

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭПП
Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 2014 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Релейная защита подстанции «Карабутас» 110/10 кВ
Актюбэнерго

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Арапбеков А.Д., РЗ - 10 - 03
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Чернышев К.А., главный инженер ТОО «Универсал
Энерго Снаб»
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Валиева Л.Ш., к.э.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 26 » 05 _____ 20/4 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Санатова Т.С., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « 26 » _____ 20/4 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Чернышев К.А., главный инженер ТОО «Универсал Энерго Снаб»
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 20 ____ г.
(подпись)

Нормоконтролер: Ефимова О.Н., к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 20 ____ г.
(подпись)

Рецензент: Черныш Д.В., ведущий специалист ПТО ТОО «Компания «Сәтті
Жол»

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 20 ____ г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
 Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
 Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

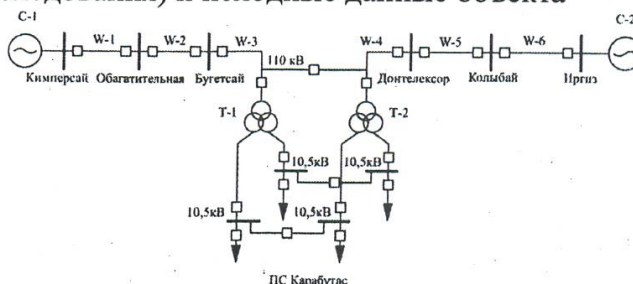
Студент Арапбеков Айбек Дуйсенбекулы
 (фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Релейная защита подстанции «Карабутас» 110/10 кВ
 Актюбэнерго

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы « ___ » _____ 20__ г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта



Мощность трансформатора: $S_{НОМ} = 25$ МВА.

Мощности систем: $S_{КЗС1} = 300$ МВА;

$S_{КЗС2} = 350$ МВА.

Параметры линии:

Линия	Длина, км	Мощность на линии, МВА
W1	48	160
W2	50	135
W3	43	115
W4	38	90
W5	45	115
W6	50	140

Отмечены точки КЗ:

- K1 – трёхфазное на стороне ВН (110 кВ);
- K2 – однофазное на стороне ВН (110 кВ);
- K3 – трёхфазное на стороне НН (10 кВ);
- K4 – однофазное на ПС Донтелексор (110 кВ);

– К5 – однофазное на ПС Колыбай (110 кВ).

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

- 1) Разработка главной электрической схемы
- 2) Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования
- 3) Проектирование релейной защиты элементов подстанции
- 4) Параметрирование и проверка РЗА силового трансформатора ПС 110/10/10 кВ
- 5) Технико-экономическое обоснование
- 6) Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) 5В071800.14.ЭЭ.15.Э3 - Принципиальная однолинейная схема подстанции «Карабутас» 110/10кВ
- 2) 5В071800.14.ЭЭ.15.Э5 - Однолинейная схема подключения токовых цепей защит трансформатора
- 3) 5В071800.14.ЭЭ.15.Э5 - Однолинейная схема оперативных цепей защит трансформатора Т1 (Т2)
- 4) 5В071800.14.ЭЭ.15.Э5 - Однолинейная схема подключения токовых цепей защит линии W3 (W4)
- 5) 5В071800.14.ЭЭ.15.Э5 - Однолинейная схема оперативных цепей защит трансформатора Т1 (Т2)
- 6) 5В071800.14.ЭЭ.15.Э6 - Параметрирование и проверка РЗА силового трансформатора

Рекомендуемая основная литература:

1. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и. доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
2. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
3. Шабад М.А. Расчеты РЗ и А распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003г. – 350с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Экономическая часть	Валиев Д.Ш.	19.03.14 - 26.05.14	Валиев Д.Ш.
БНД	Сакатов М.С.	1.04 - 26.05.14	Сакатов М.С.
основная часть	Чернышев К.А.	28.10.13 - 25.10.13	Чернышев К.А.
вспомогательная часть	Чернышев К.А.	29.10.13 - 15.01.14	Чернышев К.А.

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Разработка главной схемы электрических соединений подстанции	26.10.13 -	выполнено
2	Выбор электрических аппаратов	29.10.13	выполнено
3	Проектирование релейной защиты элементов подстанции	15.01.14	выполнено
4	Специальная часть Параметрирование и проверка РЗА шлюзового трансформатора ТС 110/10кВ	18.03.14	выполнено
5	Технологическая часть	26.05.14	выполнено
6	Безопасной эксплуатации	26.05.14	выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

Заведующий кафедрой _____ (Бакенов К.А.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ КЗ _____ Чернышев К.А.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ Араббеков А.Д.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Андатпа

Бұл дипломдық жобада 110/10/10кВ қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматикасы жасалды.

Желінің алмастыру схемасы, релелік қорғаныс, электр құрал-жабдықтарын таңдауы орындалып дипломдық жобаның басты бағыттарын растайтын графикалық сұлбалар орындалған.

Сонымен қатар, экономика мен өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

Аннотация

В данном дипломном проекте была разработана релейная защита и автоматика подстанции 110/10/10кВ.

Составлена схема замещения сети, выбрано силовое оборудование, а также оборудование релейной защиты.

Выполнены графические схемы, подтверждающие основные направления дипломного проекта.

Также рассмотрены вопросы экономики и безопасности жизнедеятельности.

Annotation

This thesis is devoted to research of relay protection and automation of 110/10/10kV substation.

There are equivalent circuits projected and power and commutation equipment is chosen, as well as relay protection equipment.

Also graphic items are represented, which serve the proof of work's main directions.

Moreover, consideration is given to aspects of economic research and safety at work places.

Содержание

	Перечень сокращений и обозначений	7
	Введение	8
1	Исходные данные к дипломному проекту	9
2	Разработка главной схемы электрических соединений подстанции	10
2.1	Общие положения	10
2.2	Выбор принципиальной схемы подстанции	10
2.3	Выбор схем РУ ВН подстанции. Общие требования	11
2.4	Выбор схем РУ НН подстанции. Общие требования	14
2.5	Расчёт токов короткого замыкания	16
3	Выбор электрических аппаратов	21
3.1	Выбор выключателей	21
3.2	Выбор разъединителей	23
3.3	Выбор измерительного трансформатора тока	25
3.4	Выбор КРУ 10 кВ	28
3.5	Выбор измерительного трансформатора напряжения для ВН	32
4	Проектирование релейной защиты элементов подстанции	33
4.1	Основные положения	33
4.2	Релейная защита трансформаторов подстанции	34
4.3	Релейная защита линии 110 кВ	48
4.4	Токовая направленная защита нулевой последовательности линии W1	53
5	Специальная часть. Параметрирование и проверка РЗА силового трансформатора ПС 110/10/10 кВ	58
5.1	Расчеты уставок ДЗТ в относительных единицах	58
5.2	Описание терминалов защиты	58
5.3	Составление конфигурации, параметрирование РЗА на базе программного обеспечения «DIGSI» терминалов «Siemens» серии 7UT613 и 7SJ6	65
5.4	Описание испытательного устройства «OMICRON 256-6»	65
5.5	Проверка РЗА с помощью испытательного устройства «OMICRON 256-6»	68
6	Экономическая часть	70
6.1	Общие положения	70
6.2	Расчет технико-экономических показателей подстанции	71
6.3	Расчет эксплуатационных издержек	73
6.4	Расчет себестоимости и прибыли при передаче электроэнергии	74
6.5	Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	76
7	Безопасность жизнедеятельности	80
7.1	Общие положения	80
7.2	Анализ условий труда в помещениях подстанции	80

7.3	Разработка мероприятий по улучшению условий труда	81
7.4	Расчет заземляющего устройства	86
	Заключение	93
	Список литературы	94
	Приложение А. Расчет защит трансформатора в относительных единицах	
	Приложение Б. Параметрирование и конфигурирование терминалов защит трансформатора	
	Приложение В. Протокол проверки срабатывания защит трансформатора	

Перечень сокращений и обозначений

АВР	- автоматическое включение резерва
АПВ	- автоматическое повторное включение
АТ	- автотрансформатор
ВЛ	- воздушная линия
ВН	- высокое напряжение
ВЧ	- высокая частота
ГЗ	- газовая защита
ГТС	- газотурбинная станция
ДФЗ	- дифференциально-фазная защита
КЗ	- короткое замыкание
ЛЭП	- линия электропередач
МТЗ	- максимальная токовая защита
МЭС	- межсистемные электрические сети
НН	- низкое напряжение
ОПН	- ограничитель перенапряжения
ОРУ	- открытое распределительное устройство
ПС	- подстанция
ПУЭ	- правила устройства электроустановок
РЗ	- релейная защита
РПН	- регулирование под нагрузкой
РУ	- распределительное устройство
РЭК	- региональная электросетевая компания
СД	- синхронный двигатель
СН	- среднее напряжение
с.н.	- собственные нужды
ТЗНП	- токовая защита нулевой последовательности
ТЗОП	- токовая защита обратной последовательности
ТОО	- товарищество с ограниченной ответственностью
ТТ	- трансформатор тока
ТЭО	- технико – экономическое обоснование
ТЭЦ	- теплоэлектроцентраль
УРОВ	- устройство резервирования отказа выключателя
ЭДС	- электродвижущая сила
IRR	- норма прибыли инвестиционного проекта
NPV	- чистый приведенный доход
PP	- срок окупаемости инвестиций

Введение

Согласно заданию, выданному руководителем, в дипломном проекте необходимо рассчитать релейную защиту подстанции напряжением 110/10 кВ. В ходе работы нужно спроектировать электрическую часть подстанции и, соответственно, произвести выбор ячеек ОРУ и КРУ, необходимого электрического оборудования. В данном дипломном проекте изложен расчёт основной и резервной защит трансформатора, дистанционной защиты линии.

Предлагаемый дипломный проект содержит 7 разделов, краткая характеристика которых представлена ниже.

В разделе «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» разрабатывается главная электрическая схема подстанции.

В разделе «Выбор электрических аппаратов» выбирается основное электрооборудование, устанавливаемое на проектируемой подстанции: трансформаторы, выключатели, разъединители, ограничители перенапряжения, трансформаторы тока и напряжения и др.

В разделе «Проектирование релейной защиты элементов подстанции» рассчитываются основные защиты трансформатора, резервные защиты, установленные на трансформаторе.

В этом разделе рассмотрены в качестве основных защит трансформатора: газовая защита и дифференциальная токовая защита, выполненная на терминалах релейной защиты производства Siemens. Резервные защиты, установленные на трансформаторе, представлены следующими видами защит: максимальной токовой защитой, защитой от перегрузки.

В разделе «Параметрирование и проверка РЗА силового трансформатора ПС 110/10/10 кВ» рассчитываются основная и резервные защиты силового трансформатора, и проводится параметрирование терминалов защит с последующей проверкой срабатывания РЗА.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен анализ условий труда в помещениях подстанции и разработаны мероприятия по улучшению условий труда, а также проведен расчет заземляющего.

В экономической части дипломного проекта произведена экономическая оценка инвестиций в строительство подстанции.

При разработке данного дипломного проекта были использованы следующие программные комплексы: АРМ СРЗА - для расчета токов короткого замыкания и моделирования энергосистемы; Autocad, Paint, Corel DRAW - для выполнения, чертежей и рисунков, , Microsoft Excel-для арифметических расчетов, касающихся основной и специальной частей.

В приложении А показан расчет уставок трансформатора в относительных единицах. В приложении Б приведено параметрирование терминалов защит. В приложении В показаны протоколы проверок срабатывания защит трансформатора.

1 Исходные данные к дипломному проекту

Исходная схема подстанции «Карабутас» показана на рисунке 1.1. Данные о протяженности линий, мощностях систем и присоединенных нагрузок, приведены в таблицах 1.1 – 1.4.

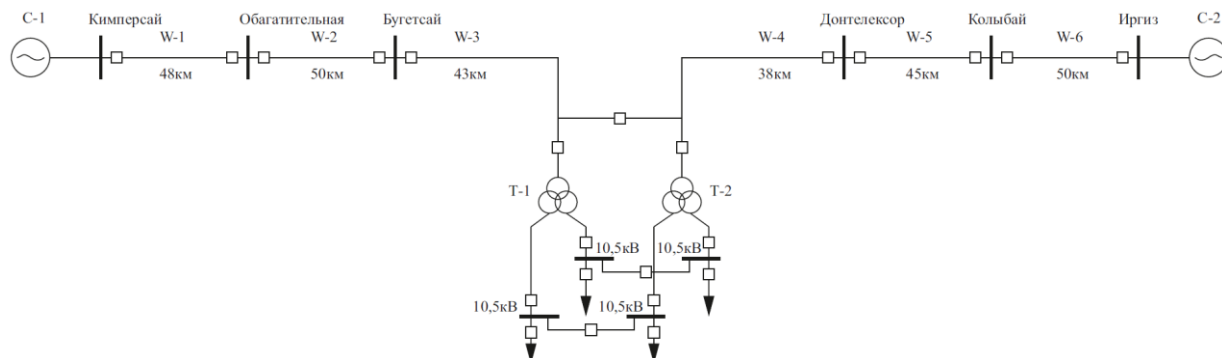


Рисунок 1.1 - Схема подстанции Карабутас - 110/10 кВ

Таблица 1.1 - Исходные данные ЛЭП и системы

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	X_l , Ом	R_l , Ом
Л1	48	АС-120/11	0,414	0,249
Л2	50	АС-120/11	0,414	0,249
Л3	43	АС-120/11	0,414	0,249
Л4	38	АС-120/11	0,414	0,249
Л5	45	АС-120/11	0,414	0,249
Л6	50	АС-120/11	0,414	0,249

Таблица 1.2 - Данные потребителей на 10 кВ

Потребитель	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8
Нагрузка, МВт	8,5	9	8,5	9	8,5	9	8,5	9

Таблица 1.3 - Номинальные параметры трансформатора ТРДН-25000/110

Sном, МВА	Напряжение обмотки, кВ		Uк, %	Pк, кВт	Pх, кВт	Iх, %	Uк, %		
	ВН	НН					ВН- СН	ВН- НН	СН- НН
25	115	10,5-10,5	10,5	120	25	0,65		10,5	30

Таблица 1.4 - Мощности систем

$S_{кзс1}$, МВ·А	$S_{кзс2}$, МВ·А
300	350

2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции

2.1 Общие положения

Главная схема электрических соединений подстанции выбирается с учетом схемы развития электрических сетей энергосистемы или энергоснабжения района.

Для выбора схем важно учесть количество линий высшего и среднего напряжения, степень их ответственности, поэтому на различных этапах развития энергосистемы схема может быть разной.

При выборе схем электрических соединений подстанции должны учитываться факторы:

- а) значение и роль подстанции для энергосистемы;
- б) положение подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения сетей;
- в) категория потребителей по степени надежности электроснабжения;
- г) перспектива расширения и промежуточные этапы развития электростанции, подстанции и прилегающего участка сети.

Схема подстанции тесно увязывается с назначением и способом присоединения подстанции к питающей сети и должна:

- а) обеспечивать надежность электроснабжения потребителей подстанции и перетоков мощности по межсистемным или магистральным связям в нормальном и послеаварийном режимах;
- б) учитывать перспективу развития;
- в) допускать возможность постепенного расширения РУ всех напряжений;
- г) учитывать требования противоаварийной автоматики;
- д) обеспечивать возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений.

2.2 Выбор принципиальной схемы подстанции

Выбором принципиальной схемы подстанции принято называть выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов. При выборе числа трансформаторов должны быть учтены требования надёжности выдачи мощности в систему и электроснабжения потребителей с учётом особенностей проектируемой подстанции и требования ограничения токов КЗ.

Число трансформаторов определяется требованиями надёжности электроснабжения. Так, для электроснабжения потребителей I и II категорий, как правило, устанавливают два трансформатора (трансформатора). Установка большего числа трансформаторов допускается только при соответствующем технико-экономическом обосновании.

В случае установки двух трансформаторов на подстанции при

правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надежное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Мощность трансформатора при установке двух трансформаторов на подстанции выбирается по условию: $S_{\text{ном}} \geq 0,7S_{\text{max}}$

В нормальных условиях мощность силовых трансформаторов должна обеспечивать питание всех приемников электроэнергии. Выбор мощности силовых трансформаторов следует осуществлять с учетом экономически целесообразного режима их работы.

Установка на подстанции двух трансформаторов, работающих отдельно, обеспечивает надежность систем электроснабжения в том случае, если при аварии одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор полностью или с некоторым ограничением обеспечит потребную мощность нагрузки. Обеспечение потребной мощности может осуществляться как путем использования номинальной мощности трансформаторов, так и вследствие их перегрузочной способности.

Выбор трансформаторов производят по их нагрузке. Номинальная мощность трансформаторов определяется наибольшей полной мощностью $S_{\text{ноб}}$, передаваемой по наиболее нагруженной обмотке трансформатора.

В данном проекте выбираются два двухобмоточных трансформатора типа ТРДН-25000/110 (номинальная мощность одного трансформатора составляет 25 МВ·А).

2.3 Выбор схемы РУ ВН. Общие требования

Схемы распределительных устройств подстанций при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

а) обеспечивать требуемую надёжность электроснабжения потребителей подстанции в соответствии с категориями электроприёмников и транзитных потоков мощности по межсистемным и магистральным линиям электропередачи (ЛЭП) в нормальном и послеаварийном режимах;

б) учитывать перспективу развития подстанции;

в) учитывать требования противоаварийной автоматики;

г) обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений;

д) обеспечивать наглядность, экономичность и автоматичность.

