величина базисного тока стороны СН;
- первичная величина базисного тока стороны НН1;
- схема соединения на стороне ВН;
- схема соединения на стороне СН;
- схема соединения на стороне НН1;
- наличие/отсутствие стороны ВН;
- наличие/отсутствие стороны СН;
- наличие/отсутствие стороны НН.

Определение схемы соединения сторон зависит от следующих параметров:

- от схемы соединения вторичных обмоток ТТ выбранной стороны;
- от схемы соединения обмоток АТ выбранной стороны;

- от схемы включения ТТ данной стороны.

Включение главных ТТ на всех сторонах должно быть по схеме “звезда” [6]. В таблице 1.7 приведены выражения, необходимые для расчета базисных токов сторон.

Таблица 1.7 - Расчет базисных токов сторон АТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Значение		
		230 кВ	121 кВ	11 кВ
Первичные токи на сторонах АТ, А	$I_{\text{ном.стор}} = \frac{S_{\text{ном стор}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном стор}}}$	$\frac{125 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 230} = 314$	$\frac{125 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 121} = 597$	$\frac{125 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 11} = 6568$
Схема соединения обмотки Т	$K_{\text{сх. обм.стор}}$	1 (Y)	1 (Y)	$\sqrt{3}$ (Δ)
Коэффициент трансформации ТТ	$K_{\text{ТТ стор}}$	500/5	1000/5	4000/5
Схема включения обмоток ТТ	$K_{\text{вкл.ТТ.стор}}$	1 Вкл. на фазный ток	1 Вкл. на фазный ток	$1/\sqrt{3}$ Вкл. на фазный ток
Схема соединения ТТ	$K_{\text{сх.ТТ стор}}$	1 (Y)	1 (Y)	1 (Y)
Схема соединения стороны	$K_{\text{сх. стор}} = K_{\text{сх.ТТ стор}} \times K_{\text{сх. обм.стор}} \times K_{\text{вкл.ТТ.}}$	$1 \times 1 \times 1 = 1$	$1 \times 1 \times 1 = 1$	$1 \times \sqrt{3} \times 1 / \sqrt{3} = 1$
Расчетное значение базисного тока	$I_{\text{баз.стор.втор}} = \frac{K_{\text{сх.ТТ стор}} \times K_{\text{вкл.ТТ.стор}} \times K_{\text{АТ стор}} \times S_{\text{ном}}}{K_{\text{ТТ стор}} \times \sqrt{3} \times U_{\text{стор}}}$	3,14	2,98	4,74

Выставляется на первичной обмотке терминала второй отвод для стороны ВН и СН при числе витков 4, обеспечивающий диапазон токов от 1,001 до 4,000 А, для стороны НН выставляем третий отвод, соответствующий диапазону токов 4,001 – 16,000 А.

1.8.2.2 Выбор уставок защит

Для ДЗТ АТ необходимо определить следующие уставки:

- ток срабатывания ДЗТ;
- ток начала торможения;
- ток торможения блокировки;
- коэффициент торможения;
- уровень блокировки по 2-й гармонике;
- ток срабатывания дифференциальной отсечки.

Уставка тока начала торможения задается в относительных единицах от базисного тока трансформатора в диапазоне от 0,6 до 1,00 от $I_{\text{баз}}$ с шагом 0,01.

Ток начала торможения рекомендуется принимать равным:

$$I_{\text{T.0}} = 1,0.$$

Значение уставки относительного начального тока срабатывания ДЗТ рассчитывается по условию отстройки от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах КЗ.

$$I_{\text{до*}} \geq K_{\text{отс}} \times I_{\text{нб расч*}} = 1,3 \times 0,29 = 0,38 \text{ о. е.}$$

где: $K_{\text{отс}} = 1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа, ошибки расчета и необходимый запас;

$I_{\text{нб расч*}}$ – относительный ток небаланса в переходном режиме работы рассматриваемого АТ при малых сквозных токах КЗ, определяемый по выражению:

$$I_{\text{нб расч*}} = (K_{\text{одн}} \times K_{\text{пер}} \times \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{птт}}) = (1 \times 1,5 \times 0,1 + 0,12 + 0,02 + 0) = 0,29 \text{ о. е.}$$

где: $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, принимаемый равным 1,5 при использовании на сторонах ВН, СН и НН выносных ТТ. Также данное значение принято при соединении ТТ сторон в «звезду»;

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимаемый равным 1;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующему установившемуся КЗ. Принимается равной 0,1 для ТТ с классом точности 10Р;

$\Delta U_{\text{РПН}}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине регулировочного диапазона;

$$\Delta U_{\text{РПН}} = \frac{|\Delta U_{\text{РПН макс}} - \Delta U_{\text{РПН мин}}|}{2 \times 100\%} = \frac{|(+12\%) - (-12\%)|}{2 \times 100\%} = 0,12;$$

$\Delta f_{\text{ВЫР}}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч. Принимается равной 0,02;

$\Delta f_{\text{ПТТ}}$ – относительная погрешность выравнивания внешнего автотрансформатора. Принимается равной 0.

Ток $I_{\text{ДО}}$ задается в относительных единицах от базисного тока АТ с высшей стороны в диапазоне от 0,2 до 1 от $I_{\text{БАЗ ВН}} (I_{\text{БАЗ НН}})$. Для уставки принимаем значение 0,38.

Величина коэффициента торможения задается в относительных единицах в диапазоне от 0,2 до 0,7 с шагом 0,1.

Определяется по выражению:

$$K_{\text{T}} \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \times I_{\text{д}} - I_{\text{д.о}}}{I_{\text{T}} - I_{\text{T.0}}} = \frac{1,1 \times 3,3 - 0,39}{6,5 - 1} = 0,59;$$

где: $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

$I_{\text{д}}$ – расчетный дифференциальный ток, вызванный протеканием по защищаемому АТ1 сквозного тока КЗ и равный:

$$I_{\text{д}} = (K_{\text{ОДН}} \times K_{\text{ПЕР}} \times \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) \times I_{\text{СКВ*}} = 0,39 \times 8,47 = 3,3 \text{ о. е.};$$

где: $I_{\text{СКВ*}}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, находится согласно следующей формулы:

$$I_{\text{СКВ*}} = \frac{I_{\text{кз ме стор}}}{I_{\text{баз стор}}} \times \frac{K_{\text{сх.ТТ.стор}}}{K_{\text{ТТ стор}}} = \frac{32116}{4,74} \times \frac{1}{4000/5} = 8,47 \text{ о. е.};$$

где: $I_{кз\text{ ме стор}} = I_{кз\text{ НН макс прив}} \times K_T = 1536 \times \frac{230}{11} = 32116 \text{ А}$ – максимальный ток внешнего трехфазного КЗ на стороне НН (табл. 1.4).

Значение расчетного тормозного тока определяется по следующему выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ*} \times (I_{СКВ*} - I_d) \times \cos\beta} = \sqrt{8,47 \times (8,47 - 3,3) \times \cos 15^\circ} = 6,5 \text{ о. е.}$$

Здесь угол β принимается по рекомендациям производителя в диапазоне $10^\circ \div 20^\circ$.

Принимается $K_T = 0,59$.

Величина угла торможения в град:

$$K_{T,\text{град}} = \arctg(0,59) = 30,54^\circ.$$

Величина тока торможения блокировки ДЗТ задается в относительных единицах от базисного тока в пределах от 1,2 до 3,0 с шагом 0,1.

Ток торможения блокировки обеспечивает исключение отказа защиты при максимальных нагрузках автотрансформатора. Рассчитывается согласно выражению:

$$I_{T,\text{БЛ}} = K_{\text{отс}} \times K_{\text{пред.нагр}} \times I_{\text{НОМ}*} = 1,1 \times 1,5 \times 1 = 1,65 \text{ о. е.};$$

где: $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки. Принимается равным 1,1;

$K_{\text{пред.нагр}}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность АТ в зависимости от его мощности. Принимается равным 1,5;

$I_{\text{НОМ}*}$ – максимально возможный сквозной ток АТ-1. Определяется по выражению:

$$I_{\text{НОМ}*} = \frac{I_{\text{пер.ВН}} \times K_{\text{СХ ТТ стор}}}{I_{\text{БАЗ ВН}} \times K_{\text{ТТ.стор}}} = \frac{314 \times 1}{3,14 \times 500 / 5} = 1.$$

Ток торможения блокировки принимается равным 1,32.

Уставка тока срабатывания дифф. отсечки задается в относительной величине от тока $I_{\text{баз}}$ в пределах от 6,5 до 12,0 с шагом 0,1.

Для исключения замедления работы ДТЗ АТ-1 при больших токах внутреннего повреждения ток срабатывания дифференциальной отсечки отстраивается:

- от броска тока намагничивания АТ-1:

$$I_{\text{отс}^*} \geq 6,5.$$

- от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ:

$$I_{\text{НБ}} = 1,5 \times I_{\text{СКВ}^*} \times (K_{\text{ОДН}} \times K_{\text{ПЕР}} \times \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) = 1,5 \times 8,47 \times (1 \times 3 \times 0,1 + 0,12 + 0,02) = 5,77 \text{ о. е.};$$

где: $K_{\text{ПЕР}}$ – принимается равным 3.

Уставка тока срабатывания дифференциальной отсечки принимается равной 6,5.

Произведем проверку чувствительности при различных видах КЗ согласно выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин}}^{(n)} \times k_{\text{сх.ТТ.стор}} \times k_{\text{вкл.ТТ.стор}}}{I_{\text{ДО}} \times I_{\text{БАЗ.стор}} \times K_{\text{ТТ.стор}}} \times \frac{K_{\text{сх.л}}^{(m)}}{K_{\text{сх.л}}^{(m)}};$$

где: $\frac{K_{\text{сх.л}}^{(m)}}{K_{\text{сх.л}}^{(m)}}$ – отношение равное $\sqrt{3}/2$ при двухфазном КЗ на стороне соединения

«звезда» ТТ, $1/\sqrt{3}$ – при однофазном КЗ.

Данные занесены в таблицу 1.8.

Таблица 1.8 - Проверка чувствительности ДТЗ АТ-1

Вид КЗ в защищаемой зоне	Коэффициент чувствительности ДТЗ
Двухфазное КЗ на шинах ВН (таблица 1.4)	$\frac{1657 \times 1 \times 1}{(0,39 \times 3,14 \times 500/5)} \times \frac{\sqrt{3}}{2} = 9,37 > 2$
Однофазное КЗ на шинах ВН (таблица 1.4)	$\frac{2137 \times 1 \times 1}{(0,39 \times 3,14 \times 500/5)} \times \frac{1}{\sqrt{3}} = 8,08 > 2$
Двухфазное КЗ на шинах СН (таблица 1.4)	$\frac{9242 \times 2 \times 1 \times 1}{(0,39 \times 2,98 \times 1000/5)} \times \frac{\sqrt{3}}{2} = 69 > 2$
Однофазное КЗ на шинах СН (таблица 1.4)	$\frac{11009 \times 2 \times 1 \times 1}{(0,39 \times 3,92 \times 500/5)} \times \frac{1}{\sqrt{3}} = 41,62 > 2$
Двухфазное КЗ на шинах НН (таблица 1.4)	$\frac{810,5 \times 20,1 \times 1/\sqrt{3}}{(0,39 \times 4,74 \times 4000/5)} \times \frac{2}{\sqrt{3}} = 7,65 > 2$

Уставка уровня блокировки по 2-й гармонике предназначена предотвращения ложной работы ДЗТ трансформатора при броске тока намагничивания в момент включения под напряжение автотрансформатора, а также дополнительной защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ.

Уставка выбирается на основании рекомендаций:

$$k_{БЛ 2} = 0,15.$$

На основании полученных данных строится характеристика срабатывания дифференциальной защиты (рис. 1.5)

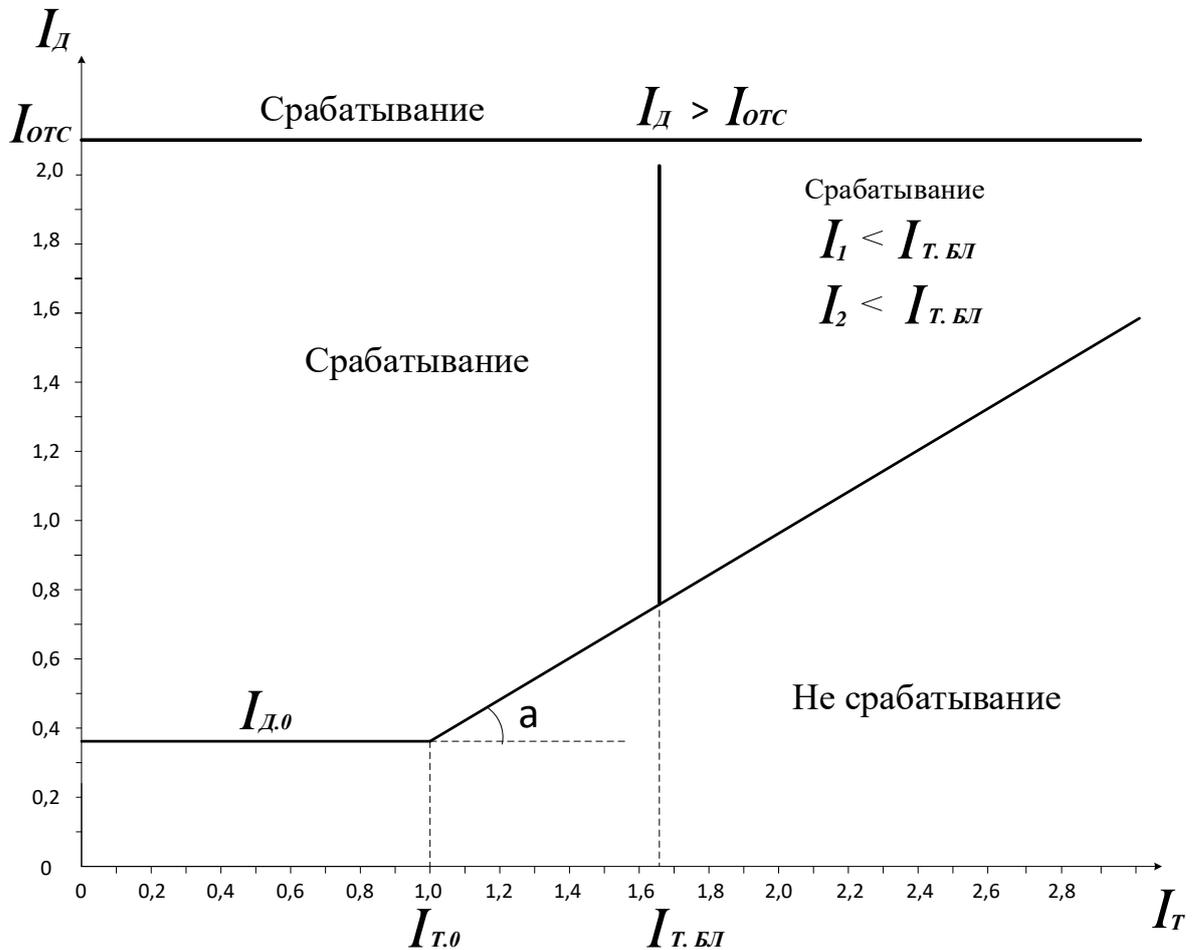


Рис. 1.5 - Характеристика срабатывания ДТЗ

При величине тормозного тока $I_{торм.} \geq I_{т.бл}$ характеристика срабатывания ДТЗ изменяется по следующим условиям:

- если дифференциальный ток I''_1 , равный большему из токов сторон, будет больше величины $I_{т.бл}$, а дифференциальный ток I''_2 , являющийся суммой оставшихся токов плеч, также окажется больше $I_{т.бл}$ то защита блокируется;

- в случае если величины окажутся меньше $I_{т.бл}$ то характеристика срабатывания определяется коэффициентом торможения.

1.8.3 Расчет уставок МТЗ НН

Для резервирования КЗ на шинах НН, а также дальнего резервирования защит отходящих линий стороны НН АТ-1 предусматривается МТЗ. Для реализации данной функции используются вторичные цепи ТТ и ТН стороны НН.

При расчете уставок защиты предварительно определяется ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению. Уставка определяется отстройкой от максимального нагрузочного тока при самозапуске двигателей нагрузки стороны НН.

Расчеты произведем с помощью ПК АРМ СРЗА в подпрограмме «Релейная защита» выбираем пункт «Задание на расчет» и заполняем шаблон задания для расчета уставки МТЗ «ng_МФТЗ./GKZ». После заполнения шаблона выполняем команду «Расчет». Результат расчета выдается программой в виде протокола.

На рисунке 1.6 изображен шаблон задания на расчет уставки МТЗ стороны НН без пуска по напряжению.

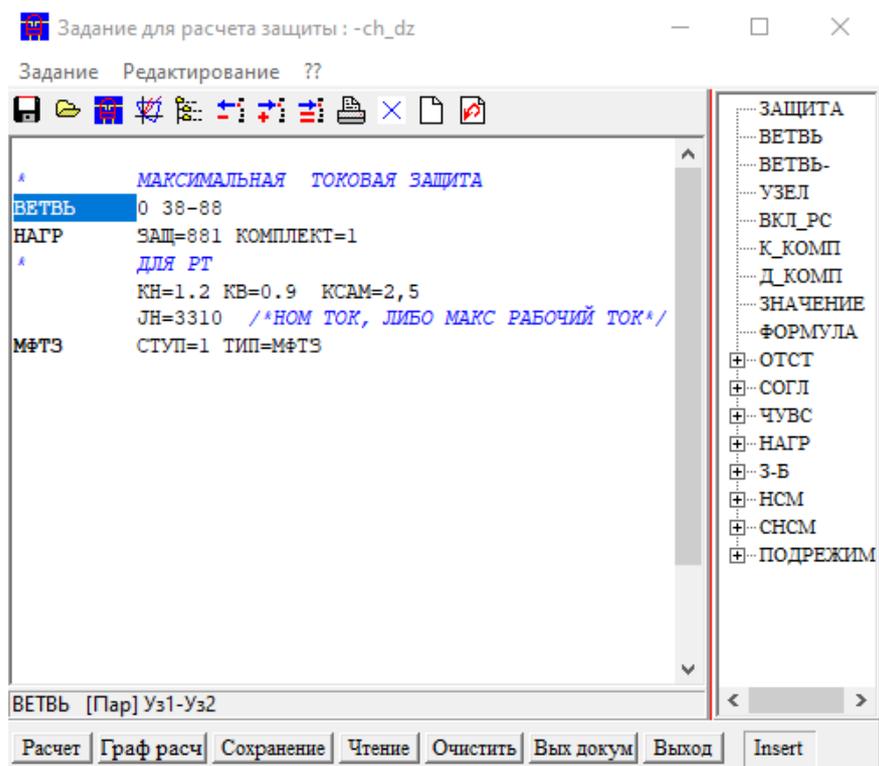


Рис. 1.6 – Шаблон задания на расчет уставки срабатывания МТЗ НН

В шаблоне приведены следующие величины, необходимые для расчета уставки ступени:

- ВЕТВЬ 0 38-88 – задается ветвь, соответствующая месту установки комплекта защиты;
- НАГР – приказ на расчет ступени при отстройке от максимального значения нагрузки стороны НН АТ-1;
- ЗАЩ 881 – номер комплекта защиты;
- КН = 1,2 – коэффициент запаса;
- КВ = 0,9 – коэффициент возврата;
- КСАМ = 2,5 - коэффициент самозапуска, принятый по величине для городских сетей [9];
- JH = 3310 А – максимальный рабочий ток АТ-1.

