

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

Институт ИнЭО
Специальность релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем
Кафедра электроэнергетических систем

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы	
Проектирование релейной защиты линии электропередач 220 кВ Беловская ГРЭС – ПС «Бачатская» Кузбасской ЭЭС	

УДК 621.316.925-047.74(571.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9401	Родионов Валерий Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Рубан Н. Ю.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2016 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Универсальные компетенции		
Р1	<i>Совершенствовать</i> и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, 3; ОПК-1, 2), Критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р2	<i>Свободно пользоваться</i> русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.	Требования ФГОС (ОПК-3), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р3	<i>Использовать</i> на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-2, 3; ОПК-1; ПК-1, 2, 3), Критерий 5 АИОР (п. 2.6), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Р4	<i>Использовать</i> представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, с готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.	Требования ФГОС (ОК-3; ОПК-1, 4), Критерий 5 АИОР (п. 1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Профессиональные компетенции		
Р5	<i>Применять</i> углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной	Требования ФГОС (ОПК-4; ПК- 4-6)1, Критерий 5 АИОР (п.1.1), согласованный с требованиями международных стандартов

	деятельности в области электроэнергетики и электротехники.	
P6	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.	Требования ФГОС (ПК-1, 7,8), Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P7	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.	Требования ФГОС (ПК-2, 9, 10, 11), Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> .
P8	Проводить инновационные <i>инженерные исследования</i> в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.	Требования ФГОС (ПК-3, 13, 14, 15, 24-26), Критерий 5 АИОР, согласованный с требованиями международных с

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

Институт ИнЭО
Специальность релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем
Кафедра электроэнергетических систем

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
39401	Родионов Валерий Олегович

Тема работы:

**Проектирование релейной защиты линии электропередач 220 кВ Беловская ГРЭС – ПС
«Бачатская» Кузбасской ЭЭС**

Утверждена приказом директора (дата, номер)	01.02.2016, №577/с
---	--------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25 мая 2016 г.
--	----------------

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. Электрическая схема объекта
2. Параметры объекта

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,

1. Постановка задачи
2. Краткая характеристика защищаемого объекта и его роль в энергосистеме
3. Выбор устройств релейной защиты и автоматики
4. Планирование расчетных аварийных режимов
5. Расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты и автоматики
6. Экономическая часть
7. Безопасность жизнедеятельности

<i>подлежащих разработке; заключение по работе).</i>		8. Заключение	
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		1. Совмещенная схема замещения прямой, обратной, нулевой последовательности района защищаемой линии 2. Экономическая часть	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>			
Раздел		Консультант	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Коршунова Лидия Афанасьевна	
Социальная ответственность		Амелькович Юлия Александровна	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:			

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.02.2016
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Рубан Н. Ю.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
39401	Родионов Валерий Олегович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 с., 15 рис., 13 табл., 27 источников, 2 прил.

Ключевые слова: релейная защита, Беловская ГРЭС, уставка, токовая отсечка, проверка чувствительности, дистанционная защита.

Объектом исследования является линия электропередач 220 кВ Беловская ГРЭС – ПС «Бачатская».

Цель работы – проектирование релейной защиты линии 220 кВ.

Предмет исследования: выбор релейной защиты и расчет ее уставок.

В результате исследования были рассчитаны уставки линии 220 кВ БГРЭС – ПС «Бачатская» и проведена проверка чувствительности.

Практическая новизна состоит в применении современных методических указаний при расчете уставок микропроцессорных устройств на базе шкафов ШЭ 2607-016 компании «ЭКРА».

Область применения: результаты работы могут быть использованы в качестве основы для расчета уставок.

Обозначения и сокращения

ГРЭС – государственная районная электрическая станция;

БГРЭС – Белоская ГРЭС;

ПС – подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

ПА – противоаварийная автоматика;

РЗ – релейная защита;

ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;

ТТ – трансформатор тока;

ТН – трансформатор напряжения;

АТ – автотрансформатор;

ДЗ – дистанционная защита;

Оглавление

Введение.....	9
1. Формирование района энергосистемы с точки зрения релейной защиты заданных объектов.....	11
2. Анализ исходных данных и принятие предварительных проектных решений.....	13
2.1 Характеристика защищаемого объекта.....	13
2.2 Выбор состава РЗА защищаемого объекта.....	14
2.3 Выбор аппаратной реализации РЗА.....	14
2.4 Выбор устройств защиты.....	15
2.5 Принцип действия защит.....	17
2.6 Выбор измерительных трансформаторов.....	24
3. РАСЧЕТ ВЫБРАННЫХ РЗА ЗАЩИЩАЕМОГО ОБЪЕКТА.....	28
3.1 Расчет защиты линии «Беловская ГРЭС» - «Бачатская» комплекта 2 со стороны ПС «Бачатская».....	28
3.1.1 Расчет дистанционной защиты.....	28
3.1.2 Токовая отсечка.....	36
3.1.3 Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП).....	37
3.2 Расчет защиты линии «Бачатская»-«Беловская ГРЭС» комплекта 1 со стороны Беловской ГРЭС.....	43
3.2.1 Расчет дистанционной защиты.....	43
3.2.2 Токовая отсечка.....	48
3.2.3 Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП).....	49
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	55
5. Социальная ответственность.....	69
Заключение.....	92
Список используемых источников.....	93
Приложение.....	95

Введение

Особенностью электроэнергетических систем (ЭЭС) является жесткая взаимосвязь разнородных элементов и комплексов: генераторы, двигатели, трансформаторы, реакторы, компенсаторы, фильтр нагрузки, фильтр нагрузки регуляторы; электрические линии разных классов напряжений; паровые и газовые турбины, сочлененные с турбогенераторами, гидротурбины, сочлененные с гидрогенераторами; котельные агрегаты, атомные реакторы, камеры сгорания газовых турбин; системы топливо приготовления на угольных электростанциях, транспортные системы и цеха, водохранилище и т.д. Вся названная система компонентов функционирует в условиях взаимозависимости параметров процессов в одних элементах от параметров процессов в других. Однако не только по параметрам процессов элементы ЭЭС взаимосвязаны, но сами параметры процессов определяются параметрами схем и конструкции элементов, среди которых обобщающими и фундаментальными являются коэффициенты передачи между выходом и входом элементов и постоянные времени, отображающие динамику изменения процессов.

В настоящее время при рассмотрении процессов в электрической части ЭЭС, на которые реагирует релейная защита и автоматика (РЗА), считается достаточным учитывать элементы электрической схемы (электрической сети) и участвующие в электромеханическом преобразовании энергии турбины. Причем последнее учитывается только при расчете параметров электромеханических процессов, что в свою очередь необходимо для определения и уточнения уставок противоаварийной автоматики (ПА).

