

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Релейная защита элементов Томской ГРЭС-2 ТГК11

УДК 621.316.925.1:621.311.22(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5АМ5Б	Калмынин Андрей Владимирович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	<i>Совершенствовать 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.</i>
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.</i>
P3	<i>Использовать 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.</i>
P4	<i>Использовать представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.</i>
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	<i>Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.</i>
P6	<i>Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.</i>
P7	<i>Выполнять инженерные проекты с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.</i>
P8	<i>Проводить инновационные инженерные исследования в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.</i>
P9	<i>Проводить технико-экономическое обоснование проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.</i>

Код результата	<p style="text-align: center;">Результат обучения (выпускник должен быть готов)</p>
P10	Проводить <i>монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные</i> работы электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P11	<i>Осваивать новое</i> электроэнергетическое и электротехническое оборудование; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	Разрабатывать <i>рабочую проектную и 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
Направление подготовки (специальность) 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Кафедра ЭЭС

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ5Б	Калмынин Андрей Владимирович

Тема работы:

Релейная защита элементов Томской ГРЭС-2 ТГК11
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	18.05.2017, №3431/с
---	---------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	Объект исследования - трансформатор 110/35/10,5 кВ и блок генератор-трансформатор мощностью 110 МВт Томской ГРЭС-2.
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Краткое описание объекта исследования; 2) Расчет токов короткого замыкания, необходимых для расчета уставок защит; 3) Обоснование защит необходимых к установке на оборудовании электростанции, расчет их уставок и оценка чувствительности;
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Оперативная схема Томской ГРЭС-2
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Дашковский А.Г.</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Грахова Е.А.</p>
<p>Раздел на иностранном языке</p>	<p>Буран А.Л.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Tomsk GRES-2 relay protective elements</p>	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Доцент</p>	<p>Юдин С.М.</p>	<p>к.т.н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>5AM5Б</p>	<p>Калмынин А.В.</p>		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 128 страниц, 32 рисунка, 24 таблицы, 19 источников, 4 приложения.

Ключевые слова: трансформатор, генератор, чувствительность, уставка, короткое замыкание, энергосистема, релейная защита.

Объектом исследования является релейная защита трансформатора 110/35/10 и блока генератор-трансформатор 110 МВт Томской ГРЭС-2.

Цель работы – проектирование релейной защиты трансформатора 110/35/10 и блока генератор-трансформатор.

В работе был проведен выбор оборудования и параметров микропроцессорных терминалов защит.

В результате работы был сделан расчет уставок выбранных защит и оценка их чувствительности.

Область применения: результаты работы могут использоваться для проектирования или модернизации устройств релейной защиты на электростанциях.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в надежной работе релейной защиты.

В будущем планируется реализация данной работы при проектировании электростанции.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

УРЗА – устройства релейной защиты и автоматики;

УРОВ – устройство резервирования при отказе выключателя;

Т – трансформатор;

КЗ – короткое замыкание;

ТСН – трансформатор собственных нужд;

ДТЗ – дифференциальная токовая защита;

РПН – регулирование под нагрузкой;

ТТ – трансформатор тока;

АППож – автоматика пожаротушения;

ТЗНП –токовая защита нулевой последовательности;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

МТЗ – максимальная токовая защита.

Оглавление

Введение.....	10
1. Характеристика Томской ГРЭС-2	12
1.1. Краткое описание объекта защиты	12
1.2. Функциональные элементы и связи электрической схемы	13
2. Расчет токов короткого замыкания	17
2.1. Расчет параметров схемы замещения	17
2.2. Расчет токов КЗ	22
3. Релейная защита и автоматика блока генератор – трансформатор	35
3.1. Выбор и обоснование состава релейной защиты	35
3.2. Расчет уставок защит генератора	39
3.2.1. Поперечная дифференциальная защита	39
3.2.2. Продольная дифференциальная защита	40
3.2.3. Дистанционная защита.....	41
3.2.4. Защита обратной последовательности	43
3.2.5. Защита от замыканий на землю в обмотке статора.....	44
3.2.6. Защита от симметричных перегрузок обмотки статора	45
3.2.7. Защита от потери возбуждения	45
3.2.8. Защита от перегрузки цепей возбуждения.....	46
3.2.9. Защита от КЗ на землю в обмотке ротора	47
3.3. Расчет уставок защит блочного трансформатора.....	47
3.3.1. Газовая защита трансформатора	47
3.3.2. Дифференциальная защита	48
3.3.3. Токовая защита нулевой последовательности.....	50
3.3.4. Защита от перегрузки	51
3.4. Расчет уставок защит трансформатора собственных нужд.....	51
3.4.1. Газовая защита	51
3.4.2. Дифференциальная защита	51
3.4.3. Защита от перегрузки	53
4. Релейная защита и автоматика трансформатора связи	54
4.1. Выбор и обоснование состава релейной защиты	54
4.2. Выбор измерительных трансформаторов.....	55

4.3. Расчет уставок защит трансформатора связи.....	57
4.3.1. Продольная дифференциальная защита	57
4.3.2. МТЗ с комбинированным пуском по напряжению	64
4.3.3. Токовая защита нулевой последовательности.....	65
4.3.4. Защита от перегрузки	70
4.3.5. Газовая защита	70
4.3.6. Устройство резервирования при отказе выключателя.....	71
4.3.7. Автоматика пожаротушения.....	72
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	76
5.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НТИ.....	77
5.2. SWOT-анализ НТИ	77
5.3. Планирование этапов и выполнения работ проводимого научного исследования	81
5.4. Бюджет научно – технического исследования	86
5.5. Определение ресурсной эффективности исследования.....	92
6. Социальная ответственность	97
6.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	98
6.2. Опасные факторы проектируемой производственной среды	102
6.3. Охрана окружающей среды	104
6.4. Защита в чрезвычайных ситуациях.....	106
6.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	108
6.6. Требования к деятельности электростанции в области социальной ответственности	109
Заключение	111
Список использованных источников	113
Приложение А	115
Приложение Б.1 Схема подключения ШЭ1111 и ШЭ1112	126
Приложение Б.2 Схема подключения ШЭ2607 041 комплект А1 терминал БЭ2704 041	127
Приложение В Оперативная схема Томской ГРЭС-2	128

Введение

При проектировании электроэнергетических систем необходимо учитывать вероятность возникновения в них аномальных режимов работы и различных повреждений. Наибольшую вероятность и опасность таких повреждений представляют короткие замыкания (КЗ).

Повреждения приводят к нарушению нормального функционирования системы или ее частей, что может привести к проблемам в энергоснабжении потребителей и ухудшению качества энергоснабжения, а также к нарушению работы основного оборудования.

Для уменьшения воздействия коротких замыканий на энергосистему необходима быстрая локализация места короткого замыкания. Для этих целей применяют устройства релейной защиты и автоматики (РЗА), осуществляющие автоматическое выявление ненормальных режимов и повреждений в энергосистеме. Данные устройства являются важнейшей частью оборудования, которые обеспечивают устойчивую и надежную работу энергосистемы. Для эффективного выполнения своих задач устройства РЗА должны определять определенным требованиям. На стадии проектирования, как правило, и обеспечивается проверка устройств РЗА на соответствие этим требованиям.

Управление энергосистемой при нарушении нормальных режимов работы связано с работой РЗА. При проектировании энергосистемы предъявляются требования безаварийности и надежности. Это достигается оптимальным выбором источников электроэнергии, расположения электростанций, передачи мощности, способов регулирования частоты и напряжения, учетом характеристик нагрузок, планированием режимов работы энергосистемы, а также тенденции их роста. Однако исключить вероятность отказа оборудования вследствие коротких замыканий нельзя.

Функции релейной защиты:

- Автоматическое определение и локализация поврежденного элемента. Защита дает сигнал к отключению выключателей поврежденного

элемента и восстанавливает нормальные условия работы для неповрежденных частей энергосистемы.

- Автоматическое определение ненормального режима работы с дальнейшим принятием мер к устранению этого режима. Нарушения нормального режима связаны с различными перегрузками, не требующими немедленного отключения. В следствии этого защита действует на разгрузку оборудования или выдает сигнал дежурному персоналу.

Применение цифровых комплексов релейной защиты наиболее целесообразно, так как они удобны в эксплуатации и настройки, компактны, а также позволяют с высокой точностью производить замеры электрических величин и фиксировать в режиме реального времени возникающие аварийные ситуации.

Целью данной работы является выбор защит для трансформатора и блока генератор-трансформатор, расчет уставок этих защит и оценка их чувствительности.

1. Характеристика Томской ГРЭС-2

1.1. Краткое описание объекта защиты

Электрическая мощность станции 331 МВт, тепловая — 815 Гкал/ч. Отпуск электроэнергии осуществляется по линиям 35, 10 и 110 кВ. Структурная схема электростанции изображена на рисунке 1. Схема содержит шесть турбогенераторов. Также содержит три распределительных устройства (РУ): высшего, среднего и низшего напряжений, а также распределительное устройство собственных нужд (с.н.). Напряжение РУ ВН $U_{ВН}=110$ кВ, напряжение РУ СН $U_{СН}=35$ кВ, напряжение РУ НН $U_{НН}=10$ кВ, напряжение РУ с.н. $U_{РУс.н..}=6$ кВ и $U_{РУс.н..}=3$ кВ.

В ходе выполнения работы предстоит спроектировать релейную защиту трансформатора ТДЦТН 80000/110/35/10-УХЛ1 (далее трансформатор), который находится на ОРУ-110кВ Томской ГРЭС-2. Также необходимо спроектировать защиту блока генератор-трансформатор (Г8-Т28) мощностью 110 МВт и трансформатора собственных нужд (Р11Т). Оперативная схема защищаемого объекта представлена в приложении А.

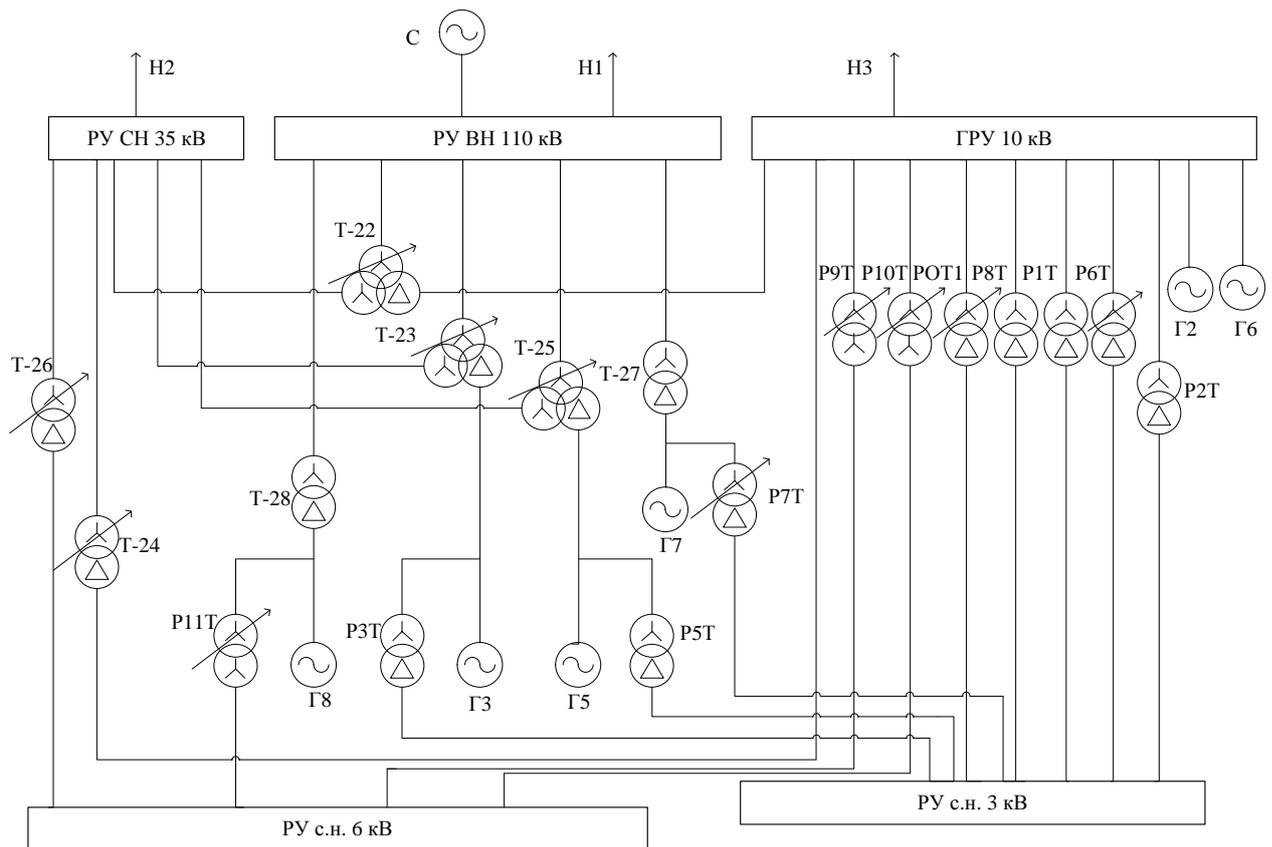


Рисунок 1 – Структурная схема электрической станции

1.2. Функциональные элементы и связи электрической схемы

В данной работе производится расчет релейной защиты Томской ГРЭС-2. Данные по основному оборудованию и каталожные параметры этого оборудования приведены в таблицах 1 – 4.

Таблица 1 – Турбогенераторы

	Г2	Г3	Г5	Г6	Г7	Г8
Номинальная активная мощность, МВт	63	50	50	30	60	110
Номинальное напряжение обмотки статора, кВ	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5
Коэффициент расхода на собственные нужды в %, К с.н.	8	8	8	8	8	8
Число часов использования максимальной нагрузки T_{max} , час	7000	7000	7000	7000	7000	7000

Таблица 2 – Нагрузка

	Нагрузка 1	Нагрузка 2	Нагрузка 3
1. Напряжение, кВ $U_{\text{нагр}}$	110	35	10
2. Мощность, Р нагр, МВт	120,76	98,25	82,18
3. Коэффициент мощности $\cos \varphi$ $F_{\text{нагр}}$	0.85	0.83	0.83

Таблица 3 – Каталожные параметры генераторов

Маркировка	Обозначение	$U_{\text{ном}}$, кВ	$S_{\text{ном}}$, МВА	$P_{\text{ном}}$, МВт	$\cos \varphi$	$I_{\text{ном}}$, кА	X''_d
ТФ-63-2У3	Г2	10,5	78,75	63	0,8	4,33	0,18
Т2-50-2	Г3	10,5	58,9	50	0,8	3,24	0,228
ТВ-50-2	Г5	10,5	62,5	50	0,8	3,44	0,242
ТВ2-30-2	Г6	10,5	37,5	30	0,8	2,06	0,26
ТВ-60-2	Г7	10,5	75	60	0,8	4,125	0,18
ТФП-110-2У3	Г8	10,5	137,5	110	0,8	7,561	0,187

*все турбины имеют число оборотов – 3000 об/мин.

Таблица 4 – Параметры трансформаторов

Тип	Обозначение	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ			R_{T} , Ом			X_{T} , Ом		
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН
ТДЦТН 80000/110 -УХЛ1	Т-22	80	115	38,5	11	0,4	0,4	0,4	18,6	0	11,9
ТДТН 63000/110	Т-23	63	115	38,5	11	0,5	0,5	0,5	22	0	13,6
ТДТН 63000/110	Т-25	63	115	38,5	11	0,5	0,5	0,5	22	0	13,6
ТРДНС 40000/35- 74У1	Т-24	40	36,75	-	10,5	0,14			3,9		

Продолжение таблицы 4

ТДНС 16000/35- УХЛ1	T-26	16	36,75	-	6,3	0,45	8,4
ТДЦ 80000/110 -У1	T-27	80	121	-	10,5	0,71	19,2
ТДЦ 125000/11 0-85У1	T-28	125	121	-	10,5	0,37	12,3
ТДНС 10000/35	POT-1	10	36,75	-	6,3	0,81	10,8
ТДНС 10000/35	POT-2	10	36,75	-	6,3	0,81	10,8
ТМ 6300/35	P1T	6,3	35	-	6,3	1,4	14,6
ТМ 5600/35	P2T	5,6	35	-	6,3	1,7	19,2
ТМ 7500/35	P3T	7,5	35	-	6,3	1,2	13,7
ТМ 5600/35	P4T	5,6	35	-	6,3	1,7	19,2
ТМ 5600/35	P5T	5,6	35	-	6,3	1,7	19,2
ТДНС 10000/35	P6T	10	36,75	-	6,3	0,81	10,8
ТДНС 10000/35	P7T	10	36,75	-	6,3	0,81	10,8
ТМ 7500/35	P8T	7,5	35	-	6,3	1,2	13,7
ТДНС 16000/35	P9T	16	36,75	-	6,3	0,45	8,4
ТДНС 10000/35	P10T	10	36,75	-	6,3	0,81	10,8
ТДНС 16000/35	P11T	16	36,75	-	6,3	0,45	8,4

Примечание:

T – трехфазный

P – наличие расщепленной обмотки низшего напряжения

Д – принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция

масла

М – естественная циркуляция масла и воздуха

ДЦ – принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла

СЗ – естественная воздушное охлаждение при защищенном исполнении

Н – наличие системы регулирования напряжения

З – исполнение защищенное

У – исполнение усовершенствованное

С – для систем собственных нужд

2. Расчет токов короткого замыкания

2.1. Расчет параметров схемы замещения

Система

$$X_{СИС1} = X_{СИС2} = 1 \text{ Ом}$$

$$X_{СИС0} = 3 \text{ Ом}$$

Линия связи

АС 185/29 $r_0 = 0,159 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,413 \text{ Ом/км}$, $b_0=2,743 \text{ мкСм/км}$ и $L=4,6 \text{ км}$

$$R_{ЛНН} = r_0 \cdot L$$

$$X_{ЛНН} = x_0 \cdot L$$

$$B_{ЛНН} = b_0 \cdot L$$

$$X_{ЛНН} = 0,413 \cdot 4,6 = 1,9 \text{ Ом}$$

$$R_{ЛНН} = 0,159 \cdot 4,6 = 0,731 \text{ Ом}$$

$$B_{ЛНН} = 2,743 \cdot 4,6 = 12,6198 \text{ мкСм}$$

Линия нагрузки 110 кВ

Линия 1: АС 150/24 $r_0 = 0,204 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$, $b_0=2,707 \text{ мкСм/км}$ и $L=6,15 \text{ км}$

$$R_{ЛН11} = 0,204 \cdot 6,15 = 1,255 \text{ Ом}$$

$$X_{ЛН11} = 0,42 \cdot 6,15 = 2,583 \text{ Ом}$$

$$B_{ЛН11} = 2,707 \cdot 6,15 = 16,648 \text{ мкСм}$$

$$R_M = 1,15 \cdot R_{ЛН11} = 1,15 \cdot 1,255 = 1,44 \text{ Ом}$$

$$X_M = x_{M0} \cdot L = 0,9 \cdot 6,15 = 5,54 \text{ Ом}, \quad x_{M0} = 0,9 \text{ Ом/км}$$

Линия 2: АС 185/29 $r_0 = 0,159 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,413 \text{ Ом/км}$, $b_0=2,743 \text{ мкСм/км}$ и $L=7,5 \text{ км}$

$$R_{ЛН12} = 0,159 \cdot 7,5 = 1,193 \text{ Ом}$$

$$X_{ЛН12} = 0,413 \cdot 7,5 = 3,098 \text{ Ом}$$

$$B_{ЛН12} = 2,743 \cdot 7,5 = 20,573 \text{ мкСм}$$

$$R_M = 1,15 \cdot R_{ЛН12} = 1,15 \cdot 1,193 = 1,37 \text{ Ом}$$

$$X_M = x_{M0} \cdot L = 0,9 \cdot 7,5 = 6,75 \text{ Ом}, \quad x_{M0} = 0,9 \text{ Ом/км}$$

Линия нагрузки 35 кВ

АС 70/11 $r_0 = 0,422 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,432 \text{ Ом/км}$ и $L = 6,4 \text{ км}$

$$R_{ЛН21} = 0,422 \cdot 6,4 = 2,7 \text{ Ом}$$

$$X_{ЛН21} = 0,432 \cdot 6,4 = 2,765 \text{ Ом}$$

$$R_M = 1,15 \cdot R_{ЛН2} = 1,15 \cdot 2,7 = 3,101 \text{ Ом}$$

$$X_M = x_{M0} \cdot L = 0,9 \cdot 6,4 = 5,76 \text{ Ом}, \quad x_{M0} = 0,9 \text{ Ом/км}$$

Нагрузка

Доля мощности асинхронных двигателей в нагрузке:

S1 – 20%,

S2 – 10%,

S3 – 60%.