Схемы распределительных устройств должны предусматривать вывод выключателей в ремонт, осуществляемый:

а) для всех схем распределительных устройств напряжением 6...35 кВ, а

также для блочных и мостиковых схем распределительных устройств напряжением 110, 220 кВ (за исключением цепи, по которой осуществляется транзит мощности) – путём временного отключения цепи, в которой установлен ремонтируемый аппарат;

б) для мостиковых схем распределительных устройств напряжением 35...220 кВ – путём применения ремонтных перемычек, за исключением случаев, когда перемычки отсутствуют;

в) для схем со сборными шинами распределительные устройства напряжением 110, 220 кВ – путём применения обходных выключателей, за исключением случаев, когда обходная система шин отсутствует;

г) для схем распределительных устройств напряжением 6...220 кВ – путём установки подменного выключателя, если применяется такой тип выключателя (схем с выкатными выключателями, КРУЭ);

д) для схем распределительных устройств напряжением 330...500 кВ (кроме схемы блока 330, 500 кВ), а также 110, 220 кВ по схеме четырехугольника – отключением выключателя без отключения присоединения.

Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах распределительного устройства одного напряжения должно быть не более:

а) при повреждении линии – двух;

б) при повреждении трансформаторов напряжением до 500 кВ – четырех.

Рассмотрим вариант схемы №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

Схема мостика относится к упрощенной схеме без сборных шин. Выключатели могут быть расположены со стороны трансформаторов и со стороны линий 110 кВ в зависимости от того, вероятность повреждения, какого элемента больше и бесперебойного перетока мощности транзита при повреждении других участков ветви. Допустим вероятность повреждения протяженной линии 110 кВ значительно больше вероятности повреждения трансформатора, и выключатели устанавливаются со стороны линии.

В схеме №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», приведенном на рисунке 2.1, для четырех присоединений устанавливается три выключателя. Нормально выключатель ВЗ на перемычке между двумя линиями (в мостике) включен. При повреждении на линии Л1 отключается выключатель В1, трансформаторы Т1 и Т2 остаются в работе, связь с энергосистемой осуществляется по линии Л2. При повреждении в трансформаторе Т1 отключается выключатель со стороны 10 кВ и выключатели В1 и ВЗ. В этом случае линия Л1 оказалась отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика и не обеспечивает бесперебойный переток мощности транзита.

Рассмотрим вариант схемы №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». В схеме №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях

трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» », приведенном на рисунке 2.2, для четырех присоединений устанавливается три выключателя.

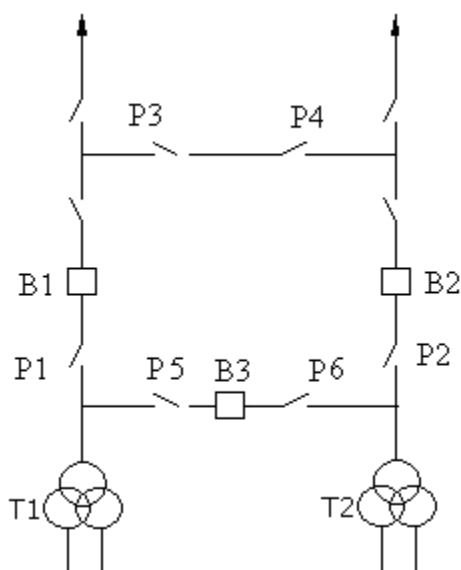


Рисунок 2.1 - Схема №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий».

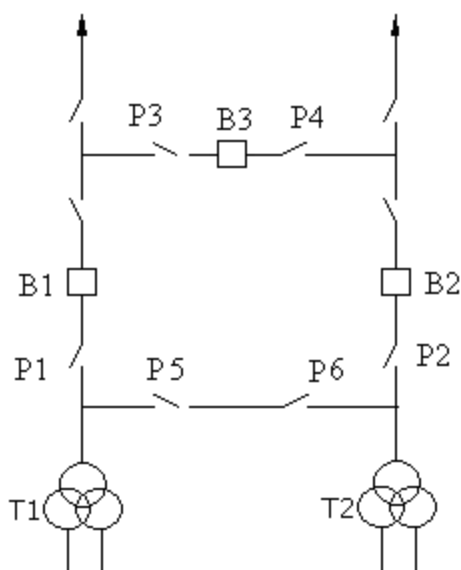


Рисунок 2.2 - Схема №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

Нормально выключатель ВЗ на перемычке между двумя линиями (в мостике) включен. При повреждении на линии Л1 отключаются выключатели В1 и ВЗ, питание трансформатора со стороны ВН отключается и срабатывает АПВ

на стороне НН секционного выключателя, а трансформатор Т2 остаётся в работе (на него перекидывается нагрузка трансформатора Т1), связь с энергосистемой осуществляется по линии Л2. При повреждении в трансформаторе Т1 отключается выключатель со стороны 10 кВ и выключатель В1. В этом случае линия Л1 не отключается, что является преимуществом схемы №110-5АН мостика и обеспечивает бесперебойный переток мощности транзита.

Основным достоинством схем является экономичность (три выключателя на четыре присоединения) и простота.

2.4 Выбор схемы РУ НН. Общие требования

На низшем напряжении 10 кВ подстанций применяют схему с одной или с двумя системами сборных шин. На двухтрансформаторных подстанциях шины всегда секционированы, при этом число секций равно двум или четырём. Схема с одной секционированной системой сборных шин наиболее наглядна и проста. Причём авария на сборной шине приводит к отключению только одного источника и половины потребителей, поскольку вторая секция остаётся в работе. При двух секциях секции работают, как известно, отдельно и реже - параллельно. При использовании четырёх секции, используют трансформаторы с расщеплённой обмоткой или в цепи трансформаторов устанавливают сдвоенные групповые реакторы, секции работают только отдельно. Выбор той или иной схемы связан с вопросом ограничения токов КЗ.

Рассмотрим вариант схемы с одной системой сборных шин, показанной на рисунке 2.3.

К достоинствам данной схемы можно отнести следующее:

- 1) простота;
- 2) наглядность;
- 3) экономичность;
- 4) достаточно высокая надежность.

Однако данная схема обладает и рядом недостатков.

При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

Рассмотрим вариант схемы с двумя системами сборных шин, показанной на рисунке 2.4.

К достоинствам данной схемы можно отнести следующее:

- 1) возможность ремонта любой системы шин без отключения потребителей и источников;
- 2) при КЗ на одной системе потребители теряют питание только на время переключений на резервную систему шин;
- 3) гибкость;
- 4) надежность.

Недостатки:
большое количество разъединителей, изоляторов, выключателей, токоведущих материалов.

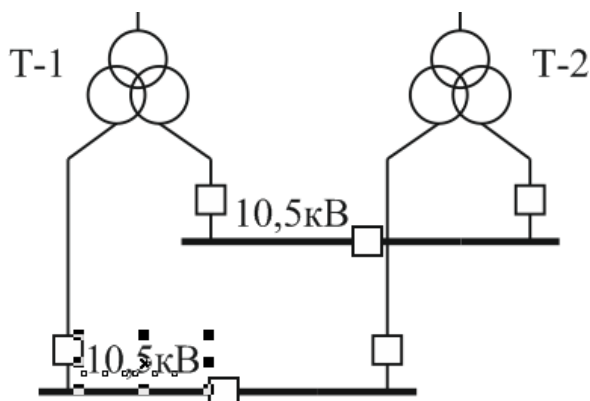


Рисунок 2.3 – Схема РУ НН с одной системой сборных шин на каждую из расщепленных обмоток трансформатора

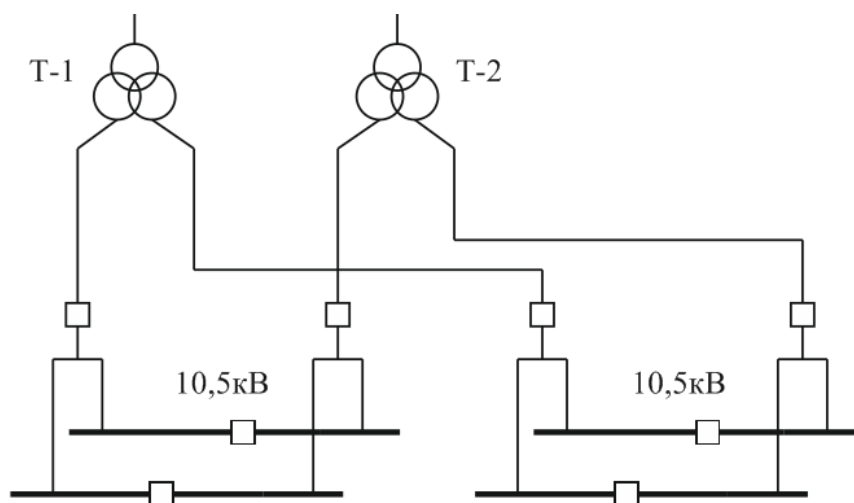


Рисунок 2.4 – Схема РУ НН с двумя сборными системами шин на каждую из расщепленных обмоток трансформатора

Поскольку трансформатор с расщепленной обмоткой на низкой стороне, необходимо выбрать схему с одной системой сборных шин, на каждую из расщепленных обмоток трансформатора, приведённую на рисунке 2.3.

Установки собственных нужд являются важными элементами электрических станций и подстанций. Повреждения в системе собственных нужд (СН) неоднократно приводили к нарушению работы подстанции в целом и развитию аварий в энергосистеме.

Номинальная мощность трансформатора СН составляет 1-2% от номинальной мощности трансформатора.

В качестве трансформаторов собственных нужд выбираются два трансформатора типа ТСЗ-250/10 с $S_{НОМ} = 250$ кВА.

2.5 Расчёт токов короткого замыкания

Для выбора электрооборудования необходимо произвести расчёт токов трехфазного короткого замыкания.

При расчетах токов КЗ принимается ряд допущений, которые значительно упрощают расчеты, не внося значительных погрешностей.

В расчетах не учитывается:

- а) емкостные проводимости на землю ЛЭП напряжением до 220 кВ;
- б) сдвиг по фазе Э.Д.С. различных источников питания;
- в) токи намагничивания автотрансформаторов;
- г) активное сопротивление элементов системы;

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в порядке приведенном ниже.

Составляется расчетная схема (рисунок 2.5). Намечаются точки КЗ.

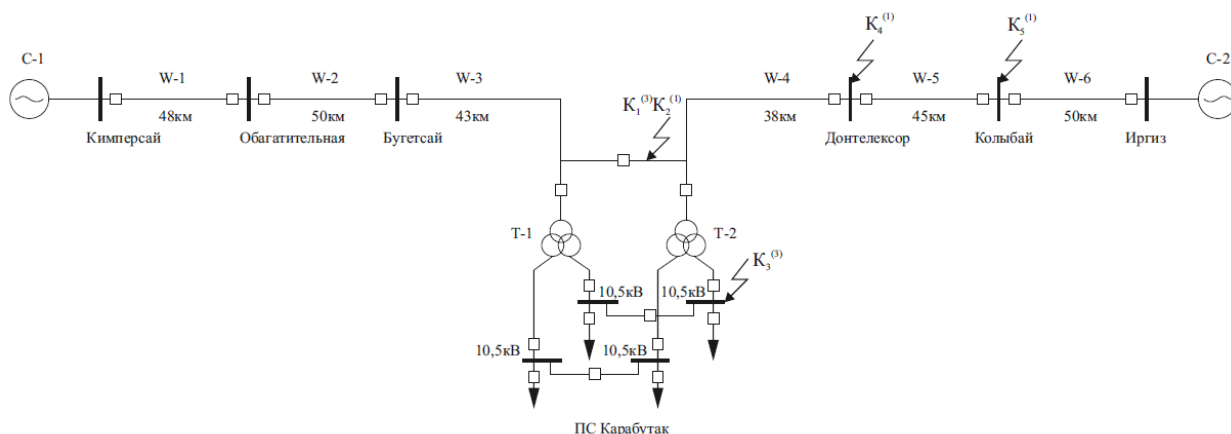


Рисунок 2.5 - Расчетная схема

Отмечены точки КЗ:

- K1 – трёхфазное на стороне ВН (110 кВ);
- K2 – однофазное на стороне ВН (110 кВ);
- K3 – трёхфазное на стороне НН (10 кВ);
- K4 – однофазное на ПС Донтелексор (110 кВ);
- K5 – однофазное на ПС Колыбай (110 кВ).

На основе расчетной схемы составляется схема замещения показанная на рисунке 2.6.

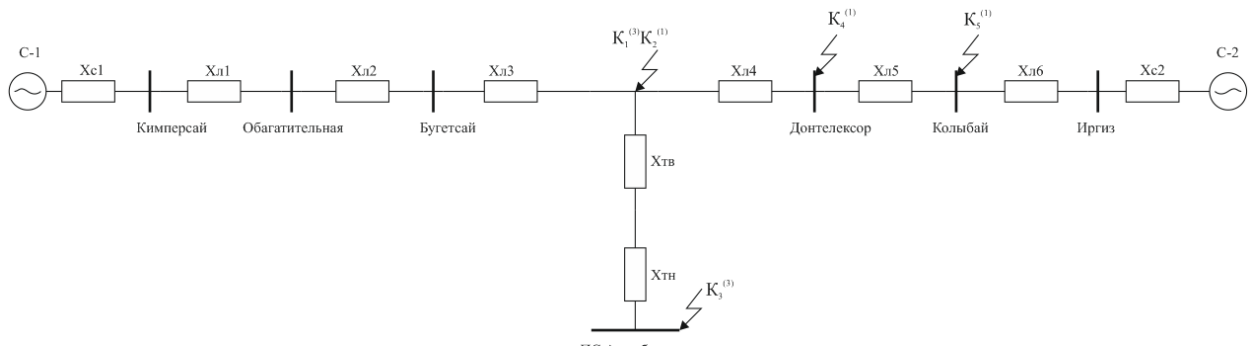


Рисунок 2.6 - Схема замещения

Расчет токов КЗ проведем в именованных единицах.
Расчет сопротивления системы:

$$x_{C1} = \frac{U_B^2}{S_{S1}} = \frac{115^2}{300} = 44,08, \text{ Ом},$$

$$x_{C2} = \frac{U_B^2}{S_{S2}} = \frac{115^2}{350} = 37,78, \text{ Ом}.$$

Расчет сопротивления ЛЭП прямой последовательности:

$$Z_{л1} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,249 + j \cdot 0,414) \cdot 48 = 12 + j \cdot 19,8 \text{ Ом},$$

$$Z_{л2} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,249 + j \cdot 0,414) \cdot 50 = 12,45 + j \cdot 20,7 \text{ Ом},$$

$$Z_{л3} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,249 + j \cdot 0,414) \cdot 43 = 10,7 + j \cdot 17,8 \text{ Ом},$$

$$Z_{л4} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,249 + j \cdot 0,414) \cdot 38 = 9,46 + j \cdot 15,73 \text{ Ом},$$

$$Z_{л5} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,249 + j \cdot 0,414) \cdot 45 = 11,21 + j \cdot 18,63 \text{ Ом},$$

$$Z_{л6} = (r_0 + j \cdot x_0) \cdot l = (0,249 + j \cdot 0,414) \cdot 50 = 12,45 + j \cdot 20,7 \text{ Ом}.$$

Расчет сопротивления ЛЭП обратной последовательности:

$$Z_{01} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 48 + 12) + j \cdot 3,58 \cdot 19,8 = 19,2 + j \cdot 71,1 \text{ Ом},$$

$$Z_{02} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 50 + 12,45) + j \cdot 3,58 \cdot 20,7 = 19,9 + j \cdot 74,1 \text{ Ом},$$

$$Z_{03} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 43 + 10,7) + j \cdot 3,58 \cdot 17,8 = 17,15 + j \cdot 63,7 \text{ Ом},$$

$$Z_{04} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 38 + 9,46) + j \cdot 3,58 \cdot 15,73 = 15,16 + j \cdot 56,3 \text{ Ом},$$

$$Z_{05} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 45 + 11,21) + j \cdot 3,58 \cdot 18,63 = 17,95 + j \cdot 66,7 \text{ Ом},$$

$$Z_{06} = (l \cdot 0,15 + r_0) + j \cdot 3,58 \cdot x_0 = (0,15 \cdot 50 + 12,45) + j \cdot 3,58 \cdot 20,7 = 19,9 + j \cdot 74,1 \text{ Ом}.$$

Расчет сопротивления трансформатора:

$$x_T = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_T} = \frac{10,5 \cdot 115^2 \cdot 10^6}{100 \cdot 25 \cdot 10^6} = 56 \text{ Ом}$$

Расчёт токов короткого замыкания проводится на комплексе программ АРМ СРЗА.

АРМ СРЗА позволяет:

– строить математическую модель электрической сети с неограниченным объемом узлов и связей, как в графическом, так и в табличном виде. Экспортировать графическое изображение сети в формат CorelDRAW, AutoCAD. Производить экспорт/импорт электрической части модели сети (ветви и её параметры) в формат программы Excel.

– производить расчеты электрических величин в сети неограниченного объема, при повреждениях любой сложности, с учетом групп ветвей взаимной индукции, активной составляющей сопротивлений, отличия величины сопротивлений прямой и обратной последовательностей и фактических групп соединения обмоток трансформаторов в трехфазной симметричной сети любого напряжения. Получать выходные документы в формате Word и Excel.

– производить расчет уставок микропроцессорных защит, токовых ступенчатых защит от замыканий на землю, дистанционных защит типа ЭПЗ-1636, ДЗ-503, ПЗ-5, ПДЭ-2001, ШДЭ-2801, БРЭ-2801, токовых защит от междуфазных К.З., микропроцессорных дистанционных защит НПП «ЭКРА», SIEMENS. Получать выходные документы в формате пакета Word, производить экспорт релейного фонда в формат программы Excel.

– получать новую сеть на базе эквивалента сети. Производить расчет параметров производной схемы замещения (шунтов) для повреждений любой сложности, с учетом параметров взаимной индукции ветвей нулевой последовательности.

– производить расчеты по определению места повреждения сети: расчет таблиц для определения мест повреждений сети; расчет места повреждения сети (ОМП) по показаниям приборов.