Время протекания электромагнитных процессов настолько быстротечно, что никакого непосредственного участия обслуживающего персонала в обнаружении и управлении ими не может быть и речи. Поэтому устройства релейной защиты (РЗ), автоматического повторного включения (АПВ), автоматического включения резерва (АВР), устройства резервирующего отказы выключателей (УРОВ) и др., реагирующие на параметр электромагнитных процессов, функционируют без участия оперативного персонала, т.е. чисто

автоматически. Практически устройства ПА, реагирующие на параметры быстрых электромеханических процессов, также работают без участия человека. Таким образом, работа электроустановок не может проходить нормально без средств РЗА, которые быстро обнаруживают место повреждения, возмущения, их последствия, локализуют их и подавляют распространение путем отключения, поврежденного или предельно-перегруженного элемента от электрической сети, форсируют системы управления нагруженных элементов. Время работы основных РЗ составляет 0,02-0,06 с, основных ступеней резервных защит 0,1-1,5 с, время работы (отключения) выключателей 0,06-0,1 с, резервирующих ступеней РЗ, осуществляющих дальнейшее резервирование 3-10 с, время работы АПВ 0,3-1,5 с, АВР 0,2-1 с.

В настоящее время в электроустановках используется устройства РЗА трех видов, которые отражают три поколения развития аппаратуры РЗА: электромеханические устройства, микроэлектронные и микропроцессорные. Наиболее современным является последний вид. Поэтому, при проектировании РЗА необходимо обращаться как к более современным и перспективным микропроцессорным системам. В данной работе поставлена задача спроектировать релейную защиту линии 220 кВ Беловская ГРЭС – ПС «Бачатская». Для решения поставленных задач использованы аналитические и графоаналитические расчетные методы, применены энергетические вычислительные расчетные комплексы (ВРК) АРМ СРЗА. Для оформления результатов использованы пакеты программ Microsoft office, Microsoft Visio, AutoCAD.

1 Формирование района энергосистемы с точки зрения релейной защиты заданных объектов

Автоматизируемые объекты: релейная защита линии 220 кВ Беловская ГРЭС - ПС «Бачатская». Для формирования расчётных схем будем использовать диспетчерскую схему Кемеровской энергосистемы, которая фактически является схемой электрических соединений для нормального оперативного режима.

Возможность с точки зрения РЗ выделения района реализуется в составе заданных автоматизируемых объектов и периферий предыдущих и смежных элементов в таком объеме, чтобы обеспечить полноценные расчеты уставок и чувствительности, планируемых к использованию на заданных объектах устройств РЗ. Однако данная возможность может быть реализована лишь приближенно.

Действительно, чтобы определить уставки вторых и третьих ступеней РЗ линий по условиям согласования с защитами первых, вторых (третьих) ступеней предыдущих линий и трансформаторных элементов, необходимо знать величины уставок первых, вторых (третьих) ступеней последних, а значит обеспечить их расчет. Но вторые (третьи) ступени предыдущих линий должны быть согласованы с первыми, вторыми (третьими) ступенями других предыдущих элементов относительно ранее названных предыдущих элементов, и так вплоть до граничных (оконечных) элементов энергосистемы в направлении действия РЗ. Таким образом, полное проектирование ступенчатых РЗ возможно только на базе схемы электрических соединений всей энергосистемы и, следовательно, строго говоря, с точки зрения проектирования РЗ заданных элементов район расчетной схемы выделить нельзя.

Однако возможно приближенное проектирование, например, так: ступенчатые защиты заданных элементов проектируются в полном предписываемом руководящими указаниями объеме, но вторые и третьи ступени предыдущих или смежных элементов только согласуются с первыми и вторыми ступенями следующего уровня предыдущих элементов и отстраиваются от КЗ на противоположных сторонах предыдущих трансформаторов и

автотрансформаторов. Уставки же первых и вторых ступеней последних определяются еще приближеннее, а именно, первой ступени - только путем отстройки от КЗ в конце защищаемой линии, а второй - не путем согласования с РЗ и отстройки от неполнофазного режима на предыдущих линиях, отстройки от КЗ на противоположных сторонах предыдущих трансформаторов и автотрансформаторов, а исходя из минимально-допустимой чувствительности. Исходя из изложенного, район для проектирования РЗ должен содержать кроме заданных автоматизируемых элементов также два уровня периферий из предыдущих элементов в направлении действия комплектов РЗ по концам заданной линии и два уровня периферий: одного - из смежных элементов, а другого - из предыдущих относительно смежных элементов в основном направлении.

Выбранный таким путем район представляет собой в ряде случаев весьма обширную схему, однако волевое сокращение ее, хотя и упрощает, но не облегчает в последующем задачу проектирования РЗА.

Для решения поставленных задач используем программный комплекс «Автоматизированное рабочее место службы релейной защиты и автоматики» (АРМ СРЗА).

2 Анализ исходных данных и принятие предварительных проектных решений

2.1 Характеристика защищаемого объекта

Электрическая схема соединений района содержит подстанцию Бачатская и Беловскую ГРЭС, на которых производится автоматизация элементов: линия 220 кВ «Бачатская»-«Беловская ГРЭС». Для защищаемой линии, элементами первой периферии являются линии, отходящие от Беловской ГРЭС.

Параметры элементов схемы

Защищаемая линия «Бачатская»-«Беловская ГРЭС»

$U_{\text{ном}}=220$ кВ; АС-240/14,3;

Присоединения, примыкающие к шинам 220 кВ ПС

Бачатская:

АТ1 – автотрансформатор марки АТДЦТН-125000/220/110;

Линии № 300, 301 220 кВ ПС Бачатская – Беловская ГРЭС;

Линия № 305 220 кВ ПС Бачатская – Артышта;

Линия № 306 220 кВ ПС Бачатская – Тягун;

Присоединения, примыкающие к шинам 220 кВ Беловская ГРЭС:

АТ1 – автотрансформатор марки АТДЦТН-200000/220/110;

АТ2 – автотрансформатор марки АТДЦТН-200000/220/110;

Линия № 265 220 кВ Беловская ГРЭС - Кемеровская ;

Линия № 266 220 кВ Беловская ГРЭС - Краснополянская ;

Линия № 298, 299 220 кВ Беловская ГРЭС - Восточная ;

Линия № 302 220 кВ Беловская ГРЭС – Новокузнецкая-2 ;

Линия № 303 220 кВ Беловская ГРЭС - Соколовская ;

2.2 Выбор состава РЗА защищаемого объекта

Согласно ПУЭ, для одиночных линий 220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон (последнее — на линиях с ответвлениями), как при наличии, так и при отсутствии обходных связей, а также на линиях, входящих в кольцевую сеть с одной точкой питания, от многофазных замыканий должна быть применена дистанционная защита (преимущественно трехступенчатая), используемая в качестве резервной или основной (последнее — только на линиях 110—220 кВ). В качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени. В отдельных случаях допускается использовать токовую отсечку для действия при ошибочном включении на трехфазную закоротку в месте установки защиты, когда токовая отсечка, выполненная для действия в других режимах, не удовлетворяет требованию чувствительности. [1]

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

2.3 Выбор аппаратной реализации РЗА

В настоящее время ассортимент производимой аппаратуры различными фирмами для устройств релейной защиты достаточно широк.