В таблице 1.9 приведены результаты расчета уставки.

Таблица 1.9 – Протокол расчета уставки МТЗ НН

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
НАГРУЗКА	УСТ	11033			КН=1.20 КВРТ=0.90 КСАМ=2.50 JH=3310	

Чувствительность проверяется при двухфазном КЗ на шинах НН.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ мин}}^{(2)}}{I_{\text{уст.МТЗ}}} = \frac{16946}{11033} = 1,53 > 1,5;$$

где: $I_{\text{КЗ мин}}^{(2)} = I_{\text{КЗ мин прив}}^{(2)} \times K_{\text{T}} = 810,5 \times 20,9 = 16946 \text{ А}$ – минимальное значение тока двухфазного КЗ при замыкании на шинах стороны НН АТ-1 (табл. 1.6).

При возникновении КЗ на отходящих ВЛ-10 кВ возможно снижение коэффициента чувствительности до величин, не удовлетворяющих требованию обеспечения резервирования. Поэтому принимаем выполнение защиты с пуском по напряжению.

Значение уставки по току определяется при обеспечении возврата реле после отключения внешнего КЗ.

Заполняем шаблон задания для расчета уставки МТЗ с пуском по напряжению «ng_МФТЗ_Н/GKZ». Произведем заполнение шаблона на расчет защиты (рис. 1.7).

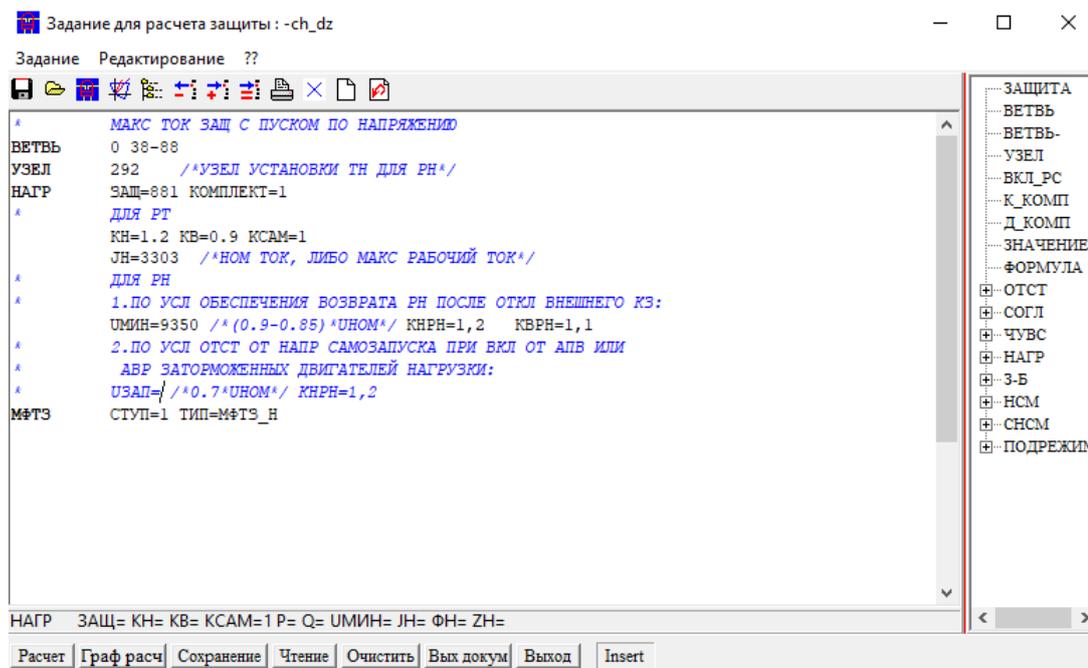


Рис. 1.7 – Шаблон задания на расчете уставки МТЗ НН с пуском по напряжению

В шаблоне приведены параметры, необходимые для расчета уставки по току и напряжению.

- ВЕТВЬ 0 38-88 – задается ветвь, соответствующая месту установки комплекта защиты;
- УЗЕЛ = 292 – место установки ТН;
- НАГР – приказ на расчет при отстройке от нагрузки;
- ЗАЩ 881 – наименование комплекта защиты;
- КН = 1,2 – коэффициент отстройки;
- КВ = 0,9 – коэффициент возврата для микропроцессорного терминала;
- КСАМ = 1 – коэффициент самозапуска;
- JН = 3310 А – максимальный рабочий ток АТ-1;
- $U_{\text{МИН}} = 9350$ В – минимальное значение напряжения в месте установки защиты при условии самозапуска после отключения внешнего КЗ;
- КНРН = 1,2 – коэффициент отстройки реле напряжения;
- КВРН = 1,1 – коэффициент возврата реле напряжения.

Полученное значение уставки приведено в протоколе расчета (табл. 1.10).

Таблица 1.10 – Протокол расчета уставки МТЗ

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	УСТ УСТ_U	4404 7083			КН=1.20 КВРТ=0.90 JH=3303 УМИН=9350 КНРН=1.20 КВРН=1.10	

Вторым условием расчета уставки является отстройка от напряжения самозапуска двигателей при АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки.

Расчет производится в шаблоне, приведенном на рисунке 1.7, за место 1-го условия устанавливается значение напряжения самозапуска порядка 0,7 Uном . Результат расчета приведен в таблице 1.11.

Таблица 1.11 – Протокол расчета уставки МТЗ

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	УСТ УСТ_U	4404 6417			КН=1.20 КВРТ=0.90 JH=3303 УЗАП=7700 КНРН=1.20	

Из двух расчетных условий принимается с наименьшим напряжением срабатывания:

$$I_{уст.МТЗ} = 4,404 \text{ кА};$$

$$U_{уст.МТЗ} = 6,417 \text{ кВ};$$

Выдержка по времени 1-й ступени отстраивается от уставок последних защит. В данном случае отстраивается от времени МТЗ секционного выключателя шин НН.

$$t_{сз.МТЗ 1 ст} = t_{сз.св} + \Delta t = 1,0 + 0,3 = 1,3 \text{ с};$$

где: $t_{сз.св} = 1,0 \text{ с}$ – значение уставки по времени МТЗ секционного выключателя.

1.8.4 Расчет уставок ЗП

Для защиты АТ-1 от длительных перегрузок, вызванных работой АВР на шинах НН, предусматривается ЗП.

Защита устанавливается на стороне ВН, НН и в общей обмотке [9].

Первичная величина тока срабатывания максимального реле тока отстраивается от номинального тока обмотки АТ-1:

- для стороны ВН:

$$I_{ЗП.ВН} = \frac{k_{отс} \times I_{ном.ВН}}{k_B} = \frac{1,05 \times 314}{0,9} = 366 \text{ А};$$

- для стороны НН:

$$I_{ЗП.НН} = \frac{k_{отс} \times I_{ном.НН}}{k_B} = \frac{1,05 \times 3464}{0,9} = 4041 \text{ А};$$

- общей обмотки АТ-1:

$$I_{ЗП.ВН-СН} = \frac{k_{отс} \times (I_{ном.СН} - I_{ном.ВН})}{k_B} = \frac{1,05 \times (597 - 314)}{0,9} = 330 \text{ А}.$$

Выдержка времени срабатывания ЗП отстраивается от режимов кратковременных перегрузок и принимается равной:

$$t_{ЗП} = 9 \text{ с}.$$

1.8.5 Расчет уставок АО

Автоматика необходима для пуска устройства охлаждения АТ-1 по току.

Для первой ступени АО определяются уставки по следующим сторонам АТ-1:

- сторона ВН:

$$I_{АО \text{ ВН}} = \frac{k_{отс}}{k_B} k_{уст.1} I_{ном.ВН} = \frac{1,05}{0,9} \times 0,4 \times 314 = 146 \text{ А};$$

где: $k_{уст.1} = 0,4$ – нагрузочный коэффициент первой ступени.

- сторона НН:

$$I_{АО \text{ НН}} = \frac{k_{отс}}{k_B} k_{уст.1} I_{ном.НН} = \frac{1,05}{0,9} \times 0,4 \times 3464 = 1616 \text{ А};$$

- общая обмотка АТ-1:

$$I_{АО \text{ ВН}} = \frac{k_{отс}}{k_B} k_{уст.1} (I_{ном.СН} - I_{ном.ВН}) = \frac{1,05}{0,9} \times 0,4 \times (597 - 314) = 132 \text{ А}.$$

Для второй ступени:

- сторона ВН:

$$I_{АО ВН} = \frac{k_{отс}}{k_B} k_{уст. II} I_{ном. ВН} = \frac{1,05}{0,9} \times 0,8 \times 314 = 293 \text{ А};$$

где: $k_{уст. I} = 0,8$ – нагрузочный коэффициент второй ступени.

- сторона НН:

$$I_{АО НН} = \frac{k_{отс}}{k_B} k_{уст. II} I_{ном. НН} = \frac{1,05}{0,9} \times 0,4 \times 3464 = 3233 \text{ А};$$

- общая обмотка АТ-1:

$$I_{АО ВН} = \frac{k_{отс}}{k_B} k_{уст. II} (I_{ном. СН} - I_{ном. ВН}) = \frac{1,05}{0,9} \times 0,8 \times (597 - 314) = 264 \text{ А}.$$

1.8.6 Расчет уставок ДЗ

Установка ДЗ АТ-1 рассматривается при наличии одного из следующих условий [10]:

- необходимости согласования защит смежных линий с защитами АТ-1;
- дальнего резервирования в сетях ВН или СН.

Использование ДЗ по 1-му условию согласования защит может оказаться необходимым при неудовлетворительной чувствительности вторых ступеней ДЗ, установленных на противоположных концах ВЛ, при отстройке от КЗ за АТ. Также при согласовании вторых ступеней ДЗ линий с первыми ступенями защит линий за АТ может иметь место неселективное действие данных ступеней при отказе первой ступени согласуемой защиты линии за АТ.

Второе условие может рассматриваться если необходимо произвести отключение КЗ на смежной линии при отказе срабатывания защиты или выключателя, также при условии, если не обеспечивается чувствительность других резервных защит АТ от многофазных КЗ.

Установка ДЗ по первому условию рассматривается по условию обеспечения требуемой чувствительности II-х ступеней ДЗ, установленных на противоположных концах, отходящих ВЛ.

Для ВЛ 220 кВ «Тулинская - Дружная» длиной 58,69 км при КЗ на шинах СН:

$$Z_{Л 220 \text{ кВ}} > 2,3 \times \frac{X_{ТБВ \text{ мин}} + X_{ТБС \text{ мин}}}{k_{\text{ток.Л}}};$$

$$25,82 < 2,3 \frac{39,78 - 11}{1} = 66,19 \text{ Ом};$$

где: $Z_{Л 220 \text{ кВ}} = 25,82 \text{ Ом}$ – полное сопротивление ВЛ;

$k_{\text{ток.Л}} = 1$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока КЗ в линии к току через АТ-1, при отключении ВЛ 220 кВ до НГЭС;

$$Z_{Л 220 \text{ кВ}} = L \times (r_{\text{уд}} + jx_{\text{уд}}) = 58,69 \times (0,098 + j0,429) = 25,82 \text{ Ом};$$

где: $r_{\text{уд}} = 0,098 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ – удельное активное сопротивление для провода АСО-300/39;

$x_{\text{уд}} = 0,429 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$ – удельное реактивное сопротивление для провода АСО-300/39.

Для ВЛ 110 кВ «Тулинская - НГЭС» длиной 11,79 км при КЗ на шинах ВН:

$$Z_{Л 110 \text{ кВ}} > 2,3 \times \frac{X_{ТБВ \text{ мин}} + X_{ТБС \text{ мин}}}{k_{\text{ток.Л}}};$$

$$5,19 < 2,3 \frac{39,78 - 11}{0,16} = 413,7 \text{ Ом};$$

где: $Z_{Л 110 \text{ кВ}} = 25,82 \text{ Ом}$ – полное сопротивление ВЛ;

$k_{\text{ток.Л}} = 0,16$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока КЗ в линии к току через АТ-1, при отключении 2-х ВЛ 110 кВ и 1-й 220 кВ связи с НГЭС и 1-й с ТЭЦ-2.

$$Z_{Л 110 \text{ кВ}} = 11,79 \times (0,098 + j0,429) = 5,19 \text{ Ом};$$

Сеть 110 кВ сильно разветвлена, от чего значения коэффициента токораспределения малы, поэтому 1-е условие для данных линий не рассматривается.

По первому условию установка ДЗ на АТ-1 для согласования комплектов ДЗ сети ВН и СН не требуется. Предусмотрим установку ДЗ АТ-1 на стороне ВН согласно [11], при этом к комплекту подводятся токовые цепи ТТ и

цепи напряжения ТН стороны ВН с целью включения АТ-1 в зону действия защиты (п. 8.1.6 [10]).

1.8.6.1 Расчет уставок I-й ступени ДЗ комплекта стороны ВН

Уставка срабатывания I-й ступени защиты определяется из условия отстройки от шин стороны СН.

Расчеты произведем с помощью ПК АРМ СРЗА в подпрограмме «Релейная защита» выбираем пункт «Задание на расчет» и заполняем шаблон задания для расчета уставки первой ступени «ОТ_ШЕ_АТ/ГКЗ». После заполнения шаблона выполняем команду «Расчет». Результат расчета выдается программой в виде протокола.

Шаблон заполненного задания на расчет уставки первой ступени приведен на рис. 1.8.

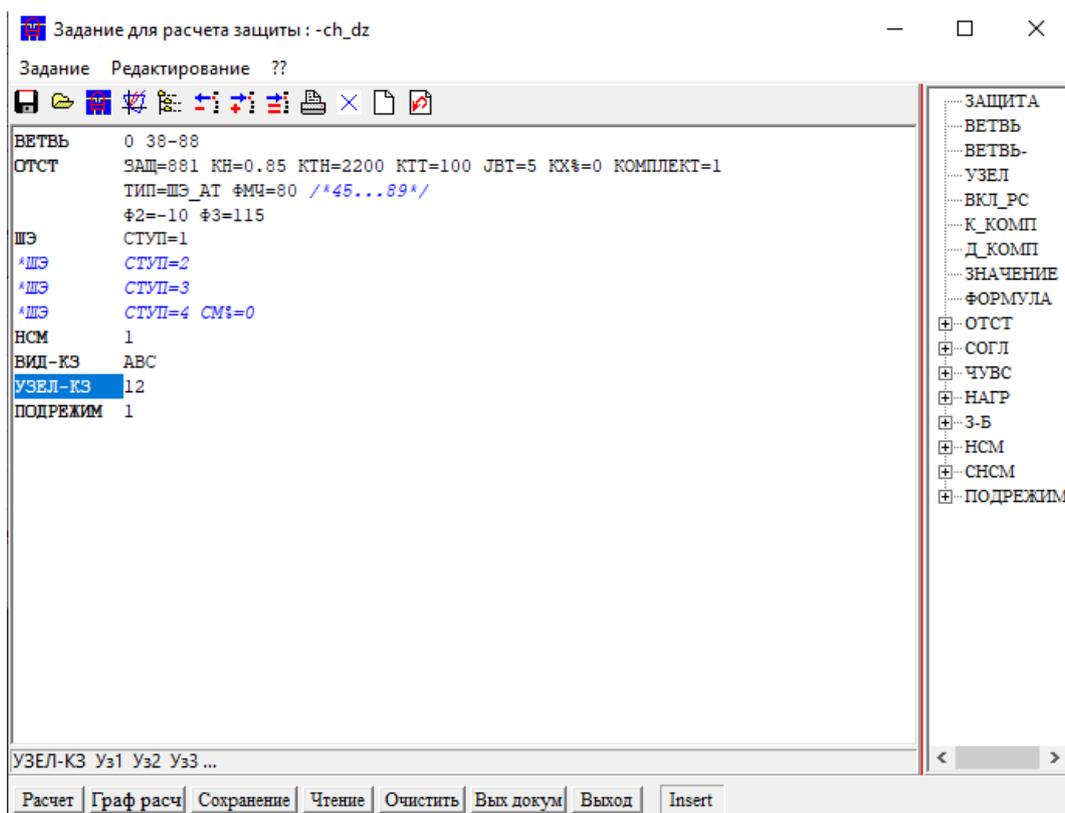


Рис. 1.8 – Шаблон задания на расчет I ступени ДЗ

В шаблоне приведены следующие величины, необходимые для расчета уставки ступени:

- ВЕТВЬ 0 38-88 – задается ветвь, соответствующая месту установки комплекта защиты;
- ОТСТ – приказ на расчет ступени при отстройке от КЗ на шинах СН АТ-1;
- ЗАЩ 881 – номер комплекта защиты;
- КН = 0,85 – коэффициент отстройки;
- КТН = 2200 – коэффициент трансформации ТН;
- КТТ = 100 – коэффициент трансформации ТТ;
- JBT = 5 – вторичный ток ТТ;
- ФМЧ = $\Phi 1 = 80^\circ$ - угол, определяющийся исходя из параметров АТ1. По рекомендации производителя принимается равным 80° .
- $\Phi 2 = -10^\circ$ – угол наклона нижней правой части характеристики реле сопротивления;
- $\Phi 3 = 135^\circ$ – угол, характеризующий ограничение области действия слева из-за погрешностей реле сопротивления.

В таблице 1.12 приведены результаты расчета уставки.

Таблица 1.12 – Протокол расчета уставки I-й ступени ДЗ АТ-1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XU RY ФМЧ Φ2 Φ3	36.0 18.5 80 -10 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 12		ZCA=42.34 89

На рис. 1.9 приведена характеристика срабатывания I-й ступени рассматриваемой защиты.

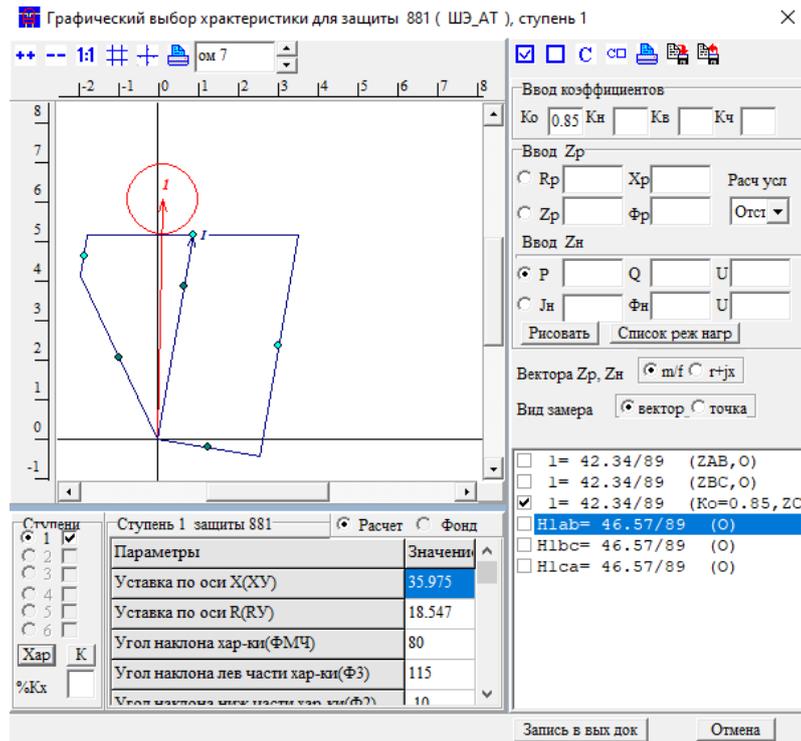


Рис. 1.9 – Характеристика срабатывания первой степени защиты

Рассматриваемая степень защиты защищает только некоторую часть обмоток АТ-1, что следует из условия выбора уставки.

