

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

---

Институт ЭНИН

Специальность Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

Кафедра ЭЭС

**ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ**

Тема работы
<b>Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции «Мыльджинская» Томской энергосистемы</b>

УДК 621.316.925:621.311.4-048.35(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9401	Ласовский О.С.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Копьев В.Н.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коршунова Л.А.	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Амелькович Ю.А.	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2016 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результат а	Результат обучения
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	<i>Совершенствовать</i> и развивать свой <i>интеллектуальный</i> и <i>общекультурный</i> уровень, добиваться <i>нравственного</i> и <i>физического</i> совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.
P2	<i>Использовать</i> на практике <i>навыки</i> и <i>умения</i> в <i>организации</i> научно-исследовательских и производственных работ, в <i>управлении</i> коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.
P3	<i>Использовать</i> представление о методологических основах <i>научного познания</i> и <i>творчества</i> , роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением <i>современных информационных технологий</i> , синтезировать и критически резюмировать информацию.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P4	<i>Применять</i> углубленные <i>естественнонаучные, математические, социально-экономические</i> и <i>профессиональные знания</i> в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.
P5	Ставить и <i>решать инновационные задачи</i> инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.
P6	Выполнять <i>инженерные проекты</i> с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P7	Проводить <i>технико-экономическое обоснование</i> проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P8	<i>Осваивать новое</i> электроэнергетическое и электротехническое <i>оборудование</i> ; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P9	Разрабатывать рабочую <i>проектную</i> и <i>научно-техническую документацию</i> в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять <i>оперативную документацию</i> , предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.

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

---

Институт ЭНИН

Специальность Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

Кафедра ЭЭС

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
3-9401	Ласовскому О.С.

Тема работы:

Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции «Мыльджинская» Томской энергосистемы	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 577/С от 01.02.2016
Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Схема электрических сетей района деятельности ОАО «Томскгазпром», параметры оборудования, контрольные замеры нагрузок за период максимума и минимума.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Постановка задачи проектирования;</li><li>2. Анализ энергорайона и режима работы;</li><li>3. Выбор и обоснование установленных защит;</li><li>4. Планирование и расчет типичных аварийных режимов;</li><li>5. Расчет уставок защит и оценка их чувствительности;</li></ol>

<b>Перечень графического материала</b>	Схема электрических соединений сетевого района подстанции «Мыльджинская» (1 лист)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Коршунова Л.А.
Социальная ответственность	Амелькович Ю.А.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	01.02.2016
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Копьев Владимир Николаевич	к.т.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-9401	Ласовский Олег Сергеевич		

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

Институт \_\_\_\_\_  
 Направление подготовки (специальность) \_\_\_\_\_  
 Уровень образования \_\_\_\_\_  
 Кафедра \_\_\_\_\_  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2015/2016 учебного года) \_\_\_\_\_

Форма представления работы:

дипломный проект
------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
19.02.2016	Сбор исходных данных для проектирования. Описание выбранного района энергосистемы.	5
01.03.2016	Принятие решений по составу и номенклатуре РЗА заданных объектов в соответствии с нормативной документацией. Обоснование выбора микропроцессорных устройств релейной защиты.	5
15.03.2016	Расчет схемы замещения выбранного района энергосистемы	5
08.04.2016	Расчет релейной защиты линии 35 кВ с ответвлениями	10
03.05.2016	Расчет релейной защиты трехобмоточного трансформатора	10
23.05.2016	Оформление работы в соответствии с положением о выпускных квалификационных работах в ТПУ	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Копьев В.Н.	к. т. н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

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

## Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 112 с., 11 рис., 23 табл., 51 источника, 1 прил.

Ключевые слова: трехобмоточный трансформатор, линия, дистанционная защита, дифференциальная токовая защита, максимальная токовая защита, токовая отсечка, расчет уставок, цифровая защита, микропроцессорная защита.

Объектом исследования является релейная защита подстанции «Мыльджинская» Томской электроэнергетической системы.

Цель работы – реконструкция релейной защиты линии 35 кВ подстанция «Мыльджинская» – подстанция «Северо-Васюганская» с ответвлениями на подстанции «Мыльджино» и «Средне-Васюганская» и трехобмоточного трансформатора ТДТН 10000/110 на подстанции «Мыльджинская» Томской электроэнергетической системы, выполнить оценку экономической эффективности на внедрение и содержание устройств релейной защиты.

В процессе работы использовались расчетно-аналитические методы, методики расчета уставок релейной защиты ООО НПП «ЭКРА»

Спроектированная релейная защита линии и трансформатора базируются на современной микропроцессорной аппаратуре производства ООО НПП «ЭКРА». Чувствительность измерительных органов ряда ступеней токовых и дистанционных защит достигнута благодаря использованию возможностей аппаратуры. В случае недостаточной чувствительности некоторых ступеней защит приняты необходимые решения, указанные в соответствующих пунктах данной работы. Для защиты трансформатора использована микропроцессорная дифференциальная защита с тормозной характеристикой, удовлетворяющая всем необходимым условиям.

Область применения: результаты данной работы могут быть использованы как основа для рабочего проектирования при модернизации устройств релейной защиты на линии 35 кВ подстанция «Мыльджинская» – подстанция «Северо-Васюганская» с ответвлениями на подстанции «Мыльджино» и «Средне-Васюганская» и трехобмоточного трансформатора на подстанции «Мыльджинская».

## **Обозначения и сокращения**

РЗ – релейная защита;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

ТДТН 10000/110 – трансформатор трёхфазный масляный с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, номинальная мощность 10000 кВА, класс напряжения 110 кВ, трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой;

Т – трансформатор;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ - короткое замыкание;

УРОВ - устройство резервирование отказа выключателя;

ДЗ - дистанционная защита;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ТО – токовая отсечка;

АПВ - автоматическое повторное включение;

ВЛ - воздушная линия электропередачи;

ЗП - защита от перегрузки;

АУВ – автоматика управления выключателем;

РТ – реле тока;

МУРЗ – микропроцессорное устройство релейной защиты

ВН – высшее напряжение;

СН – среднее напряжение;

НН - низшее напряжение;

РПН – регулирование под нагрузкой;

АС – провод из алюминиевых проволок и стального сердечника;

КРУН — комплектное распределительное устройство наружной установки;

ОПУ — общеподстанционный пункт управления;

РС – реле сопротивления;

ПС – подстанция.

## Оглавление

Реферат .....	6
Оглавление .....	8
Введение .....	11
1 Описание выбранного района энергосистемы .....	13
1.1 Общие сведения .....	13
1.2 Оборудование ПС Мыльджинская .....	14
1.2.1 Коммутационная аппаратура .....	14
1.2.2 Силовые и измерительные трансформаторы .....	14
1.2.3 Технологические помещения подстанции .....	15
1.2.4 Источники оперативного тока .....	16
1.2.5 Релейная защита .....	16
1.2.6 Автоматизированная система учета и контроля электроснабжения (АСКУЭ) .....	16
1.3 Расчет токовых нагрузок исследуемых объектов ....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
2 Обоснование выбора микропроцессорных устройств релейной защиты .....	22
3 Принятие варианта решений по составу и номенклатуре РЗА заданных объектов .....	27
4 Расчет схемы замещения выбранного района энергосистемы	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
4.1 Параметры элементов схемы .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
4.2 Расчет параметров схемы замещения .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
4.3 Расчет токов короткого замыкания .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5 Расчет релейной защиты линии 35 кВ ПС Мыльджинская – ПС Северо-Васюганская с ответвлениями .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1 Расчет уставок дистанционной защиты .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.1 Расчет сопротивления срабатывания первой ступени ДЗ	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.2 Расчет сопротивления и времени срабатывания второй ступени ДЗ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.3 Расчет сопротивления и времени срабатывания третьей ступени ДЗ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.4 Расчет сопротивления срабатывания ступеней ДЗ от замыканий на землю ....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.5 Выбор уставок по углам наклона характеристик срабатывания РС .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.6 Уставки органа, определяющего вид повреждения (ОВП)	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.1.7 Уставки устройства блокировки при качаниях БК по приращению тока .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.2 Расчет уставок максимальной токовой защиты .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
5.2.1 Выбор уставок срабатывания токовой отсечки (первая ступень МТЗ) .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>