Нагрузка 1.1:

$$P_{11} = 61,96 \text{ МВт}$$

$$Q_{11} = \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi)) \cdot P_{11} = 46,47 \text{ Мвар}$$

$$S_{11} = 61,96 + j46,47 \text{ МВм}$$

$$R_{S11(1)} = \frac{P_{11} U_{ном}^2}{P_{11}^2 + Q_{11}^2} = \frac{61,96 \cdot 110^2}{61,96^2 + 46,47^2} = 124,98 \text{ Ом}$$

$$X_{S11(1)} = \frac{Q_{11} U_{ном}^2}{P_{11}^2 + Q_{11}^2} = \frac{46,47 \cdot 110^2}{61,96^2 + 46,47^2} = 93,74 \text{ Ом}$$

$$R_{S11(2)} = \frac{P_{11} U_{ном}^2}{P_{11}^2 + Q_{11}^2} \cdot R_{2*} = \frac{61,96 \cdot 110^2}{61,96^2 + 46,47^2} \cdot 0,2 = 24,99 \text{ Ом}$$

$$X_{S11(2)} = \frac{Q_{11} U_{ном}^2}{P_{11}^2 + Q_{11}^2} \cdot X_{2*} = \frac{46,47 \cdot 220^2}{61,96^2 + 46,47^2} \cdot 0,5 = 46,87 \text{ Ом}$$

Нагрузка 1.2:

$$P_{12} = 58,8 \text{ MBm}$$

$$Q_{12} = \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi)) \cdot P_{12} = 44,1 \text{ Mвар}$$

$$S_{12} = 58,8 + j44,1 \text{ MBm}$$

$$R_{S12(1)} = \frac{P_{12} U_{НОМ}^2}{P_{12}^2 + Q_{12}^2} = \frac{58,8 \cdot 110^2}{58,8^2 + 44,1^2} = 131,7 \text{ Ом}$$

$$X_{S12(1)} = \frac{Q_{12} U_{НОМ}^2}{P_{12}^2 + Q_{12}^2} = \frac{44,1 \cdot 110^2}{58,8^2 + 44,1^2} = 98,78 \text{ Ом}$$

$$R_{S12(2)} = \frac{P_{12} U_{НОМ}^2}{P_{12}^2 + Q_{12}^2} \cdot R_{2*} = \frac{58,8 \cdot 110^2}{58,8^2 + 44,1^2} \cdot 0,2 = 26,34 \text{ Ом}$$

$$X_{S12(2)} = \frac{Q_{12} U_{НОМ}^2}{P_{12}^2 + Q_{12}^2} \cdot X_{2*} = \frac{44,1 \cdot 110^2}{58,8^2 + 44,1^2} \cdot 0,5 = 49,39 \text{ Ом}$$

Нагрузка 2.1:

$$P_{21} = 14,85 \text{ MBm}$$

$$Q_{21} = \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi)) \cdot P_{21} = 11,137 \text{ Mвар}$$

$$S_{21} = 14,85 + j11,137 \text{ MBm}$$

$$R_{S21(1)} = \frac{P_{21} U_{НОМ}^2}{P_{21}^2 + Q_{21}^2} = \frac{14,85 \cdot 35^2}{14,85^2 + 11,137^2} = 52,796 \text{ Ом}$$

$$X_{S21(1)} = \frac{Q_{21} U_{НОМ}^2}{P_{21}^2 + Q_{21}^2} = \frac{11,137 \cdot 35^2}{14,85^2 + 11,137^2} = 39,595 \text{ Ом}$$

$$R_{S21(2)} = \frac{P_{21} U_{НОМ}^2}{P_{21}^2 + Q_{21}^2} \cdot R_{2*} = \frac{14,85 \cdot 35^2}{14,85^2 + 11,137^2} \cdot 0,4 = 21,189 \text{ Ом}$$

$$X_{S21(2)} = \frac{Q_{21} U_{НОМ}^2}{P_{21}^2 + Q_{21}^2} \cdot X_{2*} = \frac{11,137 \cdot 35^2}{14,85^2 + 11,137^2} \cdot 0,6 = 23,757 \text{ Ом}$$

Нагрузка 2.2:

$$P_{22} = 83,4 \text{ MBm}$$

$$Q_{22} = \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi)) \cdot P_{22} = 62,55 \text{ Mвар}$$

$$S_{21} = 83,4 + j62,55 \text{ MBm}$$

$$R_{S22(1)} = \frac{P_{22} U_{НОМ}^2}{P_{22}^2 + Q_{22}^2} = \frac{83,4 \cdot 35^2}{83,4^2 + 62,55^2} = 9,4 \text{ Ом}$$

$$X_{S22(1)} = \frac{Q_{22} U_{ном}^2}{P_{22}^2 + Q_{22}^2} = \frac{62,55 \cdot 35^2}{83,4^2 + 62,55^2} = 7,05 \text{ Ом}$$

$$R_{S22(2)} = \frac{P_{22} U_{ном}^2}{P_{22}^2 + Q_{22}^2} \cdot R_{2*} = \frac{83,4 \cdot 35^2}{83,4^2 + 62,55^2} \cdot 0,4 = 3,76 \text{ Ом}$$

$$X_{S22(2)} = \frac{Q_{22} U_{ном}^2}{P_{22}^2 + Q_{22}^2} \cdot X_{2*} = \frac{62,55 \cdot 35^2}{83,4^2 + 62,55^2} \cdot 0,6 = 4,23 \text{ Ом}$$

Нагрузка собственных нужд

$$R_{с.н.} = \frac{P_{с.н.} U_{ном}^2}{P_{с.н.}^2 + Q_{с.н.}^2} = \frac{331 \cdot 0,08 \cdot 10,5^2}{(331^2 + 248^2) \cdot 0,08^2} = 2,667 \text{ Ом}$$

$$X_{с.н.} = \frac{Q_{с.н.} U_{ном}^2}{P_{с.н.}^2 + Q_{с.н.}^2} = \frac{248 \cdot 0,08 \cdot 10,5^2}{(331^2 + 248^2) \cdot 0,08^2} = 1,998 \text{ Ом}$$

Где $P_{с.н.}$ и $Q_{с.н.}$ потребление собственных нужд 8% от P

Турбогенератор Г2:

$$x_{Г2} = x_d'' \cdot \frac{U^2 \cos \varphi}{P_G} = 0,18 \cdot \frac{10,5^2 \cdot 0,8}{63} = 0,252 \text{ Ом}$$

$$\sin \varphi_{Г2} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{Г2}} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6$$

$$E_{Г2} = E_2 = \sqrt{\cos^2 \varphi_{Г2} + (\sin \varphi_{Г2} + x_d'')^2} \cdot U_{ном} = \sqrt{0,8^2 + (0,6 + 0,18)^2} \cdot 10,5 = 11,732 \text{ кВ}$$

$$\delta_2 = \frac{E_{Г2}^2 + U_G^2 - (I \cdot X_d)'^2}{2EU} = \frac{11,732^2 + 10,5^2 - (4,33 \cdot 0,252)^2}{2 \cdot 11,732 \cdot 10,5} = 34,2^\circ$$

Турбогенератор Г3

$$x_{Г3} = x_d'' \cdot \frac{U^2 \cos \varphi}{P_G} = 0,228 \cdot \frac{10,5^2 \cdot 0,8}{50} = 0,402 \text{ Ом}$$

$$\sin \varphi_{Г3} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{Г3}} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6$$

$$E_{Г3} = E_3 = \sqrt{\cos^2 \varphi_{Г3} + (\sin \varphi_{Г3} + X_d'')^2} \cdot U_{ном} = \sqrt{0,8^2 + (0,6 + 0,228)^2} \cdot 10,5 = 12,089 \text{ кВ}$$

$$\delta_3 = \frac{E_{Г3}^2 + U_G^2 - (I \cdot X_d)'^2}{2EU} = \frac{12,089^2 + 10,5^2 - (3,24 \cdot 0,402)^2}{2 \cdot 12,089 \cdot 10,5} = 35,052^\circ$$

Турбогенератор Г5

$$x_{\Gamma 5} = x_d'' \cdot \frac{U^2 \cos \varphi}{P_{\Gamma}} = 0,242 \cdot \frac{10,5^2 \cdot 0,8}{50} = 0,427 \text{ Ом}$$

$$\sin \varphi_{\Gamma 5} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\Gamma 5}} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6$$

$$E_{\Gamma 5} = E_5 = \sqrt{\cos^2 \varphi_{\Gamma 5} + (\sin \varphi_{\Gamma 5} + X_d'')^2} \cdot U_{\text{ном}} = \sqrt{0,8^2 + (0,6 + 0,242)^2} \cdot 10,5 = 12,195 \text{ кВ}$$

$$\delta_5 = \frac{E_{\Gamma 5}^2 + U_{\Gamma}^2 - (I \cdot X_d'')^2}{2EU} = \frac{12,195^2 + 10,5^2 - (3,44 \cdot 0,427)^2}{2 \cdot 12,195 \cdot 10,5} = 35,294^\circ$$

Турбогенератор Г6

$$x_{\Gamma 6} = x_d'' \cdot \frac{U^2 \cos \varphi}{P_{\Gamma}} = 0,26 \cdot \frac{10,5^2 \cdot 0,8}{30} = 0,764 \text{ Ом}$$

$$\sin \varphi_{\Gamma 6} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\Gamma 6}} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6$$

$$E_{\Gamma 6} = E_6 = \sqrt{\cos^2 \varphi_{\Gamma 6} + (\sin \varphi_{\Gamma 6} + X_d'')^2} \cdot U_{\text{ном}} = \sqrt{0,8^2 + (0,6 + 0,26)^2} \cdot 10,5 = 12,333 \text{ кВ}$$

$$\delta_6 = \frac{E_{\Gamma 6}^2 + U_{\Gamma}^2 - (I \cdot X_d'')^2}{2EU} = \frac{12,333^2 + 10,5^2 - (2,06 \cdot 0,764)^2}{2 \cdot 12,333 \cdot 10,5} = 35,623^\circ$$

Турбогенератор Г7

$$x_{\Gamma 7} = x_d'' \cdot \frac{U^2 \cos \varphi}{P_{\Gamma}} = 0,18 \cdot \frac{10,5^2 \cdot 0,8}{60} = 0,265 \text{ Ом}$$

$$\sin \varphi_{\Gamma 7} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\Gamma 7}} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6$$

$$E_{\Gamma 7} = E_7 = \sqrt{\cos^2 \varphi_{\Gamma 7} + (\sin \varphi_{\Gamma 7} + X_d'')^2} \cdot U_{\text{ном}} = \sqrt{0,8^2 + (0,6 + 0,18)^2} \cdot 10,5 = 11,732 \text{ кВ}$$

$$\delta_7 = \frac{E_{\Gamma 7}^2 + U_{\Gamma}^2 - (I \cdot X_d'')^2}{2EU} = \frac{11,732^2 + 10,5^2 - (4,125 \cdot 0,265)^2}{2 \cdot 11,732 \cdot 10,5} = 34,197^\circ$$

Турбогенератор Г8

$$x_{\Gamma 8} = x_d'' \cdot \frac{U^2 \cos \varphi}{P_{\Gamma}} = 0,187 \cdot \frac{10,5^2 \cdot 0,8}{110} = 0,15 \text{ Ом}$$

$$\sin \varphi_{\Gamma 8} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\Gamma 8}} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6$$

$$E_{\Gamma 8} = E_8 = \sqrt{\cos^2 \varphi_{\Gamma 8} + (\sin \varphi_{\Gamma 8} + X_d'')^2} \cdot U_{\text{ном}} = \sqrt{0,8^2 + (0,6 + 0,287)^2} \cdot 10,5 = 11,783 \text{ кВ}$$

$$\delta_8 = \frac{E_{Г8}^2 + U_G^2 - (I \cdot X_d)^2}{2EU} = \frac{11,783^2 + 10,5^2 - (7,561 \cdot 0,15)^2}{2 \cdot 11,783 \cdot 10,5} = 34,318^\circ$$

Данные по трансформаторам приведены в таблице 4.

2.2. Расчет токов КЗ

Расчет произведем в ПК «АРМ СРЗА». На рисунке 2 приведен табличный вид схемы, введенной в программу.

Таблица ветвей														
Инд. группы	Наим. узлов	Наим. элементов												
Уз 0	U=0	Приз. Уз 1	U=108.6/1.3	Приз. Уз 2	Элемент 1									
	Тип	Пар	Узел 1	Узел 2	Нэл	R1	X1	Е:К1:В1(с)	Фаза,L	R0	X0	К0:В0(с)	R2	X2
	4	0	0	1	1	0	1	115	0	0	3	0	0	1
иг	5	0	2	24	42	1.255	2.583	16.648	6.15	1.255	7.749	16.648	1.255	2.583
иг	5	1	2	24	43	1.255	2.583	16.648	6.15	1.255	7.749	16.648	1.255	2.583
	0	0	0	24	44	124.98	93.74	0	0	0	0	0	24.99	46.87
иг	5	0	2	25	45	1.193	3.098	20.573	7.5	1.193	9.294	20.573	1.193	3.098
иг	5	1	2	25	46	1.193	3.098	20.573	7.5	1.193	9.294	20.573	1.193	3.098
	0	0	0	25	47	131.7	98.78	0	0	0	0	0	26.34	49.39
	0	0	8	26	48	2.7	2.765	0	6.4	2.7	8.295	0	2.7	2.765
	0	1	8	26	49	2.7	2.765	0	6.4	2.7	8.295	0	2.7	2.765
	0	0	0	26	50	52.796	39.595	0	0	0	0	0	21.189	23.757
	5	0	1	2	2	0.318	0.704	4.6	6.8	0.318	2.112	4.6	0.318	0.704
	3	0	2	3	4	0.71	19.2	0.095	0	0.71	19.2	0.095	0.71	19.2
	4	0	0	3	5	0	0.265	11.732	34.2	0	0.265	0	0	0.265
	3	0	3	4	6	0.81	10.9	3.33	0	0.81	10.9	3.33	0.81	10.9
	0	0	0	4	7	14.7	11.025	0	0	0	0	0	14.7	11.025
	0	0	2	5	8	0.5	22	0	0	0.5	22	0	0.5	22
	3	0	5	6	8	0.5	13.6	10.95	0	0.5	13.6	10.95	0.5	13.6
	4	0	0	6	9	0	0.427	12.195	35.294	0	0.427	0	0	0.427
	3	0	6	7	10	1.2	14.7	3.33	0	1.2	14.7	3.33	1.2	14.7
	0	0	0	7	11	20.512	15.384	0	0	0	0	0	20.512	15.384
	3	0	5	8	8	0.5	0	3.14	0	0.5	0	3.14	0.5	0

Рисунок 2 – Табличный вид схемы

На рисунке 3 приведена расчетная схема электростанции, смоделированная в программном комплексе.

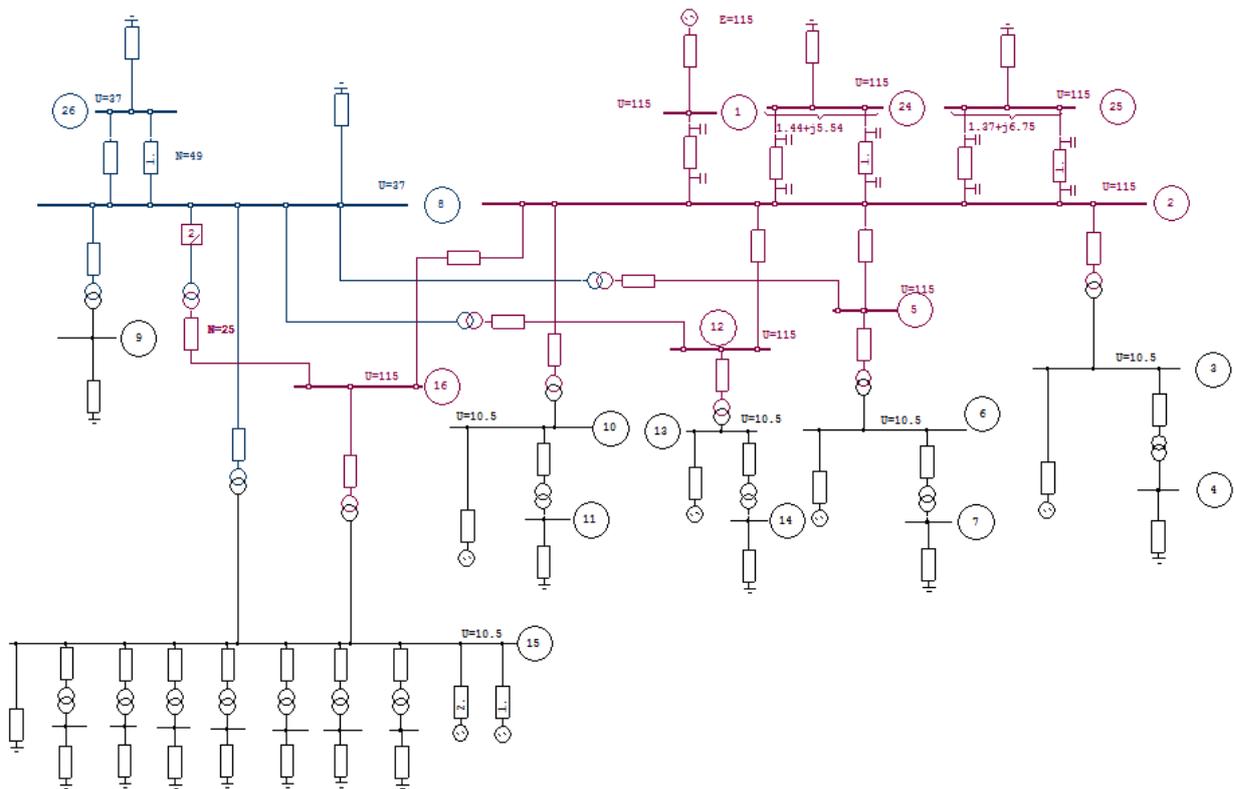


Рисунок 3 – Расчетная схема в ПК «АРМ СРЗА»

Для расчета уставок защит блока генератор – трансформатор Г8 – Т28 требуется рассчитать токи КЗ. Моделируем трехфазные и двухфазные замыкания в узлах 2 и 10, результаты расчета приведены на рисунках 4 – 7.

```

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-06.05.2017. ВРЕМЯ-20:32:15. #1
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
10 3-трехфазное КЗ (АВС)
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

```

Суммарные величины в узле КЗ:

```

Uпа=10.1/17  Z1=0.002+j0.065  Z2=0.002+j0.065  Z0=0.006+j0.145
I1сум  90066  109  I2сум      0  0  3I0сум      0  0
IAсум  90066  109  IBсум   90066  -11  ICсум   90066  -131
IABсум 155999  139  IBСсум  155999  19  ICАсум  155999  -101

```

```

-----
10-2  IA  47878  94  IB  47878  -26  IC  47878  -146
      I1  47878  94  I2      0  0  3I0      0  0
      UA  0.00  0  UB  0.00  0  UC  0.00  0
      U1  0.00  0  U2  0.00  0  3U0  0.00  0
10-0  IA  45353  124  IB  45353  4  IC  45353  -116
      I1  45353  124  I2      0  0  3I0      0  0
      UA  0.00  0  UB  0.00  0  UC  0.00  0
      U1  0.00  0  U2  0.00  0  3U0  0.00  0

```

Рисунок 4 – Трехфазное замыкание в узле 10

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-06.05.2017. ВРЕМЯ-20:33:11. #2
 **** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
 10 2-двухфазное КЗ (BC)
 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

 Суммарные величины в узле КЗ:
 U_{па}=10.1/17 Z₁=0.002+j0.065 Z₂=0.002+j0.065 Z₀=0.006+j0.145
 I₁сум 45120 109 I₂сум 45120 -71 3I₀сум 0 0
 I_Aсум 0 0 I_Bсум 78151 19 I_Cсум 78151 -161
 I_{AB}сум 78151 -161 I_{BC}сум 156302 19 I_{CA}сум 78151 -161

10-2	IA	13819	-1	IB	34743	5	IC	48497	-176
	I1	24362	78	I2	25622	-70	3I0	0	0
	UA	5.83	17	UB	2.92	-163	UC	2.92	-163
	U1	2.92	17	U2	2.92	17	3U0	0.00	0
10-0	IA	13959	179	IB	45130	29	IC	33854	-139
	I1	27342	136	I2	19450	-73	3I0	0	0
	UA	5.83	17	UB	2.92	-163	UC	2.92	-163
	U1	2.92	17	U2	2.92	17	3U0	0.00	0

Рисунок 5 – Двухфазное замыкание в узле 10

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
 ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-06.05.2017. ВРЕМЯ-20:34:14. #3
 **** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
 2 3-трехфазное КЗ (ABC)
 РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

 Суммарные величины в узле КЗ:
 U_{па}=104.9/3 Z₁=0.242+j1.368 Z₂=0.227+j1.283 Z₀=0.318+j5.112
 I₁сум 43569 103 I₂сум 0 0 3I₀сум 0 0
 I_Aсум 43569 103 I_Bсум 43569 -17 I_Cсум 43569 -137
 I_{AB}сум 75463 133 I_{BC}сум 75463 13 I_{CA}сум 75463 -107

10-2	IA	26898	-55	IB	26898	-175	IC	26898	65
	I1	26898	-55	I2	0	0	3I0	0	0
	UA	2.76	33	UB	2.76	-87	UC	2.76	153
	U1	2.76	33	U2	0.00	0	3U0	0.00	0
2-10	IA	2456	125	IB	2456	5	IC	2456	-115
	I1	2456	125	I2	0	0	3I0	0	0
	UA	0.00	0	UB	0.00	0	UC	0.00	0
	U1	0.00	0	U2	0.00	0	3U0	0.00	0
10-0	IA	26955	125	IB	26955	5	IC	26955	-115
	I1	26955	125	I2	0	0	3I0	0	0
	UA	2.76	33	UB	2.76	-87	UC	2.76	153
	U1	2.76	33	U2	0.00	0	3U0	0.00	0

Рисунок 6 – Трехфазное замыкание в узле 2

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-06.05.2017. ВРЕМЯ-20:35:04. #4
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
2 2-двухфазное КЗ (BC)
                Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=104.9/3  Z1=0.242+j1.368  Z2=0.227+j1.283  Z0=0.318+j5.112
I1сум      22482  103  I2сум      22482  -77  3I0сум      0  0
IAсум      0  0  IBсум      38941  13  ICсум      38941  -167
IABсум     38941  -167  IBCсум     77881  13  ICAсум     38941  -167
-----
10-2  IA    13885  -4    IB    29046  -154    IC    18385  49
      I1    18589  -38   I2    10612  94    3I0   0  0
      UA    5.74  18    UB    3.20  -116   UC    4.20  164
      U1    4.22  23    U2    1.59  4     3U0   0.00  0
2-10  IA    1268  176   IB    2653  26    IC    1679  -131
      I1    1698  142   I2    969  -86   3I0   0  0
      UA    58.60  3    UB    29.30  -177  UC    29.30  -177
      U1    29.30  3    U2    29.30  3     3U0   0.00  0
10-0  IA    14026  176   IB    29132  26    IC    18427  -131
      I1    18701  142   I2    10580  -86   3I0   0  0
      UA    5.74  18    UB    3.20  -116   UC    4.20  164
      U1    4.22  23    U2    1.59  4     3U0   0.00  0

```

Рисунок 7 – Двухфазное замыкание в узле 2

Для расчета уставок защит трансформатора собственных нужд Р11Т моделируем трехфазное замыкание в узле 11. Результат расчета приведен на рисунке 8.

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-06.05.2017. ВРЕМЯ-20:37:40. #5
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
11 3-трехфазное КЗ (ABC)
                Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=4.8/7  Z1=0.531+j2.252  Z2=0.530+j2.252  Z0=0.149+j2.790
I1сум      1209  110  I2сум      0  0  3I0сум      0  0
IAсум      1209  110  IBсум      1209  -10  ICсум      1209  -130
IABсум     2093  140  IBCсум     2093  20  ICAсум     2093  -100
-----
10-11 IA    691  -70    IB    691  170    IC    691  50
      I1    691  -70   I2    0  0    3I0   0  0
      UA    5.81  17    UB    5.81  -103   UC    5.81  137
      U1    5.81  17    U2    0.00  0     3U0   0.00  0
10-2  IA    13738  1  IB    13738  -119   IC    13738  121
      I1    13738  1  I2    0  0    3I0   0  0
      UA    5.81  17    UB    5.81  -103   UC    5.81  137
      U1    5.81  17    U2    0.00  0     3U0   0.00  0
10-0  IA    13988  178   IB    13988  58    IC    13988  -62
      I1    13988  178   I2    0  0    3I0   0  0
      UA    5.81  17    UB    5.81  -103   UC    5.81  137
      U1    5.81  17    U2    0.00  0     3U0   0.00  0

```

Рисунок 8 – Трехфазное замыкание в узле 11

Для расчета уставок защит трансформатора связи Т22 необходимо произвести расчет ряда замыканий в узлах схемы. Результаты расчет приведены на рисунках 9 – 26.