Принимаются следующие уставки по активному и реактивному сопротивлению:

$$R_{уст.}^I = 18,5 \text{ Ом};$$

$$X_{уст.}^I = 36 \text{ Ом}.$$

Время срабатывания степени защиты принимается равным 0,3 с.

I-я степень защиты при срабатывании действует на отключение АТ-1 со всех сторон с запретом АПВ и пуском УРОВ.

1.8.6.2 Расчет уставок II-й степени ДЗ комплекта стороны ВН

Вторая степень ДЗ АТ-1 обеспечивает дальнейшее резервирование междуфазных КЗ линий, отходящих от шин стороны СН.

Уставка защиты определяется исходя из следующих условий:

- согласование с уставками III-х ступеней защит отходящих ВЛ 110 кВ;
- согласование с МТЗ НН АТ-1;

- отстройкой от КЗ на шинах ПС, отделенных двумя параллельными линиями от шин СН;

- отстройка от вектора сопротивления нагрузки в месте установки защиты.

Предварительно определим величины уставок III-х ступеней ДЗ, отходящих ВЛ 110 кВ.

Уставки данных ступеней дистанционного органа комплектов защит определяются отстройкой от минимального сопротивления нагрузки [12].

Заполняем шаблон задания для расчета уставки третьей ступени «NG_SHE2607/GKZ». После заполнения шаблона выполняем команду «Расчет». Заполненный шаблон на расчет уставки III-й ступени защиты линии до ПС 110/10 кВ «Олово заводская» приведен на рис. 1.10.

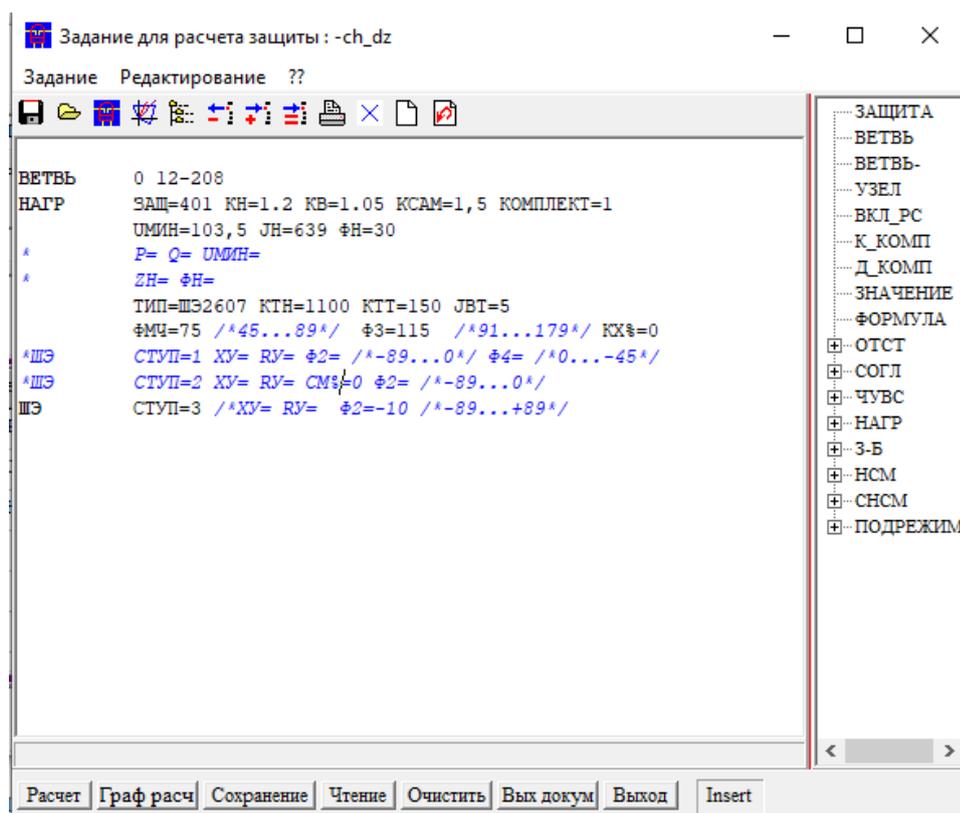


Рис. 1.10 – Шаблон на расчет уставки III-й ступени ДЗ ВЛ 110 кВ

Здесь стоит отметить некоторые параметры:

КСАМ=1,5 – коэффициент самозапуска нагрузки;

$УМИН=0,9 \times U_{НОМ} = 115 \times 0,9 = 103,5$ – значение минимального линейного напряжения в месте установки защиты при самозапуске двигателей нагрузки;

$I_N = 0,9 \times I_{дд.АС-300} = 0,9 \times 710 = 639 \text{ А}$ – максимальный ток нагрузки линии;

$\Phi_N = 30$ – угол нагрузки.

При неизвестных значениях перетоков мощности и сопротивления нагрузки воспользуемся данными провода, которым выполнена линия, а именно длительно допустимым током нагрузки. Далее известный ток снизим на 10 %.

Результат расчета уставки III ст. ДЗ оформлен в протоколе (табл. 1.14).

Таблица 1.14 – Протокол расчета уставок III-х ступеней ДЗ ВЛ 110 кВ

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА ВЛ 110 кВ Тулин- ская – Оловоза- водская ВЛ 110 кВ НГЭС - Тулинская	XУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	60.3 32.3 75 -15 115	1.26		КН=1.20 КВРТ=1.05 КСАМ=1.50 I _N =639 УМИН=104 Φ _N =30	Z _N =62.34 30
НАГРУЗКА ВЛ 110 кВ Тулин- ская - Текстильная	XУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	60.3 32.3 75 -15 115	1.26		КН=1.20 КВРТ=1.05 КСАМ=1.50 I _N =639 УМИН=104 Φ _N =30	Z _N =62.34 30
НАГРУЗКА ВЛ 110 кВ Тулин- ская – ТЭЦ-2	XУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	95.2 51.0 75 -15 115	1.26		КН=1.20 КВРТ=1.05 КСАМ=1.50 I _N =405 УМИН=104 Φ _N =30	Z _N =98.36 30
НАГРУЗКА ВЛ 110 кВ Тулин- ская - Мостовая	XУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	84.0 45.0 75 -15 115	1.26		КН=1.20 КВРТ=1.05 КСАМ=1.50 I _N =459 УМИН=104 Φ _N =30	Z _N =86.79 30

Произведем расчет уставки II-й ступени ДЗ при согласовании с III-ми ступенями полученных уставок защит.

На примере III-й ступени защиты ВЛ 110 кВ «Тулинская - НГЭС» произведем согласование уставки в зоне дальнего резервирования при каскадном отключении КЗ второй цепи линии у шин ПС 220 кВ «Тулинская», также вторым условием будет согласование при дальнем резервировании на ВЛ 110 кВ «НГЭС - Инская».

Заполняем шаблон задания на расчет II-й ступени защиты «ОТ_SHEAT/GKZ». Пример заполнения шаблона продемонстрирован на рис. 1.11.

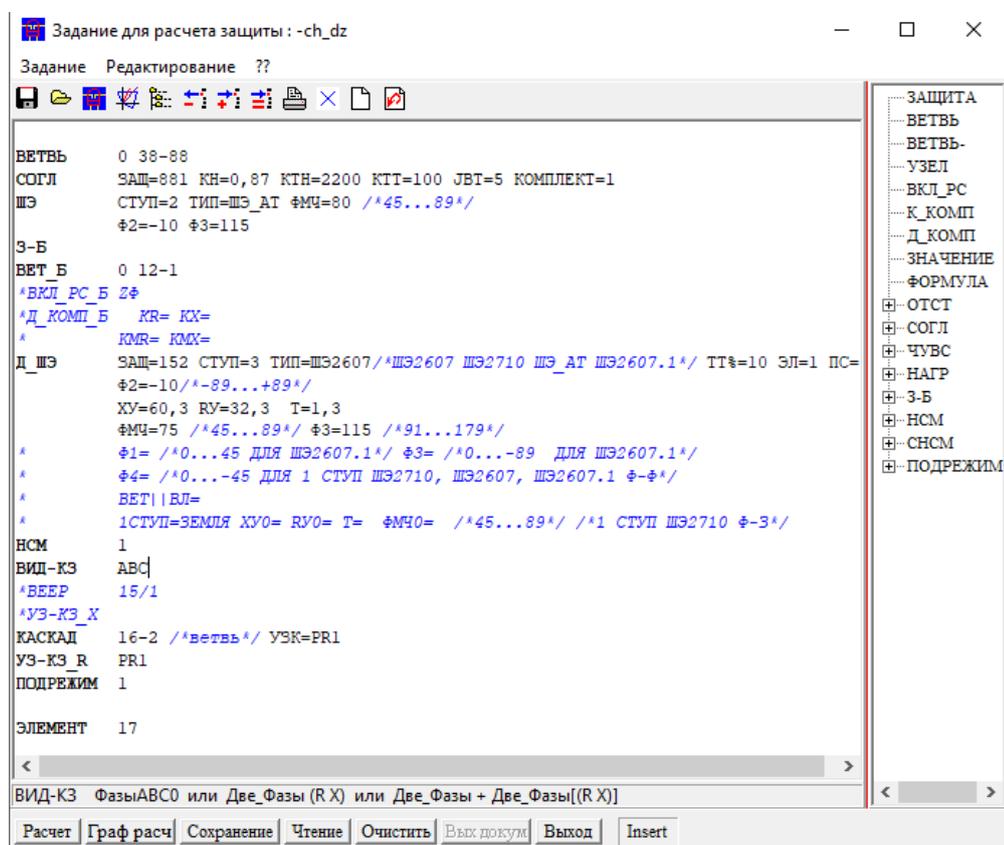


Рис. 1.11 – Шаблон на расчет уставки II-й ступени ДЗ АТ-1

Дополнительно к известным данным о вносимых параметрах рассматриваемой защиты добавляются данные о защите смежного присоединения.

В шаблоне приведены следующие данные по заполнению защиты смежной линии:

- З-Б – приказ, задающий параметры смежной защиты;
- ВЕТ_Б = 0 12-1 – задается ветвь, соответствующая комплекту защиты сменой линии;
- ТИП = ШЭ2607 – принимается, что для защиты ВЛ предусмотрен терминал защиты типа ШЭ 2607 016 производства ООО НПП «ЭКРА»;
- $\Phi_2^\circ = -10$ - угол наклона нижней правой части характеристики реле сопротивления;
- ХУ = 60,3 – уставка по реактивному сопротивлению защиты;

- $R_Y = 32,3$ – уставка по активному сопротивлению защиты;
- $\Phi МЧ = 75^\circ$ - уставка по углу максимальной чувствительности;
- НСМ 1 – приказ, задающий вид несимметрии, при которой происходит согласование;
- ВИД-КЗ = АВС – отстройка производится по режиму трехфазного КЗ;
- КАСКАД 16-2 УЗК=PR1 – приказ, задающий каскадное отключение справа от узла 16;
- УЗ_КЗ R PR1 – приказ, задающий в узле PR1 активное сопротивление дуги.

Результаты расчетов приведены в таблице 1.15.

Таблица 1.15 – Протокол расчета уставки II-й ступени АТ-1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 3 СТУПЕНЬЮ ХУ=60.3 R _Y =32.3 T=1.30 ФМЧ 75 Ф2 -10 Ф3 115 защита 152 ШЭ2607 (12-1) ЭЛ:К-15 НГЭС- ТУЛИНСКАЯ ПС:1СШ ТУ- ЛИНС КАЯ	ХУ R _Y ФМЧ Ф2 Ф3	2027 1045 80 -10 115	0.87	ВИД-КЗ АВС 16-2 УЗК=PR1 УЗ-КЗ_R PR1 Защ Б работает Z _{кз} <Z _{сз} - расчет уст-ки по K _T =10.377 Z _p =2.37E+03 80	ЭЛ 17	ZCA=1374 69 ZCA(Б)=32.15 71
	ХУ R _Y ФМЧ Ф2 Ф3	1859 958.3 80 -10 115	0.87	ВИД-КЗ АВС 16-2 УЗК=PR1 УЗ-КЗ_R PR1 AB(13.36 0.00)+ BC(13.36 0.00)+ CA(13.36 0.00)	ЭЛ 17	ZCA=1971 42 ZCA(Б)=46.21 38
СОГЛАСОВАНИЕ с 3 СТУПЕНЬЮ ХУ=60.3 R _Y =32.3 T=1.30 ФМЧ 75 Ф2 -10 Ф3 115 защита 152 ШЭ2607 (12-1) ЭЛ:К-15 НГЭС-	ХУ R _Y ФМЧ Ф2 Ф3	362.9 187.1 80 -10 115	0.87	ВИД-КЗ АВС ВЕР 13/57 1-57,0.684 (L _{отн_лин} =0.316)	ЭЛ 14	ZCA=432.95 76 ZBC(Б)=58.17 69

Продолжение таблицы 1.15

ТУЛИНСКАЯ ПС:1СШ ТУ- ЛИНС КАЯ						
	ХУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	284.8 146.8 80 -10 115	0.87	ВИД-КЗ ABC ВЕЕР 13/57 1-57,1.000 (Лотн_лин=0.000)	ЭЛ 14	ZCA=342.36 74 ZBC(Б)=142.64 66

В протоколе расчета в столбце с названием «Повреждение» выводится ветвь и относительное расстояние от узла 1 до точки, где защита согласуемой линии выведена на грань срабатывания.

При согласовании с уставками III-х ступеней защит в сети 110 кВ появляются большие значения уставок защиты. Поэтому данный расчет не рассматривается в дальнейшем.

Произведем расчет по третьему условию. Произведем заполнение шаблона на отстройку уставки II-й ступени от вектора нагрузки. Заполненный шаблон на расчет приведен на рис.1.12.

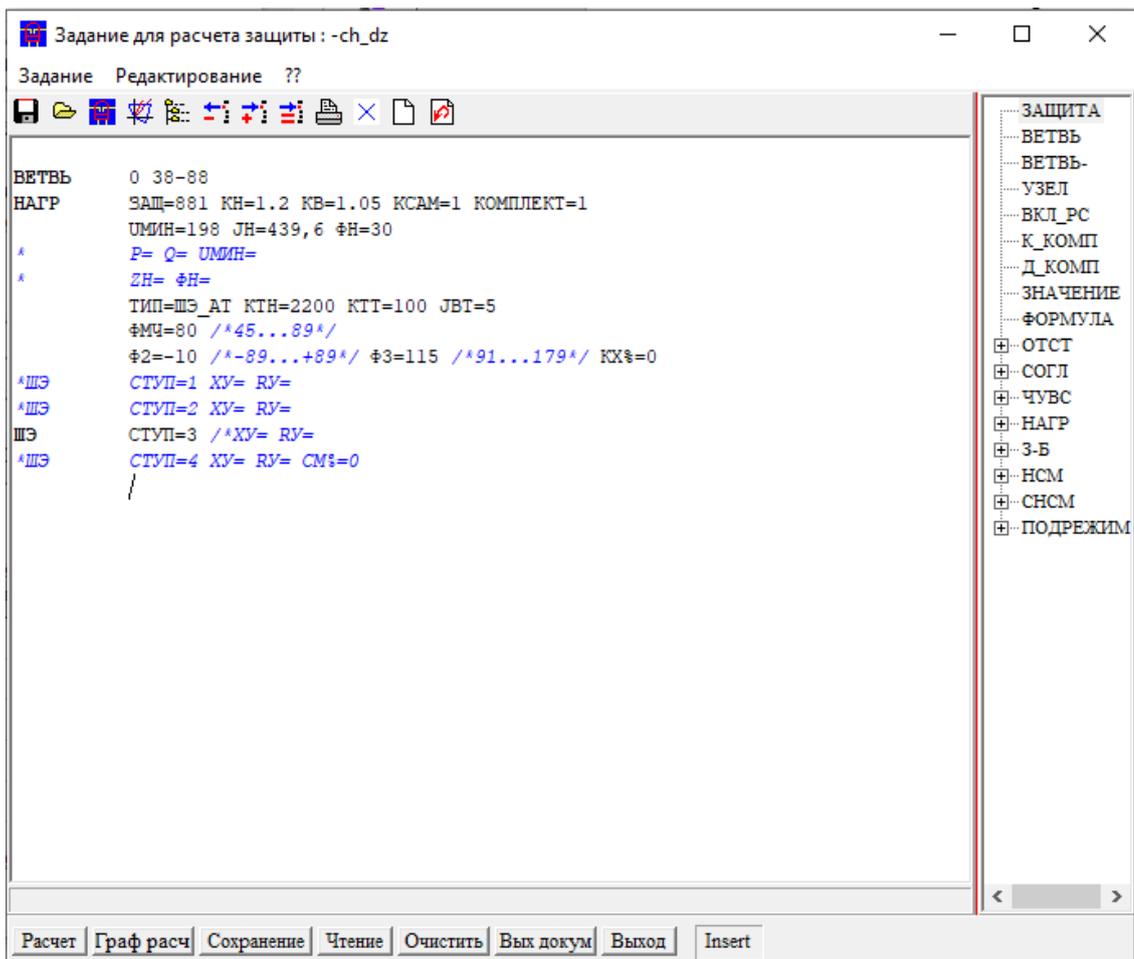


Рис. 1.12 – Шаблон на расчет уставки II-й ступени по третьему условию

В шаблоне помимо описанных выше параметров дополнительно вводятся:

$U_{МИН} = 0,9 \times U_{НОМ} = 220 \times 0,9 = 198$ – минимальное рабочее напряжение сети;

$JH = 439,6$ – наибольший нагрузочный ток по стороне ВН;

$ФН = 30$ – угол нагрузки.

Полученный результат занесен в таблицу 1.16.

Таблица 1.16 – Результат отстройки от максимального нагрузочного тока при самозапуске

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
НАГРУЗКА	ХУ RУ ФМЧ Ф2 Ф3	286.7 147.8 80 -10 115	1.26		КН=1.20 КВРТ=1.05 JH=440 УМИН=198 ФН=30	ZH=260.04 30

Дополнительно производителем, а также в рекомендациях [13] уставка защиты определяется отстройкой от КЗ на шинах прилегающих подстанций, отделенных двухцепными ВЛ. Такими являются ОРУ 110 кВ НГЭС, ПС 110 кВ «Текстильная», ПС 110 кВ «Мостовая», ОРУ 110 кВ ТЭЦ-2. Расчет производится по шаблону «ОТ_SHE_АТ/GKZ», последовательность заполнения которого аналогична при расчете уставки I-й ступени. В таблице 1.17 приведем полученные результаты расчетов по данному условию.

Таблица 1.17 – Результаты расчета по условию отстройки от КЗ за двухцепными линиями

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
ОТСТРОЙКА от НГЭС	XУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	213.5 110.1 80 -10 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 1	ЭЛ 17 ЭЛ 18	ZCA=267.24 72
ОТСТРОЙКА от ПС 110 кВ Мостовая	XУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	125.9 64.9 80 -10 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 37		ZCA=150.07 81
ОТСТРОЙКА от ПС 110 кВ Текстильная	XУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	116.8 60.2 80 -10 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 14		ZCA=137.83 86
ОТСТРОЙКА от ТЭЦ-2	XУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	90.3 46.6 80 -10 115	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 21		ZCA=108.02 80

Произведем согласование II-й ступени ДЗ АТ-1 с установленной на вводе НН АТ-1 по методике [12].