На данный момент в релейной защите используются устройства трёх видов: защита на электромеханических реле, микроэлектронная защита и микропроцессорная защита. Причём последняя стала внедряться в эксплуатацию сравнительно недавно, что обусловлено высокой ценой продукции и недостаточной квалификацией персонала релейной защиты в области микроэлектроники.

Следует сопоставить основные положительные качества и недостатки этих видов релейной защиты:

- защита на электромеханических реле:

Данный вид защиты морально устарел, хотя и повсеместно используется. Перспективы развития данного вида аппаратуры отсутствуют, поэтому нет

видимых причин для проектирования УРЗА на основе электромеханических реле;

- микроэлектронная защита:

Достаточно распространена и хорошо показывает себя в работе. Основное достоинство данной аппаратуры, что заметно отличает её от предыдущего вида, это удобство в обслуживании и регулировке уставок. К недостаткам можно отнести достаточно большие габариты и вес устройств, что нередко вызывает трудности при монтаже.

- микропроцессорная защита:

Данный вид аппаратуры наиболее перспективен. Основные достоинства: компактность, малые габариты и вес, удобство в обслуживании, считывании информации, регулировке уставок. К недостаткам можно отнести высокую цену продукции. Основная сложность в обслуживании и ремонте аппаратуры заключается в недостаточной квалификации персонала в области микроэлектроники. Поэтому требуется переподготовка кадров.

Учитывая то, что в современной энергосистеме ведется процесс по внедрению микропроцессорных реле, то в выпускной работе будем рассматривать применение микропроцессорных устройств.

2.4 Выбор устройств защиты

Устройством РЗА для линий 220 кВ микропроцессорного типа является шкаф защит ШЭ 2607-016. Шкаф дистанционной и токовой защиты типа ШЭ 2607-016 предназначен для использования в качестве основной или резервной защиты ЛЭП 110-220 кВ с двусторонним питанием.[4]

Шкаф ШЭ 2607-016 содержит основной комплект защит, в который входят:

- 1) дистанционная защита, предназначенная для действия при всех видах многофазных КЗ. Содержит три ступени, каждая из которых выполняется с помощью трех дистанционных измерительных органов, устройство блокировки при неисправностях в цепях напряжения и органы выдержки времени, обеспечивающие требуемое замедление ступеней;

2) четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности, предназначенная для действия при КЗ на землю. Защита содержит по одному измерительному органу тока в первой, второй и третьей ступенях, два измерительных органа тока в четвертой ступени, орган направления мощности двустороннего действия, выполненный в виде двух реле, и органы выдержки времени, обеспечивающие требуемое замедление ступеней;

3) токовая отсечка от многофазных замыканий в двух релейном исполнении;

4) устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ);

5) автоматику повторного включения (АПВ);

6) автоматику управления выключателем (АУВ);

7) автоматику разгрузки при перегрузке по току (АРПТ).

Кроме функций защиты и автоматики, программное обеспечение терминалов обеспечивает:

1) регистрацию дискретных и аналоговых событий;

2) осциллографирование токов, напряжений и дискретных сигналов;

3) определение расстояния до места повреждения (ОМП);

4) непрерывную проверку функционирования и самодиагностику.

2.5 Принцип действия защит

1) Дистанционная защита

Принцип действия дистанционной защиты основан на контроле изменения сопротивления. Например, если защищаемым объектом является линия, изображенная на рисунке 1.

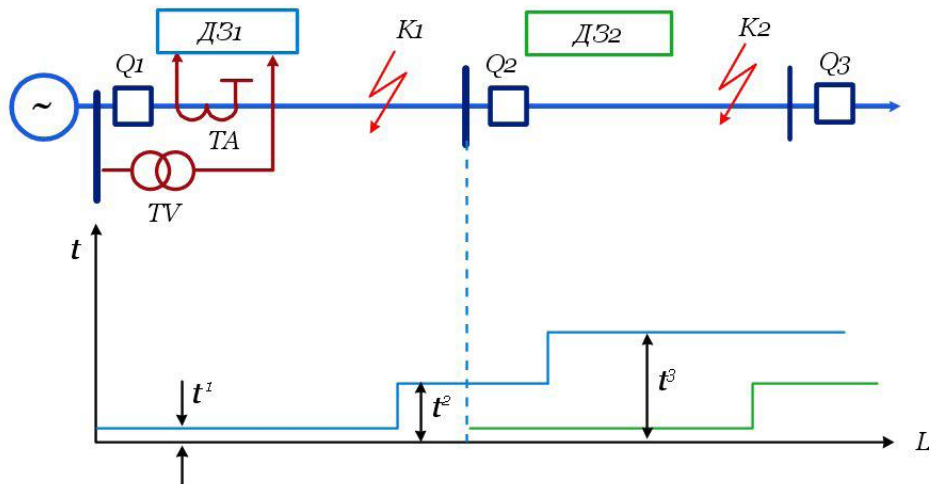


Рисунок 2.1 - Принцип действия дистанционной защиты.

В нормальном режиме параметры напряжения на шинах и тока в линии близки к номинальным: $U_{\text{л}} = U_{\text{ном}}$, $I_{\text{л}} = I_{\text{ном}}$, отношение $Z_N = \frac{U_{\text{ном}}}{I_{\text{ном}}}$ соответствует нормальному режиму.

При возникновении короткого замыкания напряжение на шинах уменьшается, ток в линии увеличивается, контролируемое сопротивление уменьшается $Z_K = \frac{U_K}{I_K} < Z_N$.

Следовательно, контролируя изменение сопротивления, можно определить факт возникновения короткого замыкания и оценить удаленность точки короткого замыкания.