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-19:34:17. #1
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
2 3-трехфазное КЗ (АВС)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=105.0/3  Z1=0.240+j1.371  Z2=0.231+j1.305  Z0=0.318+j5.114
I1сум  43560  103  I2сум      0  0  3I0сум      0  0
IAсум  43560  103  IBсум  43560 -17  ICсум  43560 -137
IABсум 75448  133  IBCсум 75448  13  ICАсум 75448 -107
-----
      2-16  IA    1168  121      IB    1168  1      IC    1168 -119
           I1    1168  121      I2      0  0      3I0     0  0
           UA     0.00  0      UB     0.00  0      UC     0.00  0
           U1     0.00  0      U2     0.00  0      3U0     0  0
      15-16  IA   13036 -59      IB   13036 -179  IC   13036  61
           I1   13036 -59      I2      0  0      3I0     0  0
           UA    3.26  30      UB    3.26 -90  UC    3.26  150
           U1    3.26  30      U2    0.00  0      3U0     0  0
      8-16  IA     54  121      IB     54  1      IC     54 -119
           I1     54  121      I2      0  0      3I0     0  0
           UA    6.92  30      UB    6.92 -90  UC    6.92  150
           U1    6.92  30      U2    0.00  0      3U0     0  0

```

Рисунок 9 – Трехфазное замыкание на стороне ВН трансформатора

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-19:36:04. #2
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
8 3-трехфазное КЗ (АВС)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=33.3/11  Z1=0.062+j0.527  Z2=0.059+j0.455  Z0=0.064+j1.220
I1сум  36212  108  I2сум      0  0  3I0сум      0  0
IAсум  36212  108  IBсум  36212 -12  ICсум  36212 -132
IABсум 62721  138  IBCсум 62721  18  ICАсум 62721 -102
-----
      2-16  IA    2662 -84      IB    2662  156  IC    2662  36
           I1    2662 -84      I2      0  0      3I0     0  0
           UA    49.94  3      UB    49.94 -117  UC    49.94  123
           U1    49.94  3      U2    0.00  0      3U0     0  0
      15-16  IA   19346 -55      IB   19346 -175  IC   19346  65
           I1   19346 -55      I2      0  0      3I0     0  0
           UA    1.87  29      UB    1.87 -91  UC    1.87  149
           U1    1.87  29      U2    0.00  0      3U0     0  0
      8-16  IA   13465  108      IB   13465 -12  IC   13465 -132
           I1   13465  108      I2      0  0      3I0     0  0
           UA     0.00  0      UB     0.00  0      UC     0.00  0
           U1     0.00  0      U2     0.00  0      3U0     0  0

```

Рисунок 10 – Трехфазное замыкание на стороне СН трансформатора

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-19:36:59. #3
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
15 3-трехфазное КЗ (АВС)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Упа=9.7/17  Z1=0.007+j0.073  Z2=0.004+j0.049  Z0=0.008+j0.175
I1сум  76894  112  I2сум      0  0  3I0сум      0  0
IAсум  76894  112  IBсум   76894  -8  ICсум   76894 -128
IABсум 133184 142  IBCсум  133184  22  ICАсум 133184 -98
-----
      2-16  IA    1171  -96    IB    1171  144    IC    1171  24
           I1    1171  -96    I2      0   0    3I0      0   0
           UA    56.15   3    UB    56.15 -117    UC    56.15 123
           U1    56.15   3    U2      0.00  0    3U0      0.00  0
      15-16  IA   32282  101    IB   32282  -19    IC   32282 -139
           I1   32282  101    I2      0   0    3I0      0   0
           UA      0.00  0    UB      0.00  0    UC      0.00  0
           U1      0.00  0    U2      0.00  0    3U0      0.00  0
      8-16  IA    5813  -68    IB    5813  172    IC    5813  52
           I1    5813  -68    I2      0   0    3I0      0   0
           UA    11.18   8    UB    11.18 -112    UC    11.18 128
           U1    11.18   8    U2      0.00  0    3U0      0.00  0

```

Рисунок 11 – Трехфазное замыкание на стороне НН трансформатора

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:02:30. #11
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
15 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Упа=9.7/17  Z1=0.007+j0.073  Z2=0.004+j0.049  Z0=0.008+j0.175
I1сум  50360  111  I2сум   39292  -68  3I0сум  33216  -70
IAсум   0   0  IBсум   78984   9  ICсум   79807 -146
IABсум  78984 -171  IBCсум  155280  22  ICАсум  79807 -146
-----
      8-16  IA     360 -109    IB    5383 -179    IC    5659  44
           I1    3727  -69    I2    2224  116    3I0    3715  112
           UA    20.46  12    UB    10.47 -107    UC    11.04 123
           U1    13.95  10    U2     2.68  15    3U0    11.58  18
      2-16  IA     457 -171    IB    1173  144    IC    1142  23
           I1     824 -106    I2     377  105    3I0    1125  108
           UA    64.18   4    UB    53.59 -114    UC    55.52 119
           U1    57.70   3    U2     1.45   8    3U0    15.49  17
      15-16  IA    5727  20    IB   30185  -14    IC   31914 -144
           I1   21003  96    I2   11893  -68    3I0   25377  -70
           UA     5.81  18    UB      0.00  0    UC      0.00  0
           U1     1.94  18    U2     1.94  18    3U0     5.81  18

```

Рисунок 12 – Двухфазное замыкание на землю на стороне НН трансформатора

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:03:43. #12
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
1 3-трехфазное КЗ (АВС)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=108.6/1  Z1=0.016+j0.887  Z2=0.021+j0.866  Z0=0.000+j3.001
I1сум      70643  92  I2сум      0  0  3I0сум      0  0
IAсум      70643  92  IBсум      70643  -28  ICсум      70643  -148
IABсум     122357  122  IBCсум     122357  2  ICАсум     122357  -118
-----
      8-16  IA      67  129  IB      67  9  IC      67  -111
           I1      67  129  I2      0  0  3I0     0  0
           UA     7.70  28  UB     7.70  -92  UC     7.70  148
           U1     7.70  28  U2     0.00  0  3U0     0.00  0
      2-16  IA    1099  122  IB    1099  2  IC    1099  -118
           I1    1099  122  I2      0  0  3I0     0  0
           UA     3.94  10  UB     3.94  -110  UC     3.94  130
           U1     3.94  10  U2     0.00  0  3U0     0.00  0
     15-16  IA   12328  -57  IB   12328  -177  IC   12328  63
           I1   12328  -57  I2      0  0  3I0     0  0
           UA     3.41  29  UB     3.41  -91  UC     3.41  149
           U1     3.41  29  U2     0.00  0  3U0     0.00  0
      1-2   IA    5098  125  IB    5098  5  IC    5098  -115
           I1    5098  125  I2      0  0  3I0     0  0
           UA     0.00  0  UB     0.00  0  UC     0.00  0
           U1     0.00  0  U2     0.00  0  3U0     0.00  0

```

Рисунок 13 – Трехфазное замыкание в конце линии связи с системой

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:05:30. #13
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
24 3-трехфазное КЗ (АВС)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=104.2/3  Z1=0.875+j2.626  Z2=0.834+j2.494  Z0=0.946+j8.989
I1сум      21735  112  I2сум      0  0  3I0сум      0  0
IAсум      21735  112  IBсум      21735  -8  ICсум      21735  -128
IABсум     37646  142  IBCсум     37646  22  ICАсум     37646  -98
-----
      8-16  IA      175  138  IB      175  18  IC      175  -102
           I1      175  138  I2      0  0  3I0     0  0
           UA     12.85  12  UB     12.85  -108  UC     12.85  132
           U1     12.85  12  U2     0.00  0  3U0     0.00  0
      2-16  IA     732  143  IB     732  23  IC     732  -97
           I1     732  143  I2      0  0  3I0     0  0
           UA    31.21  -4  UB    31.21  -124  UC    31.21  116
           U1    31.21  -4  U2     0.00  0  3U0     0.00  0
     15-16  IA    8664  -37  IB    8664  -157  IC    8664  83
           I1    8664  -37  I2      0  0  3I0     0  0
           UA     4.36  19  UB     4.36  -101  UC     4.36  139
           U1     4.36  19  U2     0.00  0  3U0     0.00  0
      24-2  IA   10867  112  IB   10867  -8  IC   10867  -128
           I1   10867  112  I2      0  0  3I0     0  0
           UA     0.00  0  UB     0.00  0  UC     0.00  0
           U1     0.00  0  U2     0.00  0  3U0     0.00  0

```

Рисунок 14 – Трехфазное замыкание в конце линии нагрузки (ВН)Л1.1

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:07:01. #14
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
25 3-трехфазное КЗ (АВС)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=104.2/3  Z1=0.850+j2.879  Z2=0.811+j2.733  Z0=0.915+j9.762
I1сум      20036  110  I2сум      0  0  3I0сум      0  0
IAсум      20036  110  IBсум      20036  -10  ICсум      20036  -130
IABсум     34703  140  IBCсум     34703  20  ICАсум     34703  -100
-----
      8-16  IA      182  140      IB      182  20      IC      182 -100
           I1      182  140      I2      0  0      3I0     0  0
           UA     13.37  13      UB     13.37 -107      UC     13.37  133
           U1     13.37  13      U2      0.00  0      3U0     0.00  0
      2-16  IA      687  144      IB      687  24      IC      687 -96
           I1      687  144      I2      0  0      3I0     0  0
           UA     33.26  -1      UB     33.26 -121      UC     33.26  119
           U1     33.26  -1      U2      0.00  0      3U0     0.00  0
      15-16 IA     8193  -36      IB     8193 -156      IC     8193  84
           I1     8193  -36      I2      0  0      3I0     0  0
           UA      4.47  19      UB      4.47 -101      UC      4.47  139
           U1      4.47  19      U2      0.00  0      3U0     0.00  0
      25-2  IA    10018  110      IB    10018  -10      IC    10018 -130
           I1    10018  110      I2      0  0      3I0     0  0
           UA      0.00  0      UB      0.00  0      UC      0.00  0
           U1      0.00  0      U2      0.00  0      3U0     0.00  0

```

Рисунок 15 – Трехфазное замыкание в конце линии нагрузки (ВН)Л1.2

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:08:11. #15
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
26 3-трехфазное КЗ (АВС)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=32.4/11  Z1=1.381+j1.835  Z2=1.320+j1.712  Z0=1.414+j5.367
I1сум      8134  138  I2сум      0  0  3I0сум      0  0
IAсум      8134  138  IBсум      8134  18  ICсум      8134 -102
IABсум     14089  168  IBCсум     14089  48  ICАсум     14089  -72
-----
      8-16  IA      3175  138      IB      3175  18      IC      3175 -102
           I1      3175  138      I2      0  0      3I0     0  0
           UA     15.72  3      UB     15.72 -117      UC     15.72  123
           U1     15.72  3      U2      0.00  0      3U0     0.00  0
      2-16  IA      487  -91      IB      487  149      IC      487  29
           I1      487  -91      I2      0  0      3I0     0  0
           UA     58.67  2      UB     58.67 -118      UC     58.67  122
           U1     58.67  2      U2      0.00  0      3U0     0.00  0
      15-16 IA     8580  -15      IB     8580 -135      IC     8580  105
           I1     8580  -15      I2      0  0      3I0     0  0
           UA      4.86  13      UB      4.86 -107      UC      4.86  133
           U1      4.86  13      U2      0.00  0      3U0     0.00  0
      1,26-8 IA     4067  138      IB     4067  18      IC     4067 -102
           I1     4067  138      I2      0  0      3I0     0  0
           UA      0.00  0      UB      0.00  0      UC      0.00  0
           U1      0.00  0      U2      0.00  0      3U0     0.00  0

```

Рисунок 16 – Трехфазное замыкание в конце линии нагрузки (СН)Л2

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:08:59. #16
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
1 2-двухфазное КЗ (BC)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=108.6/1  Z1=0.016+j0.887  Z2=0.021+j0.866  Z0=0.000+j3.001
I1сум  35756  93  I2сум  35756  -87  3I0сум  0  0
IAсум  0  0  IBсум  61931  3  ICсум  61931  -177
IABсум  61931  -177  IBCсум  123862  3  ICАсум  61931  -177
-----
      8-16  IA  335  -172  IB  389  -3  IC  88  130
           I1  175  144  I2  244  -141  3I0  0  0
           UA  18.25  11  UB  10.22  -124  UC  13.02  158
           U1  13.27  16  U2  5.12  -0  3U0  0.00  0
      2-16  IA  448  -158  IB  1256  29  IC  813  -147
           I1  667  140  I2  607  -81  3I0  0  0
           UA  59.27  3  UB  29.60  -169  UC  30.20  176
           U1  31.93  4  U2  27.34  3  3U0  0.00  0
      15-16 IA  6073  19  IB  14992  -154  IC  8987  31
           I1  7948  -40  I2  7139  93  3I0  0  0
           UA  5.18  18  UB  3.89  -106  UC  4.43  151
           U1  4.47  21  U2  0.76  -1  3U0  0.00  0
      1-2  IA  4654  -106  IB  7061  45  IC  3776  -172
           I1  2232  173  I2  4859  -79  3I0  0  0
           UA  61.93  1  UB  30.96  -179  UC  30.96  -179
           U1  30.96  1  U2  30.96  1  3U0  0.00  0

```

Рисунок 17 – Двухфазное замыкание в конце линии связи с системой

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:10:00. #17
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
24 2-двухфазное КЗ (BC)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=104.2/3  Z1=0.875+j2.626  Z2=0.834+j2.494  Z0=0.946+j8.989
I1сум  11146  112  I2сум  11146  -68  3I0сум  0  0
IAсум  0  0  IBсум  19305  22  ICсум  19305  -158
IABсум  19305  -158  IBCсум  38610  22  ICАсум  19305  -158
-----
      8-16  IA  274  171  IB  342  11  IC  124  -122
           I1  230  143  I2  128  -133  3I0  0  0
           UA  18.65  11  UB  14.66  -117  UC  14.93  141
           U1  15.95  12  U2  2.70  8  3U0  0.00  0
      2-16  IA  429  -164  IB  858  43  IC  512  -115
           I1  541  160  I2  319  -73  3I0  0  0
           UA  59.65  3  UB  42.94  -138  UC  37.66  138
           U1  45.46  1  U2  14.38  12  3U0  0.00  0
      15-16 IA  5607  12  IB  10473  -141  IC  6061  64
           I1  6721  -22  I2  3756  101  3I0  0  0
           UA  5.36  17  UB  4.72  -106  UC  4.85  142
           U1  4.97  18  U2  0.40  7  3U0  0.00  0
      24-2  IA  363  128  IB  9535  21  IC  9436  -157
           I1  5650  112  I2  5301  -69  3I0  0  0
           UA  58.62  3  UB  29.31  -177  UC  29.31  -177
           U1  29.31  3  U2  29.31  3  3U0  0.00  0

```

Рисунок 18 – Двухфазное замыкание в конце линии нагрузки (ВН)Л1.1.

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:10:54. #18
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
25 2-двухфазное КЗ (BC)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=104.2/3  Z1=0.850+j2.879  Z2=0.811+j2.733  Z0=0.915+j9.762
I1сум  10276  110  I2сум  10276  -70  3I0сум  0  0
IАсум  0  0  IВсум  17798  20  IСсум  17798  -160
IАВсум  17798  -160  IВСсум  35597  20  IСАсум  17798  -160
-----
      8-16  IA  278  169  IB  334  11  IC  130  -115
           I1  234  144  I2  118  -135  3I0  0  0
           UA  18.69  11  UB  14.91  -116  UC  15.36  140
           U1  16.22  12  U2  2.48  6  3U0  0.00  0
      2-16  IA  431  -164  IB  813  43  IC  472  -113
           I1  520  161  I2  294  -75  3I0  0  0
           UA  59.70  3  UB  43.32  -135  UC  39.86  137
           U1  46.56  2  U2  13.23  9  3U0  0.00  0
      15-16 IA  5627  11  IB  9961  -141  IC  5650  67
           I1  6506  -21  I2  3455  99  3I0  0  0
           UA  5.38  17  UB  4.78  -105  UC  4.93  142
           U1  5.02  18  U2  0.37  5  3U0  0.00  0
      25-2  IA  344  127  IB  8793  19  IC  8688  -159
           I1  5210  110  I2  4882  -71  3I0  0  0
           UA  58.59  3  UB  29.29  -177  UC  29.29  -177
           U1  29.29  3  U2  29.29  3  3U0  0.00  0

```

Рисунок 19 – Двухфазное замыкание в конце линии нагрузки (ВН)Л1.2.

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:14:43. #24
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
26 2-двухфазное КЗ (BC)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=32.4/11  Z1=1.381+j1.835  Z2=1.320+j1.712  Z0=1.414+j5.367
I1сум  4191  138  I2сум  4191  -42  3I0сум  0  0
IАсум  0  0  IВсум  7258  48  IСсум  7258  -132
IАВсум  7258  -132  IВСсум  14516  48  IСАсум  7258  -132
-----
      8-16  IA  271  153  IB  2887  45  IC  2812  -130
           I1  1774  139  I2  1514  -44  3I0  0  0
           UA  18.93  11  UB  17.59  -118  UC  15.79  130
           U1  17.39  8  U2  1.81  41  3U0  0.00  0
      2-16  IA  405  -164  IB  222  159  IC  598  3
           I1  355  -126  I2  253  136  3I0  0  0
           UA  60.46  3  UB  59.67  -118  UC  58.76  123
           U1  59.63  3  U2  0.98  35  3U0  0.00  0
      15-16 IA  5192  9  IB  9369  -122  IC  7203  92
           I1  7015  -8  I2  2517  136  3I0  0  0
           UA  5.46  16  UB  5.21  -108  UC  5.00  136
           U1  5.22  15  U2  0.27  41  3U0  0.00  0
      26-8  IA  210  146  IB  3579  47  IC  3551  -130
           I1  2161  139  I2  1953  -42  3I0  0  0
           UA  18.12  10  UB  9.06  -170  UC  9.06  -170
           U1  9.06  10  U2  9.06  10  3U0  0.00  0

```

Рисунок 20 – Двухфазное замыкание в конце линии нагрузки (СН)Л2

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:13:02. #20
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
1 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)
      Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=108.6/1  Z1=0.016+j0.887  Z2=0.021+j0.866  Z0=0.000+j3.001
I1сум  40201  92  I2сум  31200  -87  3I0сум  27007  -89
IAсум   0    0  IBсум  63014  -10  ICсум   63569  -165
IABсум 63014 170  IBCсум 123669  3  ICАсум  63569  -165
-----
      8-16  IA      296 -173    IB      348  -2    IC      73  137
          I1      161 143    I2      213 -141   3I0      0   0
          UA     25.37  9    UB      8.87 -67   UC      5.63 120
          U1     12.54 17    U2      4.47 -0    3U0     25.83  1
      2-16  IA      436 -176    IB     1222  26    IC      834 -143
          I1      716 136    I2      529 -81   3I0      1   90
          UA     79.22  3    UB      5.15 -73   UC      2.86  82
          U1     28.36  4    U2     23.85  3    3U0     81.08  1
      1-2  IA     3667 -113    IB     6665  41    IC     3698 -164
          I1     2423 161    I2     4240 -78   3I0      11  91
          UA     81.05  1    UB      0.00  0    UC      0.00  0
          U1     27.02  1    U2     27.02  1    3U0     81.05  1

```

Рисунок 21 – Двухфазное замыкание на землю в конце линии связи с системой

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:16:03. #25
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
24 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)
      Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=104.2/3  Z1=0.875+j2.626  Z2=0.834+j2.494  Z0=0.946+j8.989
I1сум  12502 111  I2сум  9725  -67  3I0сум  8486  -79
IAсум   0    0  IBсум  18906  9  ICсум   20474  -147
IABсум 18906 -171  IBCсум 38486  22  ICАсум  20474  -147
-----
      8-16  IA      256 169    IB      321  12    IC      131 -119
          I1      222 143    I2      112 -131   3I0      0   0
          UA     22.52 11    UB     12.53 -98   UC     11.96 124
          U1     15.56 12    U2      2.35 10    3U0     13.86  7
      2-16  IA      423 -174    IB     831  41    IC      541 -113
          I1      557 157    I2      278 -71   3I0      1   0
          UA     70.35  4    UB     31.15 -120   UC     29.58 113
          U1     43.55  1    U2     12.55 13    3U0     43.50  7
      24-2  IA      317 129    IB     9390  8    IC     10079 -145
          I1     6316 111    I2     4625 -67   3I0     4243 -79
          UA     76.72  5    UB      0.00  0    UC      0.00  0
          U1     25.57  5    U2     25.57  5    3U0     76.72  5

```

Рисунок 22 – Двухфазное замыкание на землю в конце линии нагрузки (ВН)Л1.1.

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:16:03. #25
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
24 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=104.2/3  Z1=0.875+j2.626  Z2=0.834+j2.494  Z0=0.946+j8.989
I1сум  12502  111  I2сум  9725  -67  3I0сум  8486  -79
IAсум   0      0  IBсум  18906  9  ICсум   20474  -147
IABсум  18906  -171  IBCсум  38486  22  ICАсум   20474  -147
-----
      8-16  IA      256  169      IB      321  12      IC      131  -119
           I1      222  143      I2      112  -131      3I0      0      0
           UA     22.52  11      UB     12.53  -98      UC     11.96  124
           U1     15.56  12      U2     2.35  10      3U0     13.86  7
      2-16  IA      423  -174      IB     831  41      IC     541  -113
           I1     557  157      I2     278  -71      3I0      1      0
           UA     70.35  4      UB     31.15  -120      UC     29.58  113
           U1     43.55  1      U2     12.55  13      3U0     43.50  7
      24-2  IA      317  129      IB     9390  8      IC     10079  -145
           I1     6316  111      I2     4625  -67      3I0     4243  -79
           UA     76.72  5      UB     0.00  0      UC     0.00  0
           U1     25.57  5      U2     25.57  5      3U0     76.72  5

```

Рисунок 23 – Двухфазное замыкание на землю в конце линии нагрузки (ВН)Л1.1.

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:17:04. #27
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
25 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=104.2/3  Z1=0.850+j2.879  Z2=0.811+j2.733  Z0=0.915+j9.762
I1сум  11528  109  I2сум  8962  -69  3I0сум  7815  -80
IAсум   0      0  IBсум  17507  7  ICсум   18802  -148
IABсум  17507  -173  IBCсум  35482  20  ICАсум   18802  -148
-----
      8-16  IA      261  167      IB      315  13      IC      137  -113
           I1      227  144      I2      103  -133      3I0      0      0
           UA     22.25  11      UB     13.06  -99      UC     12.53  125
           U1     15.86  12      U2     2.16  8      3U0     12.76  6
      2-16  IA      425  -174      IB     788  41      IC     500  -110
           I1     534  158      I2     256  -73      3I0      1      0
           UA     69.57  4      UB     33.11  -118      UC     31.96  116
           U1     44.81  2      U2     11.54  11      3U0     40.06  6
      25-2  IA      300  129      IB     8699  6      IC     9246  -147
           I1     5825  109      I2     4258  -69      3I0     3908  -80
           UA     76.64  5      UB     0.00  0      UC     0.00  0
           U1     25.55  5      U2     25.55  5      3U0     76.64  5

```

Рисунок 24 – Двухфазное замыкание на землю в конце линии нагрузки (ВН)Л1.2.

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:17:50. #28
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
26 1,1-двухфазное КЗ на землю (BC0)
      Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=32.4/11  Z1=1.381+j1.835  Z2=1.320+j1.712  Z0=1.414+j5.367
I1сум      4824  135  I2сум      3528  -38  3I0сум      4122  -61
IAсум       0    0  IBсум      6827  32   ICсум      8136 -118
IABсум     6827 -148  IBCсум     14444  48   ICАсум     8136 -118
-----
      8-16  IA      246  152      IB      2758  30      IC      3154 -117
           I1      1997  136      I2      1274  -40      3I0     1531 -61
           UA      19.91  11      UB      15.99 -114      UC      15.35  123
           U1      17.05   7      U2       1.53  45      3U0      5.04  26
      2-16  IA      430 -174      IB      405  140      IC       546  23
           I1      379 -120      I2       213  139      3I0      488  119
           UA      62.20   4      UB      57.75 -117      UC      58.43  121
           U1      59.44   3      U2       0.83  39      3U0      6.73  25
      26-8  IA      177  150      IB      3402  30      IC      4020 -117
           I1     2465  136      I2     1645  -38      3I0     2061 -61
           UA     22.88  14      UB       0.00  0      UC       0.00  0
           U1       7.63  14      U2       7.63  14      3U0     22.88  14

```

Рисунок 25– Двухфазное замыкание на землю в конце линии нагрузки

Л2

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-грэс-2 ДАТА-08.05.2017. ВРЕМЯ-20:23:40. #34
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
2 1-однофазное КЗ (A0)
      Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=105.0/3  Z1=0.240+j1.371  Z2=0.231+j1.305  Z0=0.318+j5.114
I1сум      7744  99  I2сум      7744  99  3I0сум     23231  99
IAсум     23231  99  IBсум       0    0  ICсум       0    0
IABсум     23231  99  IBCсум       0    0  ICАсум     23231 -81
-----
      8-16  IA      228  125      IB      202  48      IC      337  -91
           I1      246  147      I2       92  35      3I0       0    0
           UA      3.41  52      UB      25.50 -131      UC      26.40  151
           U1     17.01  13      U2       1.92  176      3U0     37.93 -174
      2-16  IA      574  143      IB      236  55      IC      629  -59
           I1      457  165      I2      228  95      3I0       2  -86
           UA      0.00  0      UB      80.59 -134      UC      77.57  144
           U1     49.90  4      U2     10.26  179      3U0    119.07 -174

```

Рисунок 26 – Однофазное замыкание на землю на стороне ВН

3. Релейная защита и автоматика блока генератор – трансформатор

3.1. Выбор и обоснование состава релейной защиты

Согласно ПУЭ в блоках генератор – трансформатор с генераторами мощностью 10 МВт и выше необходимо предусмотреть релейную защиту от следующих видов повреждений и режимов работы.

Повреждения генераторов:

Большая часть повреждений генераторов обусловлена нарушением изоляции обмоток статора и ротора. Эти нарушения происходят чаще всего из-за увлажнения изоляции, ее старения и наличием в ней неисправностей, а также в результате повышения напряжения, механических повреждений, перенапряжений. Поэтому повреждения возможны в любой части обмоток.

Витковые замыкания наиболее вероятный и опасный вид повреждения, характеризующийся протеканием в замкнувшихся витках больших токов при крайне незначительном изменении тока в неповрежденной части обмотки. Замыкания между витками часто сопряжены с коротким замыканием на землю, и в подавляющем большинстве случаев возникают из-за повреждений, вызванных однофазным замыканием на землю.

Замыкания на землю, чаще всего возникающий вид повреждения. Обычно в месте замыкания на землю возникает дуга, которая при большом токе замыкания может привести к разрушению стали статора.

Наиболее вероятны замыкания на землю на участках обмотки статора вблизи линейных выводов. Однако, из опыта эксплуатации следует, что возможны замыкания на землю и вблизи нейтрали (в частности при снижении уровня изоляции под воздействием охлаждающей воды). При замыкании на землю обмотки статора генераторы большой мощности должны быть отключены.