5.2.2	Выбор уставок максимальной токовой защиты (вторая ступень МТЗ) .....	<b>Ошибка!</b>			
	<b>Закладка не определена.</b>				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Изм. 10 МВА 110/35/6 кВ
Разраб.	Ласовский О.С.				<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
Провер.	Копьев В.Н.				
Реценз.					
Н. Контр.	Копьев В.Н.				
Утверд.	Сулайманов А.О.				
Реконструкция релейной защиты и автоматики подстанции «Мыльджинская» Томской энергосистемы				Лит.	Лист
					8
				Листов	
				112	
<b>ЭНИН Группа 3-9401</b>					

6.1 Дифференциальная защита .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
6.1.1 Расчет уставки тока начала торможения ДТЗ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
6.1.2 Расчет уставки дифференциального тока срабатывания ДТЗ	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
6.1.3 Расчет уставки тока торможения блокировки ДТЗ	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
6.1.4 Расчет уставки коэффициента торможения ДТЗ ..	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
6.1.5 Расчет уставки уровня блокировки по второй гармонике	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
6.1.6 Расчет уставки дифференциальной отсечки.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
6.2 Максимальная токовая защита трансформатора.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
6.2.1 Расчет уставки максимального измерительного органа тока	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
6.2.2 Расчет величины выдержки времени .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
6.3 Защита от перегрузки трансформатора.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
7 Технико-экономическое обоснование реконструкции релейной защиты и автоматики ..	72
7.1 Оценка технического уровня .....	72
7.2 Капитальные вложения в проектирование РЗ .....	74
7.2.1 Организация и планирование проектных работ.....	74
7.2.2 Составление сметы затрат на разработку проекта.....	75
7.2.3 Затраты на оборудование .....	79
7.3 Экономическая эффективность спроектированных РЗ .....	79
7.4 Расчет основных показателей экономической эффективности .....	80
8 Социальная ответственность.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.1.1 Вредные производственные факторы .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.1.2 Опасные производственные факторы .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.2 Экологическая безопасность.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.2.1 Экологическая безопасность в части охраны почвы, земель	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.2.2 Экологическая безопасность в части охраны атмосферы	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.2.3 Экологическая безопасность в части охраны гидросферы	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.2.4 Требования к охране объектов животного и растительного мира	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности **Ошибка! Закладка не определена.**

Заключение ..... **Ошибка! Закладка не определена.**

Список литературы ..... **Ошибка! Закладка не определена.**

Приложение А. Рисунок А.1 – Схема электрических соединений сетевого района подстанции «Мыльджинская» ..... 112

## Введение

Электроэнергетической системой (ЭС) называется электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электроэнергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии [1].

В процессе функционирования ЭС могут возникать повреждения, чаще всего короткие замыкания (КЗ), сопровождаемые увеличением токов через отдельные элементы ЭС. Без принятия специальных мер эти режимы могут привести к повреждению элементов ЭС и нарушению электроснабжения. В соответствии с Международным стандартом «Защита энергетических систем» IEC 50 (448) «защитой является совокупность устройств, предназначенных для обнаружения повреждений или других аномальных режимов в энергосистеме, отключения повреждения, прекращения аномальных режимов и подачи команд или сигналов». Одним из важнейших элементов защиты являются измерительные реле, которые реагируют на значения контролируемых (измеряемых) параметров ЭС. Устройством защиты является устройство, состоящее в общем случае из совокупности отдельных измерительных реле и логических элементов, предназначенных для выполнения предусмотренных функций при возникновении повреждений в ЭС [2].

Релейную защиту (РЗ) можно рассматривать как управляющую систему, которая в общем случае получает информацию о токах, напряжениях и состоянии коммутационных элементов в отдельных пунктах ЭС. В результате обработки этой информации РЗ вырабатывает управляющие сигналы для выключателей (команды отключения), а также различные сообщения, позволяющие фиксировать или анализировать процессы, протекающие в ЭС, и функционирование самой РЗ [2]. Ни один силовой элемент не может эксплуатироваться без РЗ, поэтому разработка РЗ для всех компонентов электроэнергетической системы (ЭЭС) является приоритетной задачей.

Релейная защита должна отвечать требованиям «Правил устройства электроустановок» [7], которые предъявляются ко всем устройствам релейной защиты: быстрействия, селективности, надежности и чувствительности [3].

Цель работы: проектирование микропроцессорной защиты ПС Мыльджинская.

Объектом исследования является релейная защита для линии электропередачи 35 кВ подстанция Мыльджинская – подстанция Северо-Васюганская с ответвлениями на подстанции Мыльджино и Средне-Васюганская и трехобмоточного трансформатора ТДТН-10000/110 на подстанции Мыльджинская.

Предметом исследования является выбор уставок релейной защиты линии электропередачи 35 кВ подстанция Мыльджинская – подстанция Северо-Васюганская с ответвлениями и трехобмоточного трансформатора ТДТН-10000/110 на подстанции Мыльджинская.

Практическая новизна данной работы состоит в расчете уставок и параметров срабатывания для современных микропроцессорных средств релейной защиты с использованием современных методических указаний.

Практические результаты данной ВКР могут быть использованы в качестве основы рабочего проектирования при модернизации устройств релейной защиты на линии электропередачи 35 кВ подстанция Мыльджинская – подстанция Северо-Васюганская с ответвлениями и трехобмоточного трансформатора на подстанции Мыльджинская.

## **1 Описание выбранного района энергосистемы**

### **1.1 Общие сведения**

Томская область расположена на территории 314,4 тыс. кв. км, где проживает 1,064 млн человек. В управлении и ведении Филиала ОАО «СО ЕЭС» Томское РДУ находятся объекты генерации установленной электрической мощностью 1119,9 МВт. Наиболее крупными из них являются: Томская ГРЭС-2 и Томская ТЭЦ-3 ОАО «ТГК-11», а также ТЭЦ Сибирского химического комбината (ТЭЦ ОАО «СХК»). В связи с закрытием реакторов Сибирской АЭС в 2008 году, планируется строительство Северной АЭС. [4]

В электроэнергетический комплекс Томской области входят 2 линии электропередачи класса напряжения 500 кВ, 33 линии электропередачи класса напряжения 220 кВ, 94 линии электропередачи класса напряжения 110 кВ, 127 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций напряжением 110 кВ и выше суммарной мощностью трансформаторов 10449,3 МВА.

Энергосистема Томской области связана с Кемеровской областью линиями 500 и 220 кВ, с передаваемой мощностью 490 МВт и с Ханты-Мансийским автономным округом линиями 220 кВ, с передаваемой мощностью 190 МВт [9]. Магистральными сетями Томской области занимается ОАО «Томская распределительная компания» (ОАО «ТРК»). [5]

ПС Мыльджинская входит в состав Мыльджинского месторождения расположенного в Каргасокском районе Томской области, в 450 км к северо-западу от областного центра и на 70 км севернее Лугинецкого месторождения. Подстанция предназначена для электроснабжения нефтегазоконденсатного месторождения. Потребители подстанции относятся к 1-3 категории [6].

ПС Мыльджинская является подстанцией глубокого ввода с простой схемой с двумя рабочими системами сборных шин без обходной системы шин.

ПС Мыльджинская является потребительской, так как основным ее назначением является обеспечение электроэнергией Мыльджинского месторождения. Дополнительно подстанция является питающей для трех других подстанций 35/10 кВ, обеспечивающие электроэнергией населенные пункты д. Мыльджино и д. Средний Васюган и Северо-Васюганское газоконденсатное месторождение. ПС Мыльджинская по способу присоединения является тупиковой подстанцией, по количеству трансформаторов – двухтрансформаторной, по способу управления – с постоянным дежурством персонала.

## **1.2 Оборудование ПС Мыльджинская**

Электрическая схема ПС Мыльджинская и питающихся от нее по линии 35 кВ подстанций представлена на рисунке А.1 (приложение А).

Питание подстанции осуществляется от двухцепной ЛЭП-110кВ С-114 и С-115. Марка проводов АС-120/19 (номинальный ток 390 А). В качестве шин для жесткой ошиновки используются трубы из алюминиевого сплава, проводом АС-120/19 выполнены гибкие связи ошиновки.