Данный комплекс программ АРМ СРЗА состоит из 10 приложений:

- графический редактор схем замещения электрической сети;
- программа расчета электрических величин при повреждениях сети;
- программа подготовки файла коррекции;
- релейная защита;
- программа расчета ТКЗ по месту повреждения;
- программа расчета параметров производной схемы замещения повреждений любой сложности;
- программа создания новой сети на базе эквивалента;
- программа расчета электрических величин при повреждениях сети,

выполненная как подпрограмма для посторонних пользователей-разработчиков программного обеспечения;

— программы определения мест повреждений ОМП.

Схема замещения составленная на комплексе программ АРМ СРЗА и последующий расчет токов короткого замыкания во всех узлах приведен на рисунке 2.7.и 2.8 соответственно.

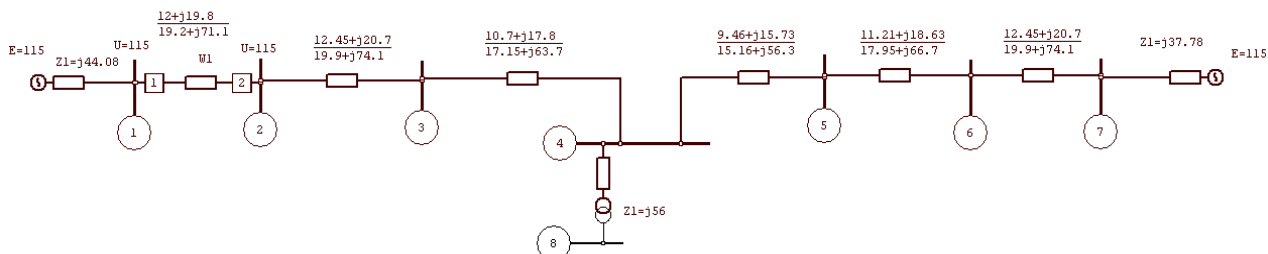


Рисунок 2.7 – Схема замещения в АРМ СРЗА

ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-22 ДАТА-14.02.2014. ВРЕМЯ-15:45:15							
УЗЕЛ-КЗ 1 2 3 4 5 6 7 8							
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА							
1-Пояс Узла	Наименование узла	3х-фазное КЗ I1(мод/фаза)		Одно-фазное КЗ(A0) I1(мод/фаза) I2(мод/фаза)			ΣI0(м/ф)
1-	U=115.0/0	z1=3.101+j35.211		z2=3.101+j35.211		z0=0.000-j-0.000	
	0	Общая нейтраль	1878 95	0 0	0 0	0 0	0 0
	0,1	Общая нейтраль	1506 90	0 0	0 0	0 0	0 0
	2		400 114	0 0	0 0	0 0	0 0
2-	U=115.0/-0	z1=11.286+j43.465		z2=11.286+j43.465		z0=15.826+j58.649	
	1		1479 105	441 105	441 105	1323 105	
	3		1022 101	305 101	305 101	1091 105	
3-	U=115.0/0	z1=16.037+j48.055		z2=16.037+j48.055		z0=25.108+j93.271	
	2		1311 108	336 107	336 107	1007 107	
	4		754 106	193 104	193 104	647 107	
4-	U=115.0/-0	z1=17.058+j48.690		z2=17.058+j48.690		z0=27.291+j101.414	
	3		1287 109	319 107	319 107	957 107	
	5		613 109	152 107	152 107	465 107	
	8		674 110	167 107	167 107	493 107	
5-	U=115.0/0	z1=15.603+j46.702		z2=15.603+j46.702		z0=24.738+j91.971	
	4		1348 108	343 107	343 107	1029 107	
	6		526 111	134 109	134 109	357 107	
6-	U=115.0/-0	z1=11.015+j41.254		z2=11.015+j41.254		z0=16.276+j60.576	
	5		1555 105	448 105	448 105	1345 105	
	7		450 112	130 112	130 112	245 105	
7-	U=115.0/-0	z1=2.278+j31.265		z2=2.278+j31.265		z0=0.000-j-0.000	
	0	общая нейтраль	2118 94	0 0	0 0	0 0	0 0
	0,1	общая нейтраль	1757 90	0 0	0 0	0 0	0 0
	6		387 113	0 0	0 0	0 0	0 0
8-	U=10.6/-0	z1=0.144+j0.881		z2=0.144+j0.881		z0=0.000-j-0.000	
	0	общая нейтраль	6823 99	0 0	0 0	0 0	0 0
	4		6823 99	0 0	0 0	0 0	0 0

Рисунок 2.8 – Расчет токов КЗ во всех узлах

Рассчитываем ударные токи КЗ по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot \kappa_{y\partial}, \quad (2.1)$$

где $\kappa_{уд}$ - ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания цепи КЗ, определяемый по формуле:

$$\kappa_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (3.2)$$

где $T_a = 0,05$ - постоянной времени затухания цепи КЗ.

$$\kappa_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 1,825,$$

$$i_{y\partial вн} = \sqrt{2} \cdot I_{кз вн} \cdot \kappa_{y\partial} = 1,414 \cdot 1,287 \cdot 1,825 = 3,32 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial нн} = \sqrt{2} \cdot I_{кз нн} \cdot \kappa_{y\partial} = 1,414 \cdot 6,823 \cdot 1,825 = 17,61 \text{ кА}.$$

3 Выбор электрического оборудования

3.1 Выбор выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи в различных режимах работы. Выключатели должны надежно отключать токи нормального режима и режима КЗ, а также малые индуктивные и емкостные токи без появления при этом опасных коммутационных перенапряжений.

Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- а) надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- б) быстрота действия, то есть наименьшее время отключения;
- в) пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, то есть быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- г) возможность пофазного управления для выключателей 110 кВ и выше;
- д) легкость ревизии и осмотра контактов;
- е) взрыво- и пожаробезопасность;
- ж) удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном} \text{ кВ}, \quad (3.1)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб} \text{ А}, \quad (3.2)$$

$$I_{дин} \geq I_{уд} \text{ А}, \quad (3.3)$$

$$I_{отк} \geq I_n \text{ А}, \quad (3.4)$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (3.5)$$

Рабочий ток на стороне 110 кВ:

$$I_{раб} = 0,7 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0,7 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 91,85 \text{ А}$$

Рабочий максимальный ток на стороне 110 кВ:

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 183,7 \text{ А,}$$

$$B_{\kappa} = I^2_{\text{П.О.ВН}} [t_{\text{откл}} + T_a] \text{ кА}^2 \cdot \text{с,} \quad (3.6)$$

$$B_{\kappa} = 1,287^2 \cdot [0,057 + 0,03] = 0,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Рабочий ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{НТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 0,7 \cdot \frac{12,5}{\sqrt{3} \cdot 10,05} = 502,67 \text{ А,}$$

где $S_{\text{НТ}}$ – персональная нагрузка на стороне НН.

Рабочий максимальный ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{раб}} = 2 \cdot 502,67 = 1005,34 \text{ А}$$

При выборе выключателя для РУ 110 кВ сравним выключатель типа 3AP1FG-145/ЕК фирмы SIEMENS, и выключатель типа 100-SFMT-40E фирмы Mitsubishi Electric.

3AP1 FG – трехполюсный автоматический компрессионный выключатель в исполнении для наружной установки, производства Siemens. Опорные изоляторы заполнены элегазом, который служит изоляционной и дугогасительной средой.

В выключателе 3AP1 FG использован самокомпрессионный принцип гашения дуги, что сделало возможным снизить необходимую для коммутаций энергию привода. Пружинный привод с цельнолитым компактным корпусом, который не требует техобслуживания, экономичен, и имеет длительный срок службы. Гарантируемый уровень утечки элегаза ниже 0,5% в год. Верхнее и нижнее значения температуры окружающего воздуха: +40... –55 °С.

Элегазовые выключатели серии 100-SFMT-40E представляют собой отдельные для каждого полюса баки поддерживаемые конструкцией из нержавеющей стали. Корпус бака не находится под напряжением, содержит одну дугогасительную камеру и два фарфоровых проходных изолятора. Изолирующей и дугогасящей средой служит элегаз (SF6). На конструкции, также, размещен шкаф управления выключателем, включающий пружинно-двигательный привод, цепи управления. Пружинный привод не требует фактически никакого технического обслуживания в течение всего срока

эксплуатации выключателя. Его механизм должен быть смазан только раз в шесть лет, во время текущих техобслуживаний. Контактные компоненты прерывателя (неподвижные и подвижные дугогасительные контакты и сопла) должны быть осмотрены после 2000 операций при номинальном токе нагрузки. Компоненты легко удалить, просто сняв крышку бака. В отличие от других выключателей, нет никаких клапанов прерывателя, уплотнительных колец, основной изоляции или экранов, для осмотра.

Параметры и расчетные значения выключателей для проверки сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Выбор выключателя 110 кВ

Условия выбора	Расчетные значения	Выключатель 3AP1FG-145/EK (Siemens)	Выключатель 100-SFMT-40E (Mitsubishi Electric)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 126 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 123 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 183,7 \text{ А}$	$I_{ном.} = 1600 \text{ А}$	$I_{ном.} = 1200 \text{ А}$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 3,32 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 1287 \text{ А}$	$I_{отк} = 40 \text{ кА}$	$I_{отк} = 40 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 0,11 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Выбираем силовой выключатель 3AP1FG-145/EK фирмы Siemens, т.к. выключатель удовлетворяет всем расчетным условиям и обладает высокой надежностью.

3.2 Выбор разъединителей

Разъединители служат для создания видимого разрыва, отделяющего выведенное из работы оборудование от токопроводящих частей, находящихся под напряжением. Это необходимо, например, при выводе оборудования в ремонт в целях безопасного производства работ.

Разъединители не имеют дугогасительных устройств и поэтому предназначены, главным образом, для включения и отключения электрических цепей при отсутствии тока нагрузки и находящихся только под напряжением или даже без напряжения.

Требования, предъявляемые к разъединителям с точки зрения обслуживания их оперативным персоналом, заключаются в следующем:

- разъединители должны создавать ясно видимый разрыв цепи, соответствующий классу напряжения установки;

– приводы разъединителей должны иметь устройства жесткой фиксации ножей в каждом из двух оперативных положений: включенном и отключенном. Кроме того, они должны иметь надежные упоры, ограничивающие поворот ножей на угол, больший заданного;

– разъединители должны включаться и отключаться при любых наихудших условиях окружающей среды (например, обледенении);

– опорные изоляторы и изоляционные тяги должны выдерживать механические нагрузки, возникающие при выполнении операций;

– главные ножи разъединителей должны иметь блокировку с ножами заземляющего устройства, исключающую возможность одновременного включения тех и других.

Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном} \text{ кВ}, \quad (3.7)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб} \text{ А}, \quad (3.8)$$

$$I_{дин} \geq I_{уд} \text{ А}, \quad (3.9)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (3.10)$$

При выборе разъединителей для РУ 110 кВ сравним разъединитель DBF2-123N+2AE фирмы Siemens и разъединитель типа SGF-123 фирмы ABB (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Выбор разъединителя 110 кВ

Расчетные данные		Разъединителя DBF2-123N+2AE (SIEMENS)		Разъединителя SGF-123(ABB)	
$U_{уст.ном}, \text{ кВ}$	110	$U_{ном}, \text{ кВ}$	123	$U_{ном}, \text{ кВ}$	123
$I_{макс}, \text{ А}$	183,7	$I_{ном}, \text{ А}$	1600	$I_{ном}, \text{ А}$	1600
$i_y, \text{ кА}$	3,32	$I_{пр скв}, \text{ кА}$	40	$I_{пр скв}, \text{ кА}$	100
$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	0,11	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	4800	$B_k = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	4800

Центральный разъединитель RURHTAL типа DBF2-123 является двухколонковым горизонтально - поворотным разъединителем. Он состоит из трех отдельных полюсов, соединенных между собой межполюсными тягами для передачи приводного момента. Разъединитель разработан для наружной установки на подстанции.

SGF-123 является двухколонковым горизонтально - поворотным

разъединителем. Он состоит из трех отдельных полюсов, соединенных между собой межполюсными тягами для передачи приводного момента. Заземлители могут быть установлены с одной и с обеих сторон разъединителя и двигаются в плоскости, перпендикулярной фазовому направлению. Трёхполюсный разъединитель разработан для наружной установки на подстанции.

На РУ 110 кВ выбираем разъединитель DBF2-123 фирмы Siemens с расчетом экономической целесообразности.

3.3 Выбор измерительного трансформатора тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}} \quad \text{кВ}, \quad (3.11)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}} \quad \text{А}, \quad (3.12)$$

$$(k_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (3.13)$$

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{расч}} \quad \text{Ом}. \quad (3.14)$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_{2\text{расч}} = r_{2\text{расч}}$.

Выберем трансформаторы тока для РУ 110 кВ (рисунок 3.1 и 3.2).

Для определения сопротивления нагрузки вторичной обмотки пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам.

Определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,553}{1^2} = 0,553 \text{ Ом}$$

Трансформаторы тока соединены по схеме полной звезды. Длина соединительного провода для данной схемы составляет 70 м. Применяем провод с медными жилами, так как данное требование предъявляется при подключении терминала. Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 1,2 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,1, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр1}} = Z_{\text{2ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,553 - 0,1 = 0,547 \text{ Ом}$$

Выбор трансформаторов тока По 10%K характеристике По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл (%)	K10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
▶ SAS-123	200	5	-	20	25	0.11	0.39	0.8
TBT-110	300	5	-	20	25	0.167	0.44	1
TBT-110	400	5	-	20	25	0.222	0.37	1.6
TBT-110	600	5	-	20	25	0.334	0.68	2
TBT-110	400	5	-	24	25	0.222	0	1.2
TBT-110	600	5	-	24	25	0.334	0	1.2
TBT-110	750	5	-	24	25	0.42	0	1.6
TBT-110	1000	5	-	24	25	0.56	0.66	1.6
TBT-110	1000	5	-	24	25	0.56	0.66	1.2
TBT-110	1500	5	-	24	25	0.675	1	1.2
TBT-110	2000	5	-	24	25	0.9	1.3	1.6
TBT-110	400	1	-	24	25	3.8	0	30
TBT-110	600	1	-	24	25	5.6	0	30
TBT-110	750	1	-	24	25	7.2	0	40
TBT-110	1000	1	-	24	25	9.6	23.2	40
TBT-110	1000	1	-	24	25	9.6	23.2	30
TBT-110	1500	1	-	24	25	11.8	30.4	30
TBT-110	2000	1	-	24	25	15.5	38.6	40
TB-110/20	200	5	-	10		0.16	0.43	0.8
TB-110/20	300	5	-	6.5		0.16	0.43	1.2

Поиск: TBT

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок 3.1 – Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

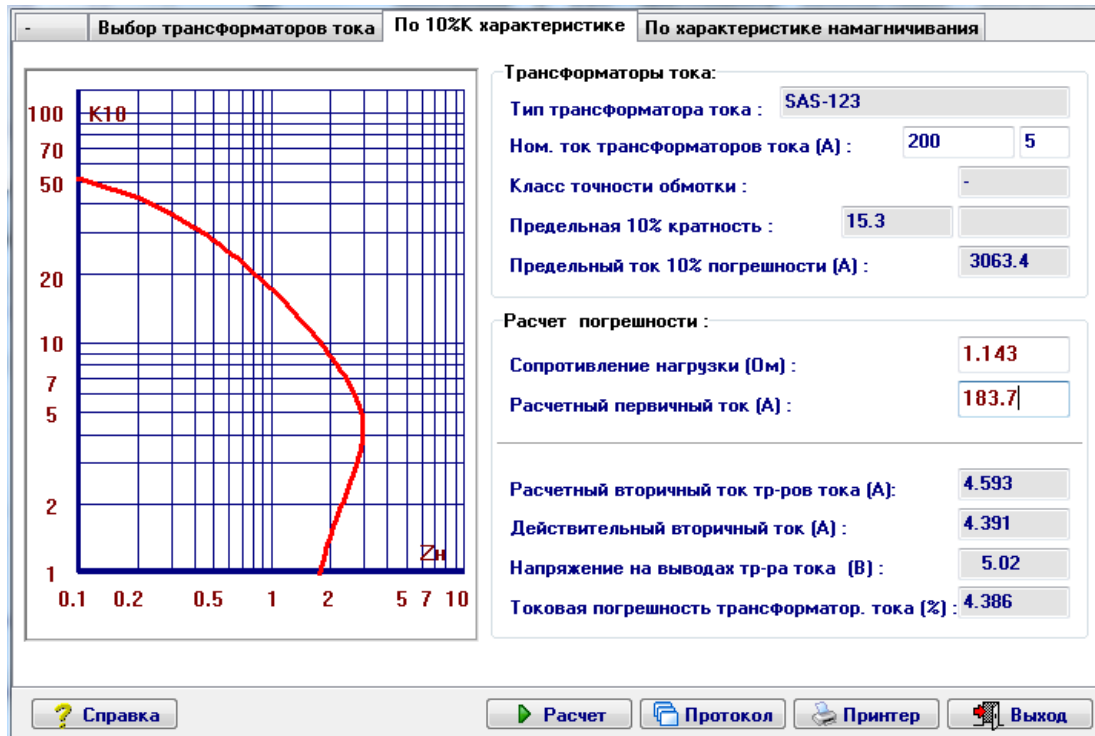


Рисунок 3.2 – Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

3.3. Потребляемая мощность потребляемых проводов приведена в таблице

Таблица 3.3 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-365	0,5	0,5	0,5
Счётчик энергии	СЭТ 4ТМ	0,003	0,003	0,003
РЗиА		0,05	0,05	0,05
Итого		0,553	0,553	0,553

Зная $r_{\text{пр1}}$ можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр1}}} = \frac{0,0175 \cdot 70}{0,547} = 2,24 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель КВВГ многожильный с сечением 2,5 мм². Окончательно сопротивление провода определяем:

$$r_{\text{пр2}} = \rho \cdot \frac{l}{S} = 0,0175 \cdot \frac{70}{2,5} = 0,49 \text{ Ом}$$

Определяем расчетное сопротивление вторичной нагрузки :

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр2}} + r_{\text{к}} = 0,553 + 0,49 + 0,1 = 1,143 \text{ Ом}$$

В качестве трансформаторов тока, устанавливаемых на РУ 110 кВ, выбираем трансформаторы тока типа SAS-123 (таблица 3.4).