Многофазные КЗ. Многофазные короткие замыкания в обмотке статора возникают вероятнее всего при однофазном замыкании на землю. Однако возможны и междуфазные короткие замыкания без земли, которые

возникают в лобовых частях обмоток. Данные короткие замыкания должны немедленно ликвидироваться за счет быстродействующих защит, так как большие токи замыкания могут вызывать значительные разрушения генератора.

Повреждения обмотки ротора. Так как изоляция обмотки ротора генератора находится под невысоким напряжением, она обладает значительным запасом прочности. Так как условия работы ротора достаточно механически тяжелые, то распространенными повреждениями будут являться короткие замыкания на землю в одной и нескольких точках. Короткое замыкание на землю в одной точке сопровождается малыми токами и не оказывает влияния на работу генератора, однако при этом может возникнуть вероятность повреждения изоляции цепи возбуждения во второй точке. При появлении пробоя изоляции шунтируется часть обмотки ротора и искажается магнитное поле машины. Это может привести к сильному увеличению вибрации, что влечет за собой разрушение подшипников. Возникающая дуга при коротком замыкании на землю во второй точке может привести к местному оплавлению меди обмотки и обгоранию изоляции. [4]

Аномальные режимы работы генераторов:

Внешние короткие замыкания ликвидируются за счет защит смежных присоединений. При отказе защит или выключателей этого элемента короткое замыкание отключается защитой генератора.

Перегрузка генератора возникает в результате самозапуска двигателей, отключения или отключения части параллельно работающих генераторов, при форсировке возбуждения и потере возбуждения. При понижении в сети напряжения, которую питают энергоблоки, возникающем при недостатке реактивной мощности на данном участке энергосистемы возникают симметричные перегрузки.

Перегрузки генератора по току статора всегда сопровождаются перегрузкой по току ротора и вызывают старение изоляции и перегрев обмоток. Ликвидация перегрузки осуществляется автоматическим

снижением тока возбуждения с помощью блока разгрузки в автоматическом регуляторе возбуждения (АРВ), а также с помощью защиты ротора от перегрузки. Последняя, при не устранении перегрузки отключает генератор.

Так как при автоматической ликвидации перегрузки ротора устраняется и перегрузка статора, то при возникновении перегрузки статора достаточно обеспечить сигнализацию.

Несимметрия фазных токов проявляется при внешних замыканиях, при неполнофазных режимах работы энергосистемы, а также при большой несимметричной нагрузке ближних потребителей. Несимметрия сопровождается наличием токов обратной последовательности в обмотке статора. При этом в роторе возникают токи двойной частоты, которые вызывают повышенный нагрев ротора и вибрацию вращающихся частей машины.

Повышение напряжения обмотки статора. Возникает на холостом ходе генератора, при неисправностях в системе возбуждения или при обрыве цепей напряжения автоматического регулирования напряжения. Для ликвидации таких повышений напряжения на генераторах большой мощности 160 МВт и выше должно быть произведено гашение поля с помощью специальной защиты.

Асинхронный режим возникает при нарушении устойчивости, а также вследствие потери возбуждения.

При асинхронном режиме из-за потребления из сети большой реактивной мощности происходит значительное понижение напряжение на выводах генератора и увеличение тока статора. Вследствие этого, активная мощность, которая выдается генератором в асинхронном режиме, должна быть ограничена.

Повреждения трансформаторов:

При проектировании защиты трансформатора необходимо учитывать следующие возможные повреждения:

- однофазные замыкания в обмотках и на выводах;

- понижение уровня масла;
- внешние КЗ;
- витковые КЗ в обмотках;
- повышение напряжения на поврежденных фазах;
- многофазные замыкания в обмотках и на выводах;
- перегрузка трансформатора.

Для релейной защиты блока генератор-трансформатор воспользуемся серийным выпуском шкафов комплекса защит типов ШЭ1111 и ШЭ1112 предприятия «ЭКРА». Шкафы предназначены в качестве защиты генераторов, трансформаторов и блока генератор-трансформатор.

Шкафы типов ШЭ1111 и ШЭ1112 образуют комплекс защит мощных блоков генератор-трансформатор с двумя взаимно резервируемыми автономными комплектами защит. Каждый комплект располагается в отдельном шкафу и выполнен в виде трехкассетного (четырёхкассетного) терминала. Для каждой из систем защит предусмотрены индивидуальные измерительные трансформаторы, индивидуальные оперативные цепи, отдельные входные и выходные цепи, а также индивидуальные цепи сигнализации. [8]

Для защиты генератора типа ТФП-110-2У3 принимаем к установке следующие виды защит:

- Поперечная диф. защита;
- Продольная диф. защита;
- Защита ротора от перегрузок;
- Защита от симметричных перегрузок обмотки статора;
- Защита ротора от КЗ на землю;
- Защита от внешних симметричных КЗ – дистанционная защита;
- Защита от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных КЗ;
- Защита от КЗ на землю обмотки статора;

- Защита от потери возбуждения.

Для защиты трансформатора типа ТДЦ - 125000/110 должны быть предусмотрены следующие типы защит:

- Продольная дифференциальная защита;
- МТЗ;
- ТЗНП от токов внешних замыканий на землю;
- Газовая защита.

Для защиты ТСН типа ТДНС 16000/35 должны быть предусмотрены следующие типы защит:

- Дистанционная защита;
- Продольная диф. защита;
- Газовая защита.

3.2. Расчет уставок защит генератора

3.2.1. Поперечная дифференциальная защита

Назначение: от витковых замыканий в обмотке статора.

Защита устанавливается на генераторах, обмотки статора которых содержат параллельные ветви. Трансформатор тока, к которому присоединяется защита, устанавливается вперемычку между нейтралями параллельных обмоток статора. Принцип работы основан на сравнении токов одноименных фаз параллельных цепей, с мало отличающимися параметрами.
[5]

Возникающий ток внутри витков будет больше при меньшем числе замкнувшихся витков. Следовательно, этот режим так же опасен, как и короткие замыкания между фазами. Этот процесс приводит к нагреву изоляции. Витковый ток большой, а с уменьшением числа витков уменьшается ток от генератора. Поэтому, на выводах генератора изменения тока могут быть незначительными, и как следствие их сложнее обнаружить.

Первичный ток срабатывания

$$I_{с.з.} = 0,2 \cdot I_{ном} = 0,2 \cdot 7,561 = 1,512 \text{ кА},$$

$$\text{где } I_{ном} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_{ном}} = \frac{110}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,8} = 7,561 \text{ кА}.$$

Вторичный ток срабатывания защиты

$$I_{ср} = \frac{I_{с.з.}}{k_{ТТ}} = \frac{1512}{8000/5} = 0,945 \text{ А}$$

3.2.2. Продольная дифференциальная защита

Применяется от междуфазных замыканий в обмотке статора и на ее выводах. Для выполнения защиты со стороны нулевых и фазных выводов ставят группу трансформаторов тока TA , соединенных в схему полной звезды. Трансформаторы тока, установленные в каждой из фаз, соединяются последовательно друг с другом. Измерительный орган защиты реагирует на появление тока. [4]

При расчете дифференциальной защиты, которая входит в состав комплекса, производится расчет начального тока срабатывания, определение точки излома характеристики срабатывания, нахождение коэффициента торможения, выбор тока срабатывания дифференциальной отсечки.

Минимальный ток срабатывания защиты должен быть отстроен от тока небаланса, возникающего при трехфазном коротком замыкании или тока асинхронного режима:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{нб.расч.}$$

$k_n = 2$ – коэффициент надежности.

$I_{нб.расч.}$ – значение тока небаланса, который учитывает допустимую погрешность трансформатора тока и их однотипность

$$I_{нб.ном.} = k_{одн} \cdot f_i \cdot I_{ном.ген.} = 0,05 \cdot 0,5 \cdot 7561 = 189,025 \text{ А}$$

$k_{одн} = 0,5$ - коэффициент однотипности при однотипных трансформаторах тока

$f_i = 5\%$ - допустимая погрешность трансформатора тока

$I_{ном.ген.} = 7,561$ (кА) - номинальный ток на выводах генератора

$$I_{с.з.мин} = k_n \cdot I_{нб.расч.} = 2 \cdot 189,025 = 378,05 \text{ A}$$

2. Определение точки излома В характеристики срабатывания производится исходя из обеспечения требований чувствительности к токам короткого замыкания в рабочей зоне. Принимаем $B=1,5$, так как это типичное значение В.

3. Диапазон уставок k_T устанавливается от 0,3 до 0,7. Типичным значением является $k_T = 0,5$.

4. Ток срабатывания дифференциальной отсечки должен быть отстроен от тока небаланса, возникающего при трехфазном коротком замыкании или тока асинхронного режима:

$$I_{ср.отс.} = k_{отс} \cdot I_{ном} = 6 \cdot 7,561 = 45,366 \text{ кА}$$

$K_{отс} = (6 \div 12)$ – коэффициент отсечки.

3.2.3. Дистанционная защита

При дальнем и ближнем резервировании от симметричных коротких замыканий используют дистанционную защиту с круговой или эллиптической характеристикой без смещения. Защита имеет выдержку времени более 1,5 с., поэтому она выполняется без блокировки при качаниях.

Подключение защиты осуществляется на разность токов ($I_A - I_B$) трансформаторов тока, которые установлены в нейтрали генератора, а также на междуфазное напряжение U_{AB} трансформатора напряжения, который

установлен на выводах генератора. Защита позволяет получить круговую или эллиптическую характеристику.

Сопротивление срабатывания защиты принимается из условия отстройки от максимального нагрузочного режима

$$Z_{cз} = \frac{Z_{нагр}}{k_H \cdot k_B \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{нагр})} = \frac{0,51}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(70 - 70)} = 0,404 \text{ Ом};$$

где $k_H = 1,2$ – коэффициент надежности;

$k_B = 1,05$ – коэффициент возврата;

$\varphi_{мч} = 65-80^0$ – угол максимальной чувствительности;

$\varphi_{нагр} = -$ угол нагрузки, принимаем $\varphi_{мч} = \varphi_{нагр}$

$$Z_{нагр} = \frac{0,95 \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot I_{НОМ}} = \frac{0,95 \cdot 10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 7,561} = 0,51 \text{ Ом};$$

$$\text{Уставка на реле } Z_{ср} \leq Z_{cз} \frac{n_{mm}}{n_{mн}} = 0,404 \cdot \frac{1600}{100} = 6,46 \text{ Ом},$$

где $n_{тн} = 11000/100 = 110$ – коэффициент трансформации ТН;

$n_{тт} = 8000/5 = 1600$ – коэффициент трансформации ТТ.

Защита выполняется с двумя выдержками времени, обеспечивающими ближнее и дальнее резервирование. Требуемое значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,2 и 1,5.

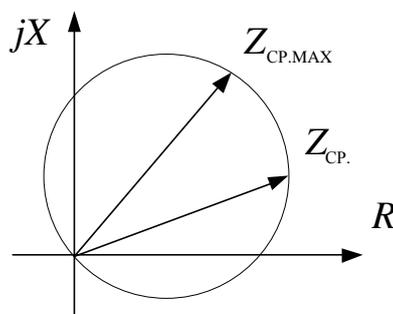


Рисунок 27 – Характеристика защиты

3.2.4. Защита обратной последовательности

Применяется для защиты генераторов мощностью 60 и более МВт от внешних несимметричных КЗ (токовые отсечки) и от несимметричной перегрузки (интегральный орган).

Защита выполняется с независимой выдержкой времени, содержащей 4 ступени:

- Грубая отсечка. Для резервирования защит генератора.
- Чувствительная. Для резервирования защит трансформатора блока.
- Защита от несимметричной перегрузки, содержащая интегральный и пусковой орган.
- Сигнальный орган.

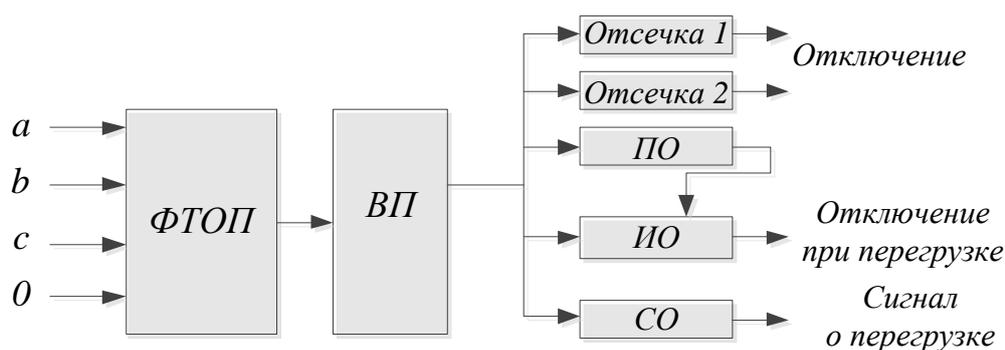


Рисунок 28 – Структурная схема четырехступенчатой токовой защиты

Ток срабатывания I отсечки выбирается из условия обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ за трансформатором блока, т.е. должны выполняться задачи дальнего резервирования:

$$I_{ср.отс.}^I = \frac{I_{к2.обр}^{(2)}}{k_q} = \frac{10,61}{1,5} = 7,07 \text{ кА}$$

$$k_q = 1,5;$$

Уставка срабатывания II отсечки выбирается из условия обеспечения требуемой чувствительности к несимметричному КЗ за резервируемым

элементом, т.е. должно обеспечиваться ближайшее резервирование при отказе основных защит генератора:

$$I_{сп.отс.}^{II} = \frac{I_{к10.обр}^{(2)}}{k_{ч}} = \frac{19,45}{1,5} = 12,967 \text{ кА};$$

$$k_{ч}=1,5;$$

$t \approx 0,3$ сек – выдержка времени

- ток срабатывания пускового органа:

$$I_{сп.п.о.} = 0,1I_{ном} = 0,1 \cdot 7,561 = 0,756 \text{ кА}$$

- ток срабатывания сигнального органа:

$$I_{сп.с.о.} = 0,09 \cdot I_{ном} = 0,09 \cdot 7,561 = 0,68 \text{ кА}$$

3.2.5. Защита от замыканий на землю в обмотке статора

Выбор типа защиты генератора от КЗ на землю зависит от режима его работы. Так как данный генератор работает в режиме блока, то защиты выполним с использованием наложения постоянного тока на цепь статора.

На обмотки статора подается наложенный постоянный ток от источника через объединенные нейтрали обмоток высшего напряжения обмоток трансформаторов напряжения. Сопротивлением изоляции обмотки статора определяется величина тока в реагирующем органе **РО**. Защита не работает в нормальном режиме работы, так как наложенный ток незначителен. При КЗ на землю или снижении уровня изоляции наложенный ток увеличивается, что приводит к срабатыванию сигнального элемента или сигнального и отключающих элементов одновременно.

Сигнальный элемент реагирует на сопротивление:

$$R=100 - 200 \text{ кОм.}$$

Отключающий элемент срабатывает при:

$$R \leq 10 \text{ кОм.}$$

В защите предусмотрена цепь подключения измерительного прибора для контроля изоляции обмотки статора в процессе эксплуатации. [4]

3.2.6 Защита от симметричных перегрузок обмотки статора

Состав защиты, которая выполнена на микропроцессорной основе и входящей в состав шкафа типа ШЭ 1111, дополнен органом токовой отсечки.

Для сигнального, пускового и органа токовой отсечки регулируемый диапазон уставок $(1,0 - 2,0)I_{НОМ}$ с шагом $0,01 I_{НОМ}$, коэффициент возврата не ниже $0,98$, $K_H = 1,05$.

Ток срабатывания:

- сигнального органа:

$$I_{ср.с.о.} = \frac{k_H}{k_\epsilon} \cdot I_{НОМ} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 7,561 = 8,101 \text{ кА};$$

- пускового органа:

$$I_{ср.п.о.} = 1,1 \cdot I_{НОМ} = 1,1 \cdot 7,561 = 8,317 \text{ кА}.$$

3.2.7. Защита от потери возбуждения

Предназначена для определения потери возбуждения и перевода генератора в допустимый асинхронный режим (разгрузка генератора, торможение турбины и шунтирование обмотки ротора гасительным сопротивлением) или отключение блока, если асинхронный режим недопустим.

Для предотвращения срабатывания реле при нарушениях синхронизма в системе его круговая характеристика смещается по оси jX в III и IV квадранты,

$$Z_{см} = 0,4 \cdot X_d' = 0,4 \cdot 0,26 = 0,104 \text{ Ом},$$

выдержка времени берется равной (1-2)сек. Диаметр окружности характеристики принимается равным

$$Z_{уст} = 1,1 \cdot X_d = 1,1 \cdot 2,73 = 2,97 \text{ Ом.}$$

Выдержка времени берется равной 2сек.

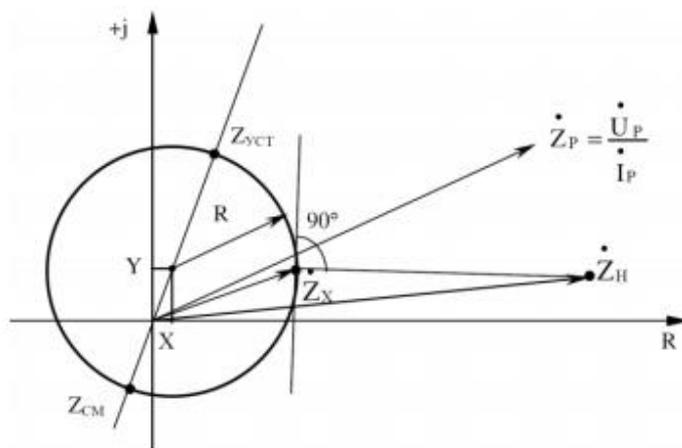


Рисунок 29 – Характеристика дистанционной защиты генератора от внешних междуфазных КЗ

Время срабатывания принимаем $t_{ср} = 1$ с.

Уставка на реле, приведенная ко вторичным цепям

$$Z_{см.вт} \leq Z_{см} \frac{n_{тт}}{n_{тн}} = 0,104 \cdot \frac{8000/5}{11000/100} = 1,51 \text{ Ом,}$$

$$Z_{уст.вт} \leq Z_{уст} \frac{n_{тт}}{n_{тн}} = 2,97 \cdot \frac{8000/5}{11000/100} = 43,2 \text{ Ом}$$

3.2.8. Защита от перегрузки цепей возбуждения

Назначение: защита от перегрузок током возбуждения обмотки ротора генератора необходима для предотвращения повреждения генератора при длительных форсировках возбуждения при аварийном снижении напряжения в энергосистеме или при неисправности в системе возбуждения. [6]

Диапазон уставок пускового органа защиты $(1,05-1,2)I_{ном}$, рекомендуется $-1,06$.

$$I_{уст.п.о.} = 1,06 \cdot 1,708 = 1,81 \text{ кА};$$

$$I_{уст.с.о.} = \frac{k_n}{k_g} I_{рот.ном} = \frac{1,05}{0,98} \cdot 1,708 = 1,78 \text{ кА}.$$

где $I_{рот.ном}$ – номинальный ток возбуждения генератора;

$k_n = 1,05$ – коэффициент надежности, обеспечивающий отстройку от длительно допустимых перегрузок обмотки возбуждения;

$k_g = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени сигнального органа отстраивается от выдержек времени резервных защит блока. [4]

3.2.9. Защита от КЗ на землю в обмотке ротора

Защита предусмотрена для определения КЗ на землю в одной точке цепи возбуждения генератора за счет измерения сопротивления изоляции обмотки ротора, по отношению к земле. Защита выполнена при наложении переменного тока, частота которого 17,5 Гц на цепь возбуждения, который подводится с помощью отдельного источника питания.

Защита имеет две уставки:

- подается сигнал, при снижении сопротивления до 10 кОм;
- формируется команда на отключение, при снижении сопротивления до 4 кОм. [4]

3.3. Расчет уставок защит блочного трансформатора

3.3.1. Газовая защита трансформатора

Газовую защиту устанавливают на трансформаторы с масляной системой охлаждения. При любом, даже незначительном повреждении обмоток из-за выделения тепла происходит разложение масла, на этом и основан принцип работы газовой защиты. При разложении масла выделяется газ, интенсивность выделения которого зависит от тяжести повреждения.

Газовую защиту выполняют с использованием газовых реле, представляющих собой металлический корпус, которые устанавливают в маслопровод между расширителем и баком трансформаторов. При появлении газа, поплавковые контакты, установленные внутри корпуса реле, замыкаются. При интенсивном газообразовании реле действует на отключение, при слабом - на сигнал.

Газовая защита представляет собой простой и универсальный инструмент для определения внутренних повреждений трансформатора. Газовая защита определяет и витковые замыкания, на которые не реагирует дифференциальная защита из-за малой величины тока. [6]

3.3.2. Дифференциальная защита

Назначение: представляет собой основную быстродействующую защиту трансформатора от всех видов короткого замыкания в обмотках блочного трансформатора и на его выводах.

Защита трансформатора блока, которая входит в комплекс ШЭ 1111, выполняется трехрелейной и включается на токи трех фаз. Трансформаторы тока, к которым подключена защита, встроены во вводы обмотки ВН трансформатора блока, ТСН и к трансформаторам тока в цепи генератора. [6]

1. Определяются токи плеч.

Схема соединения трансформатора ВН/НН – Y /Δ.

Вторичные обмотки главных трансформаторов тока на всех сторонах соединены по схеме «звезда». Расчет токов представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Расчет токов

	Метод определения	Результаты для сторон		
		110 кВ	10,5 кВ	ТСН(10,5 кВ)
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}}$	$\frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 656$	$\frac{125000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 6873$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880$

Продолжение таблицы 5

Схеме соединения ТА		Y	Y	Y
Коэффициент трансформации ТА	n_{TT}	$800/5$	$8000/5$	$1000/5$
Вторичные токи, А	$I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{CX}}{n_{TT}}$	$\frac{656 \cdot 1}{800/5} = 4,1$	$\frac{6873 \cdot 1}{8000/5} = 4,3$	$\frac{880 \cdot 1}{1000/5} = 4,4$

2. Коэффициенты амплитудно-фазовой коррекции токов в плечах диф. защиты $K_1 K_2 K_3$:

$$k_1 = \frac{I_{НОМ}}{I_{ТА}} = \frac{656}{800} = 0,82$$

$$k_2 = \frac{I_{НОМ}}{I_{ТА}} = \frac{6873}{8000} = 0,86$$

$$k_3 = \frac{I_{НОМ}}{I_{ТА}} = \frac{880}{1000} = 0,88$$

3. Ток срабатывания защиты:

Начальный ток срабатывания реле:

$$I_{CP.PO} = 0.3 \cdot I_{НОМ} = 0.3 \cdot 656 = 196,8 \text{ А [5,стр69]}$$

4. Точка излома характеристики срабатывания

Типичным значением уставки является $B = 1,5$. При этом значении уставки чувствительность к токам КЗ в зоне рабочих токов является достаточной.

5. Значение коэффициента торможения KT , принимается типичному значению уставки, равной 0,5. Более высокие значения принимаются при резко различных условий работы ТТ при внешних КЗ.

6. Ток срабатывания отсечки:

$$I_{CP.OTC} = (6 \div 12) \cdot I_{НОМ} = 10 \cdot 656 = 6560 \text{ А}$$

7. Необходимо произвести отстройку от броска тока намагничивания. Бросок тока намагничивания фиксируется при появлении второй гармоника, величина которой должна быть не менее 10% от основной. Начальный ток срабатывания будет иметь значение $I_{CP.ВКЛ}$, при обнаружении броска тока намагничивания. Рекомендуемая уставка:

$$I_{CP.ВКЛ} = 0,8 \cdot I_{НОМ} = 0,8 \cdot 656 = 524,8 \text{ А}$$

8. Чувствительность защиты можно не проверять

3.3.3. Токовая защита нулевой последовательности

В микропроцессорном шкафу защиты блока генератор-трансформатор предусмотрено для рассматриваемой защиты два токовых органа с разными диапазонами уставок:

- для органа первой ступени диапазон уставок составляет от 0,15 до 6,0 номинального тока трансформатора (с шагом 0,01); [4]
- для органа второй ступени диапазон уставок составляет от 0,1 до 4,0 номинального тока трансформатора (с шагом 0,01). [4]

Для измерительного органа напряжений нулевой последовательности диапазон уставок имеет значение от 1,0 до 15,0 В с шагом 0,1 В [4]. Основной помехой в цепях защит нулевой последовательности являются сигналы на частоте третьей гармоники, поэтому для отстройки от этих сигналов все измерительные органы используют на своих входах фильтры низших частот, которые обеспечивают заграбление органов на третьей гармонике не менее чем в 8 раз.