### **1.2.1 Коммутационная аппаратура**

На спуске портала стоят линейные разъединители ЛР-110 (РДЗ-2-110/1000 с приводом ПР-90/180) в комплекте с заземляющими ножами в обе стороны, за ними маломасляные выключатели МВ-110 (ВМТ-110Б-25/1250), шинные разъединители ШРВ-110 (РДЗ-2-110/1000 с приводом ПР-90/180) с заземляющими ножами в обе стороны и трансформаторный разъединитель ТР-110 (РДЗ-1-110/1000 с приводом ПР-90/180) с заземляющими ножами в сторону трансформатора.

ОРУ 110кВ есть ремонтная переемычка с двумя разъединителями ПР-110кВ (РДЗ-1-110/1000 с приводом ПР-90/180) с заземляющими ножами в сторону переемычки. Так же есть секционная переемычка. Она снабжена двумя разъединителями СР-110кВ (РДЗ-2-110/1000 с приводом ПР-90/180) с заземляющими ножами в обе стороны и выключателем ВМТ-110Б-25/1250.

ОРУ-35кВ выполнено с простой схемой с двумя рабочими системами сборных шин без обходной системы шин с четырьмя отходящими линиями ЦЛ-3, ЦЛ-4, ЦЛ-5, ЦЛ-6 из которых ЦЛ-3, ЦЛ-6 резервные. ОРУ 35кВ оснащено следующей коммутационной аппаратурой: разъединителями (РДЗ-2-35/1000 с приводом ПР-20), (РДЗ-1-35/1000 с приводом ПР-20) и выключателями С-35М-630-10БУ1: 2 вводных, 1 секционный и 4 линейных.

### **1.2.2 Силовые и измерительные трансформаторы**

На Мыльджинская установлены два силовых трансформатора ТДТН-10000/110 УХЛ1 мощностью 10 МВА каждый.

Трансформаторы оснащены устройствами защиты от перенапряжений: со стороны 6 кВ – РВО-6кВ, со стороны 35 кВ – РВС-35, со стороны 110 кВ – ОПН-110.

На ПС Мыльджинская установлены два трансформатора собственных нужд типа ТМГ-160 кВА 6/0,4кВ.

На территории ОРУ по каждой секции как на 110, так и на 35 кВ так же установлены измерительные трансформаторы: трансформаторы тока (ТФМ-110-II 300/5А), (ТФЗМ 35А-ХЛ1 300/5А) и трансформаторы напряжения (НКФ-110-57), (ЗНОМ 35-65)

### **1.2.3 Технологические помещения подстанции**

На территории подстанции расположен КРУН-6 кВ серии К-59, снабженное вакуумными выключателями, где осуществляется распределение электроэнергии по фидерам 6 кВ.

Так же на территории подстанции расположено 2 здания ОПУ:

В состав аппаратуры ОПУ-2 входят:

- Панели дифференциальной защиты силовых трансформаторов;
- Панели основного и дополнительного комплектов резервных защит трансформаторов;
- Панель токовой защиты обратной последовательности трансформаторов;
- Панели автоматического регулирования силовых трансформаторов под нагрузкой;
- Шкафы защит и панели автоматики линий верхнего напряжения ШДЭ-2802;
- Панели автоматики и защит секционного выключателя, ТН 110, 35 кВ;
- Панели защиты и автоматики отходящих линий 35 кВ;
- Панели автоматики ввода 35 кВ, ЗМН-35кВ;
- Главный щит управления;
- Панель оперативной блокировки;
- Панель центральной сигнализации;
- Панели со счетчиками электрической энергии 110, 35 кВ.

В состав аппаратуры ОПУ-1 входят:

- Ввод и распределение собственных нужд подстанции;
- Шкафы управления оперативным током со шкафами аккумуляторных батарей по одному на секцию;
- Устройства УКПК-380 для питания цепей катушек включения выключателей 6, 35, 110 кВ по одному на секцию;
- Аппаратура для телефонной ВЧ-связи.

#### **1.2.4 Источники оперативного тока**

Для повышения надежности сеть постоянного тока секционируется на несколько участков, имеющих самостоятельное питание от сборных шин источника постоянного тока. Самым ответственным участком являются цепи защиты, автоматики и катушек отключения, питаемые от шинок управления  $\pm$ ШУ. Вторым очень важным участком являются цепи катушек включения, питаемые от отдельных шинок  $\pm$ ШП вследствие больших токов (400—500 А), потребляемых катушками включения силовых выключателей. Третьим, менее ответственным участком является сигнализация, питающаяся от шинок  $\pm$ ШС.

Для питания оперативных цепей и цепей сигнализации на ПС Мыльджинская установлены два шкафа управления оперативным током ШУОТ-2403. С каждым шкафом в буферном режиме работает аккумуляторная батарея из 17 гелиевых аккумуляторов емкостью 65 А·ч. Аккумуляторные батареи обеспечивают питание оперативных цепей в любой момент времени с необходимым уровнем напряжения и мощности независимо от состояния основной сети и поэтому являются самым надежным источником питания.

Для питания цепей катушек включения выключателей 6, 35 кВ используются УКПК-380 на каждую секцию.

#### **1.2.5 Релейная защита**

Защита линии 35 кВ ПС Мыльджинская - Северо-Васюганская выполнена на панели защит типа ПЗ-4/2, действующие на отключение МВ-35 кВ 4ЦЛ (5ЦЛ) и включающие в себя:

- токовую отсечку от м/ф КЗ (ТО);
- трехступенчатую дистанционную защиту (ДЗ) от м/ф КЗ.

Защита силовых трансформаторов 10 МВА на ПС Мыльджинская выполнена на электромеханических реле, дифференциальная защита трансформаторов выполнена на реле ДЗТ-11.

#### **1.2.6 Автоматизированная система учета и контроля электроснабжения (АСКУЭ)**

Система предназначена для автоматизации оперативно-диспетчерского контроля и учета потреблением электроэнергии на объектах электроснабжения ОАО «Томскгазпром». Обеспечивает повышение объема, качества и оперативности

информационного обеспечения о протекании технологических процессов и состоянии оборудования на АСКУЭ ведущих специалистов ОАО «Томскгазпром».

Система автоматизации обеспечивает достижение следующих целей:

- Выполнить требования федеральных законов и программы энергосбережения ПАО «Газпром»;

- Сократить людские и транспортные расходы по обслуживанию подстанции;

- Повысить безопасность объектов энергоснабжения путем быстрого реагирования на аварийные ситуации;

- Вести контроль поставок электроэнергии от снабжающей организации и дает возможность перехода в дальнейшем на многотарифный учет.

- Оптимальное планирование потребности в энергоресурсах для предоставления энергоснабжающей организации.

Повышение оперативности достигается за счет сбора данных по состояниям выключателей и релейных защит на ячейках.

Планирование обеспечивается передачей параметров энергопотребления в систему телемеханики ОАО «Востокгазпром», выполненных по другим проектам (по Ethernet через технологию OPC).

Средством достижения этих целей является использование современных технических средств, в том числе производства SIEMENS (универсальный программируемый контроллер SIMATIC S7-1200), Нижегородского завода им. М.В. Фрунзе (счетчики электроэнергии), Dataradio (радиомодемы)

Система автоматизации предназначена для:

- комплексного учета распределения электроэнергии по отдельным ячейкам;

- выявление непроизводительных потерь, утечек, сведение балансов мощностей, информационное обеспечение производства;

- контроля состояния основного и резервного оборудования, защит, выключателей;

- учет электроэнергии на границах балансовой принадлежности;

- формирование сводных отчетных документов в соответствии с действующими нормативами ПАО «Газпром»;

- формирования журналов аварий и событий с возможностью вывода на печать;

- формирования архивных трендов и баз данных технологических параметров с возможностью масштабирования, выбора определенных интервалов времени для просмотра и вывода на печать [13].