Таблица 3.4 – Выбор трансформатора тока РУ 110 кВ

Расчетные данные		Трансформатор тока SAS-123	
$U_{\text{уст.ном}}, \text{кВ}$	110	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	110
$I_{\text{макс}}, \text{А}$	183,7	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	200
$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	0,11	$(k_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2
$Z_{2\text{расч}}, \text{Ом}$	1,143	$Z_{2\text{ном}}, \text{Ом}$	0,6

3.4 Выбор КРУ 10 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными

в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

С целью уменьшения размеров, улучшения эксплуатационных характеристик и повышения надежности к электрическим аппаратам КРУ предъявляются следующие требования:

- выключатели должны обладать малыми габаритами и встроенным приводом, высокой износостойкостью, пожаро- и взрывобезопасностью. Они должны снабжаться розеточными или пальцевыми контактами. С учетом этих требований в КРУ применяются маломасляные, электромагнитные, элегазовые и вакуумные выключатели;

- трансформаторы тока и напряжения применяются с литой изоляцией, обладающей высокой электрической и механической прочностью. Такие трансформаторы не требуют ухода в эксплуатации;

- разъединители должны быть механически связаны с выключателем и обеспечивать электробезопасность при выкатывании выключателя, смонтированного на тележке.

В таблице 3.5 приведены сравнительные характеристики КРУ 10кВ.

Таблица 3.5 – Выбор ячейки выключателя КРУ 10 кВ

Условия выбора	Расчетные значения	Выключатель 3АНЗ-128-8 (Siemens)	Выключатель VD4-1240-25 (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 12 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 12 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 1005,34 \text{ А}$	$I_{ном.} = 4000 \text{ А}$	$I_{ном.} = 4000 \text{ А}$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 17,61 \text{ кА}$	$I_{дин} = 160 \text{ кА}$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 6,823 \text{ кА}$	$I_{отк} = 63 \text{ кА}$	$I_{отк} = 25 \text{ кА}$
$I^2_{мер} \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 3,87 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 3 =$ $= 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I^2_{мер} \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Комплектные устройства по сравнению с обычными конструкциями электротехнических установок обладают следующими основными преимуществами:

- значительно уменьшаются объемы строительно-монтажных работ и сокращаются сроки их выполнения;

- достигается большая экономия трудозатрат;

- улучшается качество электроустановок, увеличивается надежность и безопасность их обслуживания и сокращаются эксплуатационные расходы;

- обеспечивается удобство и быстрота при расширении и реконструкции;

- упрощается комплектация и снабжение при производстве строительно-монтажных работ;

- сокращаются объемы и сроки проектирования.

Применение комплектных устройств является основой

индустриализации строительно-монтажных работ при сооружении электрических станций, трансформаторных подстанций и электроустановок промышленных предприятий.

Проведем выбор трансформаторов тока для КРУ 10 кВ.

Для определения сопротивления нагрузки вторичной обмотки (таблица 3.6) пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам.

Таблица 3.6 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-365	0,5	0,5	0,5
Счётчик энергии	СЭТ 4ТМ	0,003	0,003	0,003
РЗиА		0,05	0,05	0,05
Итого		0,553	0,553	0,553

Определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,553}{1^2} = 0,553 \text{ Ом}$$

Трансформаторы тока соединены по схеме полной звезды. Длина соединительного провода для данной схемы составляет 70 м. Применяем провод с медными жилами, так как данное требование предъявляется при подключении терминала. Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 1,2 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,1, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр1}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 1,2 - 0,553 - 0,1 = 0,547 \text{ Ом}$$

Зная $r_{\text{пр1}}$ можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр1}}} = \frac{0,0175 \cdot 70}{0,547} = 2,24 \text{ мм}^2$$

Принимаем контрольный кабель КВВГ с жилами сечением 2,5 мм².
Окончательно сопротивление провода определяем:

$$r_{\text{пр2}} = \rho \cdot \frac{l}{S} = 0,0175 \cdot \frac{70}{2,5} = 0,49 \text{ Ом}$$

Определяем расчетное сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр2}} + r_{\text{к}} = 0,553 + 0,49 + 0,1 = 1,143 \text{ Ом}$$

В качестве трансформаторов тока, устанавливаемых на РУ 10 кВ, выбираем трансформаторы тока типа ТОЛ-10 (таблица 3.7).

Таблица 3.7– Выбор трансформатора тока КРУ 10 кВ

Расчетные данные		Трансформатор тока ТОЛ–10	
$U_{\text{уст.ном}}, \text{кВ}$	10	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	10
$I_{\text{макс}}, \text{А}$	1005,34	$I_{\text{ном}}, \text{А}$	1500
$B_{\text{к}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	3,87	$(k_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{ном}})^2 \cdot t_{\text{тер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	2916
$Z_{2\text{расч}}, \text{Ом}$	1,143	$Z_{2\text{ном}}, \text{Ом}$	1,2

На рисунке 3.3 и 3.4 приведены рисунки выбора трансформатор тока на стороне низкого напряжения.

Выбор трансформаторов тока		По 10%К характеристике			По характеристике намагничивания			
Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл (‰)	K10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТВЛМ-10	1000	5	0.5	12		0.21	0.82	0.4
ТВЛМ-10	1500	5	P	20		0.41	0.88	0.6
ТВЛМ-10	1500	5	0.5	15		0.36	0.95	0.4
ТПЛМ-10	300	5	P	13		0.21	0.07	0.6
ТПЛМ-10	300	5	0.5	10		0.18	0.3	0.4
ТПЛМ-10	400	5	P	15		0.29	0.36	0.6
ТПЛМ-10	400	5	0.5	12		0.24	0.55	0.4
ТОЛ-10	300	5	P	18	18.4	0.166	0	0.6
ТОЛ-10	300	5	0.5	13	18.4	0.114	0	0.4
ТОЛ-10	400	5	P	22	18.4	0.224	0	0.6
ТОЛ-10	400	5	0.5	17	18.4	0.153	0	0.4
ТОЛ-10	600	5	P	18	23	0.224	0	0.6
ТОЛ-10	600	5	0.5	13	23	0.188	0	0.4
ТОЛ-10	800	5	P	22	23	0.229	0	0.6
ТОЛ-10	800	5	0.5	17	23	0.205	0	0.4
ТОЛ-10	1000	5	P	18	36	0.342	0	0.6
ТОЛ-10	1000	5	0.5	14	36	0.225	0	0.4
ТОЛ-10	1500	5	P	29	36	0.537	0	0.6
ТОЛ-10	1500	5	0.5	17	36	0.363	0	0.4
ТФНД-110М	600	5	Д	20		0.48	0	1.2

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок 3.3 – Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

Для КРУ 10 кВ выбираем ТН типа НАМИТ-10. Характеристики трансформаторов напряжения НАМИТ-10 и вторичная нагрузка приведены в

таблице 3.8 и 3.9.

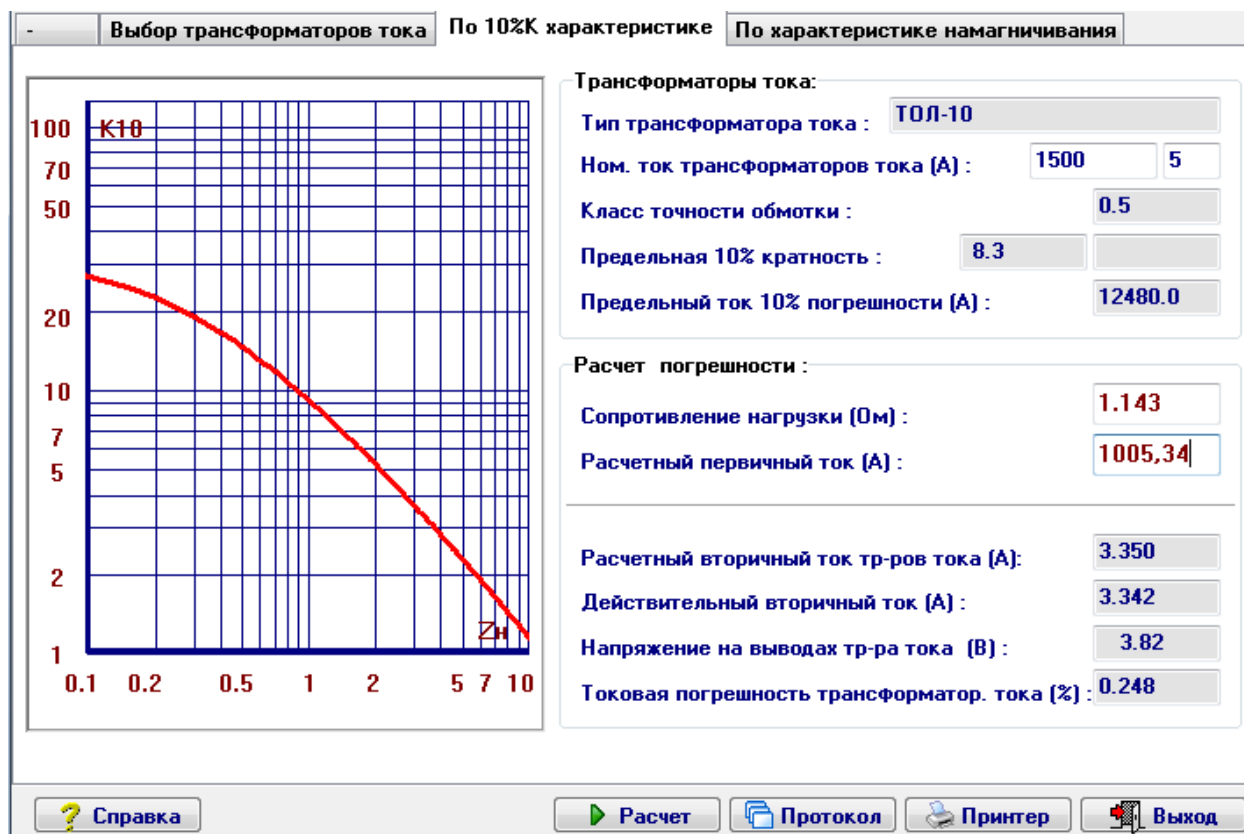


Рисунок 3.4 – Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

Таблица 3.8 – Выбор ТН КРУ 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 12 \text{ кВ}$
$S_{2\Sigma} = 5,63 \text{ ВА}$	$S_{ном} = 1000 \text{ ВА}$
Класс точности 0,5	

Таблица 3.9 – Вторичная нагрузка ТН РУ 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-350	2
Счётчик энергии	СЭТ 4ТМ	3,6
РЗиА		0,03
Итого:		5,63

3.5 Выбор измерительного трансформатора напряжения для ВН

Трансформаторы напряжения выбираются по условию:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}, \quad \text{кВ}, \quad (3.14)$$

$$S_{2\Sigma} \geq S_{\text{ном}}, \quad \text{Ом}. \quad (3.15)$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждой секции или системе сборных шин низшего и среднего напряжения и все катушки напряжения приборов этой секции или системы сборных шин подключаются к этому трансформатору напряжения.

Выбираем трансформаторы напряжения фирмы Siemens, т.к. все оборудование, установленное на данной подстанции, является продукцией компаний Siemens. Для РУ 110 кВ выбираем ТН типа VEOT 123 (таблица 3.10). Потребляемая мощность вторичных цепей приведена в таблице 3.11.

Таблица 3.10 – Выбор ТН РУ 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 123 \text{ кВ}$
$S_{2\Sigma} = 5,63 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$
Класс точности 0,5	

Таблица 3.11 – Вторичная нагрузка ТН РУ 110 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-350	2
Счётчик энергии	Альфа А1800	3,6
РЗиА		0,03
Итого:		5,63

Ограничители перенапряжения (ОПН) — аппараты современного поколения, пришедшие на смену вентильным разрядникам, предназначены для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений.

Для защиты изоляции РУ и трансформаторов от атмосферных перенапряжений выбираем следующие ОПН по каталогу продукции фирмы Siemens.

На стороне ВН: ЗЕР1 123 – 1PL1.

На стороне НН: ЗЕР1 012 – 1PL1.

4 Проектирование релейной защиты элементов подстанции

4.1 Основные положения

Согласно ПУЭ электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

а) автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей; если повреждение непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал;

б) реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы; в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения:

- обеспечивают требуемую селективность и чувствительность;
- не препятствуют применению автоматики.

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения элемента.

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем, чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки.

Надежность функционирования релейной защиты должна быть обеспечена применением устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению, а также надлежащим обслуживанием этих устройств.

Для релейных защит с выдержками времени в каждом конкретном случае следует рассматривать целесообразность обеспечения действия защиты от начального значения тока или сопротивления при КЗ для исключения отказов срабатывания.

На каждом из элементов электроустановки должна быть предусмотрена основная защита, предназначенная для ее действия при повреждениях в пределах всего защищаемого элемента с временем, меньшим, чем у других установленных на этом элементе защит.

Для действия при отказах защит или выключателей смежных элементов следует предусматривать резервную защиту, предназначенную для обеспечения дальнего резервного действия.

Если основная защита элемента обладает абсолютной селективностью, то на данном элементе должна быть установлена резервная защита, выполняющая функции не только дальнего, но и ближнего резервирования, т. е. действующая

при отказе основной защиты данного элемента или выведении ее из работы.

Оценка чувствительности основных типов релейных защит должна производиться при помощи коэффициента чувствительности.

4.2 Релейная защита трансформатора подстанции

По требованиям ПУЭ все электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей. Если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал;

- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы; в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Для трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 110 кВ в соответствии с ПУЭ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- "пожар стали" магнитопровода.

Однофазных замыканий на землю на стороне 6-35 кВ трансформаторов
В связи с этим и в соответствии с проектируемой схемой подстанции на трансформаторе предусматриваются следующие защиты:

а) В качестве основных защит:

- продольная дифференциальная токовая защита трансформатора - защита от всех видов КЗ в обмотках и на выводах трансформатора, включая витковые замыкания в обмотках;

- газовая защита - защита от замыканий внутри бака трансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа.

б) В качестве резервных защит:

- максимальная токовая защита в однофазном исполнении от

симметричных перегрузок трансформатора обмоток ВН и НН;

– двухступенчатые токовые защиты нулевой последовательности от КЗ на землю на стороне высшего напряжения;

– токовая направленная защита обратной последовательности от несимметричных внешних КЗ и максимальная токовая защита с пуском по напряжению от трехфазных КЗ;

– двухступенчатая дистанционная защита от многофазных КЗ - защита для обеспечения согласования защит от многофазных КЗ линий, подходящих к ПС, с защитой трансформаторов, а также для дальнего резервирования в сетях среднего напряжения.

В том числе на стороне высшего напряжения предусматривается установка устройств резервирования отказов выключателей (УРОВ).

Дифференциальная токовая защита трансформатора.

Дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием терминала цифровой релейной защиты фирмы «SIEMENS» 7UT613, обладает высокой чувствительностью, достаточной для отключения повреждений, сопровождающихся токами в защите, меньшими номинальных.

Устройство дифференциальной защиты 7UT613 T1 осуществляет функции основных защит трансформатора – дифференциальной токовой защиты, резервной МТЗ и защиты от перегрузки.

Назначение внутренних функций устройства

87T - Продольная дифференциальная токовая защита, срабатывает при междуфазных и однофазных КЗ в зоне ограниченной трансформаторами тока. Защита действует на отключение всех выключателей трансформатора без выдержки времени, пуск УРОВ.

87N – Дифференциальная токовая защита от замыкания на землю, срабатывает при однофазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной трансформаторами тока.

Действует без выдержки времени – на отключение выключателей трансформатора, пуск УРОВ.

50, 51. Максимальная токовая защита имеет 3 ступени и используется как токовая защита от перегрузки ($I>$, $I>>$, 51) на стороне 110 кВ, на выводах общей обмотки трансформатора.

Устройство измерения аналоговых величин токов, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

FR. Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному (минимальному) перечню.

Переключение групп уставок защит устройства (с помощью клавиатуры устройства).

Устройство резервной защиты 7SA632 на стороне 110 кВ T1 и T2.

Назначение внутренних функций устройства:

21, 21N. Дистанционная направленная защита, имеет 5 ступеней по сопротивлению срабатывания при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемых зонах, имеющих полигональную характеристику, с автоматической блокировкой (выводом) действия, в случаях неисправности, исчезновения и сигнализации одной или нескольких фаз цепей напряжения – для всех ступеней защиты;

Для второй (или третьей) ступени защиты выполняется автоматическое ускорение действия в течение заданного времени после включения выключателя трансформатора на шины без напряжения.

Каждая ступень действует с первой выдержкой времени: на отключение шиносоединительного выключателя, со второй выдержкой времени – на отключение выключателя 110 кВ трансформатора пуск АПВ и пуск УРОВ.

50N, 51N, 67N. Токовая направленная защита нулевой последовательности, имеет 4 ступени по току срабатывания при КЗ на землю в защищаемых зонах.

Для третьей (или четвертой) ступени защиты выполняется автоматическое ускорение действия в течение заданного времени после включения выключателя.

Каждая ступень действует с первой выдержкой времени: на отключение шиносоединительного выключателя, со второй выдержкой времени – на отключение выключателя 110 кВ трансформатора пуск АПВ и пуск УРОВ.

50, 51. Максимальная токовая защита (аварийная), имеет 3 ступени по току срабатывания при междуфазных КЗ в защищаемых зонах. Вводится в действие автоматически в случае неисправности (исчезновении) цепей напряжения дистанционной защиты и автоматически выводится из действия при их восстановлении.