Обычно дистанционная защита выполняется в виде трех ступеней, характеристика ее времени срабатывания представлена на рисунке 1. Первая ступень предназначена для работы при коротких замыканиях на защищаемой линии $Z_{\text{сз}} < Z_{\text{л}}$, то есть сопротивление срабатывания защиты должно быть меньше сопротивления линии.

Для идеальных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения и при отсутствии погрешностей измерительных органов в последнем выражении должен стоять знак равенства, однако наличие погрешностей может привести к ложной работе защиты при коротком замыкании на смежных присоединениях.

Как правило, первая ступень охватывает 85 % длины защищаемой линии. При коротких замыканиях в зоне действия первой ступени защита работает без выдержки времени, $t_1=0$.

Вторая ступень предназначена для надежной защиты всей линии. Ее зона действия попадает на смежную линию, поэтому для исключения неселективного срабатывания защиты при коротком замыкании на отходящей линии в точке K_2 , вводится замедление на срабатывание, $t_2 = (0,4 \div 0,5)$ сек.

Третья ступень выполняет функции ближнего и дальнего резервирования.

В качестве измерительных органов дистанционной защиты используются реле сопротивления, которые могут выполняться на индукционной или полупроводниковой основе.

2) Токовая отсечка

Токовая отсечка относится к токовым защитам, реагирующим на увеличение тока. Основное ее отличие от максимальной токовой защиты заключается в способе обеспечения селективности. В качестве примера рассмотрим участок сети, состоящий из двух линий с односторонним питанием, представленный на рисунке 2.

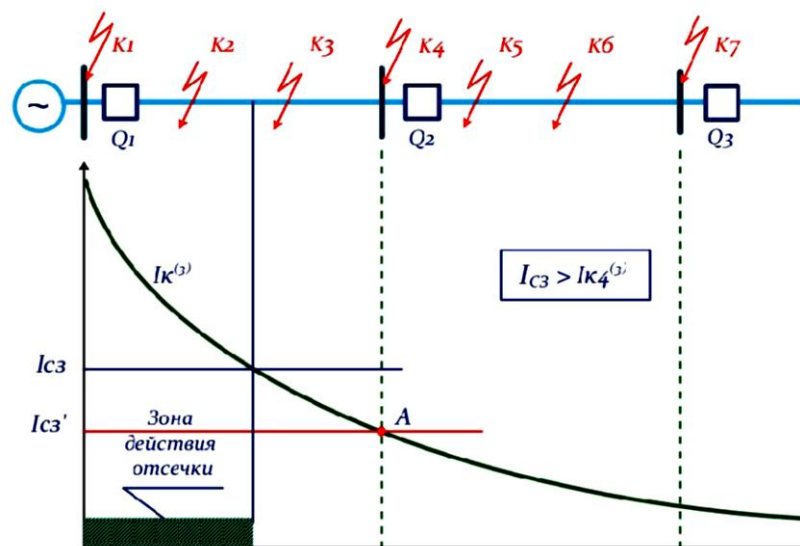


Рисунок 2.2 - Принцип действия токовой отсечки на линии с односторонним питанием.

На этом же рисунке кривая показывает изменение тока трехфазного короткого замыкания в зависимости от расстояния до точки короткого замыкания. Кривая построена на основании выражения $I_K^{(3)} = \frac{E_\phi}{X_c + X_0 \cdot l_K}$,

где E_ϕ - фазная э.д.с. системы;

X_c - сопротивление системы;

X_0 - удельное сопротивление 1 км линии;

l_K - расстояние до места короткого замыкания.

Для того чтобы защита работала при коротких замыканиях на своей линии и не работала на смежной линии, достаточно выполнить условие отстройки защиты от тока трехфазного короткого замыкания в конце линии:

$$I_{C3} \geq I_{K4}^{(3)}.$$

Приняв во внимание погрешности трансформаторов тока, реле и расчета, получим: $I_{C3} \geq K_N \cdot I_{K4}^{(3)}$,

где $K_N = (1,2 \div 1,3)$ - коэффициент надежности.

Таким образом, по принципу действия токовая отсечка не требует выдержки времени, селективность работы достигается за счет ограничения ее зоны действия. Графическая иллюстрация зоны действия отсечки показана на рисунке 2.

Из-за того что зона работы отсечки не охватывает всю линию, отсечка не может быть использована в качестве единственной защиты.

3) Токовая направленная защита нулевой последовательности (ТЗНП).

Расчет ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности в общем случае сводится к определению:

- а) тока срабатывания и выдержек времени отдельных ступеней защиты;
- б) необходимости использования в защите реле направления мощности;
- в) чувствительности защиты.

В схеме четырехступенчатой токовой защиты нулевой последовательности – для линий 110-500 кВ, имеющих питание с двух и более сторон, все ступени, кроме последней, являются токовыми отсечками и предназначены в основном для действия при замыканиях на землю в пределах защищаемой линии и на шинах противоположной подстанции. Последняя ступень предназначена в основном для осуществления резервирования при замыканиях на землю на предыдущей линии.

ТЗНП предназначена для применения в качестве основной защиты от КЗ на землю в сетях 110 кВ и выше.

I ступень.

Ток срабатывания первой ступени защиты при выполнении ее без выдержки времени выбирается по условиям отстройки от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты:

а) При замыкании на землю на шинах противоположной подстанции при отключенной и заземленной на обоих концах параллельной линии;

б) При каскадном отключении замыкания на землю одной фазы на параллельной линии вблизи шин подстанции, на которой установлена защита.

Ток срабатывания первой ступени защиты определяется по выражению.

$$I_{0с.з.} \geq \kappa_{отс} \times 3I_0,$$

где $3I_0$ – максимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при замыкании на землю на шинах противоположной подстанции; $\kappa_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле,

ошибки расчета, влияние апериодической составляющей и необходимый запас. Принимаем $\kappa_{отс} = 1.3$ для линии 110 кВ и выше.

Выбранная защита должна удовлетворять требованиям чувствительности при металлических замыканиях на землю в расчетном режиме.

Чувствительность защиты должна проверяться при замыкании на землю одной фазы. Однако в ряде случаев должна также проверяться чувствительность защиты и при замыкании на землю двух фаз. Это необходимо, если при замыкании на землю двух фаз защита от многофазных замыканий оказывается нечувствительной, например при КЗ в зоне резервирования, или возможно значительное ее замедление, например при переходе замыкания одной фазы в замыкание двух фаз на землю, если не предусмотрено действие второй ступени дистанционной защиты без блокировки при качаниях; обеспечение чувствительности защиты при замыкании на землю двух фаз в последнем случае может предотвратить замедление отключения КЗ.