На повышающих трансформаторах блоков защита устанавливается со стороны высшего напряжения, если обмотка соединена по схеме «звезда» и работает с глухозаземленной нулевой точкой.

Расчет уставок:

1 ступень:

$$I'_{сз} = (0,15 \div 6) \cdot I_{НОМ} = (0,15 \div 6) \cdot 656 = 98,4 \div 3936 \text{ А} .$$

2 ступень:

$$I''_{сз} = (0,1 \div 4) \cdot I_{НОМ} = (0,1 \div 4) \cdot 656 = 65,6 \div 2624 \text{ А}$$

Для органа напряжения: 1-15 В.

3.3.4. Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты отстраивается от номинального тока трансформатора:

$$I_{ср} = \frac{k_{отс}}{k_B} I_{НОМ} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 328 = 430,5 \text{ А}$$

где $k_{отс} = 1,05$ – коэффициент отстройки.

$k_B = 0,8$ – коэффициент возврата.

3.4. Расчет уставок защит трансформатора собственных нужд

3.4.1 Газовая защита

Газовая защита представляет собой простой и универсальный инструмент для определения внутренних повреждений трансформатора. Газовая защита определяет и витковые замыкания, на которые не реагирует дифференциальная защита из-за малой величины тока. [4]

3.4.2 Дифференциальная защита

Защита трансформатора блока, которая входит в комплекс ШЭ 1111, выполняется трехрелейной и включается на токи трех фаз. Трансформаторы тока, к которым подключена защита, встроены во вводы обмотки высшего напряжения блочного трансформатора и трансформатора собственных нужд и к трансформаторам тока в цепи генератора. [6]

Таблица 6 – Расчет токов в плечах защиты

	Метод определения	Результаты для сторон	
		10,5 кВ	6,3 кВ
Первичные номинальные токи трансформатора, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466$
Схеме соединения ТА		Y	Y
Коэффициент трансформации ТА	$n_{ТТ}$	1000/5	1500/5
Вторичные токи, А	$I_{НОМ} = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{СХ}}{n_{ТТ}}$	$\frac{880 \cdot 1,5}{1000} = 4,4$	$\frac{1466 \cdot 1,5}{1500} = 4,89$

2. Определяются коэффициенты амплитудно-фазовой коррекции токов в плечах диф. защиты K_1 K_2 :

$$k_1 = \frac{I_{НОМ}}{I_{ТА}} = \frac{880}{1000} = 0,88$$

$$k_2 = \frac{I_{НОМ}}{I_{ТА}} = \frac{1466}{1500} = 0,98$$

3. Определяется ток срабатывания защиты:

Начальный ток срабатывания реле:

$$I_{СР.РО} = 0,3 \cdot I_{НОМ} = 0,3 \cdot 880 = 264 А$$

4. Точка излома характеристики срабатывания

Типичным значением уставки является $B = 1,5$. При этом значении уставки чувствительность к токам КЗ в зоне рабочих токов является достаточной.

5. Значение коэффициента торможения KT , принимается типичному значению уставки, равной 0,5. Более высокие значения принимаются при резко различных условиях работы ТТ при внешних КЗ.

6. Ток срабатывания отсечки:

$$I_{CP.OTC} = (6 \div 12) \cdot I_{НОМ} = (6 \div 12) \cdot 880 = 5280 \div 10560 \text{ A}$$

7. Необходимо произвести отстройку от броска тока намагничивания. Бросок тока намагничивания фиксируется при появлении второй гармоники, величина которой должна быть не менее 10% от основной. Начальный ток срабатывания будет иметь значение $I_{CP.ВКЛ}$, при обнаружении броска тока намагничивания. Рекомендуемая уставка:

$$I_{CP.ВКЛ} = 0,8 \cdot I_{НОМ} = 0,8 \cdot 880 = 704 \text{ A}$$

8. Чувствительность защиты можно не проверять

3.4.3. Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты отстраивается от номинального тока трансформатора:

$$I_{CP} = \frac{k_{OTC}}{k_B} I_{НОМ} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 880 = 1155 \text{ A}$$

где $k_{OTC} = 1,05$ – коэффициент отстройки.

$k_B = 0,8$ – коэффициент возврата.

4. Релейная защита и автоматика трансформатора связи

4.1. Выбор и обоснование состава релейной защиты

Для трансформаторов и автотрансформаторов необходимо предусмотреть устройства РЗ от следующих видов повреждений и аномальных режимов:

- однофазных КЗ в обмотках и на выводах;
- многофазных КЗ в обмотках и на выводах;
- внешних КЗ;
- витковых КЗ в обмотках;
- перегрузки;
- пожара стали магнитопровода;
- понижения уровня масла.

Защита трансформаторов и автотрансформаторов должна выполнять следующие функции:

- при повреждении трансформатора отключать его от источников питания;
- подавать сигнал дежурному персоналу о возникновении перегрузок или выполнять необходимые операции для их устранения;
- При отказе защит или выключателей смежных присоединений при внешних КЗ отключать трансформатор.

Для защиты трансформаторов должна быть предусмотрена установка следующих типов защит:

1. Газовая защита устанавливается при повреждениях внутри кожуха, которые сопровождаются выделением или снижением уровня масла;
2. Токовая отсечка или продольная диф. Защита при повреждениях на выводах и внутренних повреждениях;
4. ТЗНП от токов внешних КЗ на землю;

5. МТЗ от возможной перегрузки.

Для защиты трансформатора воспользуемся продукцией ООО НПП «ЭКРА». В качестве комплекса основных и резервных защит трансформатора принимаем микропроцессорный шкаф: ШЭ2607 041[5].

Шкаф типа ШЭ2607 041 содержит два комплекта (А1 и А2).
Выполнен с использованием одного терминала БЭ2704 041.

1. Первый комплект выполняет функции основной и резервной защит трансформатора и включает:

- Дифференциальная токовая защита АТ (ДЗТ);
- Токовая защита нулевой последовательности;
- МТЗ ВН с пуском по напряжению;
- МТЗ СН с пуском по напряжению;
- МТЗ НН с пуском по напряжению;
- Защита от перегруза (ЗП);
- Блокировка РПН при перегрузе;
- Токовые реле для пуска автоматики охлаждения;
- УРОВ ВН;
- Также выполняет приём сигналов от сигнальной и отключающей

ступеней газовой защиты трансформатора, датчиков повышения температуры масла, понижения и повышения уровня масла, газовой защиты РПН трансформатора [9].

2. Второй комплект реализует приём сигналов от отключающих ступеней газовых защит трансформатора, устройства РПН трансформатора и действует на отключение через две группы отключающих реле.

4.2. Выбор измерительных трансформаторов

Выбор трансформатора тока

Определим первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующего его номинально мощности.

$$I_{НОМ,ВН} = \frac{S_{НОМ,АТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 401,6 \text{ А}$$

$$I_{НОМ,СН} = \frac{S_{НОМ,АТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{СН}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1200 \text{ А}$$

$$I_{НОМ,НН} = \frac{S_{НОМ,НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 4198,9 \text{ А}$$

Выбираем трансформаторы тока по каталожным данным со следующими параметрами:

Таблица 7 – Параметры ТТ

Сторона трансформатора	Тип	Напряжение $U_{НОМ}$, кВ	Номинальный ток, А		Варианты исп. по втор. обмоткам	Ток стойкости, кА		Время $t_{тер}$, с	Нагрузка измерительной обмотки $S_{2НОМ}$, В·А
			Перв. $I_{1НОМ}$	Втор. $I_{2НОМ}$		Эл.дин. $i_{дин}$	Терм. $I_{тер}$		
ВН	ТФЗМ 110Б-I	110	300-600	5	0,5/10P/10P	63-126	13-26	3	20
СН	ТФЗМ 35Б-I	35	1500	5	0,5/10P/10P	106	41	3	20
НН	ТШЛ-10	10	5000	5	0,5/10P/10P	-	35	3	25

Выбор трансформатора напряжения

По каталожным данным выбираем трансформаторы напряжения со следующими параметрами:

Таблица 8 – Параметры ТН

Сторона трансформатора	Тип	Номинальное напряжение обмотки			Мощность номинальная, В·А				Мощность максимальная, В·А
		Первичное кВ	Осн. вторичное. В	Доп., В	0,2	0,5	1	3	

Продолжение таблицы 8

ВН	НКФ-110-58У1	$110/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	$100/3$	-	400	600	1200	2000
СН	ЗНОМ-35-72У1	$35/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$	$100/3$	-	150	250	600	1200
НН	НОМ-10-66У3	11	100	-	-	75	150	300	640

4.3. Расчет уставок защит трансформатора связи

4.3.1. Продольная дифференциальная защита

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

В защитах НПП «ЭКРА» реализованы функции ДТЗ Т (АТ), которая выполнена пофазной и содержит чувствительный токовый орган с тормозной характеристикой и дифференциальную отсечку. ДТЗ срабатывает при всех видах КЗ в зоне действия защиты [9]. Характеристика защиты приведена на рисунке 30.

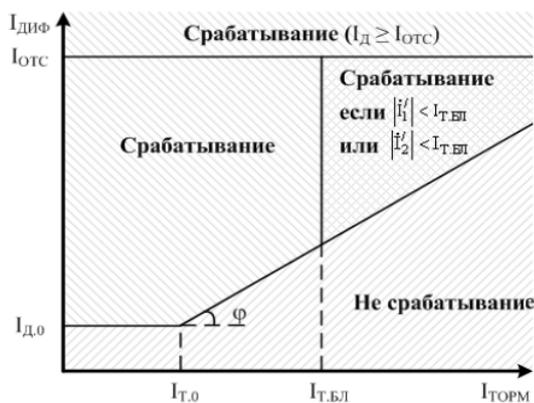


Рисунок 30 – Характеристика срабатывания ДТЗ с торможением

Максимальные токи КЗ протекающие через трансформаторы тока обусловлены трехфазным КЗ на шинах соответствующей стороны. Для получения значений токов КЗ, смоделируем трехфазные замыкания в узлах 2, 8 и 15, результаты расчета приведены на рисунках 12–29:

Сторона ВН:

$$I_{КЗ} = 1168 \text{ А, кратность тока } K = \frac{I_{КЗ}}{I_{НОМ,ВН}} = \frac{1168}{401,6} = 2,91 \leq K_{пред} = 20;$$

Сторона СН:

$$I_{КЗ} = 13465 \text{ А, кратность тока } K = \frac{I_{КЗ}}{I_{НОМ,СН}} = \frac{13465}{1200} = 11,22 \leq K_{пред} = 25;$$

Сторона НН:

$$I_{КЗ} = 32282 \text{ А, кратность тока } K = \frac{I_{КЗ}}{I_{НОМ,НН}} = \frac{32282}{4198,9} = 7,69 \leq K_{пред} = 15.$$

В зависимости от схемы соединения обмоток силового трансформатора, от схемы соединения вторичных обмоток главных ТТ соответствующей стороны и от схемы включения ТТ НН (на фазные/линейные токи) выбирается в соответствии с выражением:

$$K_{СХ ВН/НН} = \frac{K_{СХ ОБМ ВН}}{K_{СХ ОБМ НН}} \cdot \frac{K_{СХ ТТ ВН}}{K_{СХ ТТ НН} \cdot K_{ВКЛ ТТ НН}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{1 \cdot 1} = \frac{1}{\sqrt{3}}$$

$$K_{СХ СН/НН} = \frac{K_{СХ ОБМ СН}}{K_{СХ ОБМ НН}} \cdot \frac{K_{СХ ТТ СН}}{K_{СХ ТТ НН} \cdot K_{ВКЛ ТТ НН}} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{1 \cdot 1} = \frac{1}{\sqrt{3}}$$

- сторона ВН: схема соединения обмоток силового Т «звезда» ($K_{СХ ОБМ ВН}=1$), схема соединения вторичных обмоток ТТ «звезда» ($K_{СХ ТТ ВН}=1$);

- сторона СН: схема соединения обмоток силового Т «звезда» ($K_{СХ ОБМ СН}=1$), схема соединения вторичных обмоток ТТ «звезда» ($K_{СХ ТТ СН}=1$);

- сторона НН: схема соединения обмоток силового Т «треугольник» ($K_{СХ ОБМ НН}=\sqrt{3}$), схема соединения вторичных обмоток ТТ «звезда» ($K_{СХ ТТ НН}=1$), схема включения ТТ НН ($K_{ВКЛ ТТ НН}=1$) – на фазные токи.

Базисный ток стороны ВН (аналогично СН и НН) для терминала защиты Т.

$$I_{\text{БАЗВН}} = \frac{K_{\text{СХ ТТ ВН}} \cdot K_{\text{АТ ВН}} \cdot S_{\text{НОМ АТ}}}{K_{\text{ТТ ВН}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}}} = \frac{1 \cdot 1}{600/5} \cdot \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 3,347 \text{ A}$$

$$I_{\text{БАЗСН}} = \frac{K_{\text{СХ ТТ СН}} \cdot K_{\text{АТ СН}} \cdot S_{\text{НОМ АТ}}}{K_{\text{ТТ СН}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{СН}}} = \frac{1 \cdot 1}{1500/5} \cdot \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 4 \text{ A}$$

$$I_{\text{БАЗНН}} = \frac{K_{\text{СХ ТТ СН}} \cdot K_{\text{АТ СН}} \cdot S_{\text{НОМ АТ}}}{K_{\text{ТТ СН}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{СН}}} = \frac{1 \cdot 1}{5000/5} \cdot \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 4,198 \text{ A}$$

где $S_{\text{НОМ АТ}}=80$ МВА – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{СТОП}}$ – номинальное напряжение на соответствующей стороне ($U_{\text{ВН}}=115$ кВ, $U_{\text{СН}}=38,5$ кВ, $U_{\text{НН}}=11$ кВ);

$K_{\text{ТТ СТОП}}$ – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны:
 $K_{\text{ТТ ВН}}=600/5$, $K_{\text{ТТ СН}}=1500/5$, $K_{\text{ТТ НН}}=5000/5$;

$K_{\text{АТ СТОП}}$ – коэффициент трансформации внешнего выравнивающего (авто)трансформатора, используемого для выравнивания значения базисного тока соответствующей стороны, если он выходит за пределы диапазона 0,251 – 16,000 А. при первоначальном расчете базисного тока принимаем $K_{\text{АТ ВН}}=K_{\text{АТ СН}}=K_{\text{АТ НН}}=1$;

$K_{\text{СХ ТТ СТОП}}$ – коэффициент, учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ, для ТТ на сторонах ВН, СН и НН, соединенных в «звезду», составляет 1.

1. Выбор тока начала торможения ДТЗ

Ток начала торможения в относительных единицах рекомендуется принимать равным 1,0.

Уставка: $I_{\text{ТОДЗТ}} = 1,0$.

2. Расчет минимального тока срабатывания ДТЗ

Минимальный ток срабатывания ДТЗ на горизонтальном участке характеристики при отсутствии торможения определяется по условию отстройки от тока небаланса в переходном режиме работы защищаемого

трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ) и рассчитывается по выражению:

$$I_{до} \geq K_{отс} I_{НБРАСЧ*} = 1,1 \cdot 0,33 = 0,363$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности измерительного органа, ошибки расчета и необходимый запас, и может быть принят равным 1,1 (из диапазона 1,1 – 1,3);

$I_{НБРАСЧ*}$ - относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах (внешнее КЗ с низким уровнем токов КЗ), определяемый по выражению:

$$\begin{aligned} I_{НБ.РАСЧ*} &= K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{ПТТ} = \\ &= 1 \cdot 1,5 \cdot 0,10 + 0,16 + 0,02 + 0 = 0,33, \end{aligned}$$

где $K_{пер}=1,5$ – коэффициент (минимальный из диапазона 1,5 – 2,5), учитывающий переходный процесс: при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора односторонних ТТ (только встроенных) с одинаковой схемой соединения вторичных обмоток ТТ (оба в «звезду»);

$K_{одн}=1$ – значение коэффициента односторонности ТТ для Т;

$\varepsilon = 0,1$ - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ для ТТ классом точности 10Р;

$\Delta U_{РПН} = 0,16$ - относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной большему значению диапазона регулирования РПН;

$\Delta f_{выр} = 0,02$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч. Данная погрешность определяется погрешностями входных ТТ и аналого-цифровыми преобразователями терминала;

$\Delta f_{ПТТ} = 0$ - относительная погрешность внешнего выравнивающего трансформатора или автотрансформатора, которые у нас не устанавливаются.

Уставка: $I_{с3min} = 0,363$.

3. Расчет тока торможения блокировки ДТЗ

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

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

- если $I'_1 < I_{Т.БЛ}$ и $I'_2 < I_{Т.БЛ}$ - наклон характеристики срабатывания ДТЗ определяется коэффициентом торможения.

Ток торможения блокировки $I_{Т.БЛ}$ определяется отстройкой от максимально возможного сквозного тока нагрузки Т (АТ). Наибольшее значение сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий. Ток торможения блокировки может быть принят равным:

$$I_{Т.БЛ.} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕДНАГР} \cdot I_{НОМ*} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 1 = 1,98$$

где $K_{ОТС}=1,1$ – коэффициент отстройки;

$K_{ПРЕД НАГР}=1,8$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность Т мощностью 80 МВА;

$I_{НОМ*}$ - относительный номинальный ток Т, определяемый по выражению:

$$I_{НОМ*} = \frac{I_{НОМ НАГР}}{I_{БАЗВН}} \cdot \frac{K_{СХТТВН}}{K_{ТТВН}} = \frac{401,6}{3,347} \cdot \frac{1}{600/5} = 1$$

$$I_{НОМ НАГР} = \frac{S_{НОМТ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВНТ}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 401,6 \text{ А} - \text{максимально возможный}$$

сквозной ток нагрузки АТ.

Уставка: $I_{Тmax} = 2$.

4. Расчет коэффициента торможения ДТЗ

Коэффициент торможения определяет отстройку ДТЗ от внешних КЗ. Под коэффициентом торможения понимается отношение приращения дифференциального тока (I_D) к приращению тормозного тока (I_T). С помощью правильного выбора коэффициента торможения обеспечивается несрабатывание ДТЗ Т (АТ) в диапазоне значений тормозного тока от $I_{Т.0}$ до $I_{Т.БЛ}$.

Значение коэффициента торможения рекомендуется рассчитывать по

$$\text{выражению: } K_T \geq \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ}} - I_{\text{Д0}}}{I_T - I_{\text{T0}}} = \frac{1,1 \cdot 2,53 - 0,363}{6,181 - 1,0} = 0,467$$

где $K_{\text{ОТС}}=1,1$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{Д0}}=0,363$ – принятое значение минимального тока срабатывания;

$I_{\text{T0}}=1,0$ – принятое значение тока начала торможения;

$I_{\text{НБ}}$ – расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому Т сквозного тока и рассчитываемый по выражению:

$$\begin{aligned} I_{\text{НБ}} &= (K_{\text{ОДН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) \cdot I_{\text{СКВ}^*} = \\ &= (1 \cdot 1,5 \cdot 0,10 + 0,16 + 0,02 + 0) \cdot 7,68 = 2,53 \end{aligned}$$

где $\varepsilon = 0,1$ - относительное значение полной погрешности ТТ в режиме КЗ;

$I_{\text{СКВ}^*}$ - максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, определяемый по выражению:

$$I_{\text{СКВ}^*} = \frac{I_{\text{КЗНН}}}{I_{\text{БАЗНН}}} \cdot \frac{K_{\text{СХТТНН}}}{K_{\text{ТТНН}}} = \frac{32282}{4,198} \cdot \frac{1}{5000/5} = 7,68 \text{ A}$$

остальные коэффициенты: $K_{\text{ПЕР}} = 1,5$, $K_{\text{ОДН}} = 1$, $\Delta U_{\text{РПН}} = 0,16$, $\Delta f_{\text{ВЫР}} = 0,02$, $\Delta f_{\text{ПТТ}} = 0$.

I_T - расчетный тормозной ток, определяемый по выражению:

$$I_T = \sqrt{|I_{\text{СКВ}^*} (I_{\text{СКВ}^*} - I_{\text{НБ}^*}) \cos \beta|} = \sqrt{|7,68 \cdot (7,68 - 2,53) \cos(165^\circ)|} = 6,181 \text{ A}$$

где $\beta = 180^\circ - \alpha$, а α - угол между векторами токов $I_{\text{СКВ}^*}$ и $I_{\text{СКВ}^*} - I_{\text{НБ}^*}$. В нашем расчете можно принять $\alpha = 15^\circ$, $\beta = 180^\circ - 15^\circ = 165^\circ$

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

Уставка: $K_T = 0,5$.

5. Выбор параметра срабатывания блокировки по второй гармонике

Для предотвращения ложной работы ДТЗ Т (АТ) при БТН в момент включения трансформатора под напряжение, а также для дополнительной отстройки защиты от тока небаланса переходного режима внешнего КЗ (когда увеличенная погрешность ТТ, обусловленная насыщением, приводит к появлению второй гармонической составляющей тока) выполнена блокировка защиты по превышению отношения тока второй гармонической составляющей к току промышленной частоты $K_{БЛ2} = \frac{I_{Д100Гц}}{I_{Д50Гц}}$.

По опыту эксплуатации рекомендуется параметр срабатывания блокировки по второй гармонике КБЛ.2 для защит трансформаторов выбирать на уровне 0,10. [9,ст36]

Уставка: $K_{БЛ} = 0,10$.

6. Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Для исключения замедления работы ДТЗ, ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

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

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

$$I_{ОТС*} = 1,5 \cdot I_{КЗ*} \cdot (K_{ПЕР} \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР} + \Delta f_{ПТТ}) = \\ = 1,5 \cdot 7,68 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0) = 5,53$$

где $I_{КЗ*}$ – максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ и приведенное к базисному току стороны этого внешнего КЗ, определяется по выражению:

$$I_{КЗ*} = \frac{I_{КЗНН}}{I_{БАЗНН}} \cdot \frac{K_{СХТТНН}}{K_{ТТНН}} = \frac{32282}{4,198} \cdot \frac{1}{5000/5} = 7,68 \text{ A}$$

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим, принимается равным 3,0 [1].

Ток срабатывания задается в относительных единицах от базисного тока АТ $I_{БАЗ}$ в диапазоне от 6,5 до 12,0 от с шагом 0,1.

Принимаем $I_{ОТС*} = 6,5$.

Согласно ПУЭ чувствительность защиты не проверяется.

4.3.2. МТЗ с комбинированным пуском по напряжению

Для резервирования основных защит стороны ВН трансформатора и резервирования отключения КЗ на шинах ВН предусматривается максимальная токовая защита со стороны ВН трансформатора с возможностью минимального пуска по напряжению. Защита подключается к встроенным или выносным трансформаторам тока ввода ВН и трансформаторам напряжения ВН трансформатора.

1) Расчет параметра срабатывания максимального измерительного органа тока

$$I_{C.3} \geq \frac{K_{ОТС} \cdot K_{ЗАП}}{K_B} \cdot I_{НОМ,ВН} = \frac{1,2 \cdot 1,3}{0,9} \cdot 401,6 = 696,11 \text{ А},$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,2;

K_B – коэффициент возврата реле минимального напряжения, принимаем равным 0,9;

$K_{ЗАП}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Для статической нагрузки, имеющей в своем составе малую долю электродвигателей, принимают коэффициент самозапуска по опытным данным $K_{ЗАП} = (1,2 \div 1,3)$ [9].

Проверка чувствительности при ближнем резервировании:

$$K_{\text{ч}} \geq \frac{I_{КЗ,МИН}}{I_{C.3}} = \frac{1168}{696,11} = 1,67 \geq 1,5;$$

2) Расчет параметра срабатывания минимального измерительного органа напряжения

Согласно [3], первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения выбирают исходя из следующих условий:

- обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{МИН}}{K_{ОТС} \cdot K_B} = \frac{0,9 \cdot 110}{1,2 \cdot 1,1} = 75 \text{ кВ};$$

-отстройка от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{сЗАП}}{K_{ОТС}} = \frac{0,7 \cdot 110}{1,2} = 64 \text{ кВ}.$$

Параметр срабатывания принимается равным наименьшему значению из полученных.