Каждая из ступеней действует с заданной выдержкой времени: на отключение выключателя, пуск АПВ и пуск УРОВ.

50BF. Устройство резервирования отказа выключателя, пускается при срабатывании защит на отключение выключателя трансформатора, с контролем наличия минимального тока в его цепи.

Действует с заданными независимыми выдержками времени в схему ДЗШ 110 кВ на отключение и запрет АПВ присоединений шин 110 кВ.

25. Устройство контроля наличия (отсутствия) и синхронизма напряжений системы шин 110 кВ и ввода 10 кВ трансформатора. Имеет заданные минимальные и /или максимальные уставки контролируемых параметров.

Действует:

- на блокирование (запрещение действия) оперативного включения выключателя трансформатора при отсутствии синхронизма напряжений;
- на блокирование (запрещение действия) АПВ выключателя

трансформатора (при отсутствии заданных условий его срабатывания - контроль отсутствия напряжения ввода, контроль отсутствия напряжения шин, контроль наличия синхронизма напряжений).

79. Устройство автоматического повторного включения выключателя, имеет 1 или более циклов срабатывания, пускается по факту срабатывания защит трансформатора на отключение выключателя (за исключением УРОВ, защиты от внутренних повреждений трансформатора, газовой защиты), с проверкой его отключенного положения и наличия заданных условий срабатывания АПВ. Действует с заданной выдержкой времени на включение выключателя.

74ТС. Устройство контроля исправности цепей отключения выключателя. Действует на сигнал и блокирование автоматического повторного включения.

FR. Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных:

- фазные токи, ток нулевой последовательности;
- фазные напряжения, напряжение нулевой последовательности.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов бинарных входов по заданному перечню.

Устройство резервной защиты 7SJ622 на стороне 10 кВ T1 и T2.

Назначение внутренних функций устройства:

50, 51. Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ имеет 3 ступени по току срабатывания при междуфазных КЗ в защищаемой зоне.

Действует с независимой выдержкой времени на отключение выключателя, блокирование его включения, пуск УРОВ.

50N, 51N. Максимальная токовая защита от замыканий на землю имеет 3 ступени по току срабатывания при однофазных КЗ в защищаемой зоне. В данном случае не используется.

Устройство измерения аналоговых величин токов, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

FR. Регистратор аварийных событий. Фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов бинарных входов по заданному (минимальному) перечню. Переключение групп уставок защит устройства.

Для отстройки от броска намагничивающего тока при включении ненагруженного трансформатора под напряжение в защите используется принцип блокирования защиты при появлении токов второй гармоники.

Реле 7UT613 позволяет осуществлять торможение от арифметической

суммы токов двух групп трансформаторов тока. При необходимости торможения от трех групп трансформаторов тока используется дополнительное торможение.

Тормозная характеристика реле состоит из горизонтального и наклонного участков, что улучшает чувствительность защиты к КЗ в защищаемой зоне при прохождении сквозного тока нагрузки.

Используемые в защите трансформаторы тока должны удовлетворять кривым предельной кратности при протекании через них тока внешнего КЗ. Вторичные обмотки трансформаторов тока следует соединять в звезду. Так как компенсация сдвига фаз происходит в самом устройстве математически, то задается только группа соединения трансформатора.

Для обеспечения надежности и уменьшения времени действия реле при больших кратностях токов КЗ в защищаемой зоне, когда может наступить насыщение трансформаторов тока (особенно при наличии апериодической составляющей), а во вторичном токе появятся длительные паузы, предусмотрена дифференциальная токовая отсечка.

Если нейтраль трансформатора заземлена, то это отражается на обеих сторонах системы: высшего и низшего напряжений. Поскольку нейтраль общая, то нулевая последовательность обеих сторон системы объединяется. В случае замыкания на землю, распределение токов замыкания двусмысленно и не может быть учтено на основе свойств трансформатора без дальнейшего рассмотрения.

Для дифференциальной защиты ток нулевой последовательности исключается. Это достигается применением матриц исключаящих ток нулевой последовательности. Уменьшение чувствительности из-за исключения тока нулевой последовательности не может быть компенсировано учетом тока, протекающего в нейтрали. Этот ток не может быть привязан ни к одной из фаз трансформатора, ни к одной из его сторон.

На основании расчетов токов короткого замыкания в проекте были произведены расчеты основных и резервных защит трансформатора типа ТРДН-25000/110 – У1 номинальной мощностью 25 МВ·А, номинальным напряжением 110/10-10 кВ.

В соответствии с указаниями по расчету дифференциальной защиты, выполненной с реле типа 7УТ613, расчет защиты производится в порядке приведенном в пункте 4.1.

Расчёт дифференциальной защиты трансформатора.

Исходные данные для проведения расчетов приведены в таблице 4.1. Для начала необходимо провести расчет чувствительного органа.

Отстройка от расчетного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем «началу торможения»:

$$I_{CЗ_{\min}} = K_{ОТС} \cdot I_{нб\ тормнач\ п} = K_{ОТС} \cdot (I_{нб\ тормнач\ п}^I + I_{нб\ тормнач\ п}^{II}), \quad (4.1)$$

$$I_{нб\ тормнач\ п}^I = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{номт}, \quad (4.2)$$

$$I_{\text{нб тормначп}}^{\text{II}} = (U_{\alpha} \cdot K_{\text{ток}\alpha} + U_{\beta} \cdot K_{\text{ток}\beta}) \cdot I_{\text{номп}}, \quad (4.3)$$

$$I_{\text{нб тормначп}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,03 + 0,126) \cdot 125,5 = 19,58 \text{ А},$$

$$I_{\text{сз}_{\text{min}}} = 1,5 \cdot 19,58 = 29,37 \text{ А}.$$

где $I_{\text{нбторм.нач.п.}}^{\text{I}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью трансформаторов тока;

$I_{\text{нбторм.нач.п.}}^{\text{II}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием напряжения трансформатора;

$K_{\text{отс}}=1,5$ – коэффициент отстройки от максимального тока небаланса;

$K_{\text{пер}}=1$ – коэффициент, учитывающий переходной режим.

$K_{\text{одн}}=0,5 \div 1$ – коэффициент однотипности, учитывающий различие в погрешности трансформаторов тока, образующих дифференциальную схему.

Для ДЗТ принимается равным $K_{\text{одн}}=1$;

$\varepsilon=0,1$ – коэффициент, учитывающий погрешность в 10% ТА.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета защиты трансформатора

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для сторон	
		110 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{\text{номп}} = \frac{S_{\text{ном.прох}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	125,5	687,3
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$K_{\text{ТА}}$	200/5	1500/5
Схема соединения трансформаторов тока	—	Y	Y
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности защищаемого трансформатора, А	$I_{\text{ном}} = \frac{I_{\text{номп}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТА}}}$	3,14	2,291

Отстройка от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения короткого замыкания, а также от переходных токов небаланса при внешних коротких замыканиях.

$$I_{C3_{\min}} = K_{OTC} \cdot I_{НОМ}, \quad (4.4)$$

$$I_{C3_{\min}} = 0,2 \cdot 125,5 = 25,1 \text{ А.}$$

За расчетное значение $I_{C3_{\min}}$ принимается большее из полученных значений, т.е. $I_{C3_{\min}} = 29,37 \text{ А.}$

Ток срабатывания защиты в относительных единицах:

$$I^*_{C3_{\min}} = \frac{I_{C3_{\min}}}{I_{НОМ}}, \quad (4.5)$$

$$I^*_{C3_{\min}} = \frac{29,37}{125,5} = 0,234 \text{ о.е.}$$

Далее необходимо произвести расчет коэффициента торможения.

Опробование в данном случае проведем для двух режимов. В первом режиме отключаем ветвь 4-5, где основной переток тока короткого замыкания проходит по ветви 3-4. Во втором режиме отключаем ветвь 3-4, при котором ток короткого замыкания протекает по ветви 4-5. В обоих режимах выключатель на перемычке между двумя линиями включен. Расчет токов короткого замыкания для двух режимов приведен на рисунке 4.1 и 4.2. Расчет коэффициента торможения для двух режимов сведем в таблицу 4.2.

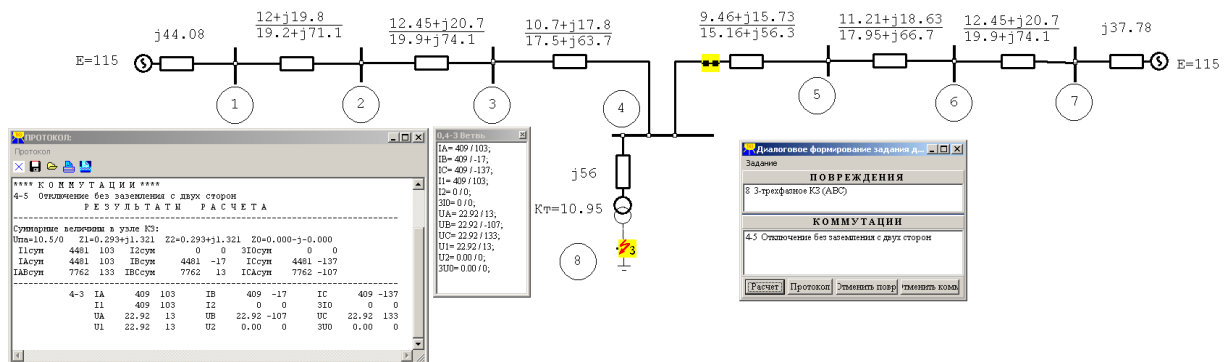


Рисунок 4.1 - Опробование от сети 110 кВ: при отключении узла 4-5

За расчетный выбор коэффициента торможения $K_{ТОРМ}$ принимается режим, при котором он получается максимальным:

$$K_{ТОРМ} = \frac{\Delta I_{\text{оуфф}}}{\Delta I_{\text{ТОРМ}}} = \frac{K_{отс} \cdot I_{\text{нб. расч.н.}} - I_{C3_{\min}}}{\sum I_{\text{ТОРМ. расч.н.}} - I_{\text{ТОРМ. нач.}}} = \text{tg } \alpha, \quad (4.6)$$

где $I_{\text{нбрасч.п.}}$ – относительный максимальный расчетный первичный ток небаланса при расчетном внешнем коротком замыкании, при котором $K_{\text{торм}}$ получается максимальным.

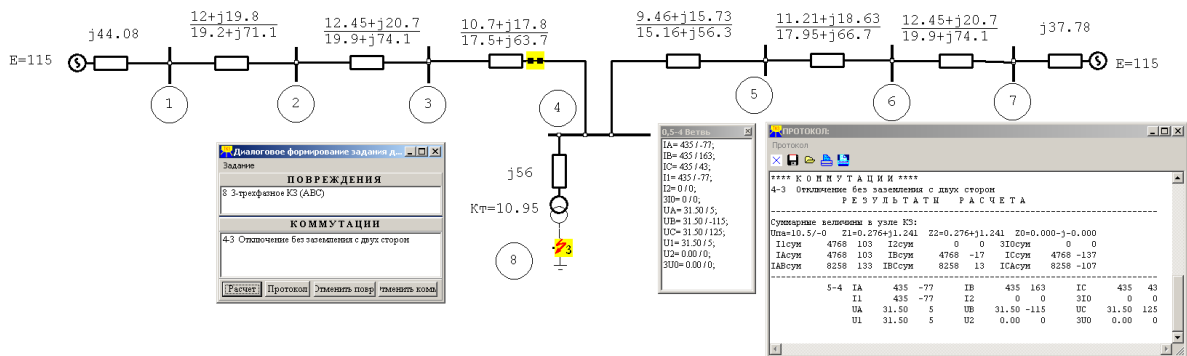


Рисунок 4.2 - Опробование от сети 110 кВ: при отключении узла 3-4

Таблица 4.2 – Расчет коэффициента торможения

Режим	Расчетная точка КЗ и вид КЗ	$I_{\text{КЗ}}, \text{A}$	$I_{\text{нбрасч.отн.}}, \text{A}$	$\sum I_{\text{торм.расч.п.}}, \text{о.е.}$	$K_{\text{торм}}$
Опробование от сети 110 кВ: 3-4	На вводе 115 кВ, 2-х ф. КЗ	355,83	$\frac{0,16 \cdot 355,83}{125,5} = 0,45$	$\frac{355,83}{125,5} = 2,83$	$\frac{1,5 \cdot 0,45 - 0,234}{2,83 - 1} = 0,24$
Опробование от сети 110 кВ: 4-5	На вводе 115 кВ, 2-х ф. КЗ	378,45	$\frac{0,16 \cdot 378,45}{125,5} = 0,48$	$\frac{378,45}{125,5} = 3$	$\frac{1,5 \cdot 0,48 - 0,234}{3 - 1} = 0,24$

Согласно таблице 4.2 принимаем коэффициент торможения $K_{\text{торм.}}=0,24$. Составляющие тока небаланса рассчитываются для плеча 10,5 кВ.

$$I_{\text{нб расч отн}}^* = I_{\text{торм расч 1отн}} + I_{\text{торм расч 2отн}} \quad (4.7)$$

где $I_{\text{торм. расч.1отн}}$, $I_{\text{торм. расч.2отн}}$ – относительные токи при расчетном внешнем КЗ, подводимые к цепям торможения от плеч защиты защищаемого трансформатора.

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,5 \cdot I_{\text{нб. расч.п.}} - I_{\text{CPmin}}}{\sum I_{\text{торм. расч.п.}} - I_{\text{торм. нач.}}} = \text{tg } \alpha \quad (4.8)$$

Проведем расчет оценки чувствительности дифференциальной защиты.

Двухфазное КЗ на стороне 110кВ:

$$I^{(2)} = 0,87 \cdot I^{(3)}, \quad \dots(4.9)$$

$$I^{(2)} = 0,87 \cdot 6823 = 5936 \text{ А.}$$

а) без учета торможения:

$$K_q = \frac{I^{(2)}}{I_{НОМ} \cdot I_{сз\ min\ отн}^*}, \quad (4.10)$$

$$K_q = \frac{378,45}{125,5 \cdot 0,234} = 12,8.$$

б) с учетом торможения током плеча 110кВ:

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{I^{(2)}}{I_{НОМ}}, \quad (4.11)$$

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{378,45}{125,5} = 3 \text{ о.е.},$$

$$I_{С.Р.торм}^* = K_{\text{торм.}} \cdot (\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} - 1), \quad (4.12)$$

$$I_{С.Р.торм}^* = 0,25 \cdot (3 - 1) = 0,5 \text{ о.е.},$$

$$I_{С.Р.}^* = I_{С.Р.\ min}^* + I_{С.Р.торм}^*, \quad (4.13)$$

$$I_{С.Р.}^* = 0,234 + 0,5 = 0,734,$$

$$K_q = \frac{\sum I_{\text{торм.расч.отн.}}}{I_{С.З.отн}} > 2, \quad (4.14)$$

$$K_q = \frac{3}{0,734} = 4 > 2.$$

Коэффициент чувствительности согласно ПУЭ должен быть не меньше 2, т.е. чувствительность дифференциальной защиты достаточна.

Значения принятые из расчетов дифференциальной защиты трансформатора приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Наименование	Значения
Отстройка от номинального тока Т	$I_{\text{НОМ}} = 125,5 \text{ А}$
Подъем 1 (коэффициент торможения)	0,24
Значение срабатывания дифференциального тока $I_{\text{diff}}>$ (чувствительного органа)	29,37 А
Значение срабатывания дифференциального тока $I_{\text{diff}}>>$ (дифференциальная отсечка)	$7,5 \cdot I_{\text{НОМ}} = 941,25 \text{ А}$

Газовая защита (ГЗ) – это защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле, или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель. Для правильной работы ГЗ корпус трансформатора устанавливается с наклоном 1,5-2% в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в расщелку трубопровода от корпуса трансформатора к расширителю. Газовая защита абсолютно селективная и не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Газовая защита трансформатора выполняется двухступенчатой:

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Образующиеся при местном перегреве или при дуговом замыкании внутри бака трансформатора газы выталкивают масло из трубопровода и газового реле, а затем прорываются в расширитель, заполняя по пути газовое реле. При незначительном выделении газа, он через трубу заполняет верхнюю часть газового реле, а излишек проходит в расширитель. Таким образом, в газовом реле скапливается газ, который можно выпустить через кран, или набрать в специальную емкость и направить на анализ. Внутри объема, где скапливается газ, находится поплавков, который при появлении газа опускается и замыкает контакты, действующие на сигнал (сигнальный элемент газового реле). При срабатывании сигнализации, необходимо отключить трансформатор, взять пробы газа; состав газа, затем анализируется. Для отбора пробы газа реле оснащено специальным краном, а для наблюдения за количеством газа имеется специальное окно с делениями. Простейшим способом анализа является проверка газа на горючесть и цвет. Горючие газы образуются в масле под действием электрической дуги и свидетельствуют о ее появлении внутри бака трансформатора. Окрашивание газа происходит при горении твердой изоляции внутри трансформатора. Химический анализ дает более точные сведения о

характере повреждения. Следует иметь в виду, что в газовом реле может оказаться и воздух, который был растворен в масле и начал выделяться после его нагрева. Инструкциями запрещается отбор газа на трансформаторе, находящемся под напряжением, из соображений безопасности – незначительное вначале повреждение может перерасти в большое повреждение с разрывом бака и пожаром, вследствие чего пострадает персонал, отбирающий пробу газа. Второй элемент (поплавок) газового реле расположен внутри реле прямо на пути потока масла из трубы в расширитель, он может опуститься под давлением масла при его выбросе или при заполнении реле газом. Для четкой работы при выбросе масла в современных реле поплавков дополнительно соединяется со специальной заслонкой.