Коэффициент чувствительности реле тока защиты определяется по выражению $\kappa_{\tau} = 3I_{0\min} / I_{0\text{с.з.}}$.

где $3I_{0\min}$ – минимальное значение периодической составляющей утроенного начального тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при расчетном виде замыкания на землю в расчетном режиме;

$I_{0\text{с.з.}}$ – первичный ток срабатывания соответствующей ступени защиты.

В соответствии с руководящими указаниями для токовой ступенчатой защиты нулевой последовательности должны обеспечиваться следующие минимальные значения коэффициента чувствительности для реле тока:

а) при замыкании на землю в конце защищаемой линии без учета резервного действия – около 1.5, а при наличии надежно действующей резервной ступени – около 1.3; при наличии на противоположной подстанции отдельной защиты шин допускается обеспечивать коэффициент чувствительности в режиме каскадного отключения около 1.5;

б) при замыкании на землю на шинах противоположной подстанции – около 1.5;

в) при замыкании на землю в конце зоны резервирования в режиме каскадного отключения повреждения для последней ступени защиты – не менее 1.2.

Следует учитывать, что при замыкании на землю по пункту «а» в случае использования рассматриваемой защиты в качестве основной, а также при замыкании на землю по пункту «б» в случаях, когда специальная защита шин не предусматривается, выдержка времени защиты, как правило, не должна превышать 1.5 с.

II ступень

Ток срабатывания второй ступени защиты (отсечки с выдержкой времени) выбирается по условиям:

а) отстройки от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты при замыкании на землю за предыдущим автотрансформатором на стороне его смежного (среднего) напряжения (примыкающей к сети с глухозаземленной нейтралью);

б) согласования с первой ступенью защиты предыдущей линии или защиты от замыканий на землю предыдущего автотрансформатора установленной на стороне смежного напряжения (последнее производится вместо условия «а» в случае, если это необходимо для повышения чувствительности защиты);

в) отстройки от утроенного тока нулевой последовательности, проходящего в месте установки защиты в неполнофазном режиме, возникающем в цикле ОАПВ на защищаемой или предыдущей линии, а также в длительном неполнофазном режиме на предыдущей линии.

В целях повышения чувствительности может оказаться целесообразным согласовывать вторую ступень не с первой (по п. «б»), а со второй ступенью защиты предыдущей линии.

Выдержка времени второй ступени защиты должна быть согласована с выдержками времени ступеней защит предыдущих элементов, с которыми производится согласование.

Уставка II ступени ТЗНП выбирается из следующих условий:

- а) согласования с первой ступенью защиты, установленной на противоположном конце параллельной линии при каскадном отключении;
- б) согласование с первой ступенью защиты предыдущей линии.

III ступень

Ток срабатывания третьей ступени (отсечки с выдержкой времени) выбирается по условиям:

- а) согласование с защитой предыдущей линии (со второй или третьей ее ступенью; последнее в случае, если при согласовании со второй ступенью защиты предыдущей линии рассматриваемая третья ступень не удовлетворяет требованиям чувствительности) или защитой от замыканий на землю предыдущего автотрансформатора, установленной на стороне смежного напряжения (с первой ее ступенью, если вторая ступень рассматриваемой защиты отстроена от замыкания на землю на шинах этого напряжения, или со второй ее ступенью, если вторая ступень рассматриваемой защиты согласована с первой ступенью защиты автотрансформатора);
- б) согласование с первой или второй ступенью ТЗНП автотрансформатора со стороны его среднего напряжения расположенного на противоположном конце линии.

Выдержка времени третьей ступени защиты должна быть согласована с выдержками времени соответствующих ступеней защит предыдущих элементов.

Уставка III ступени ТЗНП выбирается из условий:

- а) согласования со второй или третьей ступенью предыдущей линии;
- б) согласования со второй ступенью защиты установленной на противоположном конце параллельной линии при каскадном отключении.

IV ступень

Ток срабатывания третьей ступени должен быть отстроен от тока небаланса в нулевом проводе трансформаторов тока при внешних замыканиях между фазами, если рассматриваемая ступень защиты нулевой последовательности имеет выдержку времени, равную или меньшую, чем защита от замыканий между фазами на поврежденном элементе. Как правило, указанное соответствует условию отстройки от токов небаланса при КЗ между тремя фазами за трансформаторами и на стороне низшего напряжения автотрансформаторов подстанции данного и противоположного концов линии.

Уставка IV ступени ТЗНП выбирается из условий отстройки от нагрузочного режима.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-9401	Родионов Валерий Олегович

Институт	ИнЭО	Кафедра	ЭЭС
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	140203 Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов Стоимость оборудования
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы амортизации Размер оплаты труда
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления в социальные фонды

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Оценка технического уровня новшества
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Составление плана графика, определение трудоемкости работ
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Материалы, затраты, затраты на оплату труда, отчисление в социальный фонд, амортизационные отчисления, прочие затраты, накладные расходы
4. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет капиталовложений
5. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Определение эффекта, и расчет показателей экономических эффективности.

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	01.02.2016
--	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-9401	Родионов Валерий Олегович		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Технико-экономическое обоснование реконструкции релейной защиты линии 220кВ «Беловская ГРЭС» - «ПС Бачатское»

Реконструкция позволит повысить надежность электроснабжения потребителей, уменьшить эксплуатационные затраты. Для этого выбираем релейную защиту, основанную на микропроцессорном принципе.

Для технико-экономического обоснования данного проекта проведем необходимые расчеты:

1. Расчет затрат на проектирование релейной защиты линии 220кВ «Беловская ГРЭС» - «ПС Бачатское».
2. Расчет затрат на оборудование и монтаж;
3. Расчет эффективности установки релейной защиты.

4.1 Обоснование выбора микропроцессорных устройств релейной защиты

Исследование внутренней сущности новшества заключается в проведении анализа технического уровня и осуществляется исходя из содержания нормативно-технических документов, описывающих систему показателей качества ближайшего аналога. Смысл процедуры оценки технического уровня новшества заключается в сопоставлении характеристик исследуемого новшества с базовыми образцами продукции, аналогами, как отечественными, так и зарубежными.

Объектом анализа является микропроцессорное устройство релейной защиты «ЭКРА» и ее конкурентный аналог устройство «Сириус». Также представлен гипотетический объект в данной отрасли, к которому стремится отрасль.