## 2 Обоснование выбора микропроцессорных устройств релейной защиты

В настоящее время в российской энергетике парк комплектных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) в основном состоит из электромеханических устройств (их доля составляет около 98,5 %), как и на ПС Мыльджинская. При этом специалистам известно, что безотказность защиты электрооборудования, обеспечиваемая применением электромеханических и полупроводниковых панелей, составляет 97,0—98,2 %, а при использовании микропроцессорных РЗА — 98,6—99,2 %. Причем причиной неправильной работы устройств являются ошибки эксплуатационного персонала — 52,8 %. Дефекты и неисправности аппаратуры приводят к сбоям в 26,4 % (доля дефектов электромеханических устройств — 13,7 %, а микрореле и полупроводниковых — 5,3 %). Очевидно, что важность выполняемых устройствами РЗА функций по обеспечению локализации повреждений и предотвращению развития аварий в энергосистемах обуславливает необходимость скорейшего технического перевооружения систем РЗА на основе применения микропроцессорных устройств [12].

Основное преимущество МУРЗ – это их многофункциональность. Помимо основных функций, а именно реализации защиты оборудования и работы автоматических устройств, микропроцессорные терминалы осуществляют замер электрических величин.

Если взглянуть на старые панели защит оборудования подстанции, то мы увидим множество реле и аналоговых измерительных приборов. В случае использования микропроцессорных защит необходимость установки дополнительных измерительных приборов отсутствует, так как значения основных электрических величин можно фиксировать на ЖК-дисплее терминалов защит.

Так же можно отметить еще одно преимущество – точность измерения. Аналоговый прибор позволяет измерить величину с определенной погрешностью, так же не всегда удобно фиксировать показания.

Так же можно выделить еще одно преимущество микропроцессорных защит – компактность. При использовании микропроцессорных технологий общее количество панелей для защит, автоматики и управления оборудованием, установленных на общеподстанционном пункте управления, сокращается буквально вдвое.

Следующее преимущество – удобство фиксации возникших неисправностей. При возникновении отклонений от нормального режима работы оборудования, в том числе в случае аварийной ситуации, на терминале защит загораются светодиоды, сигнализирующие о том или иной событии.

Кроме того, все терминалы защит подключаются к системе SCADA (аббр. от англ. supervisory control and data acquisition, диспетчерское управление и сбор данных), на которой отображается вся схема подстанции, значения нагрузок по каждому присоединению, напряжение на шинах подстанции, а также фиксация в реальном времени возникших аварийных ситуаций.

Синхронизация систем SCADA подстанций с диспетчерским пунктом позволяет дежурному диспетчеру своевременно фиксировать возникшие аварийные ситуации, контролировать процесс производства переключений оперативным персоналом. Перед выдачей разрешения на допуск бригады для проведения плановых работ, дежурный диспетчер, благодаря системе SCADA, может лично убедиться в правильности и достаточности принятых мер безопасности.

Рассмотрим несколько производителей МУРЗ для выбора аппаратуры РЗА к проектированию.

#### – НТЦ «Механотроника»

Санкт-Петербургский научно-технический центр «Механотроника» было создано в 1990 году. Основными видами деятельности предприятия в то время были разработка систем числового программного управления технологическим оборудованием, автоматических систем управления и другого электронного оборудования.

Серийный выпуск и промышленная эксплуатация микропроцессорных защит БМРЗ начался в 1997 г. Потребителями цифровых устройств БМРЗ производства являются: энергосистемы РАО "БЭС России", тепловые и атомные электростанции, сетевые предприятия, газокompрессорные станции, предприятия по добыче, транспортировке и переработке нефти, тяговые подстанции железных дорог метрополитена, насосные станции водоканала, крупные промышленные предприятия.

Достоинством БМРЗ является их разработка в соответствии с требованиями Российских нормативных документов, использование идеологии и терминологии, принятой в России для построения систем РЗА.

К недостаткам БМРЗ следует отнести большое количество узкоориентированных, специальных модификаций. Каждый такой блок имеет индивидуальную логику работы защиты, функциональный набор каждого блока определяет завод изготовитель. В результате только БМРЗ серии ВВ для вводного выключателя существует более 10 модификаций, в функциональных возможностях которых или отличительных характеристиках ориентироваться достаточно трудно.

Блоки БМРЗ имеют возможность фиксированного изменения логики работы защит путем управления программными ключами. Это предоставляет возможность индивидуализации блоков к конкретным нуждам потребителя. Микропроцессорные блоки защит БМРЗ имеют интерфейсы связи для включения их в информационную сеть [14].

– **НПП «ЭКРА»**

ООО НПП «ЭКРА» — научно-производственное предприятие полного цикла, созданное в 1991 г. российскими специалистами-релейщиками в г. Чебоксары и функционирующее без участия иностранного капитала. Предприятие специализируется на выпуске наукоёмких комплектных устройств релейной защиты, автоматики и управления на новейшей микропроцессорной элементной базе, адаптированных к применению в составе систем АСУ ТП.

Система менеджмента качества НПП «ЭКРА» сертифицирована на соответствие международному стандарту ISO 9001:2008. Выпускаемые устройства аттестованы для применения на энергообъектах ПАО «Россети» (включая ПАО «ФСК ЕЭС»), ПАО «РусГидро», ОАО «Концерн «Росэнергоатом», ОАО «Газпром», АК «Транснефть».

Особенности применения оборудования НПП «ЭКРА»:

– Применяемые НПП «ЭКРА» решения в части РЗА полностью отвечают отечественной идеологии построения комплекса РЗА электрических станций и подстанций, что даёт возможность обслуживающему персоналу подстанции легко адаптироваться при переходе с устаревших панелей защит на современные микропроцессорные. При использовании устройств РЗА зарубежных производителей необходимо провести большую работу по адаптации имеющегося технического решения под отечественные нужды, что увеличивает сроки, стоимость и конечную надёжность комплекса РЗА (в случае ошибок при конфигурации устройств).

– Выпускаемая на НПП «ЭКРА» продукция по своему функционалу и надёжности не уступает продукции ведущих мировых производителей релейной защиты и автоматики, однако имеет более низкую стоимость по сравнению с зарубежными аналогами.

– Все серийно производимые устройства РЗА 6 — 750 кВ соответствуют требованиям стандарта МЭК 61850. Устройства поддерживают протоколы связи согласно части стандарта МЭК 61850-8-1.

– Обновление программного обеспечения производится более оперативно, чем у зарубежных производителей. При этом новое программное обеспечение изначально написано для русскоязычных пользователей, что минимизирует ошибки при его использовании.

– Специалисты НПП «ЭКРА» осуществляют круглосуточную техническую поддержку.

– Широкая сеть сервисных центров охватывает всю территорию России. Ремонт оборудования осуществляется в срок до 24 часов. При использовании оборудования зарубежных производителей сроки обслуживания и ремонта значительно увеличиваются [15].

– **Шведская фирма «АВВ»**

Шведская фирма «АВВ» - лидер в производстве силового оборудования высокого, среднего и низкого напряжения; продуктов и технологий для автоматизации. Продукция для автоматизации применяется в различных отраслях промышленности. Компания АВВ имеет ряд робототехнической продукции, включая программное обеспечение, контроллеры, функциональное оборудование, специализированные отраслевые решения и комплексы услуг.

Терминалы защиты и автоматики SPAC-800 в России выпускаются совместным предприятием ООО «АВВ Реле-Чебоксары».

Серия защит SPAC 800 была разработана более 10 лет назад. Несмотря на это она выполняет большинство возложенных на нее задач с высокой степенью надежности. В настоящее время фирма АВВ не собирается принципиально модернизировать данные устройства или заменять их новыми модификациями. Терминалы входят в семейство SPACOM и совместимы с комплексной системой защиты и управления концерна АВВ.

Терминалы SPAC 800 рассчитаны на потребителей, не требующих сложных видов защиты. Для построения сложных защит необходимо использование комплекса мер с использованием нескольких терминалов и дополнительных устройств, что может приводить к удорожанию системы защиты объекта. Для дополнения недостающих функций SPAC 800 используются микропроцессорные реле серий SPA 100 и SPA 300 также входящие в семейство SPACOM. Реле выполняют функции защит, измерения и сигнализации. Некоторые реле имеют дополнительную функцию аварийного осциллографа, поставляемого по отдельному заказу.

Достоинствами устройства являются:

- многофункциональность;
- возможность интегрирования в систему управления верхнего уровня;
- прием сигналов от внешних устройств с последующим действием на отключение или сигнализацию;
- контроль готовности цепей управления выключателем;
- регистрацию параметров аварийных событий;

- гибкая программируемая логика с действием на сигнал или отключения;
- цифровой дисплей для отображения параметров;
- интерфейс последовательной связи для передачи данных о событиях, уставках и состоянии самоконтроля;
- малое потребление по цепям тока и оперативного питания; устойчивость к воздействию электрических помех

К недостаткам SPAC 800 можно отнести устаревший недостаточно удобный интерфейс панели управления и индикации [14].