Сверху на корпусе реле находятся кран для отбора проб газа и выпуска воздуха, и под защитным колпачком, - кнопка опробования исправности газового реле. Нажатие кнопки на . хода вызывает срабатывание сигнального контакта реле. Нажатие кнопки опробования до упора вызывает срабатывание отключающего контакта газового реле. Возврат реле происходит автоматически после освобождения кнопки опробования. Кнопку опробования ГЗ удобно использовать при опробовании работы короткозамыкателя и отделителя.

Выброс масла или выделение сразу большого объема газа происходит при серьезном повреждении внутри бака, поэтому, вторая ступень ГЗ действует на отключение без выдержки времени. Отключающий элемент срабатывает также при отсутствии масла в газовом реле. Обычно это происходит при течи из бака, когда масло целиком ушло из расширителя и газового реле. Но существует и другая возможность: между газовым реле и расширителем имеется кран, перекрывающий выход масла из расширителя.

Если этот кран оставить в закрытом состоянии, то при понижении температуры масла в трансформаторе уровень его понизится и масло уйдет из газового реле. Трансформатор отключится. Поэтому оперативный персонал обязан проверить положение крана перед включением трансформатора.

Новый трансформатор должен включаться с введенным на отключение сигнальным поплавком газовой защиты, который может сработать и при начинающемся повреждении трансформатора, до короткого замыкания в нем.

При включении нового трансформатора по мере его нагрева происходит выделение воздуха, растворенного в масле. Он заполняет газовое реле и его необходимо время от времени выпускать. Выводить действие отключающего элемента на отключение до прекращения выделения воздуха не разрешается. Струйный элемент газовой защиты имеет уставку срабатывания по скорости масла (диаметр отверстия в заслонке).

Величина уставки определяется по заводской инструкции и может корректироваться в зависимости от состояния трансформатора. Дело в том, что бросок масла происходит не только при повреждении внутри трансформатора, но и при внешних коротких замыканиях.

При КЗ динамическим воздействием тока обмотки трансформатора

сжимаются и посылают толчком масло в расширитель. Сжатую препятствуют клинья, которые раскрепляют обмотку. Однако со временем клинья усыхают и деформируются, а витки обмотки получают возможность некоторого перемещения. При этом бросок масла становится сильнее и скорость потока масла увеличивается. В какой-то степени срабатывания газовой защиты можно избежать путем закругления уставки по скорости масла, если срабатывание газовой защиты происходит при толчке масла. Но лучше выполнить капитальный ремонт трансформатора с укреплением обмоток.

Газовая защита переключателя РПН.

Газовая защита РПН трансформатора выполнена на струйном реле и действует на отключение трансформатора при интенсивном движении потока масла из бака РПН в сторону расширителя.

Контакты переключателя РПН находятся в отделенном от бака трансформатора отсеке. Поскольку при переключении контактов дуга горит в масле, то масло постепенно разлагается с выделением газа и других компонентов. Это масло не смешивается с остальным маслом в баке и не ухудшает его качество. Бак РПН так же соединяется с расширителем (отдельный отсек) и в соединительной трубе устанавливается специальное реле, например, типа URF-25. Это реле называется струйным и работает только при выбросе масла. Реле не имеет крана для спуска воздуха (нормально в смотровом окошке может быть воздух), и имеет только один отключающий элемент – заслонка вместо поплавка. Газ, выделяющийся при переключении контактов, свободно выходит в расширитель и не вызывает срабатывания реле. Срабатывание реле вызывает выброс масла, происходящий при перекрытии внутри отсека РПН. При срабатывании струйного реле РПН в его смотровом окошке появляется красный сигнальный флажок. После срабатывания струйное реле остается в сработанном положении и должно возвращаться в исходное положение нажатием кнопки на реле. Реле снабжено также кнопкой опробования, нажав на которую можно отключить трансформатор. У струйных реле немецкого производства на корпусе имеется всего одна кнопка проверки исправности и возврата реле. Нажатие ее на ход вызывает срабатывание реле, а нажатие до упора - возврат. Кнопка опробования исправности реле может использоваться для опробования отделителя и короткозамыкателя, и были случаи, когда после опробования, реле оставляли в сработанном состоянии и, при включении трансформатора, он сразу же отключался. Струйное реле РПН может так же сработать при доливке масла в бак РПН снизу. Поэтому, при вводе трансформатора в работу, необходимо проверить не сработанное положение струйного реле РПН по отсутствию красного флажка в смотровом окошке реле.

Расчет резервных защит трансформаторов.

В качестве резервной защиты трансформатора устанавливается защита от перегрузки, максимальная токовая защита трансформатора (МТЗ). Исходные данные приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Исходные данные для расчета резервных защит

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны	
		115 кВ	10,5 кВ
Первичные токи защищаемого трансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.ПРОХ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	125,5	687,3

МТЗ на ВН отстраивается от номинального тока:

$$I_{С.З.} = 1,3 \cdot I_{НОМ.ВН},$$

$$I_{С.З.} = 1,3 \cdot I_{НОМ.ВН} = 1,3 \cdot 125,5 = 163,15 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты определяем при двухфазном коротком замыкании на стороне ВН Т1 в минимальном режиме энергосистемы.

Сторона НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗПРИВВН}}^{(2)}}{I_{СЗ}}, \quad (4.15)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗПРИВВН}}^{(2)}}{I_{СЗ}} = \frac{1287 \cdot 0,87}{163,15} = 6,86.$$

МТЗ на НН отстраивается от номинального тока:

$$I_{С.З.} = 1,3 \cdot I_{НОМ.НН}$$

$$I_{С.З.} = 1,3 \cdot I_{НОМ.НН} = 1,3 \cdot 687,3 = 893,49 \text{ А}$$

Чувствительности защиты определяем при двухфазном коротком замыкании на стороне НН Т1 в минимальном режиме энергосистемы.

Сторона НН:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.ВН}}^{(2)}}{I_{СЗ}}, \quad (4.16)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗПРИВВН}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}} = \frac{6823 \cdot 0,87}{893,49} = 6,64$$

По ПУЭ коэффициент чувствительности при КЗ в конце зоны защиты должен быть порядка 1,5.

Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне ВН с действием на сигнал.

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток ВН выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{н}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{k_{\text{в}}},$$

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{н}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{k_{\text{в}}} = 1,05 \cdot \frac{125,5}{0,95} = 138,7 \text{ , } A.$$

где $K_{\text{н}} = 1,05$ – коэффициент отстройки, равный 5% перегрузке трансформатора сверх номинального;

$K_{\text{в}} = 0,95$ – коэффициент возврата реле.

$$I_{\text{сззВтор}} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{138,7}{200} \cdot 5 = 3,46 \text{ } A$$

Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне НН с действием на сигнал.

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток НН выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{н}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{k_{\text{в}}},$$

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{н}} \cdot \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{k_{\text{в}}} = 1,05 \cdot \frac{687,3}{0,95} = 759,6 \text{ } A,$$

$$I_{\text{сззВтор}} = \frac{I_{\text{СЗ}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{759,6}{1500} \cdot 5 = 2,53 \text{ } A.$$

Защита от охлаждения на стороне ВН:

$$I_{\text{С.З.}} = k_{\text{н}} \cdot I_{\text{НОМ.ВН}},$$

$$I_{C.3.} = k_n \cdot I_{ном.вн} = 0,8 \cdot 125,5 = 100,4 \text{ A},$$

$$I_{сзВтор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{100,4}{200} \cdot 5 = 2,51 \text{ A}.$$

На стороне НН:

$$I_{C,3,} = k_n \cdot I_{ном.нн},$$

$$I_{C,3,} = k_n \cdot I_{ном.нн} = 0,8 \cdot 687,3 = 549,84 \text{ A},$$

$$I_{сзВтор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{549,84}{1500} \cdot 5 = 1,83 \text{ A}.$$

4.3 Релейная защита линий 110 кВ

Для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью согласно ПУЭ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю и защита от неполнофазного режима.

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных КЗ. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивлений сети, т.е. являются минимальными. Основным преимуществом дистанционных защит по сравнению с токовыми защитами является независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени: все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем; все КЗ в пределах II зоны – с большим временем; КЗ в пределах III зоны отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами дистанционной защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II степеней) и пусковыми органами (реле III ступени). Отдельная ступень защиты выполняется ускоренной, это 3 ступень, передача может производиться по каналу связи или по оптоволокну, которое может быть выполнено в встроенном в грозозащитный трос или выполнено самонесущим кабелем.

При расчете дистанционной защиты используют полные сопротивления линий Z_w (таблица 4.5), которые имеют активно-индуктивный характер, поэтому сопротивление от места установки защиты до места к.з. задается в

комплексной форме.

Проведем расчет уставок срабатывания дистанционной защиты отходящей линии 110 кВ.

Таблица 4.5 – Расчетные данные для дистанционной защиты линий

№ ЛЭП	Марка провода	Длина линий, км	Полное сопротивление линий, Ом
W ₄	АС-120	38	$Z_{Л4} = 9,46 + j \cdot 15,73 = 18,3e^{j59^\circ}$
W ₅	АС-120	45	$Z_{Л5} = 11,21 + j18,63 = 21,7e^{j59^\circ}$
W ₆	АС-120	50	$Z_{Л6} = 12,45 + j20,7 = 24,1e^{j59^\circ}$

Уставка срабатывания I степени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приемной подстанции.

$$z_{с.з.}^I = K_3 \cdot Z_{W1} \quad (4.17)$$

где $K_3=0,85$ – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения;
 Z_{W1} – полное сопротивление линии W1.

По формуле (4.17) определяется уставка срабатывания I степени:

$$z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot (9,46 + j15,73) = 8 + j13,37 = 15,6e^{j59^\circ} \text{ Ом}$$

Первая ступень дистанционной защиты действует без выдержки времени. Отстройка от КЗ на шинах подстанции в месте установки защиты не производится, т.к. все ступени защиты выполнены направленными.

Уставка срабатывания II степени выбирается по условию согласования с дистанционными защитами смежных линий:

$$z_{с.з.}^{II} = K_3 \cdot z_{W1} + \frac{K'_3}{K_{ток}} \cdot z_{Лсм.}^{(II)}, \quad (4.18)$$

где $K'_3=0,78$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых защит линий;

$K_{ток} = \frac{I_{з.выб.}}{I_{з.см.}}$ – коэффициент токораспределения, определяемый по трехфазному КЗ в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

$I_{з.выб.}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока той защиты, для

которой выбирается уставка;

$I_{3.см.}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока смежной защиты, с которой производится согласование;

$z_{Л.см.}^{(II)}$ – уставка срабатывания первой (или второй) ступени защиты смежной линии.

Для расчета $K_{ток}$ сделаем КЗ на 6 узле (рисунок 4.3).

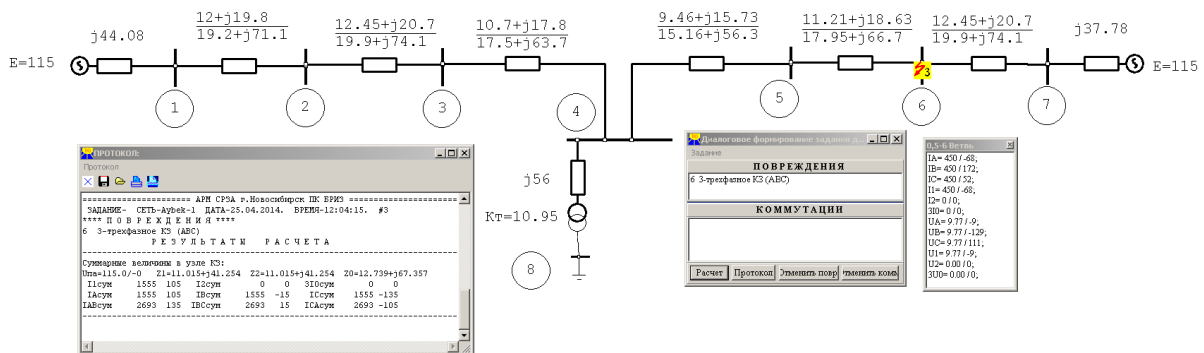


Рисунок 4.3– Расчет тока КЗ в 6 узле для второй ступени ДЗ

$$K_{ток} = \frac{I_{3.выб.}}{I_{3.см.}} = \frac{420}{420} = 1,$$

$$Z_{C.3.W1}^{II} = 8 + j13,37 + \frac{0,78}{1} \cdot [0,85 \cdot (11,21 + j18,63)] = 15,4 + j25,7 = 30e^{j59^\circ} \text{ Ом},$$

$$K_{\eta} = \frac{Z_{c.з.W1}^{II}}{Z_{W1}} > 1,25,$$

$$K_{\eta} = \frac{30e^{j59^\circ}}{18,3e^{j59^\circ}} = 1,64 > 1,25.$$

т.е. вторая ступень защиты проходит по чувствительности.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t=0,3$ с) больше выдержек времени второй ступени линии W2:

$$t_{c.з.}^{II} = t_{c.з.см}^{(III)} + \Delta t, \quad (4.19)$$

$$t_{C.з.}^{II} = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с.}$$

Уставка срабатывания третьей ступени защиты выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается либо по длительному допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы, в последнем случае указывается $\cos\varphi$ нагрузки:

$$Z_{с.з.Л1}^{III} = \frac{U_{\min \text{ экпл.}}}{\sqrt{3} \cdot K_H \cdot K_B \cdot I_{\text{нагр. max}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{нагр.}})} \quad (4.20)$$

где $U_{\min \text{ экпл.}}$ – минимальное эксплуатационное напряжение, равное $0,9U_{\text{ном}}$;

$K_H=1,2$ – коэффициент надежности;

$K_B=1,05$ – коэффициент возврата для реле сопротивления;

$\varphi_{\text{м.ч.}}=65 \div 80^\circ$ – угол максимальной чувствительности;

$\varphi_{\text{нагр.}} \leq 30 \div 45$ – угол сопротивления, обусловленного нагрузкой;

$I_{\text{нагр.}}$ – максимальный ток нагрузки.

$$I_{\text{нагр.}} = \frac{S_{\text{ном. линии}}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{P_{\text{ном. линии}}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos \varphi}, \quad (4.21)$$

$$I_{\text{нагр. max}} = \frac{48 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,9} = 267,7 \text{ А},$$

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{0,9 \cdot 115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,05 \cdot 267,7 \cdot \cos(80^\circ - 25^\circ)} = j308,87 = 308,87 e^{j90^\circ} \text{ Ом},$$

$$K_{\varphi} = \frac{Z_{с.з.Л1}^{III}}{Z_{Л1}} > 1,25, \quad (4.22)$$

$$K_{\varphi} = \frac{308,87 e^{j90^\circ}}{18,3 e^{j59^\circ}} = 16,9 e^{j31^\circ} > 1,25.$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит, аналогично выбору выдержки времени второй ступени.

$$t_{с.з.}^{III} = t_{с.з.}^{II} + \Delta t, \quad (4.23)$$

$$t_{с.з.}^{III} = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

Уставки срабатывания реле сопротивления для различных ступеней определяются следующим образом:

$$z_{c.p.} = z_{c.з.} \cdot \frac{K_{TA}}{K_{TV}} \quad (4.24)$$

где K_{TA} – коэффициент трансформации трансформатора тока;
 K_{TV} – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Уставка срабатывания реле сопротивления I ступени дистанционной защиты:

$$z_{C.P.}^I = (8 + j13,37) \cdot \frac{40}{1100} = 0,29 + j0,48 = 0,56e^{j58,8^\circ} \text{ Ом}$$

где K_{TA} – коэффициент трансформации трансформатора тока типа SAS-123 200/5. ($I_{ном}=200 \text{ А}$, $I_{втор}=5 \text{ А}$):

$$K_{TA} = \frac{200}{5} = 40$$

K_{TV} – коэффициент трансформации трансформатора напряжения типа VEOT 123 ($U_{ном}=110 \text{ кВ}$, $U_{втор}=100 \text{ В}$):

$$K_{TV} = \frac{110 \cdot 10^3}{100} = 1100$$

Уставка срабатывания реле сопротивления II ступени дистанционной защиты:

$$Z_{C.P.}^{II} = (15,6 + j26,12) \cdot \frac{40}{1100} = 0,56 + j0,95 = 1,1e^{j59,5^\circ} \text{ Ом}$$

Уставка срабатывания реле сопротивления III ступени дистанционной защиты:

$$z_{c.p.}^{III} = j310,8 \cdot \frac{40}{1100} = j11,3 = 11,3e^{j90^\circ} \text{ Ом.}$$

4.4 Токовая направленная защита нулевой последовательности линии W1

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой

последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняют многоступенчатыми с органом направления мощности или без него (в данном случае при его наличии). В качестве токового органа защиты используется реле тока, которое включается на выход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды. Для обеспечения абсолютной селективности защиты втора ступень выполняется ускоренной, по каналу связи.

Ток срабатывания отсечки первой ступени выбирается по следующему условию: выполняется отстройка от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ за выключателем смежного участка (на шинах приемной подстанции), расчет токов КЗ показана на рисунке 4.4.

$$I'_{сзW4} = K_H \cdot 3I_0, \quad (4.25)$$

где $K_H = 1,3$ – коэффициент надежности по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической составляющей и необходимый запас.

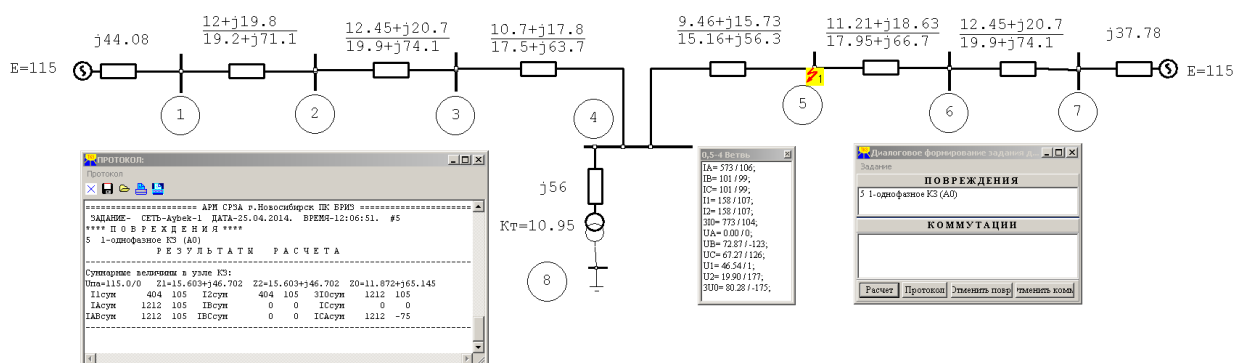


Рисунок 4.4 – Однофазное КЗ в конце защищаемой линии W4

Расчет однофазных токов КЗ для исходной схемы проводим на комплексе программе АРМ-СРЗА.