Проверим условие согласования с токовым органом МТЗ НН:

$$Z_{сз.II}^{ВН} \leq 0,87 \times \left(\frac{U_{с.мин.лин}}{2 \times 1,1 \times I_{с.з.МТЗ} \times k_{ток}} - Z_{с мин} \right) = 0,87 \times \left(\frac{198}{2 \times 1,1 \times 0,21 \times 0,23} - 45,411 \right);$$

$$Z_{сз.II}^{ВН} \leq 1581 \text{ Ом.}$$

где: $Z_{с мин} = 10,176 + j 44,257 = 45,411 \text{ Ом}$ – сопротивление в минимальном режиме на шинах ВН за АТ-1;

$U_{с.мин.лин} = 198$ кВ – минимальное значение линейного напряжения сети;

$I_{с.з.МТЗ} = 4,404 \times \frac{11}{230} = 0,210$ кА – значение уставки по току МТЗ НН, приведенное к напряжению стороны ВН;

$k_{ток} = \frac{I_{ВН}}{I_{НН}} = \frac{0,347}{1,536} = 0,23$ – коэффициент токораспределения при трехфазном КЗ на шинах НН АТ-1 (табл. 1.6).

Условие согласования с органом напряжения МТЗ НН:

- определяется расчетное сопротивление зоны, где пусковой орган напряжения МТЗ имеет достаточную чувствительность:

$$Z_{расч} = Z_{с.МТЗ НН} \times \frac{U_{*с.з.}}{1 - U_{*с.з.}} = 73,47 \times \frac{0,48}{1 - 0,48} = 67,82 \text{ Ом};$$

где: $Z_{с.МТЗ НН} = (0,005 + j0,168) \times \frac{230^2}{11^2} = 73,47$ Ом – наименьшее сопротивление системы до места установки ТН, питающего пусковой орган напряжения;

$U_{*с.з.} = \frac{U_{уст.МТЗ*}}{1,2} = \frac{0,58}{1,2} = 0,48$ – напряжение срабатывания пускового органа, уменьшенное на коэффициент надежности.

- определяется сопротивление согласования с органом напряжения:

$$Z_{сз.И}^{ВН} \leq 0,87 \times (Z_{АТ ВН-СН} + Z_{расч}) = 0,87 \times (63,6 + 68,5 + 67,82) = 173,93 \text{ Ом}.$$

Предусмотрим выбор уставки II-й ступени защиты по наименьшему значению из полученных расчетных сопротивлений:

$$R_{уст.}^{II} = 46,6 \text{ Ом};$$

$$X_{уст.}^{II} = 90,3 \text{ Ом}.$$

Произведем проверку чувствительности полученного значения уставки срабатывания защиты при КЗ в зоне ближнего резервирования на шинах НН АТ-1 в минимальном режиме системы при отключении ВЛ 220 кВ связи с НГЭС и максимальным положением РПН. Расчет произведем с помощью шаблона задания на расчет «СН_SHE_АТ/GKZ». Результат расчета приведен в таблице 1.18.

Таблица 1.18 – протокол расчета чувствительности II-й ступени в зоне ближнего резервирования

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XУ	90.3	2.79	ВИД-КЗ ABC	ИЗМ 38-88 X1=39,78	ZAB=32.40 88
	RY	46.6	9.92	УЗЕЛ-КЗ 12	X0=39,78 X2=39,78	Ip=1609 -82
	ФМЧ	80	КЧзр=		ИЗМ 88-292	
	Ф2	-10	1.45		X1=22,85 X0=22,85	
	Ф3	115			X2=22,85	
	XBT	4.10			ЭЛ 256	
	RBT	2.12			ЭЛ 40	
	JTP	0.50	32.18		ЭЛ 42	
					ЭЛ 2	
					ЭЛ 1	
				ЭЛ 15		
				ЭЛ 16		
				ЭЛ 17		
				ЭЛ 18		
				ЭЛ 22		
				ЭЛ 21		
				ЭЛ 19		
				ЭЛ 20		

В таблице 1.18 показаны результаты расчета для режима включения АТ-1 со стороны ВН, когда сторона СН отключена. Это единственный режим, удовлетворяющий чувствительности данной ступени на стороне НН.

Графически проверка чувствительности приведена на характеристике на рис. 1.13.

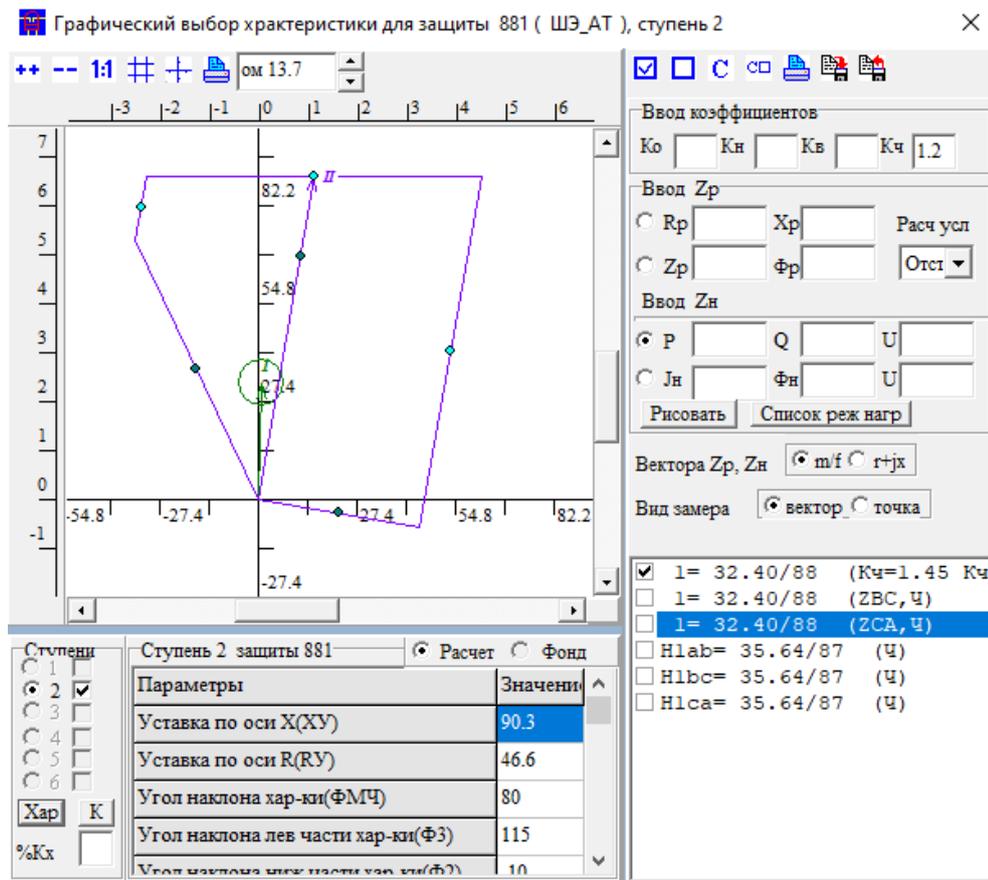


Рис. 1.13 – Характеристика срабатывания уставки II-й степени защиты

Уставка II-й степени защиты не обеспечивает требуемой чувствительности при КЗ в зоне ближнего резервирования, из-за низкого коэффициента токораспределения со стороны ВН при питании точки КЗ на стороне СН и НН. Поэтому предусмотрим установку комплекта защиты, подключенного к ТТ и ТН стороны СН и направленного в сторону СН АТ-1.

Уставка принимается к установке для резервирования I-й степени защиты.

1-я выдержка по времени степени направлена на отключение ШСВ-110 кВ ОРУ СН с принятой выдержкой времени:

$$t_{1 \text{ с.з.}}^{II} = t_{\text{с.з.макс}}^{III} + 0,2 = 1,5 + 0,2 = 1,7 \text{ с};$$

где: $t_{\text{с.з.макс}}^{III} = 1,5 \text{ с}$ – максимальное время срабатывания III-х ступеней ДЗ отходящих ВЛ 110 кВ;

2-я выдержка по времени степени действует на отключение вводного выключателя стороны СН:

$$t_{2 \text{ с.з.}}^{II} = t_{1 \text{ с.з.}}^{II} + 0,2 = 1,7 + 0,2 = 1,9 \text{ с;}$$

3-я выдержка по времени ступени действует на отключение АТ-1 со всех сторон:

$$t_{3 \text{ с.з.}}^{II} = t_{2 \text{ с.з.}}^{II} + 0,2 = 1,9 + 0,2 = 2,1 \text{ с.}$$

1.8.6.3 Расчет уставок III-й ступени ДЗ комплекта стороны ВН

Данная ступень выполняет функцию дальнего резервирования в сети ВН. Подключение токовых цепей и цепей напряжения осуществляется со стороны ВН.

Уставка по сопротивлению определяется согласованием с I-й ступенью защиты ДЗ комплектов защит, отходящих от шин 220 кВ.

Произведем определение уставок срабатывания I-х ступеней защит по условию отстройки от КЗ на шинах с помощью шаблона задания на расчет уставок ДЗ линий «ОТ_SHE2607/GKZ». Результаты расчетов приведены в таблице 1.19.

Таблица 1.19 – Протокол расчета уставок I-х ступеней ДЗ ВЛ 220 кВ

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	21.2 11.2 76 -10 135	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 802		ZCA=25.78 76
ОТСТРОЙКА	XУ РУ РУМИН ФМЧ Ф2 Ф3 Ф4	5.09 2.73 2.93 75 -10 130 0	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 4		ZCA=6.19 77

Для расчета уставки ДЗ I-й ступени защиты ВЛ 220 кВ «Тулинская – Дружная» уставка по углу максимальной чувствительности равна:

$$\varphi_{\text{м.ч.}}^I = \arctg \frac{(X_{802-74} + X_{74-32} + X_{32-38})}{(R_{802-74} + R_{74-32} + R_{32-38})} = \arctg \frac{(14,51 + 7,94 + 2,94)}{(3,54 + 1,97 + 0,675)} = 76,31^\circ.$$

Угол максимальной чувствительности для комплекта защиты ВЛ 220 кВ «Тулинская - НГЭС» равен:

$$\varphi_{\text{м.ч.}}^I = \arctg \frac{6,02}{1,445} = 76,5^\circ.$$

Расчеты при согласовании с уставками I-х ступеней ДЗ произведем с помощью шаблона задания для расчета уставки первой ступени «SG_SHE_AT/GKZ». Результат расчета приведен в таблице 1.20.

Таблица 1.20 – Протокол расчета уставок III-й ступени

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ ХУ=11.2 РУ=21.2 Т=0.00 ФМЧ 76 Ф2 -10 Ф3 115 Ф4 0 защита 2571 ШЭ2607 (38-32) ЭЛ:257 ДРУЖНА Я-ТУЛИНСКАЯ ПС:3СШ ТУ- ЛИНС КАЯ	ХУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	36.4 18.8 260 -10 115	0.87	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 257/38 32-74,0.901		ZCA=42.43 -99 ZCA(Б)=10.38 76
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ ХУ=2.73 РУ=5.09 Т=0.00 ФМЧ 76 Ф2 -10 Ф3 115 Ф4 0 защита 2562 ШЭ2607 (19-250) ЭЛ:256 НГЭС-Т УЛИНСКАЯ ПС:4СШ ТУ- ЛИНС КАЯ	ХУ РУ РУМИН ФМЧ Ф2 Ф3	5.17 2.75 4.40 256 -10 115	0.87	ВИД-КЗ АВС ВЕЕР 256/19 19-250,0.837 (Лотн_лин=0.409)		ZCA=6.00 -97 ZBC(Б)=2.52 77

Примем уставки по сопротивлениям ступени равными:

$$R_{\text{уст.}}^{III} = 2,75 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{уст.}}^{III} = 5,17 \text{ Ом}.$$

Характеристика срабатывания ступени приведена на рис. 1.14.

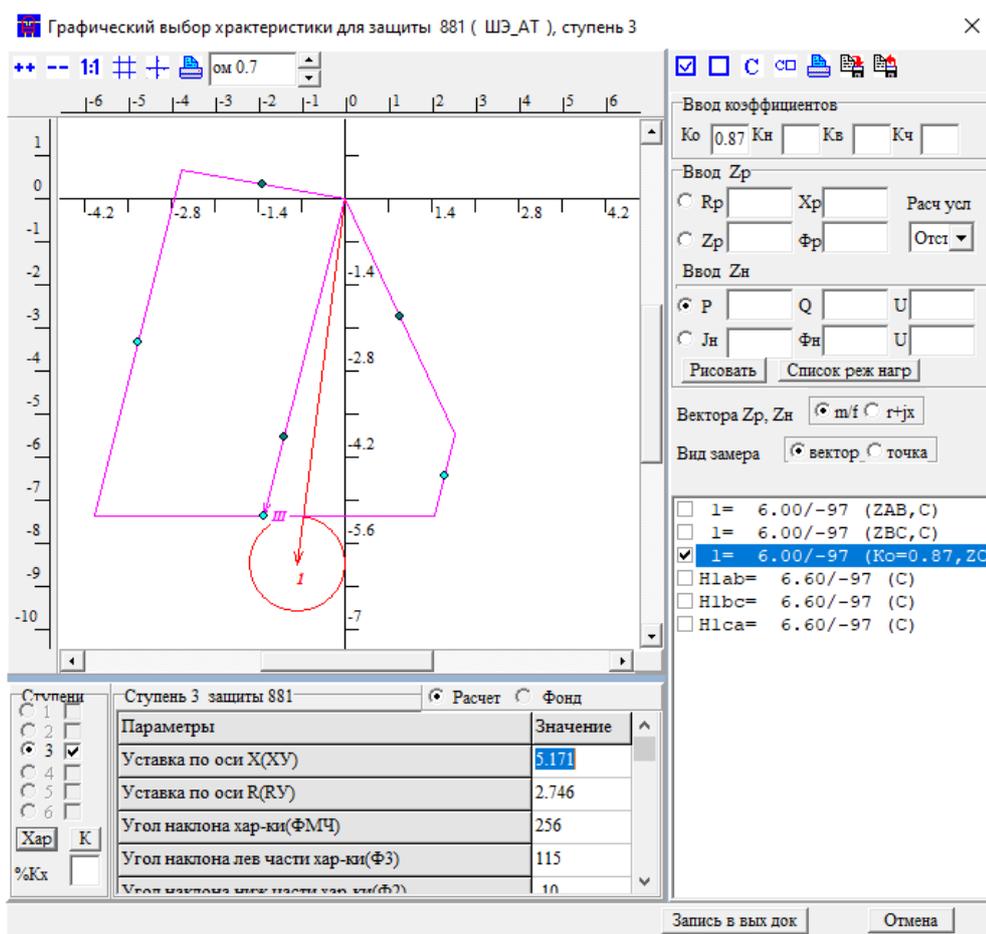


Рис. 1.14 – Характеристика срабатывания III-й ступени ДЗ АТ-1

Первая выдержка времени ступени отстраивается от наибольшего времени срабатывания уставки по времени I-х ступеней защит ВЛ-220 кВ:

$$t_{1 \text{ с.з.}}^{III} = t_{\text{с.з.ВЛ}}^I + t_{\text{УРОВ}} + \Delta t = 0 + 0,3 + 0,2 = 0,5 \text{ с.}$$

Вторая выдержка времени принимается на ступень селективности больше первой:

$$t_{2 \text{ с.з.}}^{III} = t_{1 \text{ с.з.}}^{III} + \Delta t = 0,5 + 0,2 = 0,7 \text{ с.}$$

Необходимо учесть переходное сопротивление дуги в расчете уставки по активному сопротивлению.

Величина сопротивления дуги в конце зоны действия ступени защиты в начальный момент времени:

$$R_{\text{дуги расч}} = U_{\text{дуги}} \times \frac{l}{I} = 1050 \times \frac{5}{1336} = 3,93 \text{ Ом};$$

где $U_{\text{дуги}} = 1050 \frac{\text{В}}{\text{м}}$ – напряжение дуги;

$l = 5 \text{ м}$ – длина дуги, определяется как расстояние между изоляторами фаз;

$I = 1336 \text{ А}$ – минимальный ток прямой последовательности двухфазного КЗ, протекающий от места установки защиты до точки КЗ в конце зоны чувствительности первой ступени защиты, при одностороннем питании точки КЗ. Падение напряжения на дуге не зависит от тока через дугу, и при отсутствии подпитки со стороны системы сопротивление дуги максимально, что описано в п.7.3.3 работы [с.310, 14].

Уставка по активному сопротивлению определяется с учетом увеличения за время действия ступени длины дуги под действием электродинамических сил и ветра.

$$R_{\text{от.уст.КЗ}} = R_{\text{уст.}}^{III} + R_{\text{дуги.расч.2}} = 2,75 + 17,68 = 20,43 \text{ Ом};$$

$$\text{где: } R_{\text{дуги.расч.2}} = R_{\text{д}} \left(1 + \frac{5 \times v \times t_{2\text{с.з.}}^{III}}{l_{\text{д}}} \right) = 3,93 \times \left(1 + \frac{5 \times 5 \times 0,7}{5} \right) = 17,68 \text{ Ом};$$

$v = 5 \frac{\text{м}}{\text{с}}$ – средняя скорость ветра в районе расположения линии.

Произведем определение чувствительности защиты при двухфазном КЗ через переходное сопротивление вблизи шин 220 кВ.

Определим значение переходного сопротивления в месте КЗ:

$$R_{\text{дуги.шин 220}} = U_{\text{дуги}} \times \frac{l}{I} = 1050 \times \frac{5}{2908} = 1,8 \text{ Ом};$$

где: $I_{\text{КЗ}} = 2908 \text{ А}$ – минимальный ток двухфазного КЗ на шинах 220 кВ ПС «Тулинская» при отключении ВЛ 220 и 110 кВ связи с НГЭС.

Результат проверки чувствительности I-й ступени при КЗ в месте установки защиты приведен в таблице 1.21.

Таблица 1.21 – Результат определения чувствительности III-й ступени

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XУ	5.17	5.95	ВИД-КЗ АВ(3.06 0) УЗЕЛ-КЗ 38		ZAB=8.26 -174 IA=1869 129
	РУ	20.4	2.55			
	ФМЧ	256	КЧзр=			
	Ф2	-10	1.28			
	Ф3	115				
	ХВТ	0.235				
	РВТ	0.929				
	JTP	0.50	37.39			

На рис. 1.15 приведена уточненная характеристика срабатывания ступени защиты, включающая в себя вектор переходного сопротивления дуги в месте рассматриваемого КЗ.