Проверка чувствительности минимального ИО напряжения

$$K_{ч} = \frac{U_{с.з}}{U_{КЗ.МАКС}} = \frac{64}{26} = 2,46$$

где $U_{КЗ МАКС}$ – значение междуфазного напряжения в месте установки защиты при металлическом КЗ между двумя фазами в расчетной точке в режиме, смотреть протокол двухфазного КЗ на землю на шинах ВН [9].

Напряжение срабатывания минимального ИО напряжения принимаем 64 кВ.

4.3.3. Токовая защита нулевой последовательности

СТЗНП трансформатора содержит пять ступеней: 3, 4 и 5 ступени направлены в сторону сети, а 1 и 2 ступени – в сторону трансформатора.

Уставки 3 и 4 ступени выбираются по условию обеспечения дальнего резервирования при КЗ в сети своей стороны. Уставка 5 ступени выбирается из условия отстройки от нагрузочного режима. Уставка по току 1 ступени выбирается по условию отстройки от КЗ на шинах смежной стороны, а 2 ступени - обеспечения чувствительности при КЗ на шинах смежной стороны.

Каждая из ступеней выполняется с тремя выдержками времени. С первой выдержкой времени происходит деление сборных шин на стороне защиты. Со второй выдержкой времени происходит отключение выключателя трансформатора со стороны защиты. С третьей выдержкой времени происходит отключение трансформатора [7].

Расчет уставок I ступени СТЗНП трансформатора на высшей стороне

Первая ступень СТЗНП направлена в трансформатор и отстраивается от короткого замыкания на шинах среднего напряжения

Отстройка от КЗ на шинах СН.

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл. величины
Отстройка	Уставка	2608	1.30	Вид КЗ: А0 Узел КЗ: 8		$3I_0=2006-74$ $3U_0=21.82-166$
Отстройка	Уставка	2447	1.30	Вид КЗ: ВС0 Узел КЗ: 8		$3I_0=1883-105$ $3U_0=20.47-12$

Выбираем уставку $I_{251}^I = 2608 \text{ A}$.

Расчет уставок II ступени СТЗНП трансформатора на высшей стороне

Вторая ступень СТЗНП трансформатора направлена в трансформатор и отстраивается от нагрузочного режима.

Для трансформаторных элементов:

$$I_{РАБ}^{\max} = (1,1 \div 1,2) \cdot I_{\text{НОМ}}, \text{ где}$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1200 \text{ A}$$

$$I_{РАБ}^{\max} = (1,1 \div 1,2) \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,2 \cdot 1200 = 1440 \text{ A}$$

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл. величины
Нагрузка	Уставка	85			КН=1.30 КВ=0.85 КНБ=0.10 JН=1200	

Выбираем уставку $I_{251}^{II} = 85 \text{ A}$.

Проверка чувствительности II ступени СТЗНП Т.

Чувствительность проверяется при коротком замыкании в конце самой длинной предыдущей линии со стороны шин среднего напряжения

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл. величины
Чувствительность	Уставка	85	3.69	Вид КЗ: А0 Узел КЗ: 26		3I0=314 -53 3U0=3.41 -146
	Уставка	85	2.78	Вид КЗ: АВ0 Узел КЗ: 26		3I0=236 -120 3U0=2.57 148

$$K_{\text{ч}} = 2,78 > 1,3$$

Чувствительность удовлетворяет требованиям

Выдержка времени: $t_{251}^{\text{II}} = 0,5 \text{ с}$

Расчет уставок III ступени СТЗНП трансформатора на высшей стороне

Третья ступень СТЗНП трансформатора направлена в сеть, поэтому ее необходимо согласовать с уставками первых ступеней защит линий, отходящих от шин высшего напряжения.

1. Рассчитаем уставки 1-х ступеней линий:

Линия 24-2:

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл. величины
Отстройка	Уставка	4296	1.30	Вид КЗ: В А0 Узел КЗ: 24	ОТКЛ 1 24-2	3I0=7459 106 3U0=104.37 -171
	Уставка	3675	1.30	Вид КЗ: ВС0 Узел КЗ: 24	ОТКЛ 1 24-2	3I0=3673 -77 3U0=73.63 5

Линия 25-2:

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл. величины
Отстройка	Уставка	3899	1.30	Вид КЗ: В А0 Узел КЗ: 25	ОТКЛ 1 2-25	3I0=5384 -76 3U0=26.80 -169
	Уставка	2631	1.30	Вид КЗ: ВС0 Узел КЗ: 25	ОТКЛ 1 2-25	3I0=2870 101 3U0=18.76 8

2. Согласование с первой ступенью защиты линии 24-2:

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл. величины
Согласование с 1 ступенью 3899 T=0.00 защита 421 ТЗНП (24-2)	Уставка	1476	1.10	Вид КЗ: А0 ВЕР 42/2 2-24,0.453 (Лотн.лин.=0.453)		3I0=1342 -77 3U0=30.10 -170 3I0(Б)=3899 -76 3U0(Б)=85.56 -171
Согласование с 1 ступенью 3899 T=0.00 защита 421 ТЗНП (24-2)	Уставка	941	1.10	Вид КЗ: ВС0 ВЕР 42/2 2-24,0.710 (Лотн.лин.=0.710)		3I0=855 101 3U0=19.18 8 3I0(Б)=3900 101 3U0(Б)=65.61 6

Выбираем уставку уставку $I_{251}^{\text{III}} = 1476\text{A}$

3. Проверка чувствительности при коротком замыкании на шинах ВН трансформатора.

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрезим	Эл. величины
Чувствительность	Уставка	1476	1.63	Вид КЗ: А0 Узел КЗ: 2		3I0=2401 -81 3U0=53.86 -174
	Уставка	1476	1.32	Вид КЗ: АВ0 Узел КЗ: 2		3I0=1986 -143 3U0=40.05 124

$$K_{\text{ч}} = 1,32 > 1,3$$

Чувствительность удовлетворяет требованиям.

Выдержка времени: $t_{251}^{\text{III}} = 1\text{ с.}$

Расчет уставок IV ступени СТЗНП трансформатора на высшей стороне

Четвертая ступень СТЗНП трансформатора на высшей стороне согласуется с уставками вторых ступеней защит линий, отходящих от стороны высшего напряжения. Т.к. вторая ступень защиты линии согласуется с уставками 1-х ступеней линий 2-ой периферии, данные которых отсутствуют в нашем проекте уставку 4 ступени берем равной уставке 3 ступени.

Расчет уставок V ступени СТЗНП трансформатора на высшей стороне

Уставка пятой ступени выбирается исходя из условий:

$$I_{РАБ}^{\max} = (1,1 \div 1,2) \cdot I_{НОМ}, \text{ где}$$

$$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{80000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 401,6 \text{ А}$$

$$I_{РАБ}^{\max} = (1,1 \div 1,2) \cdot I_{НОМ} = 1,2 \cdot 401,6 = 481,92 \text{ А}$$

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл. величины
Нагрузка	Уставка	34			КН=1.20 КВ=0.85 КВРТ=0.85 КНБ=0.05 JH=482	

Выбираем уставку $I_{251}^V = 34 \text{ А}$.

Чувствительность проверяется при коротком замыкании в конце самой длинной предыдущей линии со стороны шин среднего напряжения

Расчетное условие	Имя	Значение	К	Повреждение	Подрежим	Эл. величины
Чувствительность	Уставка	34	9.22	Вид КЗ: А0 Узел КЗ: 26		3I0=314 -53 3U0=3.41 -146
	Уставка	34	6.94	Вид КЗ: АВ0 Узел КЗ: 26		3I0=236 -120 3U0=2.57 148

$$K_{\text{ч}} = 6,94 > 1,3$$

Чувствительность удовлетворяет требованиям

Выдержка времени: $t_{251}^V = 2 \text{ с}$.

Таблица 9 – Данные по уставкам СТЗНП трансформатора

Параметр срабатывания	I ступень	II ступень	III ступень	IV ступень	V ступень
Ток срабатывания	2608	85	1476	1476	34
Чувствительность	-	2,78	1,32	1,32	6,94

4.3.4. Защита от перегрузки

Первичный ток срабатывания ИО максимального фазного тока отстраивают от номинального тока обмотки защищаемого трансформатора:

$$I_{\text{ЗП}} = I_{\text{НОМ}} \cdot \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}}$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки ЗП, который принимается 1,05;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, который принимается 0,9;

$I_{\text{НОМ}}$ – первичный номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита.

Защита стороны ВН:

$$I_{\text{ЗП.ВН}} = I_{\text{НОМ.ВН}} \cdot \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} = 401,6 \cdot \frac{1,05}{0,9} = 468,53 \text{ А}$$

Защита стороны СН:

$$I_{\text{ЗП.СН}} = I_{\text{НОМ.СН}} \cdot \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} = 1200 \cdot \frac{1,05}{0,9} = 1400 \text{ А}$$

Защита стороны НН:

$$I_{\text{ЗП.НН}} = I_{\text{НОМ.НН}} \cdot \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_{\text{В}}} = 4198,9 \cdot \frac{1,05}{0,9} = 4898,8 \text{ А}$$

4.3.5. Газовая защита

Газовую защиту используют как основную чувствительную защиту от КЗ внутри кожуха защищаемого трансформатора (автотрансформатора), сопровождаемые выделением газа. [6]

К главным достоинствам газовой защиты можно отнести: простоту её устройства, малое время действия, чувствительность.

К требованиям к микропроцессорным устройствам относят: обеспечение отключения и/или действия на сигнализацию от газовых защит трансформатора, газовых защит устройства РПН и от технологических защит трансформатора. Также должен обеспечиваться прием сигналов от различных датчиков (температура масла, уровень масла, неисправность цепей охлаждения).

В шкафах защиты предусмотрен прием сигналов от:

- сигнальной и отключающей ступеней ГЗТ;
- ГЗ РПН трансформатора.

4.3.6. Устройство резервирования при отказе выключателя

Устройство резервирования выключателя предусмотрено на выключателях всех сторон трансформатора.

УРОВ НН отключает выключатели со всех сторон защищаемого трансформатора. Обеспечивает отключение трансформатора выключателями смежных элементов в случае отказа срабатывания выключателя ВН и СН при КЗ за токоограничивающим реактором [8].

УРОВ ВН отключает выключатели шин со стороны ВН.

УРОВ СН отключает выключатели шин со стороны СН.

Если, при срабатывании защит, выключатель отключился нормально, чтобы обеспечить быстрый возврат схемы УРОВ, предусмотрен максимальный ИО тока. Выдержка времени УРОВ фиксирует отказ выключателя, т.е. происходит действие на отключение всех выключателей, если в течение данного времени условия пуска УРОВ сохраняются. Прием сигналов срабатывания УРОВ ВН фиксируется при длительности сигнала не менее 0,003 с. [8].

УРОВ формирует сигнал без выдержки времени на отключение резервируемого выключателя при появлении любого из сигналов:

- действие ДЗШ;
- действие защит на отключение выключателя;
- действие внешних устройств РЗА.

Для сторон ВН и СН ток срабатывания и выдержка времени выбираются одинаково.

Реле тока УРОВ выполняет функцию возврата схемы УРОВ при отсутствии отказа выключателя и для определения отказавшего выключателя. Ток срабатывания реле тока УРОВ выбирается из условия

обеспечения чувствительности и по возможности минимальным. Рекомендованное значение тока срабатывания находится в диапазоне от 0,05 до 0,10 от $I_{НОМ}$ номинального тока присоединения. Номинальный ток присоединения есть номинальный ток стороны, где установлено УРОВ [6].

Выдержка времени выбирается из условия отстройки от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства, погрешности внутренних элементов выдержки времени и необходимого запаса, в соответствии с выражением:

$$t_{СЗ} = t_{ОТКЛ.В} + t_{ВОЗВ.УРОВ} + t_{ЗАП}$$

где $t_{ОТКЛ.В}$ – время на отключение выключателя стороны трансформатора, где установлено УРОВ.

$t_{ВОЗВ.УРОВ}$ – максимальное время возврата ИО тока УРОВ. Время возврата реле тока УРОВ при сбросе входного тока от $20 I_{НОМ}$ до нуля не более 0,03 с;

$t_{ЗАП}$ – время запаса, принимаемое равным 0,1 с. [8].

4.3.7. Автоматика пожаротушения

При срабатывании ДТЗ Т, отключающих ступеней газовой защиты Т или газовой защиты РПН Т обеспечивается пофазный пуск пожаротушения с ограничением импульса действия до 1 секунды.

Напряжение срабатывания минимального реле напряжения выбирается из условия несрабатывания при минимальном рабочем напряжении с коэффициентом запаса 0,9. В ориентировочных расчетах может быть принято $U_{СР} = 65 В$ [6].

Время продления импульса для пуска автоматики пожаротушения АППож определяет время достаточное для подхвата «Пуска пожаротушения» цепями АППож. Рекомендуемое значение 1 с.

Время ограничения импульса АППож предназначена для селективного действия автоматики пожаротушения и подготовки для повторного пуска. Рекомендуемое значение 1,1 секунда.

Время срабатывания деблокировки пожаротушения предназначена для автоматического деблокирования пожаротушения и подготовки к повторному пуску. Рекомендуемое значение 2 секунды [6].

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

Студенту:

Группа	ФИО
5АМ5Б	Калмынин Андрей Владимирович

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭЭС
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость программного обеспечения, необходимого для выполнения НИИ: АРМ СРЗА – 680 000 руб., Microsoft Windows – 10000 руб., Microsoft Office – 4500 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Ограничение на бюджет научно-технического исследования 500 000 рублей. Заработная плата: руководитель – 24000 руб., инженер – 11400 руб.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления в социальные фонды – 27,1 % от ФОТ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Анализ конкурентоспособности технического решения с позиции ресурсоэффективности, SWOT – анализ НИИ</i>
2. <i>Планирование этапов и выполнения работ по НИИР (определение состава работы, определение действующих лиц, установление длительности и трудоемкости работы)</i>	<i>Формирование плана и графика разработки: -определение структуры работ; - определение трудоемкости работ; - разработка графика Ганта.</i>
3. <i>Расчет бюджета для научно – технического исследования</i>	<i>Определение материальных затрат НИИ, затрат на специальное оборудование, расчет основной заработной платы и накладных расходов. Формирование общей сметы НИИ</i>
4. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Оценка целесообразности и эффективности научного исследования. Анализ и оценка научно-технического уровня исследования. Оценка рисков.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>График Ганта</i>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Б	Калмынин Андрей Владимирович		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки.

Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов.

Тема данной магистерской диссертации: «Релейная защита элементов Томской ГРЭС-2 ТГК11»

Целью проекта является выбор шкафа релейной защиты и расчет уставок защит и автоматики блока генератор-трансформатор и трансформатора связи.

В данном разделе производится расчет стоимости научного исследования.

Задачи раздела:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
2. Организация и планирование работ НИ;
3. Планирование и формирование бюджета НИ;
4. Определение финансовой эффективности

5.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НТИ

Потенциальными потребителями данного проекта являются сетевые и генерирующие компании в эксплуатации которых находятся линии электропередачи. Одна из важнейших составляющих проектирования или реконструкции релейной защиты – это выбор микропроцессорного терминала защит. Выбор шкафа должен исходить из осуществления надежности эксплуатации и наименьшей цены.

Главная потребность потребителя – это установка шкафа релейной защиты с наименьшей ценой, большей надежности и соответствии с правилами электроустановок.

Для сравнения аналогов и выявления наиболее подходящего шкафа, с применением которого будет выполняться защита, составим оценочную карту, в которой произведем оценку ресурсоэффективности с использованием технических и экономических критериев шкафов серий ШЭ и ШЭРА. Соответственно производителей ООО НПП «ЭКРА» и ЗАО «РАДИУС Автоматика».

Предпочтение было отдано исключительно шкафам Российского производства, руководствуясь, прежде всего их низкой стоимостью, относительно зарубежных аналогов, а также тем, что в последнее время они очень хорошо себя зарекомендовали в плане надежности и простоты программирования.

5.2. SWOT-анализ НТИ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта, который применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Результаты SWOT-анализа представляем в табличной форме.

Анализ будем проводить в два этапа:

1. Описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз реализации проекта.

Таблица 10 – Матрица SWOT – анализа

	<p>Сильные стороны: С1. Материально-техническое оснащение проекта (большой срок эксплуатации шкафа ШЭ1111); С2. Удовлетворение желаний потребителя (выбор любой защиты); С3. Максимальная чувствительность к различным аварийным режимам сети; С4. Уменьшение времени на контроль и наладки защит; С5. Минимальный вред окружающей среде.</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Высокая стоимость шкафов; Сл2. Требуется опытный специалист для работы со шкафами; Сл3. Сложность подключения в сеть; Сл4. Требуются отдельные цепи постоянного тока для измерительных трансформаторов; Сл5. Для настройки шкафа требуется подключение к ПК на устаревшей базе.</p>
<p>Возможности: В1. Возможность защиты и замены более дорогостоящего оборудования; В2. Внедрение наиболее развитых технологий на базе шкафов ШЭ; В3. Улучшение программных обеспечений для пользования шкафами персоналу; В4. Применение энергопредприятиями данного шкафа, как основную защиту главных схем электростанций;</p>	<p>Из-за сохранности дорогостоящего энергооборудования, внедрение шкафов приведет к привлечению инвесторов, для финансирования более развитых технологий. Долгий срок службы шкафов позволит увеличить спрос, что обеспечит экономию при покупке новых.</p>	<p>Из – за высокой стоимости шкафа возможен отказ инвесторов в финансировании, что приведёт к снижению спроса; Для сохранности энергооборудования потребуется время для обучения персонала пользования шкафом S40 и его программными комплексами.</p>

Продолжение таблицы 10

В5. Повышение спроса.		
<p>Угрозы: У1. Снижение спроса на технологии нового образца; У2. Отсутствие финансирования на получение новых технологий (шкафов); У3. Дополнительная государственная сертификация шкафа; У4. Неустойчивая ситуация в стране; У5. Конкуренция зарубежных, аналоговых продуктов;</p>	<p>Благодаря долгому сроку эксплуатации и высокой чувствительностью к авариям, шкаф затмевает зарубежных конкурентов. Удовлетворение желаний потребителя может привести к дополнительной государственной сертификации, по которой шкаф может получить дополнительные средства на совершенствование старых технологий.</p>	<p>Использование шкафов на базе Windows 2000/XP может привести к снижению спроса. В виду того, что шкафы обладают высокой стоимостью, также требуются затраты на подключение отдельных цепей для измерительных трансформаторов, возможен отказ на финансирование более новых технологий.</p>

2. Выявление соответствия сильных и слабых сторон научно – исследовательского проекта внешним условиям.

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	0	0	+	+	0
	B3	+	-	-	-	-
	B4	+	+	0	+	+
	B5	+	0	-	+	0

При анализе данной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: B1C1C2C3C4C5, B2C3C4, B3C1, B5C1C4.

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	B1	+	-	-	0	0
	B2	0	0	+	-	-
	B3	-	0	0	-	-
	B4	-	0	-	-	-
	B5	0	-	-	-	0

При анализе данной таблицы можно выявить следующие коррелирующие слабые стороны и возможности: B1Сл1, B2Сл3.

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		С1	С2	С3	С4	С5
	У1	-	0	0	-	-
	У2	0	+	0	0	+
	У3	0	0	0	0	0
	У4	+	0	+	+	+
	У5	-	-	0	0	0

При анализе данной таблицы можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и угрозы: У2С2С5, У4С1С3С4С5.

Таблица 14 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта						
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4	Сл5
	У1	-	0	-	0	-
	У2	-	-	0	-	-
	У3	-	0	0	0	0
	У4	0	-	-	-	-
	У5	-	-	0	0	0

Коррелирующие слабые стороны и угрозы не выявлены.

В ходе анализа можно сделать вывод, что проект имеет большой потенциал, широкий круг потенциальных потребителей, а также возможность выхода на внешний рынок.

5.3. Планирование этапов и выполнения работ проводимого научного исследования

5.3.1. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и произведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Исполнитель
Сбор необходимой информации для выполнения технического задания	1	Согласование исходных данных с руководителем проекта	Руководитель проекта
Планирование работ	2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель проекта
Проведение теоретических расчетов и обоснований	3	Обработка исходных данных	Инженер
	4	Предварительный выбор защит	
	5	Расчет уставок защит	
Оценка результатов	6	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер
<i>Проведение ОКР</i>			
Контроль и координирование проекта	7	Контроль качества выполнения проекта и консультирование исполнителя	Руководитель проекта
Разработка технической документации и проектирование	8	Разработка блок-схемы, принципиальной схемы	Инженер
Оформление отчета по НТИ (комплекта документации по ОКР)	9	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Инженер

5.3.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Для определения ожидаемого значения трудоемкости $t_{ожі}$ используем следующую формулу:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 4}{5} = 2,8 \text{ чел} - \text{дни},$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы человеко-дни;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Затем определяем продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями

$$T_{p_i} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} = \frac{2,8}{1} = 2,8 \text{ дней},$$

где T_{p_i} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

5.3.3. Разработка графика проведения научного исследования

Коэффициент календарности определяем по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{366}{366 - 52 - 14} = 1,22,$$

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

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

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

Для определения календарных дней выполнения работы необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 2,8 \cdot 1,22 = 3 \text{ дня},$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа.

Все рассчитанные значения сводим в таблицу 8.

Таблица 16. Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{\text{ожг}}$, чел-дни					
	Руковод.	Инженер	Руковод.	Инженер	Руковод.	Инженер				
Согласование исходных данных с руководителем проекта	2	0	4	0	3,2	0	3,2	0	4	0
Календарное планирование работ по НИИ	4	0	6	0	4,8	0	4,8	0	6	0
Обработка исходных данных	0	3	0	5	0	3,8	0	1,6	0	2

Продолжение таблицы 16

Предварительный выбор защит	0	4	0	6	0	4,8	0	4,8	0	6
Расчет уставок защит	0	8	0	10	0	8,8	0	8,8	0	11
Оценка эффективности полученных результатов	0	4	0	6	0	4,8	0	4,8	0	6
Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя	8	0	10	0	8,8	0	8,8	0	11	0
Разработка блок- схемы, принципиальной схемы	0	4	0	6	0	4,8	0	4,8	0	6
Составление пояснительной записки (эксплуатационно- технической документации)	0	8	0	12	0	9,6	0	9,6	0	12

№ работ	Вид работы	Исполнители	T _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ										
				Март			Апрель			Май				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Согласование исходных данных с руководителем проекта	Руководитель	4	■										
2	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	6	■										
3	Анализ исходных данных	Инженер	2		■									
4	Предварительный выбор защит	Инженер	6		■									
5	Расчет уставок защит	Инженер	11			■								
6	Оценка эффективности полученных результатов	Инженер	6				■							
7	Контроль качества выполнения проекта и консультация исполнителя	Руководитель	11					■						
8	Разработка блок-схемы, принципиальной схемы	Инженер	6						■					
9	Составление пояснительной записки (эксплуатационно-технической документации)	Инженер	10								■			

Рисунок 31 – Диаграмма Ганта

Календарный план проекта составлен с учетом всех выходных и праздничных дней. На разработку данного проекта потребуется 59 рабочих дней, из которых 14 рабочих дней над проектом трудиться руководитель и 45 – инженер.

5.4. Бюджет научно – технического исследования

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением

5.4.1. Расчет материальных затрат НТИ

В этот пункт включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования, которое нужно для проведения работ.

Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, в некоторых случаях по договорной цене.

Расчет затрат по данной статье заносится в таблице 17.

Таблица 17 – Расчет бюджета затрат на приобретение программного обеспечения

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
1.	Компьютер	2	30000	60000
2.	Принтер	2	5000	10000
3.	Корпоративная лицензия Microsoft Windows	1	10000	10000
4.	Корпоративная лицензия на программное обеспечение Microsoft Office	1	4500	4500
5.	Программный комплекс АРМ СРЗА	1	680000	680000
6.	Канцелярские принадлежности	2	2000	4000
Итого:				768500

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

$$A_{\text{комп}} = \frac{\text{стоимость} \cdot N_{\text{дней использования}}}{\text{срок службы} \cdot 365} = \frac{768500 \cdot 57}{5 \cdot 365} = 24002,46$$

5.4.2. Основная заработная плата исполнителей

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада.