Пример к проектированию МУРЗ производства НПП «ЭКРА». Помимо достоинств, присущих практически всем распространенным микропроцессорным устройствам защит, терминалы «ЭКРА» отвечают отечественной идеологии построения комплекса РЗА. Предприятие имеет сервисный центр, расположенный в г. Новосибирске, что существенно ускоряет сроки проведения ремонта блоков защит, в случае выхода их из строя. К тому же МУРЗ производства НПП «ЭКРА» уже устанавливаются на большинстве энергообъектов развивающихся месторождений ОАО «Томскгазпром».

### **3 Принятие варианта решений по составу и номенклатуре РЗА заданных объектов**

В соответствии с [7] для линий в сетях 20 и 35 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

В соответствии с [7] для защиты трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухо-заземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

Для защиты линии 35 кВ ПС Мыльджинская – ПС Северо-Васюганская с ответвлениями применен шкаф ШЭ2607 182. Аппаратура шкафа ШЭ2607 182 содержит два комплекта защит (на каждую из линий двухцепной линии) и предназначена для защиты линии 6-35 кВ и управления линейным выключателем [22].

#### **Состав ШЭ2607 182**

Содержит два комплекта, выполненный на базе терминала БЭ2502 181, реализованы следующие функции:

- трёхступенчатую от междуфазных КЗ и двухступенчатую от двойных КЗ на землю дистанционную защиту (ДЗ)
- трехступенчатую максимальную токовую защиту (МТЗ),
- защиту от однофазных замыканий на землю (ЗОЗЗ)
- устройство резервирования отказов выключателя (УРОВ)
- двукратную автоматику повторного включения (АПВ)
- автоматику управления выключателем (АУВ)
- защиту от несимметричных режимов работы (ЗНР)
- одноступенчатую защиту минимального напряжения (ЗМН).

## **Особенности**

Питание оперативным постоянным током терминала, цепей электромагнитов включения и первой группы электромагнитов отключения, а также цепей второй группы электромагнитов отключения выключателя выполнено от отдельных автоматических выключателей. Благодаря этому обеспечивается возможность отключения выключателя даже при неисправном терминале.

В ДЗ по выбору имеется два алгоритма блокировки при качаниях:

- по скорости изменения токов обратной и прямой последовательности;
- по скорости изменения векторов сопротивления.

## **Принцип действия**

Дистанционная защита содержит:

- три ступени от междуфазных КЗ, две ступени от двойных КЗ на землю и дополнительный ненаправленный измерительный орган сопротивления;
- блокировку при качаниях (пуск по току (и напряжению) либо по изменению величины токов прямой или обратной последовательности);
- блокировку при неисправностях в цепях напряжения;
- орган выявления вида короткого замыкания (междуфазное или «на землю»);
- цепи логики.

I...III ступени ДЗ от междуфазных КЗ содержат по три измерительных органа сопротивления, реагирующие на междуфазные КЗ и включенные на разности фазных токов и соответствующие междуфазные напряжения. I и II ступени ДЗ содержат по три измерительных органа сопротивления, реагирующие на двойные КЗ на землю и включенные на фазные напряжения и соответствующие фазные токи, с учетом компенсации вычисляемого тока нулевой последовательности линии.

МТЗ содержит три ступени с независимой времятоковой характеристикой. Ступени МТЗ могут быть выполнены направленными и иметь пуск от пускового органа защиты минимального напряжения или комбинированный пуск по напряжению. Предусмотрена возможность автоматического ввода ускорения срабатывания МТЗ при любых включениях выключателя на время ввода ускорения. РТ МТЗ реагирует на фазные величины.

Имеется защита от неполнофазного режима, реализованная на реле отношения токов обратной и прямой последовательностей.

Пуск АПВ (однократного или двукратного) осуществляется с контролем напряжений на шинах и линии (контроль отсутствия, наличия или синхронизма

напряжений). Предусмотрен режим включения выключателя как с контролем, так и с улавливанием синхронизма.

Функция УРОВ реализует принцип индивидуального устройства, причём возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

Для защиты трансформатора ТДТН 10000/110 установленного на ПС Мыльджинская, применен шкаф ШЭ2607 152.

Шкаф ШЭ2607 152 предназначен для основной и резервной защиты трансформатора с высшим напряжением 110–220 кВ, управления выключателем стороны ВН трансформатора, регулирования коэффициента трансформации под нагрузкой [8].

### **Состав ШЭ2607 152**

Содержит три комплекта (комплекты А1, А2, А3).

Комплект А1 реализует функции ДЗТ, ТЗНП ВН, МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН с пуском по напряжению, ЗП, токовые реле для пуска АО, реле минимального и максимального напряжения сторон СН, НН для пуска по напряжению МТЗ ВН, МТЗ СН, МТЗ НН1, блокировку РПН при перегрузке по току и понижению напряжения сторон СН, НН, УРОВ стороны ВН трансформатора, обеспечивает прием сигналов от ГЗТ и ГЗ РПН.

Комплект А2 реализует функции АУВ, АПВ, УРОВ, МТЗ с комбинированным пуском по напряжению стороны ВН от многократных КЗ, ТЗНП, защиты от непереключения фаз и защиты от неполнофазного режима. Обеспечивает прием сигналов от ГЗТ и ГЗ РПН.

Комплект А3 реализует функции АРКТ, обеспечивает автоматическое поддержание напряжения, ручное регулирование напряжения, оперативное переключение регулирования и изменения уставки по напряжению, блокировки РПН.

### **Принцип действия**

ДЗТ обеспечивает защиту от всех видов коротких замыканий внутри бака и выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку. Чувствительное реле ДЗТ имеет токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания. Дифференциальная отсечка предназначена для обеспечения надежной работы при больших токах повреждения в зоне действия защиты.

Для отстройки ДЗТ от бросков токов намагничивания контролируется уровень второй гармоники в дифференциальном токе.

МТЗ на всех сторонах трансформатора выполняется в трехфазном исполнении и содержит: реле максимального тока, при этом МТЗ НН имеют две ступени; реле выдержки времени для действия на различные выключатели всех сторон трансформатора; пусковые органы низшего напряжения, реагирующие на уменьшение междуфазных напряжений и на увеличение напряжения обратной последовательности.

Функция УРОВ первого комплекта реализует принцип индивидуального устройства, причем возможно выполнение универсального УРОВ как по схеме с дублированным пуском, так и по схеме с автоматической проверкой исправности выключателя.

АПВ обеспечивает однократное автоматическое повторное включение выключателя. Пуск АПВ реализован без контроля напряжений на шинах («слепое» АПВ).

Автоматический регулятор коэффициента трансформации осуществляет автоматическое поддержание напряжения в заданных пределах и ручное регулирование напряжения, блокировку работы РПН при обнаружении неисправности привода РПН, блокировку РПН от внешних сигналов.

К дальнейшему расчету для защиты линии 35 кВ ПС Мыльджинская – ПС Северо-Васюганская с ответвлениями выбираем следующие типы защит на основе шкафа ШЭ2706 182:

- основная – трёхступенчатая дистанционная защита (ДЗ) от междуфазных КЗ и двухступенчатая от однофазных КЗ на землю;

- резервная – двухступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ);

Для трансформатора ТДТН-10000/110 на ПС Мыльджинская на основе шкафа ШЭ2607 152 предусмотрим следующие защиты:

- продольная дифференциальная защита;

- газовая защита трансформатора и устройства РПН;

- максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению высокого, среднего и низкого напряжений;

- защита от перегрузки.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-9401	Ласовский Олег Сергеевич

<b>Институт</b>	Электроэнергетический	<b>Кафедра</b>	Электроэнергетические системы и сети
<b>Уровень образования</b>	инженер	<b>Направление/специальность</b>	Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- оклад доцента, инженера - стоимость оборудования и материалов
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- срок службы оборудования и материалов - норма амортизационных отчислений
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	- ставка налога на прибыль - норма социальных отчислений

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	оценка технического уровня новшества
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	- планирование выполнения проекта - определение трудоемкости поэтапного выполнения работ
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	расчет: - материальных затрат на проектирование и амортизационные отчисления - затрат на оплату труда и социальных отчислений, накладных и прочих расходов.
4. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	расчет капитальных вложений в проект
5. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	- определение экономического эффекта от внедрения ИР - расчет основных показателей экономической эффективности ИР

**Перечень графического материала** (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Оценка конкурентоспособности ИР
2. Основные показатели эффективности ИП

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Коршунова Лидия Афанасьевна	Кандидат технических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-9401	Ласовский Олег Сергеевич		

## 7 Технико-экономическое обоснование реконструкции релейной защиты и автоматики

Целью реконструкции релейной защиты и автоматики подстанции «Мыльджинская» Томской энергосистемы является замена оборудования отработавшего свой эксплуатационный ресурс и устаревшего морально на современное оборудование. Это позволит повысить надежность электроснабжения потребителей путем снижения числа отказов и излишних срабатываний защит, а так же снизить ущерб от недоотпуска электроэнергии, повреждения силового электрооборудования.