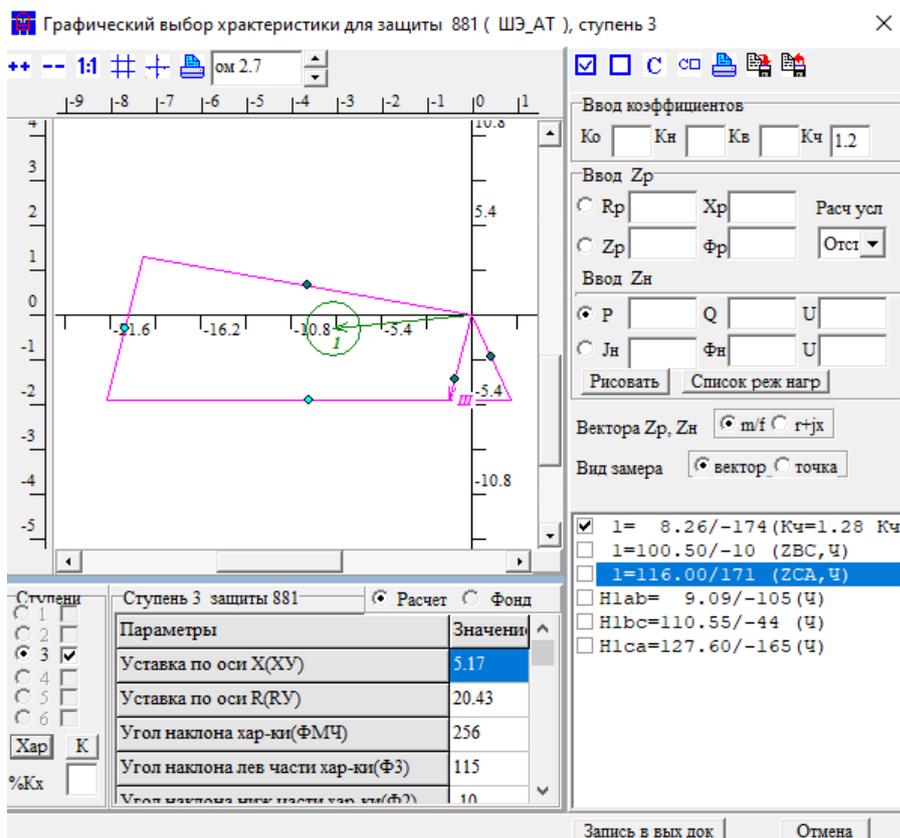


Рис. 1.15 – Характеристика с учетом переходного сопротивления дуги в конце защищаемой зоны III-й ступени

Чувствительность защиты в основной зоне равна:

$$K_{\text{ч}}^{\text{III}} < 1,3.$$

Недостаточная чувствительность по активному сопротивлению ступени связана с согласованием защиты короткой линии до НГЭС, поэтому для резервирования данной ступени предусмотрим 4-ю ступень защиты.

1.8.6.4 Расчет уставок IV-й ступени ДЗ комплекта стороны ВН

Уставка по сопротивлению IV-й ступени ДЗ принимается условия согласования со II-ми ступенями ДЗ отходящих ВЛ-220 кВ.

Согласование произведем со II-й ступенью защиты ВЛ-220 кВ «Тулинская – НГЭС». Величина уставки принимается меньшей из полученных значений следующих расчетов:

- согласование с I-й ступенью защиты ВЛ 220 кВ «НГЭС» - «Научная 220»;
- отстройка от КЗ на шинах 110 кВ станции «НГЭС».

Определим значение уставки I-й ступени защиты линии ВЛ 220 кВ «НГЭС» - «Научная 220» при отстройке от тока КЗ на шинах 220 кВ ПС «Научная 220». Результат приведен в таблице 1.22.

$$\varphi_{\text{м.ч.}}^{\text{II}} = \arctg \frac{5,15}{0,82} = 80,95^\circ.$$

Таблица 1.22 – Результат расчета I ступени защиты ВЛ 220 кВ до ПС 220 кВ «Научная»

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	XУ	4.37	0.85	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 509		ZCA=5.21 81
	РУ	2.24				
	РУМИН	2.93				
	ФМЧ	81				
	Ф2	-10				
	Ф3	130				
	Ф4	0				

Произведем расчеты для выбора уставки защиты ВЛ 220 кВ ПС «Тулинская» - «НГЭС». Результаты приведены в табл. 1.23.

Таблица 1.23 – Результат расчета II-й ступени защиты ВЛ 220 кВ до «НГЭС»

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с I СТУПЕНЬЮ XУ=4.37 РУ=2.24 Т=0.00 ФМЧ 81 Ф2 -10 Ф3 135 Ф4 0 защита 2552 ШЭ2607 (4-508) ЭЛ:255 НАУЧНА Я-НГЭС ПС:НГЭС-220	XУ	11.8	0.85	ВИД-КЗ АВС БЕЕР 255/4 4-508,0.922 (Lотн_лин=0.764)		ZCA=14.28 77 ZAB(Б)=3.99 81
	РУ	6.22				
	ФМЧ	76				
	Ф2	-10				
	Ф3	115				

Продолжение таблицы 1.23

ОТСТРОЙКА	XУ	97.6	0.85	ВИД-КЗ ABC УЗЕЛ-КЗ 1		ZCA=115.14 86
	РУ	51.8				
	ФМЧ	76				
	Ф2	-10				
	Ф3	130				
	Ф4	0				

Принимаем следующее значение уставки:

$$R_{уст.2562}^{II} = 6,22 \text{ Ом};$$

$$X_{уст.2562}^{II} = 11,8 \text{ Ом}.$$

Время срабатывания ДЗ второй ступени согласуется с выдержками времени блокируемых при качании защит предыдущих линий:

$$t_{с.з.2562}^{II} = t_{с.з.2552}^I + t_{с.з. УРОВ}^{II} + \Delta t = 0 + 0,25 + 0,3 = 0,55 \text{ с}.$$

Согласование с уставками II-й ступени ДЗ произведем с помощью шаблона «SG_SHE_AT/GKZ». Результат расчета приведен в таблице 1.24.

Таблица 1.24 – Протокол расчета уставки IV-й ступени ДЗ АТ-1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 2 СТУПЕНЬЮ XУ=11.8 РУ=6.22 Т=0.55 ФМЧ 76 Ф2 -10 Ф3 115 защита 2562 ШЭ2607 (19-250) ЭЛ:256 НГЭС-Т УЛИНСКАЯ ПС:4СШ ТУ- ЛИНС КАЯ	XУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	23.2 12.3 256 -10 115	0.85	ВИД-КЗ ABC ВЕЕР 255/4 4-508,0.537 (Лотн_лин=0.445)		ZCA=27.60 -98 ZBC(Б)=10.93 77

Первая выдержка времени ступени отстраивается от времени срабатывания уставки II-й ступени ДЗ, с которой производилось согласование:

$$t_{1 \text{ с.з.}}^{IV} = t_{с.з.2562}^{II} + \Delta t = 0,55 + 0,3 = 0,85 \text{ с}.$$

Вторая выдержка времени принимается на ступень селективности больше первой:

$$t_{2 \text{ с.з.}}^{IV} = t_{1 \text{ с.з.}}^{IV} + \Delta t = 0,85 + 0,3 = 1,15 \text{ с.}$$

Дополнительно учтем величину переходного сопротивления в зоне дальнего резервирования:

$$R_{\text{уст.}}^{IV} = R_{\text{уст.}}^{IV} + R_{\text{дуги.расч.2}} = 12,3 + 30,17 = 42,47 \text{ Ом};$$

$$\text{где: } R_{\text{дуги.расч.2}} = R_{\text{д.2}} \left(1 + \frac{5 \times v \times t_{2 \text{ с.з.}}^{IV}}{l_{\text{д}}} \right) = 4,47 \times \left(1 + \frac{5 \times 5 \times 1,15}{5} \right) = 30,17 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{д.2}} = U_{\text{дуги}} \times \frac{l}{I} = 1050 \times \frac{5}{1174} = 4,47 \text{ Ом};$$

$I = 1174 \text{ А}$ – минимальный ток прямой последовательности двухфазного КЗ в конце зоны резервирования IV-й ступени. Определяется при одностороннем питании точки КЗ (отключение ШСВ на ПС 220 кВ «Научная», отключение ВЛ 220 кВ «Тулинская - Дружная», ВВ 220 кВ АТ связи на НГЭС).

Определим значение переходного сопротивления в зоне ближнего резервирования у шин 220 кВ в месте установки защиты с учетом раздувания дуги за время срабатывания защиты.

$$R_{\text{дуги.расч.2}} = R_{\text{дуги.шин 220}} \left(1 + \frac{5 \times v \times t_{2 \text{ с.з.}}^{IV}}{l_{\text{д}}} \right) = 1,8 \times \left(1 + \frac{5 \times 5 \times 1,15}{5} \right) = 12,15 \text{ Ом.}$$

Чувствительность защиты проверим в зоне ближнего и дальнего резервирования (табл. 1.25).

Таблица 1.25 – Результаты расчета чувствительности защиты

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
ЧУВСТВИ- НОСТЬ КЗ на шинах 220 кВ ПС Тулинская	XУ	23.2	1.52	ВИД-КЗ АВ(12.15 0) УЗЕЛ-КЗ 4	ЭЛ 255	ZAB=35.90 -155 IA=1369 145
	РУ	42.5	1.48			
	ФМЧ	256	КЧзр=			
	Ф2	-10	1.22			
	Ф3	115				
	ХВТ	1.05				
	РВТ	1.93				
JTP	0.50	27.38				

Принимаем следующее значение уставок:

$$R_{\text{уст.АТ-1}}^{IV} = 42,5 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{уст.АТ-1}}^{IV} = 23,2 \text{ Ом.}$$

Чувствительность защиты в основной зоне равна:

$$K_{\text{ч}}^{IV} < 1,3.$$

С увеличением выдержки времени увеличивается величина сопротивления дуги за счет раздувания ветром, поэтому предусмотрим данную ступень для резервирования III-й ступени защиты от металлических КЗ.

Характеристика срабатывания ступени приведена на рис. 1.16.

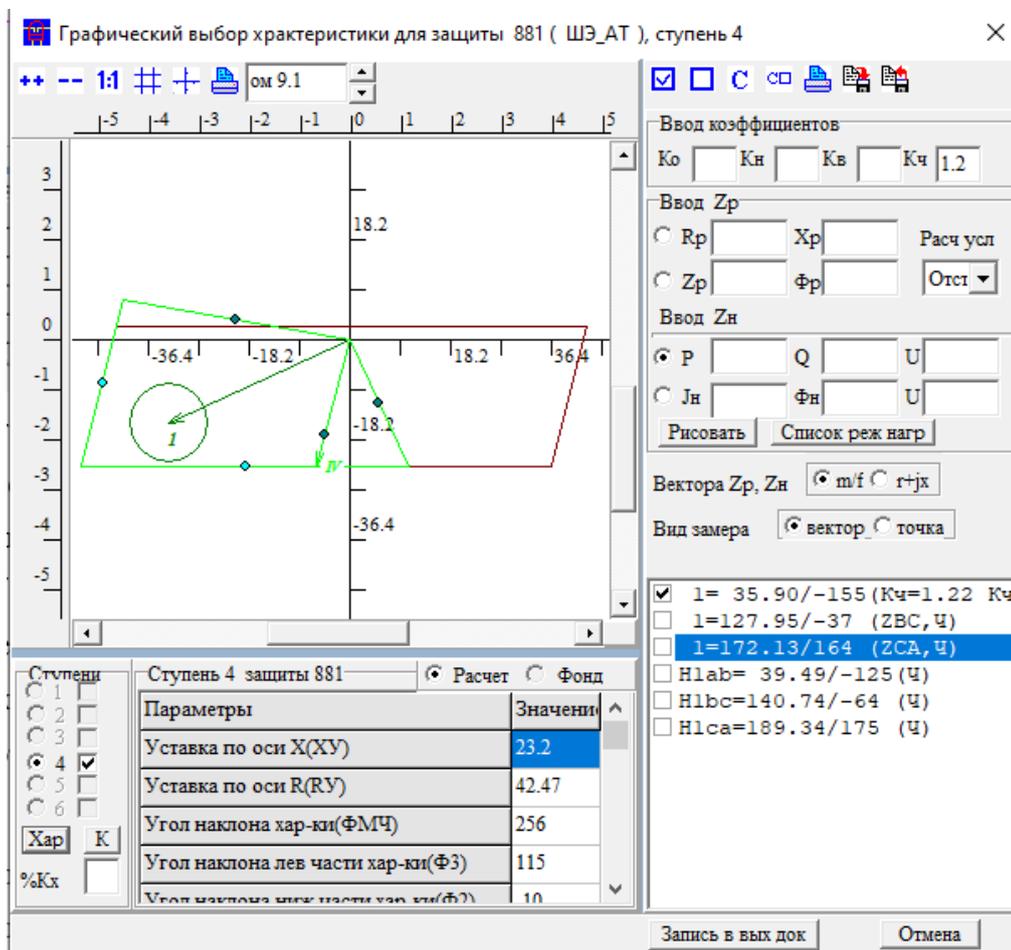


Рис. 1.16 – Характеристика срабатывания IV-й ступени защиты

1.8.6.5 Расчет уставок V-й ступени ДЗ комплекта стороны ВН

Сопротивление срабатывания ступени защиты принимается меньшим из следующих условий:

- согласования с III-ми ступенями ДЗ линий 220 кВ;
- отстройка от наибольшего вектора нагрузки.

Определим заранее уставку срабатывания III-й ступени защиты ВЛ 220 кВ по отстройке от допустимого тока нагрузки провода (табл. 1.26).

Таблица 1.26 – Протокол расчета уставки III ст. ДЗ ВЛ 220 кВ

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
НАГРУЗКА	XU RY ФМЧ Ф2 Ф3	178.1 94.6 76 -10 115	1.26		КН=1.20 КВРТ=1.05 ЛН=639 УМИН=198 ФН=30	ZH=178.90 30

Получим следующее значение уставки срабатывания III ступени:

$$Z_{с.з.2571}^{III} = Z_{с.з.2562}^{III} = 94,6 + j178,1 \text{ Ом.}$$

Время срабатывания ДЗ III-й ступени принимается на ступень больше выдержки по времени второй ступени защиты:

$$t_{с.з.2571}^{III} = t_{с.з.2562}^{III} = t_{с.з.}^{IV} + \Delta t = 0,55 + 0,3 = 0,85 \text{ с.}$$

Расчет уставки ДЗ АТ-1 V-й ступени приведен в таблице 1.26.

Таблица 1.26 – Расчет уставки V-й ступени ДЗ

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 3 СТУПЕНЬЮ XU=178.1 RY=94.6 T=0.85 ФМЧ 76 Ф2 -10 Ф3 115 защита 2562 ШЭ2607 (19-250) ЭЛ:256 НГЭС-Т УЛИНСКАЯ ПС:4СШ ТУ- ЛИНС КАЯ	XU RY ФМЧ Ф2 Ф3	222.3 118.0 256 -10 115	0.85	ВИД-КЗ ABC ВЕЕР 251/502 502-506,0.448 (Lотн_лин=0.448)		ZCA=266.23 -100 ZAB(Б)=165.80 75
	XU RY ФМЧ Ф2 Ф3	154.8 82.2 256 -10 115	0.85	ВИД-КЗ ABC ВЕЕР 251/502 502-506,1.000 (Lотн_лин=1.000)		ZCA=184.36 -98 ZAB(Б)=606.66 73
СОГЛАСОВАНИЕ с 3 СТУПЕНЬЮ XU=178.1 RY=94.6 T=0.85 ФМЧ 76 Ф2 -10 Ф3 115	XU RY ФМЧ Ф2 Ф3	594.9 316.0 256 -10 115	0.85	ВИД-КЗ ABC ВЕЕР 244/653 649-653,0.052		ZCA=709.36 -99 ZBC(Б)=165.90 75

Продолжение таблицы 1.25

защита 2571 ШЭ2607 (38-32) ЭЛ:257 ДРУЖНА Я-ТУЛИНСКАЯ ПС:3СШ ТУ- ЛИНС КАЯ						
НАГРУЗКА	XУ РУ ФМЧ Ф2 Ф3	258.9 137.5 256 -15 115	1.26		КН=1.20 КВРТ=1.05 ЛН=440 УМИН=198 ФН=210	ZH=260.04 210

Принимаем следующее значение уставок V-й ступени:

$$R_{уст.АТ-1}^V = 118 \text{ Ом};$$

$$X_{уст.АТ-1}^V = 222,3 \text{ Ом}.$$

Определим значение переходного сопротивления в зоне ближнего резервирования у шин 220 кВ в месте установки защиты с учетом раздувания дуги за время срабатывания защиты.

$$R_{дуги.расч.2} = R_{дуги.шин\ 220} \left(1 + \frac{5 \times v \times t_{2\text{ с.з.}}^{IV}}{l_d} \right) = 1,8 \times \left(1 + \frac{5 \times 5 \times 1,15}{5} \right) = 12,15 \text{ Ом}.$$

Первая выдержка времени ступени отстраивается от времени срабатывания уставки III-й ступени ДЗ, с которой производилось согласование:

$$t_{1\text{ с.з.}}^V = t_{с.з.2562}^{III} + \Delta t = 0,85 + 0,3 = 1,15 \text{ с}.$$

Вторая выдержка времени принимается на ступень селективности больше первой:

$$t_{2\text{ с.з.}}^V = t_{1\text{ с.з.}}^V + \Delta t = 1,15 + 0,3 = 1,45 \text{ с}.$$

Чувствительность проверяется в зоне ближнего резервирования на шинах 220 кВ ПС «Дружная» и зоне дальнего резервирования. Для учета дуговых КЗ примем типовое значение сопротивления дуги на ВЛ 220 кВ равное 17,5 Ом из табл. 6.1 [с.266, 15]. Результат проверки приведен в таблице 1.26.

Таблица 1.26 – Результат проверки чувствительности V-й ступени ДЗ АТ-1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XУ	222.3	12.58	ВИД-КЗ АВ(17.5 0) УЗЕЛ-КЗ 4		ZAB=86.91 -168 IA=919 165
	RY	118.0	1.46			
	ФМЧ	256	КЧzр=			
	Ф2	-10	1.37			
	Ф3	115				
	XBT	10.1				
	RBT	5.36				
	JTP	0.50	18.39			
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	XУ	222.3	1.91	ВИД-КЗ АВ(17.5 0) УЗЕЛ-КЗ 802		ZAB=197.36 -144 IA=466 160
	RY	118.0	0.91			
	ФМЧ	256	КЧzр=			
	Ф2	-10	0.94			
	Ф3	115				
	XBT	10.1				
	RBT	5.36				
	JTP	0.50	9.31			

Характеристика ступени приведена на рис. 1.17.

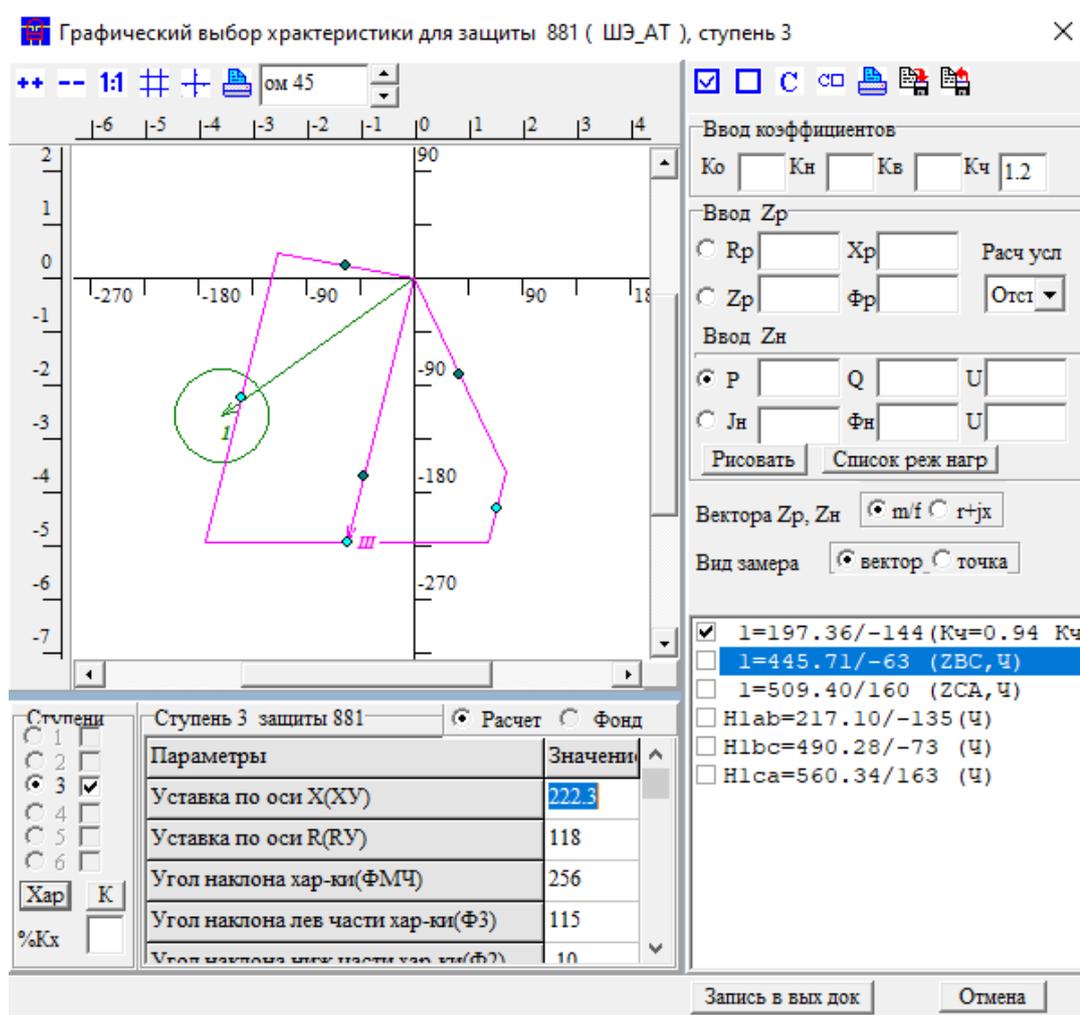


Рис. 1.17 – Характеристика срабатывания V-й ступени ДЗ АТ-1

Принятая V-я ступень защиты не обеспечивает чувствительность в зоне ближнего резервирования ВЛ 220 кВ «Тулинская - Дружная» при условии возникновения дугового замыкания, но уставка предусматривается для надежного резервирования IV-й ступени ДЗ АТ-1.