Таблица 1. Оценка технического уровня новшества

Характеристики	Вес показателей	Новшество МУРЗ «ЭКРА»		Конкурент МУРЗ «Сириус»		Гипотетический объект	
		P_i	q_i	P_i	q_i	P_{100}	q_{100}
1. Полезный эффект новшества (интегральный показатель качества), Q		$Q_n=0,87$		$Q_k=0,78$		$Q_{100}=1$	
1.1. Потребляемая мощность в дежурном режиме, Вт.	0,05	15	1	10	0,67	15	1
1.2 Потребляемая мощность в режиме срабатывания защит, Вт.	0,05	35	0,71	15	0,6	25	1
1.3. Допускаемая относительная основная погрешность измерения тока, %.	0,1	5	0,6	3	1	3	1
1.4 Термическая стойкость токовых входов,(длительно) А:	0,05	20	0,8	15	0,6	25	1
1.5 Термическая стойкость токовых входов,(кратковременно) А:	0,05	250	0,83	200	0,67	300	1
1.6. Термическая стойкость цепей напряжения: длительно, В.	0,05	330	1	300	0,91	330	1
1.7. Термическая стойкость цепей напряжения: кратко временно, В.	0,05	450	0,75	400	0,67	600	1
1.8. Время готовности устройств к работе после подачи напряжения оперативного питания, с.	0,1	0,5	2	1	0,25	0,5	1
1.9 Срок службы	0,1	15	1	12	0,8	25	1
1.10 Максимальное коммутируемое напряжение постоянного тока, В	0,1	300	1	300	1	300	1
1.11 Максимальное значение измеряемого тока	0,1	150	0,75	200	1	200	1
1.12 Допускаемая относительная основная погрешность измерения напряжения, %	0,1	5	0,6	3	1	3	1
1.13 Время записи осциллографа, с.	0,1	100	0,67	230	0,65	200	1

$$K_{ty} = \frac{Q_n}{Q_k} = \frac{0,87}{0,78} = 1,1$$

4.2 Организация и планирование проектных работ

Для того, чтобы выполнить расчет затрат на проектирование релейной защиты ЛЭП 220кВ в срок при наименьших затратах средств, составляется план-график, в котором рассчитывается поэтапная трудоёмкость всех работ.

После определения трудоёмкости всех этапов темы, назначается число участников работы по этапам.

При определении трудовых затрат воспользуемся опытно-статистическим методом, а именно вероятностным.

Для определения ожидаемого значения продолжительности работ $t_{ож}$ применим вариант, основанный на использовании трех оценок: $t_{max}, t_{min}, t_{нв}$.

$$t_{ож} = \frac{t_{min} + 4 \cdot t_{нв} + t_{max}}{6},$$

где t_{min} - кратчайшая продолжительность данной работы (оптимистическая оценка);

$t_{нв}$ - наиболее возможная, по мнению экспертов продолжительность работы (реалистическая оценка);

t_{max} - самая длительная продолжительность работы.

4.2.1 Состав и структура основных этапов реконструкции релейной защиты

Таблица 2 - Этапы выполнения работ

Код работы	Наименование работы	Потребная численность, чел.	Продолжительность работы
			$t_{ож}$
0-1	Разработка задания	Руководитель	5
1-2	Подбор кадров	Руководитель	7
2-3	Сбор и изучение литературы	Руководитель Инженер	6
3-4	Анализ полученной информации	Инженер Инженер конструктор	5
4-5	Выбор схемы проектирования релейной защиты блока №3 Нижневартовской ГРЭС	Инженер Инженер конструктор	6
5-6	Расчёт токов КЗ, расчёт уставок устанавливаемых защит	Инженер	8
6-7	Выбор оборудования релейной защиты	Руководитель Инженер	6
7-8	Анализ и проверка выбранного оборудования	Инженер	7

8-9	Доработка схем	Руководитель Инженер конструктор Инженер	5
9-10	Выводы и предложения по проделанной работе	Руководитель Инженер	3
10-11	Оформление отчета по проделанной работе	Руководитель Инженер	11
11-12	Выполнение графической части	Инженер Инженер конструктор	14
12-13	Согласование проекта с заказчиком	Руководитель	7
Итого			90

Далее производим построение линейного графика

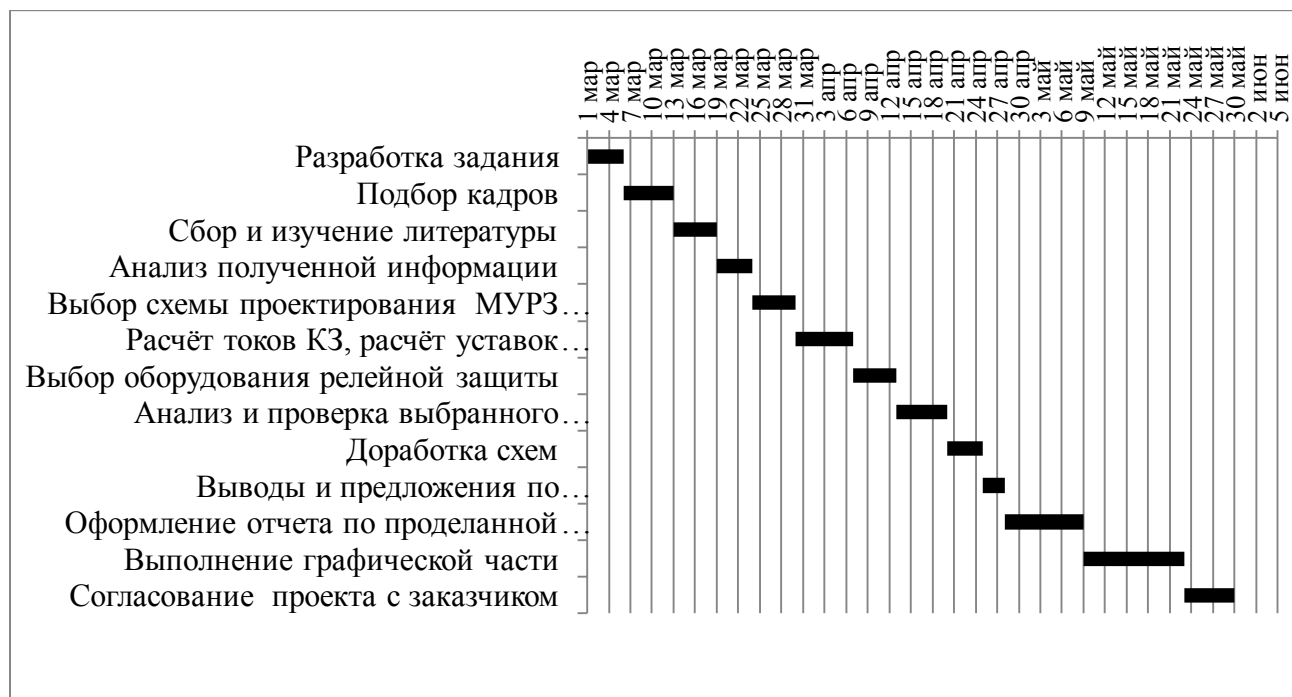


Рис.4.1 Линейный график выполнения работ

4.3 Расчет затрат на проектирование

Рассчитаем себестоимость проделанной работы. Необходимые статьи затрат:

1. Материальные затраты;
2. Затраты на оплату труда;

3. Отчисления в социальные фонды;
4. Амортизационные отчисления;
5. Прочие затраты;
6. Накладные расходы.