Для обоснования реконструкции необходимо оценить технический уровень проекта, определить капитальные вложения в проектирование реконструкции релейной защиты, стоимость оборудования и его монтажа, рассчитать экономический эффект от внедрения проекта, определить показатели эффективности предложенного решения.

### 7.1 Оценка технического уровня

Для оценки технического уровня проекта сравним предложенный к установке терминал микропроцессорных защит производства НПП «ЭКРА» с аналогичным по назначению терминалом производства НТЦ «Механотроника» по ряду важнейших технических параметров. Так же необходимо произвести сравнение с соответствующими параметрами потребности, необходимыми для заказчика (потребителя). Данные для оценки конкурентоспособности разрабатываемого новшества приведем в таблице 11.

Единичный параметрический показатель рассчитывается по формуле:

$$q = \frac{P}{P_{100}}, \quad (7.1)$$

где  $q$  – параметрический показатель;

$P$  – величина параметра реального объекта;

$P_{100}$  – величина параметра гипотетического (идеального) объекта, удовлетворяющего потребность на 100%.

После вычисления всех единичных показателей становится реальностью вычисление обобщенного (группового показателя), характеризующего соответствие объекта потребности в нем (полезный эффект или качество объекта):

$$Q = \sum_{i=1}^n q_i d_i, \quad (7.2)$$

где  $Q$  – групповой технический показатель (по техническим параметрам);

$q_i$  – единичный параметрический показатель по  $i$ -му параметру;

$d_i$  – вес  $i$ -го параметра;

$n$  – число параметров, подлежащих рассмотрению [24].

Таблица 11 – Оценка технического уровня новшества

Характеристики	Вес показателя	Новшество (терминал НПП "Экра")		Конкурент (терминал НТЦ "Механотроника")		Гипотетический объект	
	$d_i$	$P_i$	$q_i$	$P_i$	$q_i$	$P_{100}$	$q_{100}$
Время срабатывания, не менее, мс	0,2	50	0,40	70	0,29	20	1,00
Устойчивость к перегрузке по напряжению питания, В	0,15	253	0,84	264	0,88	300	1,00
Устойчивость к прерыванию напряжения питания, с	0,11	1	1,00	0,8	0,80	1	1,00
Относительная основная погрешность измерения тока, %	0,1	4	0,50	5	0,40	2	1,00
Термическая стойкость аналоговых входов тока, длительно, А	0,1	10	0,40	25	1,00	25	1,00
Срок службы, год	0,09	20	1,00	12	0,60	20	1,00
Количество выполняемых функций, шт.	0,07	40	0,89	36	0,80	45	1,00
Количество измеряемых величин, шт.	0,06	12	1,00	11	0,92	12	1,00
Количество дискретных входов, шт.	0,06	50	1,00	44	0,88	50	1,00
Количество дискретных выходов, шт.	0,06	40	0,80	30	0,60	50	1,00
Полезный эффект новшества (интегральный показатель качества), $Q$		0,73		0,67		1,00	

Показатель конкурентоспособности новшества по отношению к базовому объекту будет равен:

$$K_{my} = \frac{Q_n}{Q_k}, \quad (7.3)$$

где  $K_{my}$  – показатель конкурентоспособности нового объекта по отношению к конкурирующему по техническим параметрам (показатель технического уровня);

$Q_n$ ,  $Q_k$  – соответствующие групповые технические показатели нового и базового объекта.

$$K_{my} = \frac{Q_n}{Q_k} = \frac{0,73}{0,67} = 1,083.$$

## 7.2 Капитальные вложения в проектирование РЗ

Капитальные вложения в проектирование релейной защиты выбранного объекта складываются из стоимости проектирования релейной защиты из затрат на монтаж и наладку оборудования (комплектов защит), и из стоимости самого оборудования [24]:

$$K = K_{\text{проект}} + K_{\text{оборуд}} + K_{\text{монтаж}}, \quad (7.4)$$

где  $K_{\text{проект}}$  - затраты на выполнение проекта, тыс. руб.;

$K_{\text{оборуд}}$  - стоимость комплектов защит, тыс. руб.;

$K_{\text{монтаж}}$  - затраты на монтаж и наладку оборудования, тыс. руб.

### 7.2.1 Организация и планирование проектных работ

Для проектирования были задействованы исполнители: научный руководитель проекта (НР) – доцент 15 разряда (15 р.) кафедры «Электроэнергетические системы (ЭЭС)»; инженер (И) 9 разряда (9 р.) – дипломирующийся студент.

Для участников проекта необходимо определить их загрузку. Загрузка исполнителей - это операция, при которой происходит определение нужного количества исполнителей и объема их загрузки в зависимости от количества выполненных работ. Доля загрузки руководителя не более 10% от времени, затраченного инженером на проектирование.

В таблице 12 приведен перечень, длительность, исполнители и загрузка основных этапов и работ, имеющих место при проектировании РЗА участка сети.

Таблица 12 – Комплекс работ по разработке проекта

Перечень работ	Исполнители	Загрузка, дни
<b>Подготовительный этап</b>		
Постановка целей и задач, получение исходных данных	И 9 р. НР 15 р.	1 1
Составление и утверждение технического задания проекта	И 9 р. НР 15 р.	3 1
Подбор и изучение литературы	И 9 р.	5
<b>Исследование и анализ предметной области</b>		
Анализ схемы энергорайона	И 9 р.	3
Составление схемы замещения. Расчет параметров схемы и токов короткого замыкания	И 9 р. НР 15 р.	4 1
<b>Расчет релейной защиты</b>		
Выбор оборудования релейной защиты	И 9 р.	2
Расчет дистанционной защиты для линии	И 9 р. НР 15 р.	6 1
Расчет ступенчатой токовой защиты для линии	И 9 р.	4
Расчет дифференциальной защиты для трансформатора	И 9 р. НР 15 р.	5 1
Расчет ступенчатой токовой защиты для трансформатора	И 9 р.	4
<b>Оформление документации и подготовка к сдаче проекта</b>		
Анализ полученных результатов	И 9 р. НР 15 р.	3 1
Сдача электронного варианта разработки	И 9 р.	1
Анализ и расчеты производственной и экологической безопасности, технико- экономического обоснования проекта	И 9 р.	8
Написание пояснительной записки	И 9 р.	10
Оформление графического материала	И 9 р.	3
Итого	И 9 р. НР 15 р.	64 6

### 7.2.2 Составление сметы затрат на разработку проекта

Целью данного раздела является экономически обоснованное определение затрат на разработку проекта. В рамках данного проекта создается одна разработка, определение затрат производится путем составления сметы затрат, т.е. группировка проводится по элементам.

Затраты, образующие себестоимость разработки можно сгруппировать следующим образом [24]:

- материальные затраты на проектирование;
- амортизационные отчисления;
- затраты на оплату труда;
- социальные отчисления от заработной платы;
- прочие расходы;
- накладные расходы;
- **материальные затраты**

Данный элемент включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта, включая расходы на их приобретение и, при необходимости – доставку. Материальные затраты на проектирование составляют 1000 рублей.