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

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

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

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p,$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p,$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{тс}$);

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

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн},$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Месячный должностной оклад работника:

- Руководитель

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 24\,000 \cdot (1 + 0,3 + 0,3) \cdot 1,3 = 49920 \text{ руб.}$$

- Инженер

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 11\,400 \cdot (1 + 0,3 + 0,3) \cdot 1,3 = 23712 \text{ руб.}$$

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

- Руководитель

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_о} = \frac{49920 \cdot 10,4}{248} = 2093,4 \text{ руб.},$$

- Инженер

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_о} = \frac{23712 \cdot 10,4}{248} = 994,4 \text{ руб.},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

- при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;
- при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

- Руководитель

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 2093,4 \cdot 14 = 29307,6 \text{ руб}$$

- Инженер

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 994,4 \cdot 45 = 44748 \text{ руб}$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

- Руководитель

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 29307,6 = 3809,9 \text{ руб.};$$

- Инженер

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 0,13 \cdot 44748 = 5817,24 \text{ руб.};$$

Таблица 18 – Расчёт основной заработной платы

	Руководитель	Инженер
Заработная плата по тарифной ставке, ($Z_{тс}$), руб.	24000	11400
Премиальный коэффициент ($k_{пр}$)	0,3	
Коэффициент доплат и надбавок ($k_{д}$)	0,3	
Районный коэффициент ($k_{р}$)	1,3	
Месячная заработная плата ($Z_{м}$), руб.	49920	23712
Среднедневная заработная плата работника ($Z_{дн}$), руб.	2 093,4	994,4
Продолжительность выполнения данного проекта ($T_{р}$), раб. дни	14	45
Основная заработная плата начисленная за выполнения данного проекта ($Z_{осн}$), руб	29307,6	44748
Коэффициент дополнительной заработной платы ($k_{доп}$)	0,13	
Дополнительная заработная плата исполнителей, ($Z_{доп}$), руб	3809,8	5817,24
Итого, руб:	33117,4	45335,24

5.4.3. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

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

Размер страховых взносов в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ на 2014 г. равен 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2016 году водится пониженная ставка – 27,1%.

Отчисления во внебюджетные фонды рекомендуется представлять в табличной форме (табл. 19).

Таблица 19 – Отчисления во внебюджетные фонды

	Руководитель	Инженер.
Основная заработная плата, руб.	29307,6	44748
Дополнительная заработная плата, руб.	3809,8	5817,24
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого:	8974,8	13703,2

5.4.4. Накладные расходы

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

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 3) \cdot k_{нр} = (Z_{осн} + Z_{доп} + Z_{внеб}) \cdot 0,16 = \\ = (156616,9 + 20360,16 + 47960,8) \cdot 0,16 = 35990 \text{ руб.},$$

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

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

5.4.5. Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Для формирования итоговой величины затрат суммируются все ранее рассчитанные затраты по отдельным статьям как в отношении руководителя, так и инженера (дипломника). Определение бюджета затрат на научно-техническое исследование приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	%
Амортизация программного обеспечения	24002,46	14,7
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	74055,6	51,1
Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9627,04	6,7
Отчисления во внебюджетные фонды	22678	15,7
Накладные расходы	17018	11,8
Бюджет затрат НИИ	147 381,1	100

5.5. Определение ресурсной эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Так как определение финансовой эффективности не представляется возможным в данном случае, произведем оценку ресурсоэффективности научной разработки. Сравнение разработанного метода было произведено с двумя ближайшими аналогами.

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

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

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

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

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

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлены в форме таблицы.

1) Помехоустойчивость (специальный фильтр в цепи постоянного оперативного тока). Наличие – 5 баллов, отсутствие – 0 баллов.

ШЭ – есть фильтр, 5 баллов.

ШЭРА – есть фильтр, 5 баллов.

2) Надежность – резервирование специальными защитами. 5 резервных защит – 5 баллов.

ШЭ – 5 защит, 5 баллов.

ШЭРА – 3 защиты, 3 баллов.

3) Уровень шума – шум во время работы шкафа, 40 дБ – 5 баллов.

ШЭ – 55 дБ. – 3 баллов.

ШЭРА – 70 дБ. - 2 баллов.

4) Функциональная мощность (предоставляемые возможности) – количество защит, предоставляемых шкафом. 20 защит – 5 баллов.

ШЭ – 20 защит – 5 баллов.

ШЭРА – 15 - 4 баллов.

5) Возможность подключения к ПК. Имеется – 5 баллов, отсутствует – 0 баллов.

ШЭ – 5 баллов.

ШЭРА – 5 баллов.

И по следующим экономическим критериям:

1) Цена. 1 млн. руб – 10 баллов.

ШЭ – 2380098 – 4 баллов.

ШЭРА – 2620000 – 3 баллов.

2) Предполагаемый срок эксплуатации. 25 лет – 5 баллов.

ШЭ – 5 баллов.

ШЭРА – 5 баллов.

3) Наличие сертификации разработки – 5 баллов, отсутствие – 0 баллов.

ШЭ – 5 баллов.

ШЭРА – 5 баллов.

Таблица 21– Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		С учетом весовых коэф.	
		ШЭ	ШЭРА	ШЭ	ШЭРА
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Помехоустойчивость	0,10	5	5	0,5	0,5
2. Надежность	0,15	5	3	1,3	0,65
3. Уровень шума	0,09	3	2	0,27	0,18
4. Функциональная мощность (количество защит)	0,15	5	4	0,75	0,6
5. Возможность подключения к ПК	0,11	5	5	0,55	0,55
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Цена	0,15	4	3	0,6	0,45
2. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	5	5	0,75	0,75
3. Наличие сертификации разработки	0,10	5	5	0,5	0,5
Итого	1,00	37	32	5,22	3,36

$$K_{TV} = \frac{7,66}{5,33} = 1,55 - \text{показатель конкурентоспособности нового объекта}$$

по отношению к конкурирующему по техническим параметрам (показатель технического уровня);

Исходя из оценки конкурентоспособности, можно сказать, что шкафы компании ЭКРА, подходят наилучшем образом, поэтому выбираем их.

В результате экономического планирования научно-технического исследования для выполнения защиты были выбраны шкафы серии ШЭ производства ООО НПП «ЭКРА», т.к. по сравнению с шкафами серии ШЭРА ЗАО «РАДИУС Автоматика» они получили наивысшую оценку ресурсоэффективности.

Так как для выполнения релейной защиты были выбраны шкафы серии ШЭ, то это положительно скажется на дальнейшей работе данного энергообъекта. Получим увеличение надежности, функциональной мощности, быстродействия защиты. Все это обеспечивает хорошую работу энергорайона и надежность электроснабжения потребителей.

Составлен план и график необходимых работ, в котором реализация проекта займет 59 календарных дней, из них большую часть времени проектом занят инженер.

Были посчитаны основные экономические показатели с выводом общего бюджета затрат на выполнение работы, что составило 147 381,1 рублей. Проект уложился в заданный бюджет, что показывает его оптимальность и эффективность.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5B	Калмынин Андрей Владимирович

Институт	ЭНИН	Кафедра	ЭЭС
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>В качестве объекта исследования рассматривается Томская ГРЭС-2</i>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	<i>-шум от работы оборудования -микроклимат на территории станции -электромагнитное поле от электрооборудования</i>
1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	<i>-поражение электрическим током от прикосновения к токоведущим частям</i>
2. Экологическая безопасность:	<i>- Переработка и утилизирование отходов</i>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<i>В результате нарушения работы оборудования может возникнуть пожар. Пожар – самый распространенный источник ЧС. Подробно рассмотрены различные противопожарные мероприятия и меры по ликвидации данной ЧС</i>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	<i>Рассмотрены основные организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны Социальное страхование работника</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5B	Калмынин Андрей Владимирович		

6. Социальная ответственность

Социальная ответственность – ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этичное поведение, которое:

- содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывает ожидания заинтересованных сторон;
- соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения;
- интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях.

Примечание 1. Деятельность включает в себя продукты, услуги и процессы.

Примечание 2. Взаимоотношения относятся к деятельности организации в рамках ее сферы влияния.

Целью данного раздела является анализ имеющихся мест на объекте опасных и вредных факторов, а также выработка мер по ограничению их воздействия на персонал. Организационным вопросом обеспечения безопасности является необходимость соблюдения правил, норм, инструкций и прочих документов, утвержденных законом. Объектом рассмотрения раздела является Томская ГРЭС-2. Станция предназначена для выработки, приема, преобразования и распределения электроэнергии между потребителями.

6.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

На протяжении всего периода эксплуатации электростанции персоналу должна обеспечиваться безопасность труда по воздействию на человека:

- электрических полей;
- электростатических полей;
- магнитных полей;
- электромагнитных полей;
- шума.

6.1.1. Вредные воздействия электрических полей

Согласно [11] и [18] допустимые уровни напряженности электрического поля промышленной частоты 50 Гц для персонала электроустановок на высоте 1,8 м над уровнем земли не должны превышать значений, указанных в таблице 22.

Таблица 22 – Допустимые уровни напряжённости электрического поля (Е, кВ/м) на высоте 1,8 м над уровнем земли

Характер воздействия	Е, кВ/м. Для персонала
Допускается работа персонала без применения средств защиты в течение всего рабочего дня	5,0
Допустимое время пребывания персонала $t=50/E-2$ ч.	$5<E<20$
Допустимое время пребывания в поле - 10 мин.	$20<E<25$

В соответствии с [18] предельно допустимый уровень напряженности электрического поля равен 25 кВ/м.

Присутствие в электрическом поле напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается.

6.1.2. Вредные воздействия электростатических полей

При техническом обслуживании и ремонте не должны превышать требования нормативных документов в области электростатических полей. Согласно [11], допустимый уровень напряженности электростатических полей устанавливается в зависимости от времени пребывания персонала на рабочих местах. Предельно допустимый уровень напряженности *ЕПРЕД* равен 60 кВ/м в течение 1 ч. При напряженности электростатических полей менее 20 кВ/м время пребывания не регламентируется.

В диапазоне от 20 до 60 кВ/м допустимое время пребывания персонала без средств защиты в электростатическом поле *t*_{ДОП} определяется в часах по формуле:

$$t_{\text{ДОП}} = \left(\frac{E_{\text{ПРЕД}}}{E_{\text{ФАКТ}}} \right)^2 ;$$

где – фактическое значение напряженности электростатического поля, кВ/м.

6.1.3. Вредные воздействия магнитных полей

При техническом обслуживании и ремонте не должны нарушаться нормы пребывания эксплуатационного персонала в местах повышенных магнитных полей.

В таблице 23 представлены предельно допустимые уровни магнитных полей. В соответствии с [11] нормы для персонала устанавливаются в зависимости от времени пребывания для условий общего (на всё тело) и локального (на конечности) воздействия.

Таблица 23 – Предельно допустимые уровни МП, принятые в России

Характер воздействия	H[A/м]/B[мкТл]. Производственные условия
При общем воздействии: в течение, менее: 1 ч 2 ч 4 ч 8 ч	1600/2000 800/1000 400/500 8 0/100
При локальном воздействии: в течение, менее: 1 ч 2 ч 4 ч	6400/8000 3200/4000 1600/2000

Допустимая напряженность магнитного поля внутри градации временных интервалов определяется интерполяцией.

При пребывании персонала в зонах с различной напряженностью магнитного поля общее время не должно превышать предельно допустимое для зоны с максимальной напряженностью.

Время пребывания может быть реализовано по частям в течение рабочего дня.

Электромагнитные поля, создаваемые электросетевыми объектами, не должны превышать допустимые уровни напряженности поля на различных частотах, приведенные в ГОСТ 22012.

Основными источниками электромагнитных полей от воздушных линий электропередачи и открытых подстанций являются:

- коронирование проводов, ошиновки, гирлянды изоляторов, арматура, коммутационные аппараты, высокочастотные заградители и шинные опоры, электрические соединения, экраны высоковольтного оборудования;

- искрение в арматуре ВЛ и в оборудовании ГРЭС.

В случае превышения допустимых уровней напряженности электромагнитных полей следует применять экраны.

6.1.4. Вредные шумовые воздействия

При техническом обслуживании и ремонте электросетевых объектов должны предусматриваться мероприятия по обеспечению нахождения значений звукового давления и шума в пределах допустимых уровней для эксплуатационного персонала.

Основными источниками шума на электростанциях являются трансформаторы и другое технологическое оборудование, вентиляционное оборудование, коронирование ошиновки и элементов оборудования.

Основными источниками шума ВЛ является коронный разряд вблизи проводов, изоляторов и арматуры, который зависит как от напряженности электрического поля на поверхности проводов, так и от состояния поверхности проводов, плотности воздуха и погодных условий.

За территорией охранной зоны ВЛ и за территорией электростанции не должны превышать допустимые уровни шумов для ночного времени (с 23 до 7ч.) 45 дБ(А), для дневного времени (с 7 до 23ч.) - 55 дБ(А) [7].

Допустимые уровни звука в производственных помещениях приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Допустимые уровни звука производственных помещений

Помещения, рабочие места	Уровни звука, дБА
1. Вспомогательные помещения	
1.1. Конструкторские бюро. Помещения административно-управленческого персонала	50
1.2. Помещения инженерно-технического персонала	60
1.3. Помещения химических, электротехнических лабораторий без собственных источников шума.	65

Продолжение таблицы 24

1.4. Механические мастерские по ремонту оборудования с собственными источниками шума	85
2. Электрические сети	
2.1 Центральные щиты управления подстанций	65
2.2 Площадки обслуживания и машинный зал	85
2.4. Площадки обслуживания силовых трансформаторов (приборов контроля, РПН и т.д.), закрытые и открытые РУ	85
2.5 Помещение для персонала оперативно-выездной бригады	65

Для снижения шума до допустимого уровня могут быть использованы следующие мероприятия [РД 34.03.501]:

– устройства звукопоглощения: облицовка потолков и стен звукоизолирующими плитами; облицовка внутренней поверхности участков воздухопроводов вентиляции; использование звукопоглощающих материалов; дополнительные установки (стенки, перегородки и перекрытия); архитектурно-планировочные решения (лесопосадки, насыпи и др.);

– звукоизолирующие экраны в местах установки шумного оборудования. Для локальных источников шума применяются экраны (трансформаторов, заградителей, гирлянд изоляторов и др.).

6.2. Опасные факторы проектируемой производственной среды

Основной опасный фактор технологического процесса на станции - поражение электрическим током. Результат поражения электрическим током человека зависит от длительности прохождения тока сквозь тело человека и его величины, частоты тока, индивидуальных свойств человека.

Протекание тока сквозь тело человека вызывает опасные действия различного характера:

Термическое воздействие заключается в нагреве до высоких температур внутренних тканей человека, вызывающее серьезные функциональные расстройства, ожоги участков тела;

Электролитическое действие проявляется в разложении органической жидкости, что вызывает значительные нарушения их физико-химического состава;

Механическое воздействие приводит к переломам костей и разрыву тканей.

Биологическое действие заключается в возбуждении и раздражении тканей в организме, нарушении биоэлектрических процессов, присущих организму.

К электробезопасным средствам относятся [1]:

- указатели напряжения всех видов и классов;
- изолированный инструмент;
- изолирующие штанги;
- изолирующие и электроизмерительные клещи;
- диэлектрические перчатки, боты и галоши, ковры, изолирующие подставки;
- переносные заземления;
- защитные ограждения (щиты, ширмы, изолирующие накладки, колпаки);
- бесконтактные сигнализаторы наличия напряжения;

Средства коллективной защиты от поражения электрическим током:

- защитное отключение;
- оградительное устройство;

- защитное заземление;
- сигнализация, блокировка, знаки безопасности, плакаты;
- зануление.

На территории подстанции для оперативно ремонтного и обслуживающего персонала также представляют механическую опасность подъемно-транспортные средства, разъединители. Средствами устранения и локализации данного опасного фактора являются: установка защитных козырьков на разъединителях, соблюдение ТБ.

6.3. Охрана окружающей среды

В соответствии со ст. 13 Земельного Кодекса РФ при техническом обслуживании и ремонте электросетевого объекта должны предусматриваться мероприятия по защите земель от:

- селей;
- эрозии;
- оползней;
- захламления отходами производства, в том числе биогенного загрязнения;
- загрязнения нефтепродуктами.

Прилегающие к ПС и ВЛ земельные участки, частично или полностью утратившие продуктивность в результате воздействия при эксплуатации электросетевых объектов (разлив масла за территорию ПС, пожар, взрыв и т.д.) подлежат рекультивации.

При эксплуатации электросетевых объектов рекультивация земель предусматривает: засыпку траншей и ям, уборку мусора, восстановление растительного слоя (задернение поверхности посевом трав, восстановлением

и подкормкой ягельников и мохорастительного слоя), санацию почв в местах их непредвиденного загрязнения нефтепродуктами.

Для предотвращения или сведения к минимуму загрязнения водных объектов сточными водами необходимо осуществлять:

- устранение причин загрязнения за счет повышения технического уровня эксплуатации очистных сооружений;
- сбор и очистку маслосодержащих сточных вод;
- контроль качественных и количественных показателей состояния поверхностных и сточных вод.

При работе ПС должны быть предусмотрены мероприятия по снижению негативного воздействия на атмосферу:

- выбросов элегаза при эксплуатации элегазовых выключателей, КРУЭ и трансформаторов тока;
- выбросов паров серной кислоты, содержащихся в аккумуляторных батареях;
- выбросов от автотранспорта подрядных организаций;
- выбросов при сварке, пайке;
- испарения при сливе/наливе масел;
- выбросов от проведения пуско-наладочных работ.

ЗРУ подстанции с элегазовым оборудованием должны быть оснащены:

- датчиками обнаружения элегаза;
- плотномерами для своевременного выявления утечек элегаза.

При техническом обслуживании и ремонте электросетевых объектов необходимо осуществлять организацию производственных отношений с

подрядными организациями по соблюдению требований в части охраны атмосферного воздуха.

При техническом обслуживании и ремонте электросетевого оборудования в соответствии с [19] необходимо принимать меры по охране объектов животного мира и предотвращению их заболеваний и гибели.

При техническом обслуживании и ремонте электросетевых объектов в соответствии с [19] должны предусматриваться и проводиться мероприятия по сохранению:

- среды обитания объектов животного мира;
- мест постоянной концентрации, в том числе в период размножения и зимовки;
- условий их размножения, отдыха, нагула и путей миграции. Для предотвращения гибели объектов животного мира запрещается расчистка просек под ЛЭП от подроста древесно-кустарниковой растительности в период размножения животных и появления молодняка, согласно ПП РФ № 997.

6.4. Защита в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации на территории электростанции по сфере возникновения можно разделить на несколько типов:

- Техногенного характера (электромагнитное загрязнение окружающей среды техногенными источниками, аварии на электроэнергетических сетях, пожары);
- Природного характера (землетрясения, ураганы, крупный град, сильный дождь, снегопад, гололед, мороз, лесные пожары);
- Биолого-социального и социального характера (единичные случаи экзотических и особо опасных инфекционных заболеваний, эпидемии и.т.д, терроризм в различных его проявлениях);

- Экологического характера;
- Военного характера.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на территории электростанции является пожар на территории ОРУ, ЗРУ, ОПУ. Основными источниками пожаров являются: трансформаторы, масляные выключатели, кабели. Пожарная безопасность обеспечивается соблюдением правил пожарной безопасности, установкой ящиков с песком, пожарных щитов с первичными средствами пожаротушения, огнетушителей, применением негорючих конструкций.

С целью обеспечения пожарной безопасности запрещено загромождение проходов, пожарных проездов и подступов к первичным средствам пожаротушения; персонал обязан уметь пользоваться противопожарным инвентарем и средствами пожаротушения; каждый работник проходит инструктаж, обучение и проверку знаний по соблюдению мер пожарной безопасности.

Средства пожаротушения на подстанциях:

- первичные средства пожаротушения, включающие в себя пожарные рукава, стволы, пенные и углекислотные огнетушители, ящики с песком.
- передвижные углекислотные огнетушители ОУ – 80 и ОУ – 25, передвижной воздушно-пенный огнетушитель ОВП – 100
- огнетушитель порошковый автоматический ОПА – 100

Песок используется для ликвидации небольших очагов пожаров горючих жидкостей и ограничения их растеканий.

ОУ могут быть применимы для тушения пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением с расстояния не менее 1 м.

ОВП предназначен для тушения возгораний и начинающихся пожаров, различных веществ и материалов, за исключением щелочных металлов, веществ, горение которых происходит без доступа воздуха. Также не допускается тушение электроустановок находящихся под напряжением.

Порошковые огнетушители предназначены для тушения горящих твердых веществ и электроустановок под напряжением до 1000 В.

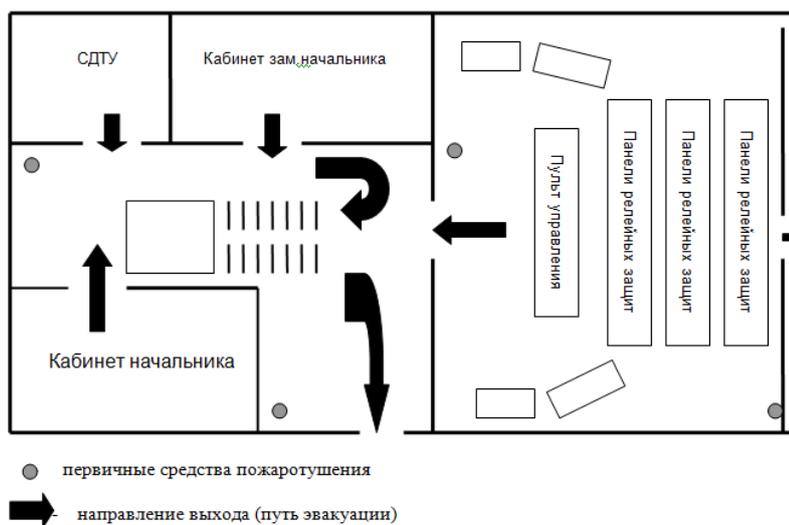


Рисунок 32 – План эвакуации персонала из общеподстанционного пункта.

4.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Организационные меры включают:

- надзор за выполнением ремонтных работ;
- допуск бригад к работе;
- подготовка рабочих мест;
- выделение работ, которые необходимо выполнять в порядке текущей эксплуатации, а также работ по устным распоряжениям и наряд-допускам.

Существуют следующие виды инструктажа: вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый, текущий.

Первичный инструктаж на рабочем месте проводится непосредственным руководителем работ перед допуском к работе, и должен сопровождаться показом безопасных приемов работ.

Повторный инструктаж на рабочем месте проводят с работниками независимо от их квалификации, стажа и оплаты работы не реже чем раз в шесть месяцев. Цель этого инструктажа - восстановить в памяти рабочего инструкции по охране труда, а также разобрать конкретные нарушения из практики предприятия.

Внеплановый инструктаж на рабочем месте проводится при изменении правил по охране труда, технологического процесса, нарушении работниками правил техники безопасности, перерывах в работах, к которым предъявляются дополнительные требования безопасности труда, - более чем на 30 календарных дней, для остальных работ - 60 дней.

Текущий инструктаж проводится для работников, которым оформляется наряд-допуск на определенные виды работ.

6.6. Требования к деятельности электростанции в области социальной ответственности

Организация должна:

- обеспечить безопасные условия труда и предпринимать соответствующие меры путем сокращения, в возможных пределах, факторов опасности, характерных для этой деятельности, и предотвращения несчастных случаев и ущерба здоровью, которые могут быть следствием выполняемой работы или произойти в процессе ее выполнения;
- предоставлять персоналу, включая новый персонал, регулярное и документируемое обучение по технике безопасности и охране труда; организовывать системы, позволяющие обнаруживать и предотвращать потенциальные угрозы здоровью и безопасности всего персонала;

- предоставлять всему персоналу для использования чистые туалетные комнаты, доступ к питьевой воде, а также создавать необходимые санитарные условия для хранения продовольствия. Обеспечивать чистоту и безопасность предоставляемых персоналу мест отдыха, а также их соответствие основным потребностям персонала;

- разрабатывать, производить или поставлять продукцию или услуги, обеспечивающие отсутствие вредных воздействий на окружающую среду; использовать процессы, инфраструктуру и расходуемые ресурсы, направленные на предотвращение недопустимых вредных воздействий на окружающую среду, в том числе, на сельское хозяйство;

- использовать и поддерживать в рабочем состоянии методы и средства для обнаружения возможности возникновения вследствие собственной деятельности техногенных катастроф и аварийных ситуаций и для реагирования на них;

- организация должна обеспечить, чтобы персонал, выполняющий работы, которые могут оказать вредные воздействия на окружающую среду, обладал необходимой компетентностью и прошел соответствующее экологическое обучение, инструктаж и аттестацию.