1.8.7 Расчет уставок ТНЗНП

ТНЗНП АТ-1 содержит до шести ступеней:

- I-я и II-я выполняют функцию резервирования основных защит АТ-1 и шин смежного присоединения;

- III-я, IV-я, V-я, VI-я для дальнего резервирования в сети ВН или СН.

Для выполнения направленности ступеней принимаются два РНМ:

- разрешающее (прямой направленности);
- блокирующее (обратной направленности).

1.8.7.1 Расчет уставок I-й ступени ТНЗНП

Для комплекта защиты, установленного на стороне ВН, уставка ступени принимается по условию отстройки от утроенного тока НП при КЗ на землю на стороне СН.

Заполняем шаблон задания для расчета уставки первой ступени при отстройке от тока КЗ «ОТ_TZNP.GKZ». Данный шаблон приведен на рисунке 1.18.

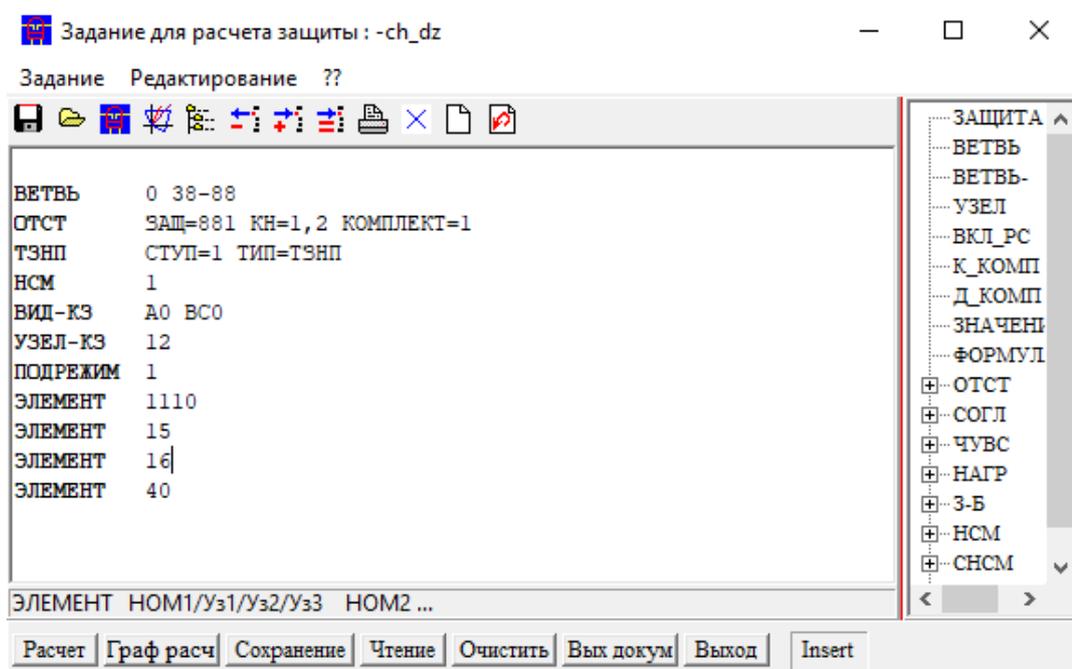


Рис. 1.18 – Шаблон для расчета уставки I-й ступени ТЗНП АТ-1

При расчете учитывается режим сети, когда протекающий ток через ТТ защиты максимальный. В данном случае произведем отключение Т-2 на подстанции, ВЛ-110 кВ «Тулинская - НГЭС», ВЛ-110 кВ до ПС 110 кВ «Оловова-водская». Выходной протокол расчета приведен в таблице 1.27.

В шаблоне (рис. 1.18) приведены следующие величины, необходимые для расчета уставки ступени:

- ВЕТВЬ 0 38-88 – ветвь, где установлен рассматриваемый комплект защиты;
- ЗАЩ=881 – номер комплекта защиты;
- КН=1,2 – коэффициент отстройки;
- СТУП=1 – рассматриваемая ступень защиты;
- ТИП=ТЗНП – тип защиты;
- НСМ=1 – приказ для ввода несимметрии;
- ВИД-КЗ=А0 ВС0 – задаются две несимметрии: однофазное КЗ и двухфазное КЗ на землю в конце линии;
- УЗЕЛ-КЗ=12 – узел, где задается точка КЗ;
- ЭЛЕМЕНТ 1110 – задается номер элемента, который необходимо отключить при расчете уставки защиты.

Таблица 1.27 – Результат расчета уставки I-й ступени

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
ОТСТРОЙКА	УСТ	3455	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 12	ЭЛ 1110 ЭЛ 15 ЭЛ 16 ЭЛ 40	3I0=2879 -84 3U0=88.65 177
	УСТ	2873	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 12	ЭЛ 1110 ЭЛ 15 ЭЛ 16 ЭЛ 40	3I0=2394 95 3U0=73.72 -4

Получим значение уставки первой ступени защиты:

$$3I_{0\text{ с.з.АТ-1}}^I = 3,455 \text{ кА.}$$

Время срабатывания отсечки принимается равным $t_{\text{с.з. 2021}}^I = 0,3 \text{ с.}$

Действие ступени направлено на отключение всех сторон АТ-1.

Чувствительность ступени проверяется по минимальному утроенному току при однофазном КЗ в месте установки защиты. Расчет выполняется с помощью шаблона задания на расчет «СН_TZNP.GKZ». Результат проверки чувствительности приведен в таблице 1.28.

Таблица 1.28 – Выходной протокол расчета чувствительности защиты

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	3455	0.83	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 88	ЭЛ 256 ЭЛ 143	3I0=2870 -49 3U0=285.48 -153
	УСТ	3455	0.41	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 88	ЭЛ 256 ЭЛ 143	3I0=1414 -133 3U0=140.68 123

Первой ступени необходимо обеспечивать следующее условие проверки чувствительности:

$$k_{\text{ч}}^I \geq 1,2;$$

$$0,41 < 1,2.$$

Уставка защиты не удовлетворяет чувствительности, но предусматривается к установке как быстродействующая ступень защиты ТНЗНП.

1.8.7.2 Расчет уставок II-й ступени ТНЗНП

Уставка II-й ступени защиты принимается по условию согласования с первыми ступенями защит ВЛ-110 кВ, отходящих от шин ОРУ 110 кВ.

Заранее произведем расчет уставок I-х ступеней защит ВЛ-110 кВ. Уставки срабатывания ступеней отстраиваются от устроенного тока НП при КЗ на шинах противоположной ПС, в случае с двухцепными ВЛ дополнительно производится отстройка от устроенного тока НП при каскадном отключении выключателя у шин своей подстанции второй цепи. Для ВЛ 110 кВ с односторонним питанием уставка ступени определяется отстройкой от устроенного тока НП при замыкании на шинах СН, где защиты установлена. Расчеты произведем по шаблону «ОТ_TZNP.GKZ», выходной протокол которого приведен в таблице 1.29.

Таблица 1.29 – Результат расчета уставок I-х ступеней защиты

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезим	Эл величины
ОТСТРОЙКА ОТ КЗ на ПС 110/10 кВ Текстильная	УСТ	8561	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 17	ЭЛ 1 ЭЛ 783 ЭЛ 984	3I0=7134 -79 3U0=24.68 -174
	УСТ	7395	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 17	ЭЛ 1 ЭЛ 783 ЭЛ 984	3I0=6163 100 3U0=21.32 5
ОТСТРОЙКА от каскадного откл. на 2-й цепи	УСТ	6365	1.20	ВИД-КЗ А0 12-1400 УЗК=PR1	ЭЛ 783 ЭЛ 984	3I0=5305 -77 3U0=17.01 -173
	УСТ	5478	1.20	ВИД-КЗ ВС0 12-1400 УЗК=PR1	ЭЛ 783 ЭЛ 984	3I0=4565 102 3U0=14.64 6
ОТСТРОЙКА от КЗ на ТЭЦ-2	УСТ	8914	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 21	ЭЛ 20 ЭЛ 6 ЭЛ 1015	3I0=7429 -74 3U0=27.67 -170
	УСТ	7884	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 21	ЭЛ 20 ЭЛ 6 ЭЛ 1015	3I0=6570 105 3U0=24.47 9
ОТСТРОЙКА от каскадного откл. на шинах ПС 220 кВ Тулинская	УСТ	7185	1.20	ВИД-КЗ А0 16-1435 УЗК=PR1	ЭЛ 6 ЭЛ 1015	3I0=5987 -70 3U0=20.26 -166
	УСТ	6001	1.20	ВИД-КЗ ВС0 16-1435 УЗК=PR1	ЭЛ 6 ЭЛ 1015	3I0=5001 108 3U0=16.92 13
ОТСТРОЙКА от КЗ на шинах 110 кВ ПС 110/10 кВ Мостовая	УСТ	7628	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 37	ЭЛ 22 ЭЛ 23	3I0=6357 -76 3U0=20.92 -172
	УСТ	7035	1.20	ВИД-КЗ ВС0	ЭЛ 22	3I0=5863 103

Продолжение таблицы 1.29

				УЗЕЛ-КЗ 37	ЭЛ 23	3U0=19.29 7
ОТСТРОЙКА от каскадного откл. на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Тулинская	УСТ	5996	1.20	ВИД-КЗ А0 16-1452 УЗК=PR1	ЭЛ 23	3I0=4997 -74 3U0=15.81 -170
	УСТ	5273	1.20	ВИД-КЗ ВС0 16-1452 УЗК=PR1	ЭЛ 23	3I0=4394 105 3U0=13.91 9
ОТСТРОЙКА от КЗ на шинах 110 кВ НГЭС	УСТ	7609	1.20	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 1	ЭЛ 16 ЭЛ 47	3I0=6341 -78 3U0=42.30 -177
	УСТ	5607	1.20	ВИД-КЗ ВС0 УЗЕЛ-КЗ 1	ЭЛ 16 ЭЛ 47	3I0=4673 102 3U0=31.17 3
ОТСТРОЙКА от каскадного откл. КЗ на шинах 110 кВ ПС 220 кВ Тулинская	УСТ	5395	1.20	ВИД-КЗ А0 16-2 УЗК=PR1	ЭЛ 47	3I0=4496 -74 3U0=21.86 -174
	УСТ	4552	1.20	ВИД-КЗ ВС0 16-2 УЗК=PR1	ЭЛ 47	3I0=3793 105 3U0=18.44 5

При согласовании с уставкой смежной защиты используем шаблон «SG_TZNP.GKZ». Заполненный шаблон задания для согласования с уставкой I-й ступени защиты ВЛ 110 кВ «Тулинская - НГЭС» приведен на рис. 1.19. При расчете принято, что параллельная линия отключена и заземлена, также отключена линия связи с ТЭЦ-2, для обеспечения большего тока через комплект защиты АТ-1.

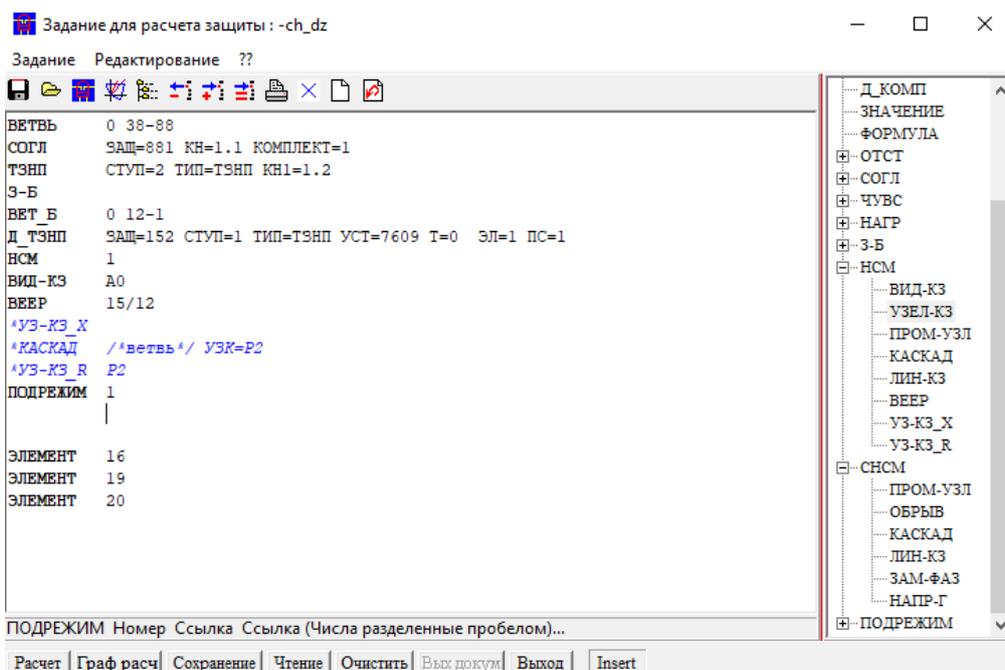


Рис. 1.19 – Шаблон для расчета уставки II-й ступени ТЗНП

Результаты расчетов приведены в таблице 1.30.

Таблица 1.30 – Выходной протокол расчетов уставки II-й ступени

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 8561 T=0.00 защита 11 ТЗНП (12-1400) ЭЛ:К-1 ТЕКСТИ ЛЬНАЯ-ТУ- ЛИНСК АЯ ПС:1СШ ТУЛИНС КАЯ	УСТ	1239	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 1/12 1400-1402,0.187	ЭЛ 1110 ЭЛ 15 ЭЛ 16 ЭЛ 21 ЭЛ 22	3I0=1126 -81 3U0=34.34 180 3I0(Б)=8561 -80 3U0(Б)=36.74 -175
	УСТ	1195	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 1/12 1400-1406,0.462	ЭЛ 1110 ЭЛ 15 ЭЛ 16 ЭЛ 21 ЭЛ 22	3I0=1086 -80 3U0=33.11 -179 3I0(Б)=8561 -79 3U0(Б)=35.43 -174
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 8914 T=0.00 защита 191 ТЗНП (12-1432) ЭЛ:К-19 ТУЛИН СКАЯ-ТЭЦ-2 ПС:1СШ ТУЛИНС КАЯ	УСТ	1294	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 19/12 1432-1433,0.912	ЭЛ 1110 ЭЛ 15 ЭЛ 16 ЭЛ 21 ЭЛ 22	3I0=1176 -79 3U0=36.26 -178 3I0(Б)=8914 -80 3U0(Б)=38.55 -173
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 7628 T=0.00 защита 212 ТЗНП (12-1450) ЭЛ:К-21+Ч-1 М ОСТОВАЯ-ТУ- ЛИН СКАЯ ПС:1СШ ТУЛИНС КАЯ	УСТ	806	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 21/12 1451-37,0.623 (Lотн_лин=0.908)	ЭЛ 22 ЭЛ 17 ЭЛ 18 ЭЛ 1110 ЭЛ 2	3I0=733 -79 3U0=24.89 -177 3I0(Б)=7628 -77 3U0(Б)=25.08 -173
СОГЛАСОВАНИЕ с 1 СТУПЕНЬЮ 7609 T=0.00 защита 152 ТЗНП (12-1) ЭЛ:К-15 НГЭС- ТУЛИНСКАЯ ПС:1СШ ТУЛИНС КАЯ	УСТ	923	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕЕР 15/12 1-12,0.426 (Lотн_лин=0.574)	ЭЛ 16 ЭЛ 19 ЭЛ 20	3I0=839 -80 3U0=44.62 -180 3I0(Б)=7607 -80 3U0(Б)=35.97 -175

По результату расчета получим значение уставки второй ступени за-
щиты:

$$3I_{0\text{ с.з. АТ-1}}^{II} = 1,3 \text{ кА.}$$

Чувствительность ступени проверяем при минимальном однофазном КЗ на шинах СН ПС (табл.1.31). Уменьшение величины тока через комплект достигается отключением ВЛ-220 кВ до НГЭС.

Таблица 1.31 – Выходной протокол расчета чувствительности

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ	УСТ	1300	1,40	ВИД-КЗ А0 УЗЕЛ-КЗ 12	ЭЛ 256	3I0=2913 -85 3U0=87.82 176
	УСТ	1300	1,14	ВИД-КЗ АВ0 УЗЕЛ-КЗ 12	ЭЛ 256	3I0=2418 -146 3U0=72.90 116

Второй ступени необходимо обеспечивать следующее условие проверки чувствительности:

$$k_{\text{ч}}^{II} \geq 1,5;$$

$$1,14 < 1,5.$$

Уставка II-й ступени не обеспечивает требуемый уровень чувствительности при двухфазных КЗ на землю, поэтому произведем согласование со II-й ступенью защиты ВЛ-110 кВ до ПС 110 кВ «Текстильная» и ОРУ 110 кВ ТЭЦ-2. Расчеты приведены в приложении В.

В таблице 1.32 приведены результаты согласования со II-й ступенью защиты ВЛ 110 кВ «Тулинская - НГЭС».