4.3.1 Материальные затраты

В элементе «материальные затраты» отражается стоимость приобретенных со стороны материалов.

Комплекующие:

- диски - 35 руб. (5шт.)
- бумага – 200 руб. (500 листов)
- канцтовары - 330 рублей
- картридж – 2500 рублей

$$I_K = 35 \cdot 5 + 200 + 330 + 2500 = 3205 \text{ (рублей)}$$

4.3.2 Затраты на оплату труда

В состав затрат на оплату труда включаются:

1. Выплаты заработной платы за фактически выполненную работу, исходя из сделанных расценок, тарифных ставок и должностных окладов в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда;
2. Выплаты стимулирующего характера по системам положения;
3. Выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда (выплаты по районным коэффициентам);
4. Оплата в соответствии с действующим законодательством очередных ежегодных и дополнительных отпусков;
5. Другие виды выплат за исключением расходов по оплате труда, финансируемых за счет прибыли предприятия. Организация заработной платы основана на тарифной системе. Тарифный фонд для бюджетных работ рассчитывается по единой тарифной сетке. Она предусматривает 18 разрядов. Тарифная сетка применяется для установления соотношений в оплате труда в

зависимости от квалификации рабочего определяемой присвоенным разрядом. Каждому разряду соответствует определенный тарифный коэффициент.

Таблица 3. Расчет заработной платы исполнителей

Исполнитель	Оклад, руб. (ЗП _т)	Плата за неотработанное время (0,1 ЗП _т)	Районный коэффициент (0,3 ЗП _т)	Месячная зарплата
1	2	3	4	5
Руководитель	28000	2800	8400	39200
Инженер – конструктор	22600	2260	6780	31640
Инженер	18300	1830	5490	25620

Время работы исполнителей 90 дней (3 мес.)

Рассчитывается плановый фонд заработной платы научных, инженерно-технических работников, выполняющих заказы по данной разработке, в соответствии с построенным графиком выполнения работ (П. Ж). Величина планового фонда заработной платы определяется по формуле:

$$ЗП = ЗП_{т} + ЗП_{д} + ЗП_{п},$$

где, ЗП_т – тарифный фонд заработной платы (по окладам);

ЗП_д – дополнительная заработная плата за неотработанное время (отпуск);

$$ЗП_{д} = 0,08 - 0,16 \text{ ЗП}_{т}$$

– доплаты за условия работы и проживания (0,3 - 0,5) ЗП_т (учитывается поясной коэффициент и доплата за вредные и опасные условия работы).

Т - количество трудовых дней - 66- 3 мес. (в 1 мес. -22 рабочих дня);

$$T_{ИНЖ.КОНСТ} = 29 \text{ день} = 0,95 \text{ мес}$$

$$T_{РУК} = 42 \text{ день} = 1,41 \text{ мес}$$

$$T_{ИНЖ} = 90 \text{ день} = 3 \text{ мес}$$

$$ЗП_{ИНЖ.КОНСТ} = 39200 \cdot 0,95 = 37240 \text{ рублей}$$

$$ЗП_{РУК} = 31640 \cdot 1,41 = 44612,4 \text{ рублей}$$

$$ЗП_{ИНЖ.} = 25620 \cdot 3 = 76860 \text{ рублей}$$

$$ЗП_{\text{ФОНД}} = ЗП_{\text{РУК}} + ЗП_{\text{ИНДЖ.КОНСТ}} + ЗП_{\text{ИНДЖ}} = 158712,4 \text{ рублей}$$

4.3.3 Отчисление в социальные фонды

Социальный налог включает в себя: обязательные отчисления по установленным законодательством нормам органам государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования от элемента «Затрат на оплату труда».

Социальные отчисления (I_{CO}) составляет 30% от фонда заработной платы (ФПЗ).

$$I_{CO} = ЗП_{\text{ФОНД}} \cdot 0,3 = 158712,4 \cdot 0,3 = 47613,72 \text{ рублей}$$

4.3.4 Амортизационные отчисления

Расчет амортизационных отчислений, на полное восстановление основных средств, производится по нормативам амортизации утвержденном в установленном действующим законодательством порядке, и определенным в зависимости от балансовой стоимости оборудования.

Стоимость оборудования:

- системный блок 3шт - 75000 рублей
- монитор 3 шт – 39000 рублей
- клавиатура и мышь 3шт -3000 рублей
- МФУ (принтер+сканер+факс) 3 шт - 90000 рублей
- стол офисный 3 шт – 21000 рублей
- стул компьютерный 3 шт – 13500 рублей

$$C_{\text{ОБОР.}} = (3 \cdot 25000) + (3 \cdot 13000) + (3 \cdot 1000) + (3 \cdot 30000) + (3 \cdot 7000) + (3 \cdot 4500) = 241500 \text{ рублей}$$

$$H_{AM} = \frac{1}{T_{CL}} = \frac{1}{5} = 0,2\%$$

$$I_{AM} = \frac{T_{ИСП}}{T_{Г}} \cdot H_{AM} \cdot C_{\text{ОБОР}} = \frac{66}{365} \cdot 0,2 \cdot 241500 = 8733,7 \text{ рублей}$$

где, $T_{исп.}$ - время использования оборудования = 66 дней;

$T_{г.}$ - количество использования в год - 365 дней;

$C_{обор.}$ - стоимость оборудования;

$T_{сл.}$ - срок службы оборудования - 5 лет

4.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы - это расходы, связанные с производством, управлением и хозяйственным обслуживанием организации, которые в равной степени относятся ко всем разрабатываемым темам (оплата административных расходов, расходов на содержание зданий и помещений, оплата труда административно управленческого персонала). Величина накладных расходов определяется как 200 % от фонда заработной платы. Данные для расчета получены из проектного бюро.