Как видно из рисунка 4.4. ток однофазного короткого замыкания составил 773 А, а ток двухфазного короткого замыкания составил 728 А.

КЗ на землю может быть двух видов: однофазное КЗ на землю и двухфазное КЗ на землю, соответственно появляются два условия:

$$I'_{сзW4} = K_H \cdot 3I_0^{(1)}, \quad (4.26)$$

$$I'_{сзW4} = K_H \cdot 3I_0^{(1,1)}. \quad (4.27)$$

Результаты расчетов тока КЗ:

$$3I_0^{(1)} = 773 \text{ A,}$$

$$3I_0^{(1,1)} = 728 \text{ A.}$$

Из двух условий выбирается наибольший ток I_0 , и для этого значения рассчитывается ток срабатывания первой ступени:

$$I_{сзW4}^I = 1,3 \cdot 773 = 1004,9 \text{ A}$$

Ток срабатывания второй ступени защиты линии W4 защиты (отсечки с выдержкой времени) выбирается по условию согласования с первой ступенью защиты предыдущей линии или защиты от замыканий на землю стороне смежного напряжения (рисунок 4.5).

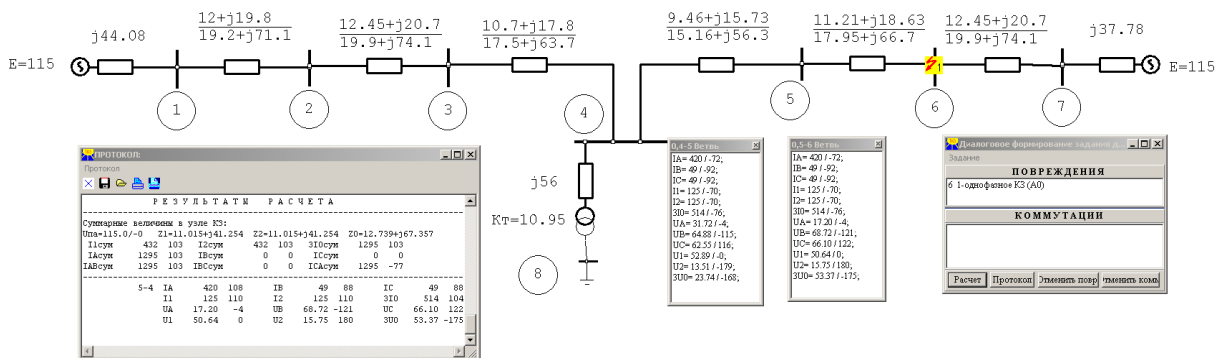


Рисунок 4.5 – Однофазное КЗ в конце защищаемой линии W5

Ток срабатывания защиты второй ступени:

$$I_{сзW4}^{II} = K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{с.з.W5}^I \quad (4.28)$$

где $K_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической составляющей и необходимый запас;

$K_{ток}$ – максимальный коэффициент токораспределения для защищаемой линии при замыкании на землю в конце зоны, защищаемой той ступенью защиты предыдущего элемента, с которой производится согласование, равен отношению токов в месте установки рассматриваемой защиты и защиты, с которой производится согласование;

$I_{с.з.W5}^I$ – ток срабатывания ступени защиты предыдущего элемента, с которой производится согласование.

Ток срабатывания первой ступени защиты линии W5 равен:

$$I_{сзW5}^I = K_{отс} \cdot 3I_0^{(1)} \quad (4.29)$$

где $K_{отс} = 1,3$ - коэффициент надежности по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической составляющей и необходимый запас.

$$I_{сзW5}^I = 1,3 \cdot 514 = 668,2 \text{ A,}$$

$$k_{ток} = \frac{3I_{03.ввб}}{3I_{03.см}} = \frac{514}{514} = 1.$$

тогда, ток срабатывания второй ступени защиты линии W4:

$$I_{сз}^{II} = 1,1 \cdot 1 \cdot 668,2 = 735 \text{ A}$$

Чувствительность второй ступени защиты проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме:

$$K_{\chi} = \frac{I_{КЗ}}{I_{сзL5}} \succ 1,5, \quad (4.30)$$

$$K_{\chi} = \frac{773}{735} = 1,05 \prec 1,5.$$

Вторая ступень защиты линии W4 не проходит по чувствительности, поэтому проведем расчет первой ступени защищаемой линии W6. Рассчитаем ток короткого замыкания в конце линии W6 (рисунок – 4.6).

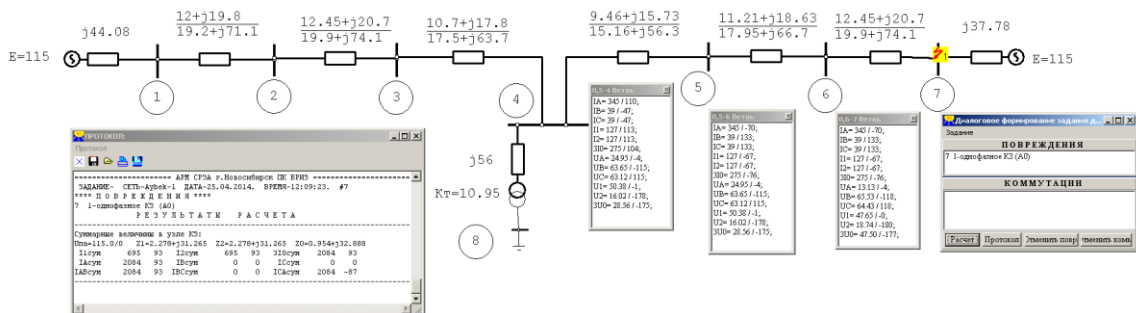


Рисунок 4.6 - Однофазное короткое замыкание в конце защищаемой линии W6

Ток срабатывания первой ступени защиты линии W6 равен:

$$I_{сзW6}^I = K_{отс} \cdot 3I_0^{(1)}, \quad (4.31)$$

$$I_{сзW6}^I = 1,3 \cdot 275 = 357,5 \text{ А},$$

$$k_{ток} = \frac{3I_{03.выб}}{3I_{03.см}} = 1.$$

тогда, ток срабатывания второй ступени защиты линии W5:

$$I_{сз}^{II} = 1,1 \cdot 1 \cdot 357,5 = 393,25 \text{ А}$$

далее проведем расчет тока срабатывания третьей ступени защиты линии W4:

$$I_{сз}^{III} = 1,1 \cdot 1 \cdot 393,25 = 432,575 \text{ А}$$

Чувствительность второй ступени защиты проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме.

$$K_{\eta} = \frac{I_{КЗ}}{I_{сзL5}^{II}} \succ 1,5, \quad (4.32)$$

$$K_{\eta} = \frac{773}{432,575} = 1,78 \prec 1,5.$$

Третья ступень защиты линии W4 проходит по чувствительности, это означает, что третья ступень надёжно защищает конец линии W4, поэтому переходим к выбору выдержки времени.

Выдержка времени третьей ступени принимается равной ступени селективности:

$$t_{W5}^{III} = \Delta t, \quad (4.33)$$

$$\Delta t = 0,5 \text{ с}.$$

Проведем расчет токов срабатывания реле ступеней ТЗНП.

ТЗНП подключается к линии через фильтр $3I_0$ собранный из трансформаторов тока, поэтому уставки срабатывания реле ТЗНП должны задаваться во вторичных токах.

$$i_{C.P.}^I = \frac{I_{c3W4}^I}{n_{TA}} \quad (4.34)$$

где $n_{та}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока типа SAS-123,200/5. ($I_{НОМ}=200$ А, $I_{ВТОР}=5$ А):

$$n_{та} = \frac{200}{5} = 40,$$

$$i_{C.P.}^I = \frac{I_{c3W4}^I}{n_{TA}} = \frac{1004,9}{40} = 25 \text{ А},$$

$$i_{C.P.}^{II} = \frac{I_{c3W4}^{II}}{n_{TA}} = \frac{735}{40} = 18,375 \text{ А},$$

$$i_{C.P.}^{III} = \frac{I_{c3W4}^{III}}{n_{TA}} = \frac{432,575}{40} = 10,81 \text{ А}.$$

5 Специальная часть. Параметрирование и проверка РЗиА силового трансформатора ПС 110/10/10 кВ

5.1 Расчеты уставок ДЗТ в относительных единицах

Расчет уставок для терминала производства SIEMENS 7UT613 необходимо проводить в относительных единицах. Расчет основной и резервной защиты трансформатора ПС «Карабутас» - 110/10/10кВ приведен в приложении А.

5.2 Описание терминалов защиты

Термина основных защит трансформатора 7UT613.

Система цифровой дифференциальной защиты 7UT6 (рисунок 5.1) является быстрой и селективной защитой от коротких замыканий в трансформаторах всех уровней напряжения, во вращающихся машинах, в последовательных и шунтирующих реакторах, или на коротких линиях и минишинах с количеством отходящих линий от 2 до 5 (в зависимости от версии устройства). Так же, она может быть использована в качестве однофазной защиты шин с количеством отходящих линий от 9 до 12 (в зависимости от версии устройства). Можно выполнить индивидуальное конфигурирование, которое будет подходить для защищаемого объекта.



Рисунок 5.1 – Терминал дифференциальной защиты трансформатора 7UT613

Устройство также может использоваться при двухфазных подключениях

и в тяговых системах с номинальной частотой 16,7 Гц. Основным преимуществом принципа действия дифференциальной защиты является мгновенное отключение в случае короткого замыканий в любой точке защищаемой зоны. Трансформаторы тока по концам сети ограничивают защищаемую зону. Этот твердый предел является причиной абсолютной селективности схемы дифференциальной защиты. При использовании терминала в качестве защиты трансформатора, устройство обычно подключается к выводам трансформаторов тока, которые отделяют силовой трансформатор от энергосистемы.

Смещение фаз и межцепление токов, возникающие благодаря соединению обмоток трансформатора, обрабатываются в устройстве с помощью расчетных алгоритмов. Условия заземления нейтрали могут быть адаптированы по желанию пользователя, они автоматически учитываются в алгоритмах расчетов. Более того, с помощью внутренних расчетов, существует возможность комбинирования токов, протекающих по разным выводам трансформатора тока с токами обмотки силового трансформатора.

При защите трансформаторов, генераторов, двигателей или шунтирующих реакторов с заземленными нейтралью, ток, протекающий между нейтралью и землей может быть измерен и использован для высокочувствительной защиты от замыканий на землю. Стандартные входы по току устройства, количеством от 9 до 12 (в зависимости от версии устройства), позволяют выполнять однофазную защиту шин с количеством отходящих линий от 9 до 12. В этом случае, на одной фазе устанавливается один терминал.

В противном случае, может быть организована защита шин с количеством отходящих линий от 6 до 12, при использовании одного единственного реле 7UT6. Для этого необходимо установить (внешние) суммирующие трансформаторы. Если для дифференциальной защиты защищаемого объекта не требуются все аналоговые входы, то оставшиеся входы могут быть использованы для различных, независимых защит или целей измерения. Если терминал 7UT635 (с 5 трехфазными входами по току) используется для защиты трехобмоточного силового трансформатора, то оставшиеся 2 входа по току могут быть использованы для максимальной токовой защиты с выдержкой времени другого объекта, например, промежуточной цепи системы. Один или два дополнительных входа по току могут иметь большую чувствительность. Они могут быть использованы, например, для определения небольших токов утечки из бака трансформатора или реактора. Измерение напряжения возможно при наличии внешнего сопротивления.

При защите трансформаторов (автотрансформаторов), генераторов и шунтирующих реакторов с помощью терминала 7UT6 может быть сформирована система защиты ячейки с реле, имеющим большое сопротивление. В этом случае, токи всех трансформаторов тока (одинакового

типа), расположенных по концам защищаемой зоны, заводятся на обычный (внешний) резистор с высоким сопротивлением, ток которого измеряется с помощью высокочувствительно входа по току терминала 7UT6.

Устройство имеет функции резервной максимальной токовой защиты с выдержкой времени для всех типов защищаемых объектов. Эти функции могут быть использованы для любой стороны или точки замера. Термическая защита от перегрузки доступна при любом типе машины. Для учета температуры масла, она может быть дополнена оценкой температуры точки кипения и скорости старения, при использовании внешнего RTD-ящика. Защита от несбалансированной нагрузки позволяет определять несимметричные токи. С ее помощью можно определить по фазные повреждения и токи обратной последовательности, которые особенно опасны для вращающихся машин.

Версии устройств, в которых имеются измерительные входы по напряжению могут включать в себя защиту от перевозбуждения для определения увеличения индукции в объектах с параллельным реактивным сопротивлением, таких как силовые трансформаторы или шунтирующие реакторы. Данная защита контролирует коэффициент U/f , который пропорционален магнитному потоку или индукции B в железном сердечнике. Это позволяет обнаруживать неизбежное насыщение железа, которое может происходить на подстанциях, например, после (полной) потери нагрузки или уменьшения частоты. Версия устройства, разработанная для применения при двухфазных соединениях и частоте 16,7 Гц, может быть использована при тяговом снабжении (трансформаторы или генераторы), она содержит все необходимые для данного применения функции (дифференциальную защиту, ограниченную защиту от замыканий на землю, максимальную токовую защиту, защиту от перегрузки). Защита от отказа выключателя проверяет реакцию одного выключателя после выдачи ему команды на отключение. Она может быть привязана к любой из сторон или точке замера защищаемого объекта.

Устройство резервной защиты трансформатора 7SJ63.

Защитные функции SIPROTEC 4 7SJ63 (рисунок 5.2) перечислены в расположенном ниже списке со всеми возможными опциями. Набор текущих свойств устройства зависит от заказанной модели.

Максимальная токовая защита:

- две ступени максимального тока с независимой выдержкой времени и ступень с инверсной временной характеристикой, обе для фазной защиты и для земляной защиты (50-1, 50-2, 51, 50N-1, 50N-2, 51N);

- ступени 50 и 50N могут быть заданы с независимыми выдержками времени;

- возможность задания ANSI и IEC временных характеристических кривых или определяемых пользователем характеристик для ступеней 51 и 51N;

- возможность блокировки защиты шин с обратной блокировкой или защиты линии по сравнению направлений мощности;

- ограничение бросков тока второй гармоники ступеней 50, 50N, 51, 51N при включении трансформаторов;
- быстродействующее отключение любой ступенью максимального тока при ручном включении выключателя, по выбору (защита от включения на повреждение).



Рисунок 5.2 - Многофункциональное реле защиты с функциями местного управления 7SJ6

Направленная максимальная токовая защита:

- две направленные ступени максимального тока с независимой выдержкой времени и направленная ступень с инверсной временной характеристикой, обе для фазной защиты и для земляной защиты. (67-1, 67-2, 67-ТОС, 67N-1, 67N-2, 67N-ТОС). Ступени 67 и 67N могут действовать на отключение с независимой выдержкой времени или без нее. Ступени 67-ТОС и 67N-ТОС могут действовать с инверсной временной характеристикой. Направленные ступени максимального тока являются независимыми от ненаправленных ступеней максимального тока;

- определение направление вычисляется для каждой фазы, и направление определяется независимо при междуфазных повреждениях (с помощью линейного напряжения и тока неповрежденной фазы) и при замыканиях на землю (с помощью величин нулевой последовательности).

Функция загробления токовых защит при включении:

– динамические настройки величин срабатывания и выдержек времени на отключение для направленной и ненаправленной максимальных токовых защит при длительно отключенной нагрузке.

– условия для загробления токовых защит при включении наступают, если выключатель находится в отключенном положении в течение длительного периода времени. Положения силового выключателя определяется с помощью блок-контактов или состояния чувствительной ступени максимального тока.

Чувствительная защита от замыканий на землю:

– идеальная для обнаружения замкнутой на землю фазы в незаземленных сетях;

– напряжение смещения ($3 \cdot U_0$) вычисляется из измеренных трех фазных напряжений, или измеряется на выходе, например, трансформатора напряжения, соединенного по схеме открытый треугольник;

– две чувствительные ступени максимального тока от замыканий на землю 50Ns-1 и 50Ns-2, которые могут действовать с независимой выдержкой времени;

– высокая чувствительность ступеней 50Ns-1 и 50Ns-2 по току срабатывания (до 3 мА);

– чувствительная ступень максимального тока от замыканий на землю 51Ns может использоваться вместо ступени 50Ns-1, по выбору;

– вид характеристической зависимости тока от времени для ступени 51Ns задается пользователем;

– две ступени максимального тока от замыканий на землю 67Ns-1 и 67Ns-2 могут действовать не направленно, в прямом или обратном направлениях;

– определение направления повреждения производится путем вычисления активной или реактивной составляющих мощности нулевой последовательности, в зависимости от заданной уставки;

– возможность настройки характеристик направленности для ступеней 67Ns-1 и 67Ns-2;

– включена стабилизация фазных токов для согласования с током насыщения трансформаторов.

Токосная защита обратной последовательности:

– две ступени 46-1 и 46-2 с независимой временной характеристикой и ступень с инверсной временной характеристикой 46-ТОС;

– возможность задания ANSI и IEC временных характеристических кривых для ступени 46-ТОС;

Защита пусковых режимов двигателей:

– токи, связанные с отключением, основаны на оценке пускового тока двигателя;

– защита заблокированного ротора.