Комплекующие:

- диски - 50 руб. (5шт.);
- бумага – 300 руб. (500 листов);
- канцтовары - 450 рублей.

$$I_{мз} = (50 \cdot 5) + 300 + 450 = 1000 \text{ руб.}$$

– **амортизационные отчисления**

Амортизация – это отчисленный в денежном выражении износ основных средств в процессе их применения, производственного использования. Данный элемент отражает сумму амортизационных отчислений на полное восстановление основных средств, используемых при реализации проекта.

Амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$I_{AM} = \frac{C_{перв} \cdot n}{365 \cdot t}, \quad (7.5)$$

где  $C_{перв}$  – первоначальная стоимость объекта, руб.;

$n$  – время работы, дней;

$t$  – срок полезного использования объекта (срок службы), год.

В таблице 13 приведем расчет амортизационных отчислений.

Таблица 13 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование	Количество, шт	Общая стоимость, руб	Время работы, день	Срок полезного использования, год	$I_{AM}$ , руб.
Компьютер	2	70000	39	5	1495,89
Принтер	1	5000	2	5	5,48
Сканер	1	5000	4	5	10,96
Компьютерный стол	2	20000	64	10	350,68
Офисное кресло	2	14000	64	10	245,48
Итого					2108,49

Таким образом  $I_{AM} = 2108,49$  руб.

**– затраты на оплату труда**

Расчёт заработной платы (ЗП) выполняется на основе месячного оклада, коэффициента отпускных, надбавки и районного коэффициента исполнителя. Для участников проекта предусмотрен только районный коэффициент, который для г. Томска составляет 30%. Издержки на оплату труда:

$$I_{ЗП} = (ЗП_о \cdot K_1 + Д) \cdot K_2, \quad (7.6)$$

где  $ЗП_о$  – месячный оклад исполнителя, руб. (для инженера 14500 руб., для руководителя (доцента) 23600 руб. а также надбавка 2200 руб. к окладу руководителя);

$K_1$  - коэффициент учитывающий отпуск, принимается равным 1,1;

$Д$  - надбавка, денежная выплата сверх заработной платы (2200 руб. для доцента) руб.;

$K_2$  - районный коэффициент, принимается равным 1,3.

Фактическая заработная плата рассчитывается следующим образом:

$$I_{ЗП}^{\phi} = \frac{I_{ЗП}}{n_1} \cdot n_2, \quad (7.7)$$

где  $I_{ЗП}$  – заработная плата за месяц, руб.;

$n_1$  - количество рабочих дней, дней (21 день);

$n_2$  - фактическое количество отработанных дней.

Расчет заработной платы с учетом трудоемкости приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Затраты на заработную плату

Исполнитель	Зарплата за месяц, руб.	Фактическая зарплата, руб.
Инженер	20735	63192,4
Научный руководитель	36615	10461,4
Итого		73653,8

Таким образом, затраты на оплату труда для 2-х участников проектирования за весь период составляют 73653,8 рублей.

**– социальные отчисления от заработной платы**

Отчисления во внебюджетные фонды включают в себя отчисления в различные фонды (пенсионный, обязательного медицинского страхования и др.), которые составляют 30 % от суммы заработной платы (ЗП).

$$I_{CO} = 0,3 \cdot I_{ЗП}^{\Phi} = 0,3 \cdot 73653,8 = 22096,14 \text{ руб.}$$

**– прочие затраты**

В прочие расходы могут быть включены: расходы на пользование интернетом, размножение материалов, аренду спецоборудования, командировки и т.п.

Прочие расходы составляют 10% от всех предыдущих затрат на реализацию проекта и составляют:

$$I_{ПР} = I_{МЗ} + I_{АМ} + I_{ЗП}^{\Phi} + I_{CO} = (1000 + 748 + 73653,8 + 22096,14) \cdot 0,1 = 9749,8 \text{ руб.}$$

**– накладные расходы**

Накладные расходы составляют 200% от суммы заработной платы 2-х участников проектирования и составляют:

$$I_{НР} = 2 \cdot I_{ЗП}^{\Phi} = 2 \cdot 73653,8 = 147307,6 \text{ рублей.}$$

На основании рассчитанных затрат определяется договорная цена. Величина договорной цены должна устанавливаться с учетом эффективности, качества и сроков исполнения разработки на уровне, отвечающем экономическим интересам заказчика (потребителя) и исполнителя. Договорная цена  $C_d$  может быть рассчитана по следующей формуле:

$$C_d = C_{пл} \cdot K_{му}, \quad (7.8)$$

где  $C_{пл}$  – плановая себестоимость разработки, руб.;

$K_{му}$  – коэффициент технического уровня, определенный в п.7.1.

Все вышеперечисленные затраты включаются в смету, которая приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Смета затрат на разработку

Элементы затрат	Условное обозначение	Сумма руб.
Материальные затраты	$I_{МЗ}$	1000
Амортизация компьютерной техники	$I_{АМ}$	2108,49
Затраты на оплату труда	$I_{ЗП}^{\Phi}$	73653,8
Социальные отчисления	$I_{СО}$	22096,14
Прочие затраты	$I_{ПР}$	9749,8
Накладные расходы	$I_{НР}$	147307,6
Себестоимость	$C_{нл}$	255915,83
Прибыль	$П$	21275,76
Договорная цена	$Ц_{\delta}$	277191,6

Таким образом, затраты на проектирование составили  $K_{проект} = 277191,6$  руб.

### 7.2.3 Затраты на оборудование

Стоимость монтажа, наладки и самого оборудования приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Затраты на оборудование

Наименование	Стоимость, тыс. руб.
Шкаф защит трансформатора ШЭ2607 152	700
Шкаф защит линии ШЭ2607 182	700
Монтаж и наладка шкафов защит	100
Итого	1500

Таким образом капитальные вложения в проект составили:

$$K = K_{проект} + K_{оборуд} + K_{монтаж} = 277,19 + 1400 + 100 = 1777,19 \text{ тыс. руб.}$$

### 7.3 Экономическая эффективность спроектированных РЗА

Экономическая эффективность релейной защиты определяется предотвращённым ущербом вследствие внедрения средств РЗА [25]:

$$\mathcal{E} = Y - Y^{PZA}, \quad (7.9)$$

где  $Y$  – экономический ущерб до внедрения средств РЗА, тыс. руб.;

$Y^{PZA}$  – экономический ущерб после внедрения РЗА, тыс. руб.

Ущерб при отсутствии на объекте РЗА складывается из ущерба вследствие разрушительного действия токов КЗ ( $Y_{кз}$ ) (разрушение может заключаться в физическом ущербе и режимном разрушении, вследствие снижения напряжения прямой

последовательности), ущерба от небаланса активной мощности в узлах, объединенных автоматизируемым элементом ( $Y_{нб}$ ) и ущерба от прекращения перетоков ( $Y_n$ ):

$$Y = Y_{кз} + Y_{нб} + Y_n. \quad (7.10)$$

Ущерб от действия КЗ при наличии на объекте РЗА, складывается из ущербов вследствие отказов срабатывания, излишних и ложных срабатываний РЗ, а также из расчетных эксплуатационных издержек:

$$Y^{PZA} = Y_{OC}^{PZA} + Y_{ИС}^{PZA} + Y_{ЛС}^{PZA} + C^{PZA}. \quad (7.11)$$

В итоге имеем:

$$\mathcal{E} = Y_{кз} + Y_{нб} + Y_n - Y_{ИС}^{PZA} - Y_{ЛС}^{PZA} - Y_{OC}^{PZA} - C^{PZA}. \quad (7.12)$$

Приведем численные значения составляющих экономической эффективности спроектированных защит в таблице 17:

Таблица 17 – Численные значения составляющих экономического эффекта

Составляющая	Условное обозначение	Численное значение, тыс. руб.
Ущерб вследствие разрушительного действия токов КЗ	$Y_{кз}$	344,9
Ущерб от небаланса активной мощности в узлах, объединенных автоматизируемым элементом	$Y_{нб}$	18,96
Ущерб от прекращения перетоков	$Y_n$	5,54
Ущерб вследствие отказов срабатывания РЗ	$Y_{OC}^{PZA}$	0
Ущерб вследствие излишних срабатываний РЗ	$Y_{ИС}^{PZA}$	0,14
Ущерб вследствие ложных срабатываний РЗ	$Y_{ЛС}^{PZA}$	0,18
Расчетные эксплуатационные издержки	$C^{PZA}$	35,1