Таблица 1.32 – Выходной протокол расчета II-й ступени ТНЗНП АТ-1

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
СОГЛАСОВАНИЕ с I СТУПЕНЬЮ 2820 Т=0.00 защита 152 ТЗНП (12-1) ЭЛ:К-15 НГЭС- ТУЛИНСКАЯ ПС:1СШ ТУ- ЛИНС КАЯ	УСТ	251	1.10	ВИД-КЗ А0 ВЕРР 13/57 1-57,0.134 (Lотн_лин=0.866)	ЭЛ 16	3I0=228 -67 3U0=37.01 -178 3I0(Б)=2819 -74 3U0(Б)=20.89 -173

Получим следующее значение уставки II-й ступени:

$$3I_{0 \text{ с.з. АТ-1}}^{II} = 0,3 \text{ кА.}$$

Уставка II-й ступени имеет три выдержки времени:

- 1-я действует на отключение ШСВ ОРУ СН:

$$t_{с.з.1}^{II} = t_{с.з. 152}^{II} + \Delta t = 0,6 + 0,2 = 0,8 \text{ с.}$$

- 2-я действует на отключение ВВ АТ-1:

$$t_{с.з.2}^{II} = t_{с.з.1}^{II} + \Delta t = 0,8 + 0,2 = 1,0 \text{ с.}$$

- 3-я действует на отключение АТ-1 со всех сторон:

$$t_{с.з.3}^{II} = t_{с.з.2}^{II} + \Delta t = 1,0 + 0,2 = 1,2 \text{ с.}$$

Первичный ток срабатывания $3I_{0\text{ср.разр}}$ разрешающего реле выбирается по условию отстройки от суммарного тока небаланса нулевой последовательности в максимальном нагрузочном режиме:

$$3I_{0\text{ср.разр}} \geq k_{\text{отс}} \times \frac{3I_{0\text{НБ}} + 3I_{0\text{НР}}}{k_{\text{в}}} = 1,25 \times \frac{21,98 + 6,28}{0,9} = 39,25 \text{ А;}$$

где: $k_{\text{отс}} = 1,25$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности терминала;

$3I_{0\text{НБ}} = 0,05I_{\text{нагр.макс}} = 0,05 \times 439,6 = 21,98 \text{ А}$ – суммарный первичный ток небаланса АТ-1 в максимальном нагрузочном режиме:

$3I_{0\text{НР}} = 0,02 \times I_{\text{нагр.}} = 0,02 \times 314 = 6,28 \text{ А}$ – утроенный первичный ток нулевой последовательности, обусловленный несимметрией в системе, в нагрузочном режиме;

$k_{\text{в}} = 0,9$ – коэффициент возврата.

Первичное напряжение срабатывания $3U_{0\text{ср.разр}}$ разрешающего РНМНП выбирается сначала без учета возможности смещения по условия отстройки от напряжения небаланса и напряжения, обусловленного несимметрией в нормальном нагрузочном режиме:

$$3U_{0\text{ср.разр}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \times (U_{0\text{НБ}} + 3U_{0\text{н.р.}}) = \frac{1,25}{0,9} \times (2 + 0) = 2,78 \text{ В;}$$

где: $U_{0\text{НБ}} = 2 \text{ В}$ – первичное напряжение небаланса на реле.

Уставка РНМНП по углу максимальной чувствительности принимается равной 250° .

Проверим чувствительность РНМНП при КЗ на шинах СН (табл. 1.33).

Таблица 1.33 – Протокол расчета чувствительности РНМНП

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрежим	Эл величины
ЧУВСТВИ-НОСТЬ PM=ШЭ K _{TH} =2200/1.73	ICP	0.39	73.23	ВИД-КЗ А0		3I0=2913 -85
	UCP	2.8	24.35	УЗЕЛ-КЗ 12		3U0=87.82 176
	ФМЧ	250				
	ZK	0.0				
	ICP	0.39	60.78	ВИД-КЗ АВ0		3I0=2418 -146
	UCP	2.8	20.22	УЗЕЛ-КЗ 12		3U0=72.90 116
	ФМЧ	250				
	ZK	0.0				

Принятые уставки ТНЗНП необходимы для резервирования основных защит АТ-1 при возникновении однофазных и двухфазных КЗ на землю.

1.8.8 Расчет уставок МФТО

МФТО выполняет функцию ближнего резервирования основных защит АТ-1. МФТО включается на разность фазных токов, обеспечивая тем самым отстройку от утроенного тока НП.

Уставка в первичной величине, установленная на стороне ВН, принимается большей из следующих условий:

- отстройка от шин СН;
- отстройка от КЗ «за спиной» на шинах ВН АТ-1;
- отстройка от шин НН АТ-1;
- отстройка от уравнительных токов при качаниях в энергосистеме;
- отстройки от броска тока намагничивания при включении под напряжение ненагруженного АТ.

Определим с помощью ПК АРМ СРЗА значение тока отсечки при отстройке от токов на шинах ВН и СН, используя шаблон для расчета уставок токовых защит, включенных на междуфазные токи, «от_МФТЗ_вкл_Imф». Результат приведен в выходном протоколе расчета уставки (табл.1.34).

Таблица 1.34 – Результаты расчета уставки МФТО при отстройке от тока КЗ

Расч условие	Имя	Знач	К	Повреждение	Подрезжим	Эл величины
ОТСТРОЙКА от КЗ на СН	УСТ	3431	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 12	ЭЛ 15 ЭЛ 16 ЭЛ 19 ЭЛ 20	IA =2859 -59 (формула)
ОТСТРОЙКА от КЗ на ВН	УСТ	5503	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 38	ЭЛ 256/19/4	IA =4586 122 (формула)
ОТСТРОЙКА от КЗ на НН	УСТ	114	1.20	ВИД-КЗ АВС УЗЕЛ-КЗ 292	ЭЛ 15 ЭЛ 16 ЭЛ 19 ЭЛ 20	IA =95 -175 (формула)

Также рассматривается условие отстройки от максимального уравнивающего тока качаний энергосистемы. Вначале в подпрограмме «Расчет эквивалентов сети» выбираем пункт «Задание и калькулятор» и заполняем шаблон задания для расчета значения тока качаний «ТОК-КАЧ». Здесь необходимо внести рассматриваемую ветвь, а также значение угла разворота ЭДС. Согласно [16] максимальное значение уравнивающего тока будет при значении угла разворота равному 180° . На рисунке 1.20 приведен протокол расчета тока качания по линии до ПС «Дружная».

```

ПРОТОКОЛ: << ПАРАЛЛЕЛЬНОЕ ПРИЛОЖЕНИЕ >>
Протокол
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
ПОДРЕЖИМ 1
ИЗМЕНИТЬ 99 0-38 F=180.00
ИЗМЕНИТЬ 99 0-802 F=0
Замеры
38-32 I1 2712.447 / 95.772 -272.786 +j 2698.695
U1 25.984 / 31.708 22.106 +j 13.657
U1л 45.006/31.708 (38.288+j23.655)
32 U1 32.760 / 22.691 30.224 +j 12.637
U1л 56.742/22.691 (52.350+j21.889)
74 U1 53.044 / 10.303 52.189 +j 9.487
U1л 91.876/10.303 (90.394+j16.432)
79 U1 53.044 / 10.303 52.189 +j 9.487
U1л 91.876/10.303 (90.394+j16.432)
142 U1 53.044 / 10.303 52.189 +j 9.487
U1л 91.876/10.303 (90.394+j16.432)
802 U1 91.420 / 2.378 91.341 +j 3.793
U1л 158.344/2.378 (158.208+j6.570)
    
```

Рис. 1.20 – Протокол расчета тока качаний

Расчет уставки защиты, отстроенной от тока качания, произведем вручную:

$$I_{\text{МФТО.ВН}} \geq k_{\text{отс}} \times I_{\text{кач.макс}} = 1,2 \times 2712 = 3,254 \text{ кА.}$$

Также определим значение уставки, отстроенное от броска тока намагничивания:

$$I_{\text{МФТО.ВН}} \geq \sqrt{3} \times k_{\text{БТН}} \times I_{\text{ном АТ}} = \sqrt{3} \times 4 \times 314 = 2,173 \text{ кА;}$$

где: $k_{\text{БТН}} = 4$ – коэффициент надежности, зависящий от времени срабатывания ТО.

Выберем наибольшее значение расчетной уставки.

$$I_{\text{с.з. МФТО ВН}}^I = 5,51 \text{ кА.}$$

Время срабатывания отсечки принимается равным $t_{\text{с.з. ТО}}^I = 0,2 \text{ с.}$

Оценка чувствительности отсечки первой ступени производится при двухфазном КЗ в месте установки защиты.

Коэффициент чувствительности первого комплекта равен:

$$K_{\text{ч.МФТО}} = \frac{I_{\text{МФ КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з. МФТО ВН}}^I} = \frac{10,17}{5,51} = 1,84 < 1,2;$$

где: $I_{\text{МФ КЗ}}^{(2)} = 10,17 \text{ кА}$ – междуфазный ток фаз А и В при двухфазном КЗ в месте установки защиты.

Полученная уставка срабатывания МФТО предусматривается к установке в роли резервной защиты АТ-1 на стороне ВН.

1.9 Выводы по первой части

В данной части работы произведен выбор микропроцессорных УРЗА АТ ПС «Тулинская». Предусмотрены к установке шкаф ШЭ2607 042, реализующий функции основной защиты АТ, а также шкафы ШЭ2607 071, выполняющие функции резервных защит АТ и автоматику управления выключателями.

Произведен расчет уставок защита автотрансформатора таких, как ДЗТ, дистанционная защита, токовая защита нулевой последовательности и МФТО.

Также определены уставки автоматики пуска охлаждения и защиты от перегрузок.

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

Студенту:

Группа	ФИО
5А93	Запоточнова Маргарита Алексеевна

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы (НОЦ)	Релейная защита
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

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

1. <i>Стоимость ресурсов: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами. Оклады в соответствии с окладами сотрудников НИ ТПУ.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- районный коэффициент- 1,3; - накладные расходы – 20%; - норма амортизации 15%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	- страховые взносы во внебюджетные фонды 30,2%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ конкурентных технических решений, SWOT - анализ
2. <i>Планирование и формирование бюджета</i>	Формирование плана и графика разработки: - определение структуры работ; - определение трудоемкости работ; - разработка графика Ганта. Формирование бюджета затрат на научное исследование- накладные расходы.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности</i>	Оценка сравнительной эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Диаграмма Ганта
--

<i>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</i>	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А93	Запоточнова М.А.		

2 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данной части работы является оценка проводимого научного исследования с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения. Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
- планирование научно-исследовательских работ;
- планирование бюджета научного проекта.

2.1 Анализ конкурентных технических решений

Производится оценка УРЗА АТ трех типов:

- микропроцессорные устройства защиты в составе шкафа ШЭ2607 042 [17];
- электромеханические устройства защиты АТ на базе реле в составе панели типа ЭПЗ 1033-90 Б.1 [18];
- статические защиты АТ на базе реле РСТ 15 УХЛ4 [19].

С помощью анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, возможно провести оценку эффективности научной разработки и определить ее направление для будущего развития. В таблице 2.1 приведена оценочная карта конкурентных технических решений.

Таблица 2.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бшэ	Бэпз	Бшэ мт	Кмп	Кэл	Кэм
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии ресурсоэффективности							
1. Удобность внедрения в энергосистему	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
2. Удобство в эксплуатации	0,1	4	2	3	0,4	0,2	0,3
3. Помехоустойчивость	0,01	3	4	5	0,03	0,04	0,05
4. Энергоэкономичность	0,04	3	3	5	0,12	0,12	0,2
5. Надежность	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
6. Уровень шума	0,01	5	5	5	0,05	0,05	0,05
7. Безопасность	0,04	5	3	3	0,2	0,12	0,12
8. Потребность в ресурсах памяти	0,09	5	1	1	0,45	0,09	0,09
9. Функциональная мощность	0,08	5	1	1	0,4	0,08	0,08
10. Простота эксплуатации	0,09	3	1	2	0,27	0,09	0,18
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,03	5	3	4	0,15	0,09	0,12
12. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,04	5	1	1	0,2	0,04	0,04
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,03	5	5	3	0,15	0,15	0,09
2. Уровень проникновения на рынок	0,03	5	5	3	0,15	0,15	0,09
3. Цена	0,1	2	4	5	0,2	0,4	0,5
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	5	5	0,4	0,5	0,5
5. Послепродажное обслуживание	0,02	5	3	3	0,1	0,06	0,06
6. Финансирование научной разработки	0,01	5	1	1	0,05	0,01	0,01
7. Срок выхода на рынок	0,01	3	5	5	0,03	0,05	0,05
8. Наличие сертификации разработки	0,01	5	5	5	0,05	0,05	0,05
Итого	1	86	65	67	4,1	2,93	3,16

Заполним последние столбцы:

$$K = \sum V_i \times B_i;$$

где V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – бал i -го показателя.

Итогом данного анализа, является преимущество шкафа типа ШЭ 2607 041 над рассматриваемыми аналогами. Таким образом при проектировании РЗ наиболее эффективным будет использование именно данного шкафа.

2.2 SWOT - анализ

SWOT – анализ необходим для исследования внешней и внутренней среды проекта. С его помощью определим:

- сильные стороны и преимущества выбранной РЗ, её конкурентоспособную сторону;
- слабые стороны микропроцессорное реле в конкурентной борьбе с другими типами реле;
- возможности для развития и улучшения конкурентной позиции;
- угрозы, наносящие ущерб проекту и наиболее эффективные действия для защиты от них.

В таблице 2.2 произведен SWOT – анализ.

Таблица 2.2 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Многофункциональность защиты; С2. Высокая чувствительность защиты; С3. Мониторинг состояния сети; С4. Возможность подключить в централизованную сеть; С5. Безопасность для персонала.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Высокая стоимость; Сл2. Необходимость в повышении квалификации персонала; Сл3. Малая ремонтпригодность; Сл4. Питание от сети собственных нужд.
--	---	---

Продолжение таблицы 2.2

<p>Возможности: В1. Увеличение надежности энергоснабжения; В2. Развитие отрасли; В3. Повышение спроса на УРЗА на микропроцессорной базе; В4. Цифровизация защиты</p>	<p>1. Многофункциональность защиты, чувствительность измерительных органов, способности подключения к локальным сетям предприятий вытесняют устаревшие УРЗА, тем самым повышая надежность энергосистемы; 2. Повышения спроса к микропроцессорным устройствам защиты стимулирует отрасль к развитию 3. Защиты имеют возможность работы с компьютерными сетями, что является одним из неоспоримых преимуществ по направлению создания цифровых сетей управления электроустановками</p>	<p>1. Внедрение защиты требует больших материальных вложений, а если учесть большое количество подстанций магистральной сети то колоссальных материальных и производственных средств; 2. Отрицательные стороны также отпугивают инвесторов, в основном предприятий энергосетей, эксплуатирующие устаревшие и более простые виды РЗ. 3. Применяемые УРЗА на микропроцессорной элементной базе практически не ремонтпригодны, что также сказывается в низкой квалификации персонала, производящего только простые операции с защитами, что снижает спрос от тех предприятий, где налажена база по работе с устаревшими комплектами защит. 4. Наличие иного принципа работы с устройством РЗ требует квалифицированного персонала.</p>
<p>Угрозы: У1. Выполнение защиты на микропроцессорах иностранного производства зависит от состояния внешнегосударственных отношений; У2. Развитая конкуренция технологий производства зарубежных компаний; У3. Отсутствие стимула для переоборудования защищаемых объектов; У4. Высокая стоимость может отпугнуть некоторых потребителей.</p>	<p>1. Развитие отечественной промышленности и освоение научно-производственными предприятиями могут в ближайшем будущем покрыть нужды в отечественных микропроцессорах; 2. Наличие надежного отечественного производителя, а также направление развития экономики на путь импортозамещения</p>	<p>1. Неблагоприятная экономическая обстановка, также зависимость рынка высоких технологий от поставок зарубежных плат и микропроцессоров заставляют воздержаться от риска инвесторов; 2. Повышенная стоимость, также траты на повышение квалификации персонала тормозят процесс развития отрасли.</p>

Продолжение таблицы 2.2

	<p>возводит продукцию выше зарубежных аналогов; 3. Высокая эффективность шкафов РЗ будет основной причиной перехода на микропроцессорные УРЗА; 4. Дороговизна защиты нивелируется огромным функционалом.</p>	
--	--	--

Заполнение матрицы SWOT производится с помощью интерактивной матрицы проекта (таблица 2.3, 2.4, 2.5, 2.6).

Таблица 2.3 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	0	0	0
	B2	+	+	0	+	+
	B3	+	0	+	+	+
	B4	+	0	+	+	0

Анализ интерактивной таблицы: B2C1C2C4C5, B3C1C3C4C5, B4C1C3C4.

Таблица 2.4 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	+	+	+	+
	B2	+	+	+	0
	B3	+	+	+	+
	B4	+	+	0	+

Анализ интерактивной таблицы: B1Сл1Сл2Сл3Сл4, B2Сл1Сл2Сл3, B3Сл1Сл2Сл3Сл4, B4Сл1Сл2Сл3.

Таблица 2.5 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	+	+	+	+	+
	У2	+	+	+	+	0
	У3	+	+	+	+	0
	У4	+	+	+	+	+

Анализ интерактивной таблицы У1С1С2С3С4С5, У2С1С2С3С4, У3С1С2С3С4, У4С1С2С3С4С5.

Таблица 2.6 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	+	+
	У2	0	0	0	0
	У3	+	+	+	+
	У4	+	+	+	+

Анализ интерактивной таблицы У1Сл1Сл2Сл3, У3У4Сл1Сл2Сл3Сл4.

Согласно приведенной матрицы SWOT использование шкафа ШЭ2607 042 имеет неоспоримые преимущества, позволяющими в дальнейшем принять его к установке.

2.3 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Идея заключается в разработке мероприятий по внедрению микропроцессорных УРЗА в комплекс защиты и автоматики подстанции. Морфологическая матрица приведена в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Морфологическая матрица

	1	2	3
А. Установка дополнительных ТТ	да	нет	-
Б. Выбор типа ТТ	Элегазовая изоляция	Масляная изоляция	-
В. Выполнить централизованное управление от диспетчерского щита	да	нет	-
Г. Органы управления	Кнопки и ключи управления	Клавиатура	Дистанционное управление
Д. Средство отображения информации	Графический экран	Алфавитно-цифровое табло	Световые индикаторы
Ж. Применение шкафов с дополнительной защитой	да	нет	-
З. Оперативный ток	переменный	постоянный	выпрямленный
И. Установка аккумуляторных батарей	да	нет	установка преобразователей тока и напряжения

Продолжение таблицы 2.7

К. Способ передачи информации диспетчеру	ВОЛС	ВЧ сигнал	Мобильный интернет
Л. Модернизация ОПУ	замена на новый	усовершенствовать имеющийся	нет

Производится выбор наиболее желательных функционально конкретных решений: А1Б1В1Г2Д2Ж2З1И2К2Л3, А2Б2В2Г2Д1Ж1З2И1К1Л1, А1Б2Г3Д3Ж2З3И3К2Л3.

2.4 Планирование и формирование бюджета научных исследований

2.4.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

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

Результат представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
	2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
Выбор направления исследований	3	Подбор и изучение материала по теме	Инженер
	4	Описание проекта	Инженер
	5	Разработка структурной (принципиальной) схемы защищаемого объекта	Руководитель Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Выбор типа исполнения защиты	Руководитель Инженер
	7	Выбор устройств РЗ	Руководитель Инженер
	8	Расчет параметров РЗ	Инженер
	9	Планирование аварийных режимов	Инженер
	10	Технико-экономические расчеты	Инженер
	11	Вопросы безопасности и экологичности проекта	Инженер

Продолжение таблицы 2.8

Обобщение и оценка результатов	12	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
Разработка технической документации	13	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Инженер

2.4.2 Определение трудоемкости работ и разработка графика проведения научного исследования

- Для решения способа А1Б1В1Г2Д2Ж2З1И2К2Л3.

Значение ожидаемого значения трудоемкости определяется по следующей формуле:

$$t_{ож1} = \frac{3 \times t_{min} + 2 \times t_{max}}{5} = \frac{3 \times 2 + 2 \times 4}{5} = 2,8 \approx 3 \text{ чел. дней};$$

где: $t_{min} = 2$ чел. –дн – минимально возможная трудоемкость выполнения работы №1;

$t_{max} = 4$ чел. –дн максимально возможная трудоемкость выполнения работы № 1.