$$H_p = 200\% \cdot ЗП_{фонд}; 200\% = 2,$$

$$H_p = 2 \cdot 158712,4 = 317424,8 \text{ рублей}$$

4.3.6 Определение прибыли и договорной цены разработки

Таблица 4. Смета затрат

Виды затрат	Затраты, рублей
Материальные затраты	3205
Затраты на оплату труда	158712,4
Отчисления на социальные нужды	47613,7
Амортизационные отчисления	8733,7
Прочие расходы	21826,5
Накладные расходы	317424
Себестоимость	557515,3
Прибыль	55751,53
Договорная цена	613266,83

Договорная цена должна обеспечить получение прибыли, достаточной для отчисления средств в виде налогов и фиксированных платежей в специальные фонды и бюджеты разного уровня в соответствии с утвержденными экономическими нормативами, а также для развития предприятия-разработчика (или кафедры и т.д.) и поощрения исполнителей.

Величина договорной цены должна устанавливаться с учетом эффективности.

4.4 Определение затрат на осуществление проекта

4.4.1 Расчет затрат на оборудование и монтаж

Стоимость оборудования, монтажных работ для расчета взяты из проектного бюро.

Таблица 5. Стоимость оборудования и монтажных работ

Наименование оборудования	Единица измерения	Кол-во	Сметная стоимость(руб.)	
			Оборудование	Монтаж
ЭКРА ШЭ2607	шт.	4	2212000	663600
ИТОГО		4	2212000	663600

4.4.2 Затраты на внедрение и содержание устройств РЗ

Стоимость проектирования, приобретения, установки и наладки средств РЗ:

$$K = K_{np} + K_{об} + K_{ун} = 613266,83 + 2212000 + 663600 = 3488866,83 \text{ рублей},$$

где K_{np} = 613266,83 руб. – стоимость проектирования;

$K_{об}$ – стоимость микропроцессорных устройств релейной защиты

$K_{ун}$ – стоимость установки и наладки комплектов защиты.

Определяем эксплуатационные затраты на внедрение и содержание устройства РЗ

$$И_{рза} = (H_a + H_{обсл}) \cdot K = (0,1 + 0,02) \cdot 3488866,83 = 418664 \text{ руб.}$$

$H_a = 0,1$ – норма амортизации;

$H_{\text{обсл}} = 0,02$ - коэффициент эксплуатационных издержек

Таблица 6. составляющие базового ущерба

Составляющая	Величина, руб.
$Y_{\text{КЗ}}$	1166644
$Y_{\text{НБ}}$	24000
$Y_{\text{П}}$	8000
$Y_{\text{ос}}^{\text{PЗ}}$	0
$Y_{\text{И}}^{\text{PЗA}}$	17000
$Y_{\text{Л}}^{\text{PЗA}}$	13000

Рассчитываем ущерб до установки РЗ

$$Y = Y_{\text{КЗ}} + Y_{\text{НБ}} + Y_{\text{П}} = 1166644 + 24000 + 8000 = 1198644 \text{ рублей}$$

где, $Y_{\text{КЗ}}$ - ущерб, обусловленный разрушительным действием КЗ;

$Y_{\text{НБ}}$ - ущерб, от небаланса активной мощности;

$Y_{\text{П}}$ - ущерб от прекращения перетока активной мощности по защищаемому элементу;

Рассчитываем ущерб после установки РЗ

$$Y_{\text{Н}}^{\text{PЗA}} = Y_{\text{ос}}^{\text{PЗ}} + Y_{\text{И}}^{\text{PЗA}} + Y_{\text{Л}}^{\text{PЗA}} = 0 + 17000 + 13000 = 30000 \text{ рублей}$$

где, $Y_{\text{ос}}^{\text{PЗ}}$ - ущерб, обусловленный отказами срабатывания (пропусками аварий);

$Y_{\text{И}}^{\text{PЗA}}$ - ущерб, вследствие излишних срабатываний;

$Y_{\text{Л}}^{\text{PЗA}}$ - Ущерб, вследствие ложных срабатываний.

В итоге экономический эффект (Ξ) для ШЭ 2607:

$$\Xi = Y - Y_{\text{Н}}^{\text{PЗA}} - I_{\text{рза}} = 1198644 - 30000 - 418664 = 750000 \text{ рублей}$$

Определяем срок окупаемости затрат при $E=0\%$

$$T_{\text{OK}} = \frac{K}{\Xi} = \frac{3488866,83}{750000} = 4,6$$

4.6 Расчет экономической эффективности капиталовложений

Таблица 7. Интегральные показатели эффективности

Наименование показателей	Значение показателей по годам, тыс. д. е.											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Капитальные вложения, тыс.руб.	3488,87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Доход	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750	750
3. Коэффициент дисконтирования при $E_1 = 0,12$	1	0,89	0,8	0,71	0,64	0,57	0,51	0,45	0,4	0,36	0,32	0,29
4. Дисконтированные капитальные вложения (п.1 · п.3)	3488,87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. Дисконтированный доход (п.2 · п.3)	0	669,6	597,9	533,8	476,6	425,6	379,9	339,2	302,9	270,4	241,5	215,6
6. Суммарный дисконтированный доход нарастающим итогом	0	669,6	1267,5	1801,4	2278	2703,6	3083,5	3422,1	3725,7	3996,2	4237,7	4453,3
7. Чистый дисконтированный доход (п.7 – п.5)	964,41											
8. Индекс доходности (п.7 / п.5)	1,28											
9. Ток (дисконтированный срок окупаемости)	8,2											
10. Коэффициент дисконтирования при $E_2 = 0,29$	1	0,78	0,6	0,47	0,36	0,28	0,22	0,17	0,13	0,1	0,08	0,06

11. Дисконтированные капитальные вложения (п.1 · п.11)	3488,87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12. Дисконтированный доход (п.2 · п.11)	0	518,4	450,7	349,4	270,8	209,9	162,7	126,1	97,8	75,8	58,7	45,5
13. Суммарный дисконтированный доход нарастающим итоном	0	581,4	1032,1	1381,4	1652,3	1862,2	2025	2151,1	2248,9	2324,8	2383,5	2429,1
14. Чистый дисконтированный доход (п.15 – п.13)	-1059											
15. Индекс доходности (п.15 / п.13)	0,7											
16. Внутренняя норма доходности**	20,1											

Как видно из приложения 2, время окупаемости 8,2 лет, что для предприятий энергетического комплекса является вполне хорошим показателем.