Таким образом:

$$\mathcal{E} = 344,9 + 18,96 + 5,54 - 0 - 0,14 - 0,18 - 35,1 = 333,98 \text{ тыс. руб}$$

#### 7.4 Расчет основных показателей экономической эффективности

Для расчета показателей эффективности примем горизонт расчета  $T_{расч} = 12$  годам; шаг расчета  $t=1$  год; ставку дисконта  $E = 12\%$ ;

Величину амортизационных отчислений рассчитаем по норме амортизации

$$\bar{H}_a = \frac{1}{T_{расч}} \text{ от суммы инвестиций:}$$

$$A = \bar{H}_a \cdot K = \frac{1}{12} \cdot 1777,19 = 148,1 \text{ тыс руб.}$$

Прибыль, с учетом налогов, рассчитаем по формуле:

$$П^ч = 0,8 \cdot Э = 0,8 \cdot 333,98 = 267,18 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет показателей экономической эффективности по [24] сведем в таблицу 18 (все расчеты производим в Excel):

Приведем примеры расчетов показателей экономической эффективности:

– **чистый дисконтированный доход (ЧДД):**

Воспользуемся модифицированной формулой:

$$ЧДД = \sum_{t=0}^T (П_t^ч + A_t) \cdot (1 + E)^{\tau-t} - \sum_{t=0}^T K_t \cdot (1 + E)^{\tau-t}, \quad (7.13)$$

где  $П_t^ч$  – чистая прибыль в t год, тыс. руб.;

$A_t$  – амортизационные отчисления в t год, тыс. руб.;

$K_t$  – капиталовложения в t год, тыс. руб.;

$\tau$  – год приведения, год.

$$ЧДД = \sum_{t=0}^{12} ((267,18 + 148,1) \cdot (1 + 0,12)^{1-2} + \dots + (267,18 + 148,1) \cdot (1 + 0,12)^{1-12}) - 1777,19 \cdot (1 + 0,12)^{1-1} = 688,62 \text{ тыс. руб.}$$

– **индекс доходности (ИД):**

$$ИД = \frac{\sum_{t=0}^T (П_t^ч + A_t) \cdot (1 + E)^{\tau-t}}{\sum_{t=0}^T K_t \cdot (1 + E)^{\tau-t}}, \quad (7.14)$$

$$ИД = \frac{\sum_{t=0}^{12} ((267,18 + 148,1) \cdot (1 + 0,12)^{1-2} + \dots + (267,18 + 148,1) \cdot (1 + 0,12)^{1-12})}{1777,19 \cdot (1 + 0,12)^{1-1}} = 1,39$$

Таблица 18 – Интегральные показатели эффективности

Наименование показателей	Значение показателей по годам											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Капитальные вложения $K$ , тыс. руб.	1777,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Доход $\Pi^t$ , тыс. руб.	0	267,18	267,18	267,18	267,18	267,18	267,18	267,18	267,18	267,18	267,18	267,18
Амортизационные отчисления $A$ , тыс. руб.	0	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1
Коэффициент дисконтирования при $E_1 = 12\%$	1	0,89	0,8	0,71	0,64	0,57	0,51	0,45	0,4	0,36	0,32	0,29
Дисконтированный доход, тыс. руб.	0	370,79	331,06	295,59	263,92	235,64	210,39	187,85	167,72	149,75	133,71	119,38
Суммарный дисконтированный доход нарастающим итогом, тыс. руб.	0	370,79	701,84	997,43	1261,35	1496,99	1707,39	1895,24	2062,96	2212,72	2346,42	2465,81
Чистый дисконтированный доход $ЧДД_1$ , тыс. руб.	-1777,2	-1406	-1075,4	-779,76	-515,84	-280,20	-69,80	118,05	285,77	435,53	569,23	688,62
Индекс доходности $ID$	1,39											
$T_{ок}$ (срок окупаемости), год	7,4											
Коэффициент дисконтирования при $E_2 = 55\%$	1	0,65	0,42	0,27	0,17	0,11	0,07	0,05	0,03	0,02	0,01	0,01
Дисконтированный доход, тыс. руб.	0	267,92	172,85	111,52	71,95	46,42	29,95	19,32	12,46	8,04	5,19	3,35
Суммарный дисконтированный доход нарастающим итогом, тыс. руб.	0	267,92	440,78	552,29	624,24	670,66	700,61	719,93	732,39	740,43	745,62	748,97
Чистый дисконтированный доход $ЧДД_2$ , тыс. руб.	-1777,2	-1509,3	-1336,4	-1224,9	-1152,6	-1106,5	-1076,6	-1057,3	-1044,8	-1036,8	-1031,6	-1028,2
Индекс доходности	0,42											
Срок окупаемости, год	>12											
Внутренняя норма доходности $E_{вн}$ , %	29,25											

– окупаемость инвестиций ( $T_{ок}$ ):

Этот параметр находится из равенства:

$$\sum_{t=0}^T (P_t^u + A_t) \cdot (1 + E)^{\tau-t} = \sum_{t=0}^T K_t \cdot (1 + E)^{\tau-t}$$

Для расчета срока окупаемости построим зависимость ЧДД от времени (рисунок 10). Абсцисса точки пересечения графика с нулем и будет  $T_{ок}$ :

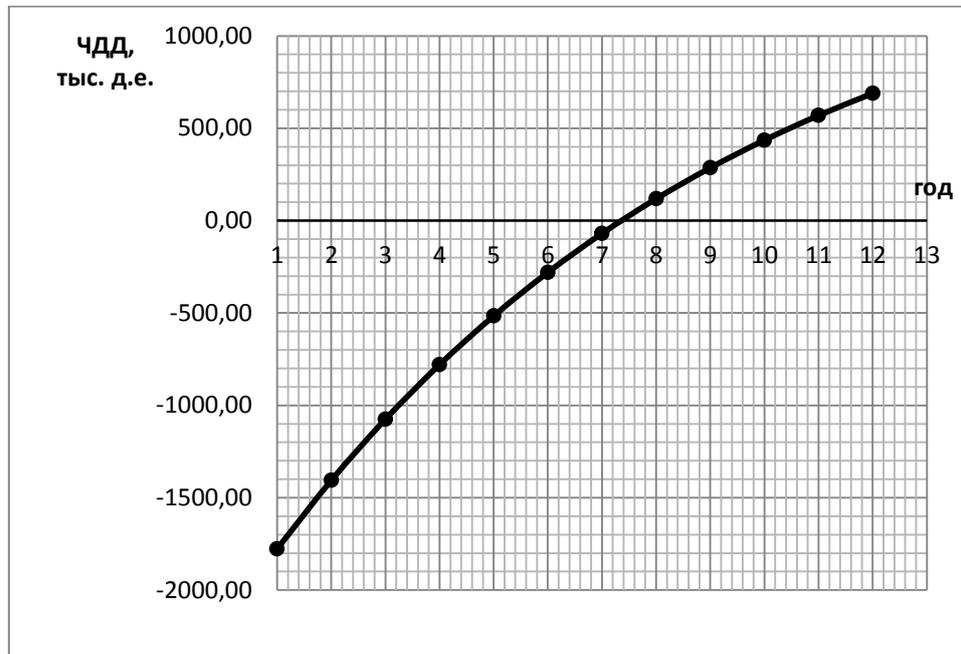


Рисунок 10 – Изменение ЧДД по шагам расчета

Из графика видно, что  $T_{ок}=7,4$  лет.

– внутренняя норма доходности (ВНД):

Равна ставке дисконтирования  $E_{вн}$ , при которой ЧДД варианта проекта равен нулю.

ВНД можно рассчитать по формуле:

$$E_{вн} = E_1 + \frac{ЧДД_1}{ЧДД_1 - (-ЧДД_2)} \cdot (E_2 - E_1) \quad (7.15)$$

Для этого надо рассчитать ЧДД при двух ставках, при которых ЧДД положителен (первая ставка  $E_1=12\%$ ) и отрицателен (вторую  $E_2$  определяем методом подбора значений в Excel):

$$E_{вн} = 12 + \frac{688,62}{688,62 - (-1028,22)} \cdot (55 - 12) = 29,25\%$$