Продолжительность работы в рабочих днях:

$$T_{р1} = \frac{t_{ож1}}{ч_1} = \frac{3}{1} = 3 \text{ дня};$$

где: $ч_1 = 1$ чел. – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе.

Производится перевод длительности каждого этапа работ в календарные дни:

$$T_{к1} = T_{р1} \times k_{кал} = 3 \times 1,48 = 4,44 \text{ дня};$$

где: $k_{кал} = 1,48$ – коэффициент календарности;

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48;$$

где: $T_{кал} = 365$ дней – количество календарных дней в 2023 году;

$T_{вых} - T_{пр} = 118$ дней – количество выходных дней в 2023 году.

На основании таблицы 2.9 строим календарный план-график (рис. 2.1).

Таблица 2.9 – Временные показатели проведения научного исследования

Название ра- боты	Трудоемкость работ									Исполнители			Длительность работ в рабочих днях T_{ri}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	tmin, чел-дни			tmax, чел-дни			toж, чел-дни											
	ИСП 1	ИСП 2	ИСП 3	ИСП 1	ИСП 2	ИСП 3	ИСП 1	ИСП 2	ИСП 3	ИСП 1	ИСП 2	ИСП 3	ИСП 1	ИСП 2	ИСП 3	ИСП 1	ИСП 2	ИСП 3
Составление и утверждение технического задания	2	2	2	4	3	2	3	3	2	Рук	Рук	Рук	3	3	2	5	5	3
Календарное планирование работ по теме	2	1	46	4	2	5	3	2	5	Рук	Рук	Рук Инж	3	2	3	5	3	5
Подбор и изучение материалов по теме	2	4	4	5	7	7	4	6	6	Инж	Инж	Рук Инж	4	6	3	6	9	5
Описание объекта	5	3	4	7	5	5	6	4	5	Инж	Инж	Рук Инж	6	4	3	9	6	5
Разработка структурной схемы защищаемого объекта	4	3	5	8	5	7	6	4	6	Рук Инж	Инж	Рук Инж	3	4	3	5	6	5
Выбор типа исполнения защиты	5	4	6	7	3	8	6	4	7	Рук Инж	Инж	Рук Инж	3	4	4	5	6	6
Выбор устройств РЗ	2	2	3	3	4	5	3	3	4	Рук Инж	Инж	Инж	2	3	4	3	5	6

Продолжение таблицы 2.9

Расчет параметров УРЗА	3	3	2	5	5	4	4	4	3	Инж	Инж	Инж	4	4	3	6	6	5
Планирование аварийных режимов	4	1	2	7	2	4	6	2	3	Инж	Инж	Инж	6	2	3	9	3	5
Технико-экономические расчеты	2	2	4	3	3	6	3	3	5	Инж	Инж	Инж	3	3	5	5	5	8
Вопросы безопасности и экологичности проекта	1	3	2	2	5	4	2	4	3	Инж	Инж	Инж	2	4	3	3	6	5
Оценка эффективности полученных результатов	3	3	4	3	5	3	3	4	4	Рук	Рук	Рук	3	4	4	5	6	6
Составление пояснительной записки	2	2	2	4	3	5	3	3	4	Инж	Инж	Инж	3	3	4	5	5	6
Всего													45	46	44	71	71	70

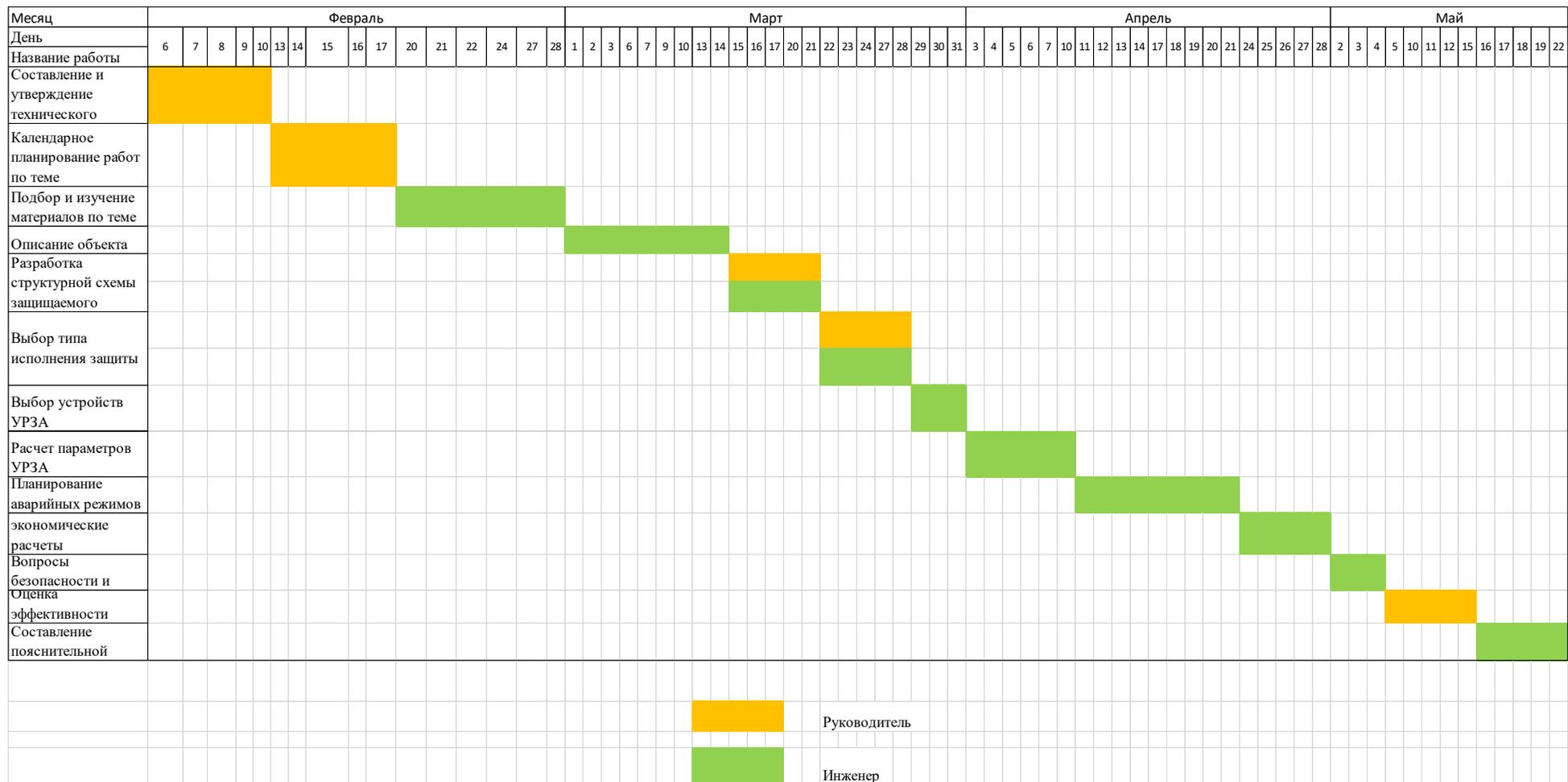


Рис. 2.1 – График Ганта

Каждый из приведенных в таблице 2.9 способов решения поставленной задачи имеет свою трудоемкость, зависящую от принятых мероприятий, согласно морфологической матрицы (табл. 2.7).

Для ИСП 1 (решение А1Б1В1Г2Д2Ж2З1И2К2Л3) и ИСП3 (решение А1Б2Г3Д3Ж2З3И3К2Л3) выполнение поставленных задач должно производиться, как и руководителю и инженеру совместно, ИСП 2 (решение А2Б2В2Г2Д1Ж1З2И1К1Л1) возлагает на инженера больше самостоятельности в выполнении поставленных целей.

Решения ИСП1 и ИСП 2 требуют вовлечения большего числа работников в решение задачи в ограниченных рамках времени от ее получения до оформления отчетных записок.

Построенная диаграмма Ганта (рис. 2.1) наглядно показывает следование выполнения этапов дипломного проектирования, исходя из отведенных сроков.

2.5 Планирование и формирование бюджета научно-технического исследования

При планировании бюджета обеспечивается полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. При формировании бюджета используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на специальное оборудование для научных работ;
- затраты на специальное оборудование;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- затраты научные и производственные командировки;
- контрагентные расходы;
- накладные расходы.

2.5.1 Расчет материальных затрат

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \times \sum_{i=1}^m C_i \times N_{расхi};$$

где m – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования;

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов;

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы. Принимается равным 25% от стоимости материалов.

В таблице 2.10 приведены результаты расчета материальных затрат.

Таблица 2.10 – Затраты на материалы

№ п/п	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб			Затраты на материалы (Зм), руб		
		ИС П1	ИС П2	ИС П3	ИС П1	ИС П2	ИС П3	ИСП1	ИСП2	ИСП3
Бумага для принтера А4	500 л.	4	5	3	326	326	326	1630	2037,5	1222,5
Бумага чертежная А1	5 л	2	1	2	506	506	506	1265	632,5	1265
Степлер	шт.	1	1	1	200	200	200	250	250	250
Папки - скоросшиватели	шт.	3	4	3	13	13	3	48,75	65	11,25
Картридж для принтера	шт.	2	2	1	1074	1074	1074	2685	2685	1342,5
Флеш карта 128 Гб	шт.	1	1	1	588	588	588	735	735	735
Всего								6613,75	6405	4826,25

2.5.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

В данную статью включаются все затраты, связанные с приобретением специального оборудования, в нашем случае ПО и персональных компьютеров. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. В таблице 2.11 рассчитаны затраты на оборудование.

Для 3-х рассматриваемых вариантов предусматривается одинаковый набор оборудования и программного обеспечения.

В связи с длительностью использования, учитывается стоимость программного обеспечения с помощью амортизации:

- для ПО АРМ СРЗА:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \times N_{\text{дней использования}}}{\text{Срок службы} \times 365} = \frac{2\,700\,000 \times 71}{5 \times 365} = 24547,95 \text{ руб.};$$

- для персонального компьютера:

$$A = \frac{2\,100\,000 \times 71}{5 \times 365} = 7780,82 \text{ руб.};$$

- для принтера:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \times N_{\text{дней использования}}}{\text{Срок службы} \times 365} = \frac{50000 \times 71}{5 \times 365} = 410,96 \text{ руб.}$$

Таблица 2.11 – Расчет амортизации оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования, шт			Цена единицы оборудования, руб	Амортизация, руб		
		1	2	3		1	2	3
1.	Программный комплекс АРМ СРЗА	2	1	2	700 000	54465,75	27232,88	54465,75
2.	Лицензия на программное обеспечение Microsoft Office	2	2	2	15 000	1167,123	1167,12	1167,12
3.	Персональный компьютер	2	2	2	100 000	7780,82	7780,82	7780,82
4.	Принтер	1	2	2	50 000	1945,20	3890,41	3890,41
Итого:						65 358,9	40 071,23	67 304,11

2.5.3 Основная плата исполнителей темы

В статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме.

Основная заработная плата работников, непосредственно занятых выполнением работы, определяется по формуле:

$$Z_{зп} = Z_{осн};$$

где: $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

Основная заработная плата руководителя (инженера) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \times T_p;$$

где: $Z_{дн}$ – среднесменная заработная плата работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником.

Среднесменная заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \times M}{F_d};$$

где: Z_m – месячный должностной оклад работника;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя).

Составляется таблица для расчета баланса рабочего времени (табл. 2.12).

Таблица 2.12 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни, праздничные дни	118	118
Потери рабочего времени		
- отпуск	24	24
- невыходы по болезни	20	15
Действительный фонд рабочего времени	203	208

Месячный оклад:

- для руководителя:

$$Z_m = Z_{тс} \times k_p = 39300 \times 1,3 = 51090 \text{ руб};$$

- для инженера:

$$Z_m = Z_{тс} \times k_p = 16300 \times 1,3 = 21190 \text{ руб};$$

где: $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке;

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 для г. Томска.

Результаты расчета основной заработной платы для первого варианта приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, руб	k_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб
Руководитель	39300	1,3	51090	2818,76	17	47918,92
Инженер	21190	1,3	21190	1141	36	41076
Итого						88994,92

В таблице 2.14 приведен расчет для трех рассматриваемых вариантов.

Таблица 2.14 – Расчет основной заработной платы для вариантов

№ п/п	Наименование этапов	Исполнители по категориям			Трудоемкость, чел. - дн.			Зарплата, приходящая на один чел.- дн.			Всего зарплата по тарифу (окладам), тыс. руб		
		ИСП 1	ИСП 2	ИСП 3	ИСП1	ИСП2	ИСП3	ИСП 1	ИСП 2	ИСП 3	ИСП1	ИСП2	ИСП3
1	Составление и утверждение технического задания	Рук	Рук	Рук	3	3	2	2818,8	2818,8	2818,8	8456,28	8456,4	5637,6
2	Календарное планирование работ	Рук	Рук	Рук Инж	3	2	3	2818,8	2818,8	3959,8	8456,4	5637,6	11879,4
3	Подбор и изучение материалов по теме	Инж	Инж	Рук Инж	4	6	3	1141	1141	3959,8	4564	6846	11879,4
4	Описание объекта	Инж	Инж	Рук Инж	6	4	3	1141	1141	3959,8	6846	4564	11879,4
5	Разработка структурной схемы	Рук Инж	Инж	Рук Инж	3	4	3	3959,8	1141	3959,8	11879,4	4564	11879,4
6	Выбор типа исполнения защиты	Рук Инж	Инж	Рук Инж	3	4	4	3959,8	1141	3959,8	11879,4	4564	15839,2
7	Выбор устройств РЗ	Рук Инж	Инж	Инж	2	3	4	3959,8	1141	1141	7919,6	3423	4564
8	Расчет параметров РЗ	Инж	Инж	Инж	4	4	3	1141	1141	1141	4564	4564	3423
9	Планирование аварийных режимов	Инж	Инж	Инж	6	2	3	1141	1141	1141	6846	2282	3423
10	Технико-экономические расчеты	Инж	Инж	Инж	3	3	5	1141	1141	1141	3423	3423	5705

Продолжение таблицы 2.14

11	Вопросы безопасности и экологичности проекта	Инж	Инж	Инж	2	4	3	1141	1141	1141	2282	4564	3423
12	Оценка эффективности полученных результатов	Рук	Рук	Рук	3	4	4	2818,6	2818,8	2818,8	8455,8	11275,2	11275,2
13	Составление пояснительной записки	Инж	Инж	Инж	3	3	4	1141	1141	1141	3423	3423	4564
Итого											88994,88	67586,2	105371,6

2.5.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется согласно выражению:

- для руководителя:

$$Z_{\text{внеб рук}} = k_{\text{внеб}} \times (Z_{\text{осн}}) = 0,302 \times (47918,92) = 14471,51 \text{ руб};$$

- для инженера:

$$Z_{\text{внеб инж}} = k_{\text{внеб}} \times (Z_{\text{осн}}) = 0,302 \times (41076) = 12404,95 \text{ руб};$$

где: $k_{\text{внеб}} = 0,302$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды согласно статьи 425 Налогового кодекса.

В итоге, отчисления во внебюджетные нужды составляют:

$$Z_{\text{внеб сум}} = Z_{\text{внеб рук}} + Z_{\text{внеб инж}} = 14471,51 + 12404,95 = 26876,47 \text{ руб.}$$

Таблица 2.15– Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб		
	ИСП1	ИСП2	ИСП3
Руководитель	47918,92	25369,2	62013,52
Инженер	41076	42217	43358
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302		
Итого			
Исполнение 1	26876,47		
Исполнение 2	20411,03		
Исполнение 3	31822,20		

2.5.5 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов.

$$Z_{\text{накл 1}} = (\text{сумма статей 1} \div 7) \times k_{\text{нр}} = 0,20 \times (6613,75 + 65358,9 + 88994,88 + 26876,47) = 37568,8 \text{ руб};$$

где $k_{\text{нр}} = 0,20$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$Z_{\text{накл } 2} = 0,20 \times (6405 + 40071,23 + 67586,2 + 20411,03) = 26894,71 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл } 3} = 0,20 \times (4826,25 + 67304,11 + 105\,371,6 + 31\,822,20) = 41867,83 \text{ руб.}$$

2.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб		
	ИСП.1	ИСП2	ИСП3
Материальные затраты	6613,75	6405	4826,25
Затраты на специальное оборудование для научных работ	65 358,9	40 071,23	67 304,11
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	88 994,88	67 586,2	105 371,6
Отчисления во внебюджетные фонды	26 876,47	20 411,03	31 822,20
Накладные расходы	37 568,8	26 894,71	41 864,83
Бюджет затрат	225 412,80	161 368,17	251 188,99

2.7 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Для его нахождения преждевременно нужно определить две величины:

- интегральный показатель финансовой эффективности.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{\text{р}i}}{\Phi_{\text{max}}};$$

где $\Phi_{\text{р}i}$ – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Определим для трех случаев:

$$I_{финр}^{исп1} = \frac{225\,412,80}{251\,188,99} = 0,89;$$

$$I_{финр}^{исп2} = \frac{161\,368,17}{251\,188,99} = 0,64;$$

$$I_{финр}^{исп3} = \frac{251\,188,99}{251\,188,99} = 1.$$

Полученная величина интегрального финансового показателя в двух вариантах исполнения отражает соответствующее численное удешевление разработки в разы.

- интегральный показатель ресурсоэффективности.

$$I_{pi} = \sum a^i \times b^i;$$

где a^i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b^i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки.

В таблице 2.17 произведен расчет интегрального показателя ресурсоэффективности.

Таблица 2.17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов

Объект исследования Критерии	Весовой ко- эффициент	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	3	5	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,2	4	4	3
3. Помехоустойчивость	0,1	5	5	5
4. Энергосбережение	0,15	5	5	5
5. Надежность	0,15	4	4	3
6. Материалоемкость	0,3	5	4	2
Итого	1			

$$I_{p1} = 3 \times 0,1 + 4 \times 0,2 + 5 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 5 \times 0,3 = 4,45;$$

$$I_{p2} = 5 \times 0,1 + 4 \times 0,2 + 5 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 4 \times 0,15 + 4 \times 0,3 = 4,35;$$

$$I_{p3} = 5 \times 0,1 + 3 \times 0,2 + 5 \times 0,1 + 5 \times 0,15 + 3 \times 0,15 + 2 \times 0,3 = 3,4.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки:

$$I_{исп i} = \frac{I_{p-исп i}}{I_{финр}};$$

$$I_{исп1} = \frac{4,45}{0,89} = 5;$$

$$I_{исп2} = \frac{4,35}{0,64} = 6,8;$$

$$I_{исп3} = \frac{3,4}{1} = 3,4.$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}};$$

$$\mathcal{E}_{ср1} = \frac{5}{6,8} = 0,73;$$

$$\mathcal{E}_{ср2} = \frac{6,8}{6,8} = 1;$$

$$\mathcal{E}_{ср3} = \frac{3,4}{6,8} = 0,5.$$

В таблице 2.18 определена сравнительная эффективность проекта.

Таблица 2.18 – Сравнительная эффективность проекта

№ п/п	Показатели	ИСП.1	ИСП.2	ИСП.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,89	0,64	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,45	4,35	3,4

Продолжение таблицы 2.18

3	Интегральный показатель эффективности	5	6,8	3,4
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,73	1	0,5

В ходе выполнения данного раздела были определены финансовый показатель разработки, показатель ресурсоэффективности, интегральный показатель эффективности и, на основании эффективности вариантов исполнения, оптимальным был выбран вариант исполнения 2.