Заключение

В результате выполнения данной дипломной работы была спроектирована релейная защита основного оборудования Томской ГРЭС-2, а конкретно блока генератор – трансформатор 110 МВт и трансформатора связи. В данной работе была дана краткая характеристика защищаемого объекта, рассчитаны аварийные режимы работы, произведен анализ и выбор устанавливаемых защит.

В результате расчета данной работы были закреплены теоретические знания в области релейной защиты и конкретизированы применительно к реальным элементам ЭЭС, а также приобретен начальный опыт в проектировании релейной защиты ЭЭС.

В ходе проектирования было решено применять микропроцессорные терминалы производства ООО НПП «ЭКРА», так как они хорошо проявили себя на рынке и показали достойную конкуренцию терминалам производства других компаний. Для защиты блока генератор – трансформатор применялись шкафы типов ШЭ1111 и ШЭ1112, которые образуют комплекс защит с двумя взаимно резервируемыми комплектами защит. Для защиты трансформатора связи использовался шкаф типа ШЭ 2607 041, который предназначен для защиты трансформаторов напряжением 110-220 кВ.

Установленные типы релейной защиты удовлетворяют требованиям чувствительности.

Также в данной работе были определены участники каждой работы, установлены сроки проведения работ, построен график проведения научных исследований. Произведен расчет материальных затрат, основной и дополнительной заработной платы, внебюджетных отчислений, а также накладных расходов. Сформирован бюджет затрат научно-исследовательского проекта.

Помимо всего, в данной работе было описано рабочее место рабочего персонала электростанции в соответствии с нормативными документами. Также были выявлены вредные факторы – воздействие полей, шумы,

освещение, и опасные факторы – опасность поражения электрическим током, пожаровзрывобезопасность. И рассмотрены допустимые и предполагаемые средства защиты.

Список использованных источников

1. Правила устройства электрических установок. М.: Госэнергонадзор, 2000.
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. Пособие для вузов. – 4-е изд, перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608с.: ил.
3. Копьев В.Н. Релейная защита основного электрооборудования электростанций и подстанций. Вопросы проектирования.- Томск: Изд. ТПУ, 1999.- с.92.
4. Копьев В.Н. Релейная защита. Принципы выполнения и применения: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп.- Томск: изд. ТПУ, 2001.- 132 с.
5. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА». Стандарт организации.
6. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с., ил.
7. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96 с., ил.
8. Лавриненко В.А. Использование микропроцессорных устройств серии 670 для релейной защиты генератора, работающего в блоке с трансформатором - Сборник докладов специализированной тематической выставки «Релейная защита и автоматика энергосистем – 2008», Москва, 27-30 мая, 2008. С.21-23.
9. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1987. – 644 с

10. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, Л.Р. Тухватулина, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.В. Шаповалова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

11. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТ РМ-016-201 РД 153-34.0-03.150-00 2001 г.

12. Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых и общественных зданий и на территории жилой застройки"

13. ППБ 01 – 03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – М.: Министерство Российской Федерации по делам граждан - гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий, 2003.

14. СанПиН 2.2.4.723 - 98. Переменные магнитные поля промышленной частоты (50 Гц) в производственных условиях.

15. Закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 г № 68-ФЗ).

16. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. М.: Минздрав России, 1997.

17. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

18. ГОСТ 12.0.003–74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

19. Федеральный закон "О животном мире" от 24.04.1995 N 52-ФЗ

Приложение А

Section 1

Tomsk GRES-2 relay protective elements

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5Б	Калмынин Андрей Владимирович		

Консультант кафедры электроэнергетических систем:

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

Консультант – лингвист кафедры иностраннных языков ЭНИН:

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

Introduction

When designing electrical power systems it is necessary to allow probability of emergence in them various damages and abnormal operating conditions. The short circuits (SC) are the most probable and dangerous damage types.

These damages can lead to violation normal systems functioning and that leads to consumer's power supply violation and deterioration in his quality, and also to the main equipment's damage.

For SC reduction influence by a power supply system it is necessary to localize the SC's place as soon as possible. Relay protection devices and automatic equipment which are carried out by automatic the abnormal modes, and identification damages in electric part power supply systems. These devices are the major automatic equipment ensuring their steady and reliable functioning. Effectively these devices can carry out the task only when they meet certain requirements. These requirements are verified, as a rule, provided at a design stage.

If the normal operation modes are violated, the power system control is related to the relay protection operation. On the power supply system blueprint stage there must be considered a reliability requirement and fail-safety. It becomes at the expense an optimum the electric power source selection, power transmission, power stations layout, voltage regulation and frequency methods, planning a power supply system operation modes, the accounting a loadings characteristics, and also their growth tendency, etc. But exclude equipment failure due cases to short-circuit can not be.

Relay protection functions:

- Automatic finding the damaged element and its localization. Protection gives the command for switches shutdown the found element, and also restores normal working conditions for the intact power supply system's part.

- Automatic identification abnormal with further taking measures to his elimination. These normal mode's violations are caused by various overloads which don't demand immediate shutdown. Therefore protection influences equipment's unloading or gives the message to personnel on duty.

It is expedient to apply digital relay protection because they are compact, convenient in operation and settings, allow carrying out electrical quantities measurements with high precision, to fix the arisen emergencies in real time.

This work purpose is the protection choice for the transformer, calculation protection settings and their sensitivity assessment.

The block generator – transformer relay protection and automatic equipment

Choice and justification relay protection structure

According to PUE blocks the generator - the transformer with generator power more than 10 MW, relay protection devices against the following types damages and abnormal operating modes have to be provided.

Generators damages:

The most part damages in generators are caused by violation stator and a rotor windings isolation. These violations happen most often because the isolation moistening, her aging and existence defects, and also as overwork, increase in tension, mechanical damages, for example a magnetic conductor and windings vibration steel cores. Therefore damages are possible in any windings part.

Coiled-circuit the most probable and dangerous damage type which is characterized by course in the become isolated big currents coils at extremely minor current change in the intact winding's part. Short circuits between winding often are followed by short circuit on the earth and in suppressing the majority cases result from development the damage caused by single-phase short circuit on the ground.

Ground faults, the damage type is most often arising. Usually in the short circuit place on the earth there is an arch which at big short circuit's current can lead to stator steel destruction.

The most probable are short circuits on the ground on sites a stator winding near linear conclusions. However, follows from operating experience are possible short circuits on the earth and near a neutral (in particular at decrease in isolation level under the cooling water influence). Big power generators have to be switched-off at short circuit on the earth a stator winding.

Multiphase SC. Multiphase SC emergence in a stator winding most likely with the damage development caused by single-phase short circuit on the earth. However, multiphase SC without ground appears in the frontal winding parts. These SC have to be disconnected immediately by high-speed protection as SC's big currents cause considerable the generator destructions.

Damage to the rotor's winding. The rotor's winding insulation has a significant safety margin, since it is under low voltage (300-500) V. Since the rotor operating conditions are mechanically heavy, the common rotor winding faults and the excitation circuit are earth faults at one and several points. A short to ground at one point is accompanied by low currents and does not affect the generator operation, but there is a danger damaging the insulation at the second point. When a breakdown occurs, the rotor winding part is shunted and distorted the machine magnetic field. This can lead to a strong increase in vibration, which entails the bearings destruction and shaft the generator's seal. The arc occurrence when grounded at the second point can cause local insulation burning and the winding copper reflow.

Generators abnormal operating modes:

External SC are liquidated by adjacent accessions protection. In case of refusal protection or this element's switch the short circuit is turned off by generator's protection.

The generator overloads result from shutdown part in parallel working generators, at an excitement forcing, engines self-start, excitement loss, etc. Symmetric overloads are possible at undervoltage in network for which power units work, arising at a jet power lack on this power supply system's site.

The generator overload on stator current is always followed by an overload on rotor current and causes a windings overheat, isolation aging and, as a result, her damage. Automatic decrease the excitement current the unloading block in the automatic regulator of excitement (ARE) and rotor protection against an overload is made for the overload elimination. The last except action on unloading in case at the same time the overload isn't eliminated, switches-off the generator. As the rotor overload automatic elimination removes also the stator overload, in case of origin last it is enough to provide signaling action.

Phase currents asymmetry arises in case of external single-phase and two-phase closings, in case of heavy asymmetrical load short-range customers, in case of not full-phase a power supply systems operation modes. Asymmetry is followed by appearance in the stator winding reverse sequence currents. At the same time in a rotor there are double frequency currents causing its increased heating and the machine's rotating parts vibration.

Increase voltage in the stator winding, possible in the generator's idling conditions at malfunctions in excitement system. The field clearing by special protection means has to be made for prevention such increases in tension on the 160 MW generators and above.

The asynchronous mode arises in case the excitation loss and as a stability violation result. Continuing to give the active power, receives excitation from a network. At the same time the brake synchronous moment decreases to zero, the generator's rotating speed increases and there is a sliding of 0,3 — 0,7%.

In the asynchronous mode conditions owing to big reactive power consuming from a network the stator current considerably increases and reduced

the tension on generator outputs. Therefore the active power given by the generator in an asynchronous mode shall be restricted.

Transformers damages:

When performing transformers protection have to be considered the following possible damages:

- multiphase short circuits in windings and on conclusions;
- single-phase short circuits in windings and on conclusions;
- coiled short circuits in windings;
- external short circuits;
- increase in tension on the damaged phases;
- transformer overload;
- level oil lowering;
- magnetic conductor steel "fire".

For the block generator-transformer protection we will use serial release complex protection cabinets the ShE1111 and ShE1112 EKRA's enterprise types. The cabinets intended for generators protection including working for combined buses, transformers and units the generator transformer of low, average and big power.

The ShE1111 and ShE1112 cases types form a potent complex blocks the generator transformer protection with two mutually reserved independent protection sets. Each set settles down in a separate case and is executed in the form the three-cassette (four-cassette) terminal. For each protection system (each terminal) are provided individual measuring transformers, separate operational current chains, separate input and output circuits, and also alarm system chains.

For protection the TFP-110-2U3 generator we take the following protection forms to installation:

- Longitudinal differential protection.
- Transversal differential protection.

- Protection against stator winding short circuits on the earth
- Protection against external symmetric SC-distant protection,
- Protection against the symmetric stator winding overloads
- Rotor protection against short circuit on the earth
- Protection against exaltation loss
- Protection against the asymmetrical overloads and external asymmetrical short circuits
- Rotor protection against overloads.

For protection TDTs transformer - 125000/110 there have to be provided the following protection types:

- Longitudinal differential protection;
- MTZ;
- TZNP from external currents short circuits on the earth;
- Gas protection.

For protection TDNS 16000/35 TSN have to be provided the following protection types:

- Distant protection;
- Longitudinal diff. protection;
- Gas protection.

Calculation generator protection settings

Transversal differential protection

Function: from the coiled short circuits in the stator winding. Protection is established on generators which windings casing contain parallel branches. This protection joins the current transformer established in forehead between stator parallel windings neutral. It is based on the phases currents comparison like of branch circuits with a little different parameters. The number of the become isolated coils are less, the more there will be current in these rounds. Therefore, this mode is dangerous as well as interphase short-circuits. This process can cause isolation heating. Coiled current big, and current from the generator with decrease coils number decreases. Thus, on generator

conclusions current changes can be small and it is more difficult to that to find them.

Longitudinal differential protection

It is applied to protection against interphase short circuits in a stator winding. For protection realization from zero and phase conclusions put current transformers group THAT connected in the complete star scheme. The current transformers established in each of phases connect sequentially with each other. The protection measuring body reacts to current emergence.

The differential protection calculation which is a complex part consists in operation initial current calculation, the operation characteristic salient point definition, finding the drag coefficient value, choice the differential cutoff operation current.

The protection operation undercurrent has to be built up from the not balance current arising at a three-phase short-circuit or the asynchronous mode current.

The salient point B characteristic for operation proceeding from providing sensitivity requirements to short-circuit currents in a working zone is defined. We accept $B=1,5$ as this typical value B.

Distant protection

At the symmetric SC apply distant protection with the circular or elliptic characteristic without shift to distant and near reservation. As protection has time endurance more than 1,5 s., it is carried out without blocking at hunt effects.

The protection is activated by the current transformer current difference set in the generator neutral and by the phase-to-phase voltage transformer voltage U_{AB} the installed at the generator terminals. Protection provides a circular or elliptical characteristic.

The protection resistance is selected from the condition of detuning from the maximum load condition

The inverse sequence protection

It is applied to generators protection with a power 60 MW and more from external asymmetrical SC (current cutoffs) and from the asymmetrical overload (integral body).

Protection is carried out with the independent time endurance and containing 4 steps:

- Rough cutoff. For the generator's protection reservation.
- Sensing. For the block transformer's protection reservation.
- The protection against the asymmetrical overload supporting integral and starting body.
- Alarm body.
- The choice like the generator protection against short circuits on the earth depends on its work mode. As this generator works in the block mode, protection is feasible with use imposing the direct current on the stator chain.
- The imposed direct current from a source through tension united the highest tension windings neutral the transformers windings moves on casing windings. Current size in the reacting the RHO body is defined by a casing winding insulation resistance. In a normal duty the imposed current is insignificant, and protection does not work. At short circuit by the earth or decrease in isolation level the imposed current increases that leads to alarm element operation or alarm and the disconnecting elements at the same time.

Exciting circuits overload protection

Function: the generator rotor winding protection against overloads a field current is intended for generator damage prevention at the long-lived exaltation forcing in cases of the emergency undervoltage in a power supply system or at malfunctions in exaltation system.

Protection against short circuits on the earth in a rotor winding

Protection for short circuit detection on the earth is provided in one point generator's exciting circuit by rotor winding measurement insulation resistance concerning the earth. Protection is carried out with imposing on an alternating-

current exciting circuit with a frequency of 17,5 Hz which is brought from a separate source.

Gas protection

Gas protection is established on transformers with an oil cooling system. The gas protection action principle is based that at any, even slight windings damage, at the heat liberation expense there is an oil decomposition. Oil decomposition is followed by gassing which intensity of selection depends on damage weight.

Gas protection is carried out by means the gas relays representing the metal case installed in an oil conduit between a tank and the transformer dilator. In the relay housing come into float-operated contacts which gas emergence close the contacts. When the gas is weak, the relay acts on the signal, when intensive - shutdown.

Gas protection is the prime and universal tool for definition internal transformer damages. It makes it possible to determine also the loop closures, which are not reacted by differential protection due to a small current amount.

The block transformer protection entering the ShE 1111 complex is carried out by three-relay and joins on three phases currents.

Function: differential protection of the transformer is the main rapid protection of the transformer against all types of SC in windings of the block transformer and on its conclusions.

Conclusion

As a result this graduation work there was designed relay protection for the Tomsk GRES-2 main equipment and specifically the 110 MW block generator – transformer and the communication transformer. In this work there was given the protected object short characteristic, calculated the work emergency operation and made the established protection analysis.

As a result, this work calculation was set theoretical knowledge in the relay protection field and concretized in relation to the EPS actual elements, and also gained initial experience in EPS relay protection projection.

Was produced the material inputs calculation, the main and padding salary, off-budget assignments, and also overhead costs. The research project expenses budget is created.

Also in this work was described the power plant working personnel workplace in accordance with normative documents.

Приложение Б.1 Схема подключения ШЭ1111 и ШЭ1112

СИСТЕМА А

ШЭ1111

ЗАЩИТЫ ГЕНЕРАТОРА:
[IΔG], [U>], [U<], [Робр], [Z<], [Ф<], [F], [КИН],
[статора и ротора от з.з. и перегрузок]

ЗАЩИТЫ ТБ:
[IΔТБ], [I0], [U0], [ГЗ], [I>]

ЗАЩИТЫ ТСН:
[IΔТСН], [I>], [ГЗ ТСН], [ГЗ РПН]

ЗАЩИТЫ ТВ:
[I>], [I>>]

СИСТЕМА В

ШЭ1112

ЗАЩИТЫ ГЕНЕРАТОРА:
[IΔG], [U>], [U<], [Робр], [Z<], [Ф<], [F], [КИН],
[статора и ротора от з.з. и перегрузок]

ЗАЩИТЫ ТБ:
[IΔТБ], [I0], [U0], [ГЗ], [I>]

ЗАЩИТЫ ТСН:
[IΔТСН], [I>], [ГЗ ТСН], [ГЗ РПН]

ЗАЩИТЫ ТВ:
[I>], [I>>]

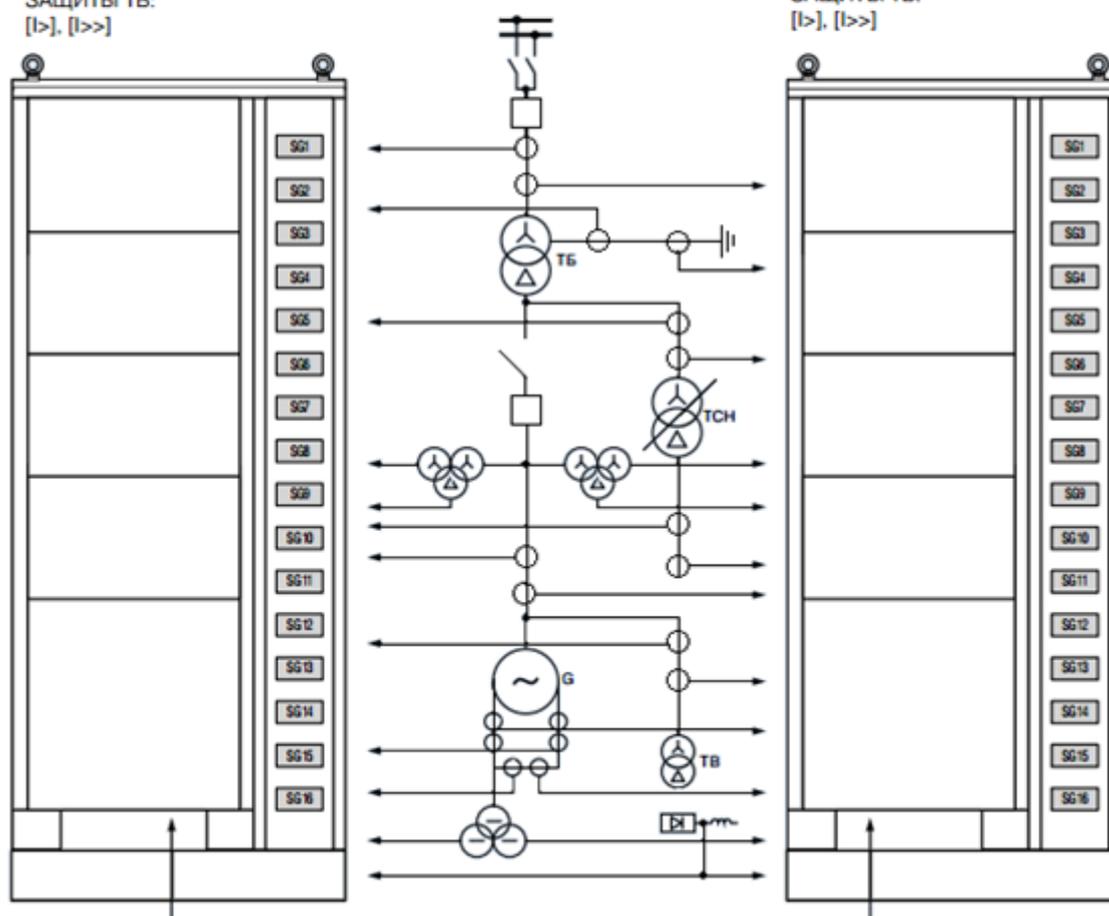


Рисунок Б.1 – Схема подключения ШЭ1111 и ШЭ1112

**Приложение Б.2 Схема подключения ШЭ2607 041 комплект А1
терминал БЭ2704 041**

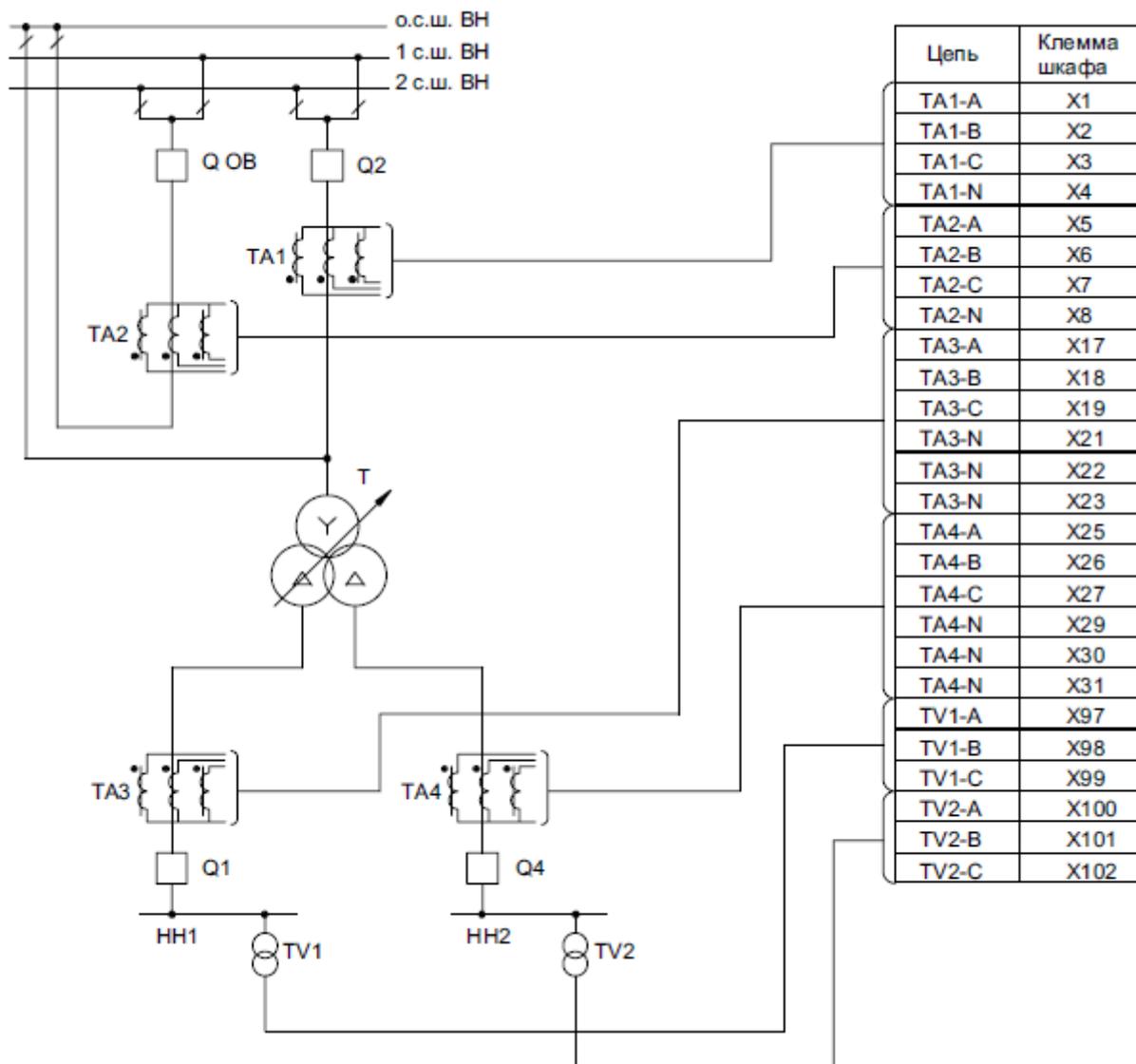


Рисунок Б.2 – Схема подключения ШЭ2607 042 комплект А1 терминал БЭ2704 V042

Приложение В Оперативная схема Томской ГРЭС-2