Защита от термических перегрузок:

– повышение температуры защищаемого оборудования вычисляется с помощью тепловой однородной модели, которая учитывает энергию поступающую в оборудования и потери энергии. Защита от термической перегрузки имеет возможность действия по памяти;

– устанавливаемые сигнальные уровни на основе повышения величины температуры и тока;

– дополнительная уставка постоянной времени для вращающихся и остановленных двигателей.

Блокировка от многократных пусков двигателя:

– температура ротора вычисляется на основе токов статора

– разрешение на пуск только в случае, если ротор имеет достаточный запас по температуре для полного пуска;

– возможность преодоления блокировки пуска при необходимости аварийного запуска.

Защита по напряжению:

– две ступени от понижения напряжения 27-1 и 27-2 на основе измерения напряжения прямой последовательности;

– возможность контроля по току для ступеней 27-1 и 27-2;

– регулируемое напряжение возврата для ступени 27-1;

– отдельная защита от повышения напряжения 59-1.

Частотная защита:

– четыре ступени, которые могут независимо настраиваться на срабатывание при повышении или понижении частоты, а также соответствующие выдержки времени;

– Нечувствительность к гармоникам и резким изменениям фазных углов;

– возможность блокировки защиты от понижения напряжения.

Защита от отказа выключателя (УРОВ):

– отказ выключателя определяется по протеканию тока после выдачи сигнала на отключение. По выбору, может быть оценено положение выключателя (через двоичный вход);

– защита от отказа выключателя пускается при действии любой внутренней защитной функции на отключение выключателя (внутренний пуск);

– возможность запуска через двоичный вход от внешних защитных устройств (внешний пуск);

– возможность пуска через встроенную функцию управления (управляемый пуск).

Автоматическое повторного включения:

– один или несколько циклов;

– длительность бестоковой паузы для первого, второго, третьего и четвертого циклов может задаваться независимо для каждого из них. Длительность бестоковой паузы для остальных циклов такая же, как и для четвертого цикла;

- возможность выбора защитных ступеней для пуска АПВ. Выбор можно осуществить отдельно для фазных и земляных повреждений;
- возможность контроля реакции выключателя в течение цикла повторного включения.

Определение места повреждения:

- запуск функции может происходить по команде отключения, возврату команды отключения, по действию защитной ступени, по внешней команде с помощью двоичного входа;
- расстояние до места повреждения вычисляется и отображается во вторичных омах, милях или километрах.

Чередование вращения фаз:

- задание направления чередования вращения фаз ABC или ACB с помощью уставки (статическое) или с помощью двоичного входа (динамическое);

Определяемые пользователем функции:

- возможность логического объединения внутренних и внешних сигналов для создания определяемых пользователем функций;
- возможность программирования всех общих логических функций (AND, OR, NOT, XOR и т.д.);
- возможность задания выдержек времени и предельных величин;
- обработка измеряемых величин, включая компенсацию отклонения измерений от заданной нулевой точки, добавление изогнутой (нелинейной) характеристики для входов к которым подключаются преобразователи, контроль отклонения от нулевой точки.

Функции контроля:

- работоспособность устройства 7SJ63 сильно возрастает из-за наличия самодиагностики внутренних измерительных цепей, блока питания, аппаратного и программного обеспечения;
- контроль вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения по сумме и симметрии;
- контроль цепей отключения;
- чередования вращения фаз.

Управление выключателем:

- выключатель может быть отключен или включен с помощью управляющих клавиш (только в 7SJ63) или программируемых функциональных клавиш на лицевой панели устройства, через SCADA, или через передний пользовательский интерфейс с подключенным ПК и программой DIGSI 4.48;
- контроль выключателя с помощью его блок - контактов;
- контроль вероятности положения выключателя, контроль выполнения условий блокировки.

Другие функции:

- часы, с питанием от дополнительной батареи, которые могут быть

синхронизированы с помощью сигнала IRIG-B (или DCF77), сигнала двоичного входа, или команды системного интерфейса;

- запись и сохранение в хронологическом порядке данных о последних восьми повреждениях;
- запись, сохранение и передача осциллограммы;
- запись статистики выключателя, включая число выданных сигналов на отключение, отключенных токов по каждой фазе выключателя;
- отслеживание времени работы, когда защищаемое оборудование находится под нагрузкой;
- средства для помощи при наладке, такие как контроль соединения, определения направления, и запуск регистратора по требованию.

5.3 Составление конфигурации, параметрирование РЗА на базе программного обеспечения «DIGSI» терминалов «Siemens» серии 7UT613 и 7SJ6

Для составления конфигурации и параметрирования терминалов «Siemens» необходимо программное обеспечение «DIGSI 4.84». Программа устанавливается на обычную платформу Windows. Связь с терминалом осуществляется через кабель с оптопортом или входом RS со стороны терминала и COM порта или CARD-Reader со стороны компьютера.

Параметрирование можно производить как подключенным терминалом так и без.

Для работы без подключения необходимо выбрать режим параметрирования Off-line после создания проекта.

После параметрирования и конфигурирования терминала необходимо записать введенные уставки в терминал с последующим подключением к нему.

Подробное описание составления конфигурации и параметрирование терминала приведен в приложении Б.

5.4 Описание испытательного устройства «OMICRON 256-6»

Проверка работы защиты будет производиться с помощью устройства «OMICRON 256-6», вид приведен на рисунке 5.3, на котором можно имитировать как нормальные так и аварийные режимы (все виды короткого замыкания).

«СМС 256-6» - испытательный комплект для схем 4-хфазного напряжения/6-ти фазного тока. Он имеет комплект на шесть фаз СМС 256-6 и с 6 x 12,5 А выходами по току.

Также имеются дополнительные характеристики:

- выходы по напряжению от 0 до 300 В, для испытания реле защиты с

более высокими требованиями по напряжению (однофазное напряжение до 600 В), первичных преобразователей и измерительных приборов в промышленных условиях;

- четвертый, независимо контролируемый выход по напряжению от 0 до 300 В, для удобства при испытаниях синхронизирующих устройств или для генерации остаточного напряжения;

- выходы по току 6 x 12,5 А или 3 x 25 А.

Более высокие значения мощности для испытания электромеханических реле без использования дополнительного усилителя. Наличие шести выходов по току (СМС 256-6) позволяет проводить испытание дифференциальной защиты по схеме двухобмоточного трансформатора без использования дополнительного внешнего усилителя по току:

- независимый источник постоянного тока (напряжение - от 0 до 264 В, мощность - 50 Вт), для электроснабжения реле;

- аналоговые измерительные входы (с опцией ПО EnerLyzer).



Рисунок 5.3 – Устройство проверки защиты «OMICRON 256-6»

Дополняет все десять двоичных входов функцией измерения аналоговых сигналов по напряжению до 600 В и по току (с токоизмерительными зажимами). Измерение, регистрация и анализ по амплитуде, частоте, фазе, мощности сигналов переходных процессов, инициирующих событий (таблица 5.1).

Его высокая точность позволяет выполнять калибровку различных измерительных устройств, включая счетчики электроэнергии класса 0.2, измерительные преобразователи, устройства измерения качества электроэнергии и векторные измерительные модули (PMU).

SMControl — это передняя панель управления для использования с испытательными комплектами СМС 356, СМС 256plus, СМС 353, СМС 310, и СМС 256-61. Она используется как альтернатива мощному программному обеспечению Test Universe на базе ПК. Постоянная готовность к работе и

легкость в управлении делают ее идеальной для быстрой проверки объектов испытания.

Таблица 5.1 – Технические характеристики «OMICRON 256-6»

Генераторы / усилители напряжения	
Диапазон регулирования	
U, 4-фазн. перем. тока (L-N)	4 x 0 – 300 В (VL4(t) автоматически рассчитывается: VL4=(VL1+VL2+VL3) * C или произвольно программируется)
U, 1-фазн. перем. тока (L-L)	1 x 0 - 600 В
U пост. тока (L-N)	4 x 0 - ±300 В
Мощность	
P, 3-фазн. перем. тока (L-N)	3 x 85 ВА при 85 - 300 В
P, VL4 перем. тока (L-N)	1 x 85 ВА при 85 - 300 В
P, 4-фазн. перем. тока (L-N)	4 x 50 ВА при 75 - 300 В
P, 1-фазн. перем. тока (L-N)	1 x 150 ВА при 75 - 300 В (типов. 200 ВА при 100 - 300В)
P, 1-фазн. перем. Тока (L-L)	1 x 150 ВА при 150 - 600 В
P пост. тока (L-N)	1 x 360 Вт при ±300 В
Точность	ошибка < 0,025% типов. (<0.1% гарантир.) при U=30-300 В
Коэф. искажений (коэф. гарм N)2	<0,015% типов. (<0,05% гарантир.)
Диапазон выходного напряжения	150 В, 300 В
Разрешение по напряжению	5 мВ в диапазоне 150 В
	10 мВ в диапазоне 300 В
Комплект СМС 256-6 – Генераторы/усилители тока	
Усилители тока – группа А и/или В	
Диапазон 12,5 А	
Диапазон регулирования	
I, 3-фазн. перем. тока (L-N)	6 x 0 - 12,5 А
I, 1-фазн. перем. тока (3L-N)	2 x 0 - 37,5 А
I пост. тока (3L-N)	2 x 0 - ±17,5 А
Мощность	
P, 3-фазн. перем. тока (L-N)	6 x 70 ВА при 7,5 А
P, 1-фазн. перем. тока (3L-N)	2 x 210 ВА при 22,5 А
P, 1-фазн. перем. тока (L-L)	2 x 140 ВА при 7,5 А
P, пост. тока (3L-N)	2 x 235 Вт при ±17,5 А
Разрешение по току	500 мкА
Диапазон 1,25 А	
Диапазон регулирования	
I, 3-фазн. перем. тока (L-N)	6 x 0 - 1,25 А
Мощность	
P, 3-фазн. перем. тока (L-N)	6 x 12,5 ВА при 1,25 А
Разрешение по току	50 мкА
Группа А и В последовательно	Внешнее подсоединение (I _{L2A} - I _{L2B})
Мощность	
P, 1-фазн. перем. тока (I _{L1A} -I _{L1B})	280 при 7,5 А (40 В _{действ})

Наличие интуитивно понятного сенсорного пользовательского интерфейса позволяет с легкостью и удобством настраивать испытания. Кроме того, диск управления позволяет эффективно корректировать выходные величины. В зависимости от предпочтительного рабочего положения, СМControl можно либо закрепить на испытательном комплекте СМС в качестве прибора передней панели управления, либо отсоединить и использовать в качестве портативного контрольно-измерительного прибора. Магнитные элементы, расположенные на тыльной стороне, позволяют легко подсоединять ее к стандартным защитным шкафам.

5.5 Проверка РЗиА с помощью испытательного устройства «OMICRON 256-6»

Подключение испытательного устройства «OMICRON 256-6» к терминалу защит приведена на рисунке 5.4. Согласно схеме вторичных цепей приведенных в схемах испытательное устройство подключается к входам ТТ терминала с учетом начала и конца вторичных выводов.



Рисунок 5.4 – Подключение испытательного устройства «OMICRON 256-6»

Для проведения испытания дифференциальной защиты трансформатора в «OMICRON 256-6» загружается характеристика срабатывания ДЗТ приведенная на рисунке 5.5.

Расчет характеристики срабатывания ДЗТ проведен в Excel. Испытательное устройство «OMICRON 256-6» берет данную характеристику как за исходное значение, с учетом небольшой погрешности, имитирует токи КЗ и выводит протокол проверки защиты.

Протокол проверки основных и резервных защит трансформаторов Т1 и

T2 приведен в приложении В.

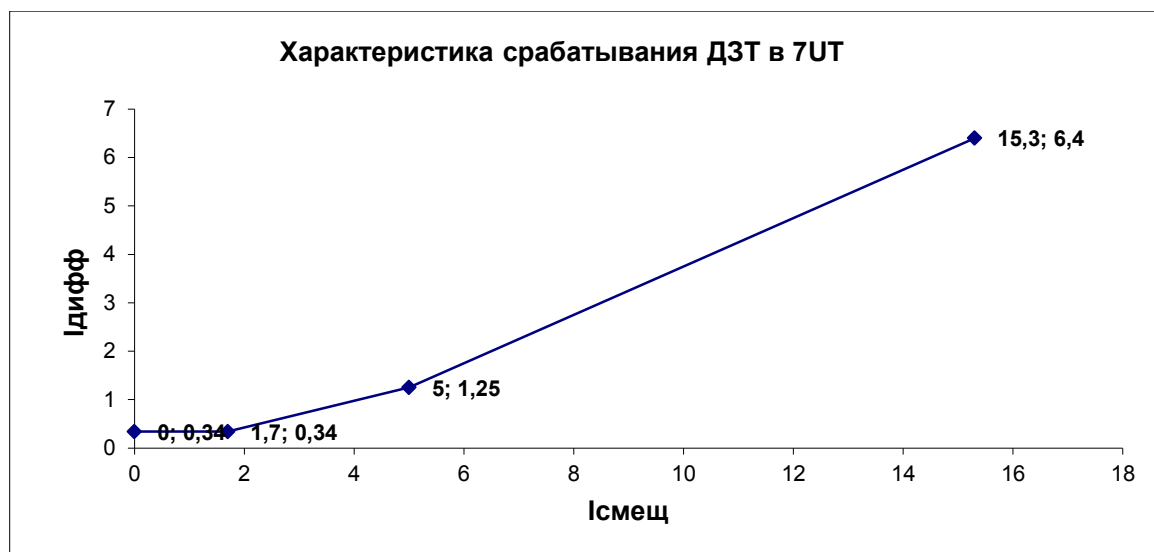


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания ДЗТ

Протокол проверки составляется испытательным устройством автоматически, после его можно вывести на бумажный вариант и использовать как основной документ подтверждающий срабатывание защиты.

6 Экономическая часть

6.1 Общая часть

Цели экономической части.

Целью экономической части является оценка эффективности сооружения ОРУ 110/10-10 кВ подстанции «Карабутас» Актюбинской области.

В целях обеспечения бесперебойного транзита мощности через подстанцию «Карабутас» была выбрана схема № 110-5АН, где на высокой стороне установлены 3 выключателя на четыре присоединения.

Установленная мощность трансформаторов 2х25 МВА.

Основной задачей расчёта являются определение экономической эффективности, включающей в себя оценку инвестиционной приемлемости проекта и срока окупаемости данного проекта.

Анализ рынка сбыта.

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района в перспективе, строительство ПС позволит РЭК реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Потребителями проектируемой подстанции являются коммунально-бытовые и производственные цеха с различными нагрузками, которые покрывает данная подстанция, где ТОО «АиК» является энергосберегающей организацией и гарантирующим поставщиком.

Тарифы на электроэнергию.

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

Для стоимостной оценки результата используются прогнозируемые цены и тарифы, поскольку завершение строительства новой подстанции 110/10кВ запланировано к 2016 году. Тариф, прогнозируемый на 2016 год в Актюбинской области составит 15,3 тенге.

План производства.

Планируемый срок строительства ПС ОРУ принят равным 12 месяцам начиная с 2015 года. Годовой объём передаваемой электроэнергии подстанции ОРУ составит около 154 млн. кВт·ч:

$$\mathcal{E}_{год} = n \cdot K_3 \cdot S_{ном.тр} \cdot \cos \varphi \cdot 5500,$$

$$\mathcal{E}_{год} = 2 \cdot 0,7 \cdot 25 \cdot 0,8 \cdot 5500 = 154 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Объём передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов мощностью 25 МВА, $\cos\varphi=0,8$, коэффициента загрузки данной подстанции, который принимаем равным 0,7 и планируемого количества часов использования максимума

загрузки для данной подстанции, которое составит 5500 часов.

Организационный план.

Проект производства работ на сооружение подстанции разрабатывается на основе следующих исходных материалов: рабочих чертежей и смет, утвержденного проектного задания, данных о рабочих кадрах и организационной структуре строительства, метеорологических, почвенно-грунтовых и гидрологических условий строительства, исполнительных схем прохождения подземных коммуникаций для реконструируемых подстанций (кабели, заземления, водопровод, канализация).

Организационная структура управления: Генеральный Директор ТОО «АиК», Исполнительный Директор, Главный бухгалтер, Руководитель Проектно-технического отдела, Главный инженер, Руководитель эксплуатационно-технического отдела, Старший Мастер.

Юридический план.

ТОО «АиК» с участием государственного вложения со следующими видами деятельности:

– оказание услуг по трансформации электроэнергии (данный вид деятельности регулируется антимонопольным комитетом, и для оказания услуг устанавливается тариф для ТОО «АиК». Данный тариф позволяет иметь инвестиционные состояния покрывающие проценты банковского кредита).

– покупка электроэнергии с целью продажи её потребителям, питающимся от шин подстанции.

ТОО «АиК» является энергосберегающей организацией и гарантирующим поставщиком.

Строительство и эксплуатация рассматриваемых энергообъектов осуществляется за счет привлечения собственных средств организации и заемного капитала потенциальных инвесторов.

100% акций подстанции будут принадлежать ТОО энергокомпании.

Кредит на строительство ПС берется в Банк Центр Кредит.

Схема выплаты процентов за кредит принимается из расчета 15 % годовых, начиная с первого года эксплуатации.

Экологическая информация.

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм.

Строительство подстанции и прилегающих сетей не приведёт к ухудшению экологической ситуации в районе.

6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих:

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы (автотрансформаторы (АТ));
- компенсирующие устройства и реакторы;
- постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования

$$K_{П/СТ} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{\text{пост}}) \cdot \alpha_p \quad (6.1)$$

где K_i – расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

n_i – соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{\text{пост}}$ – постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции;

α_p – коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ должна учитывать стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ. Также дополнительно учитываются затраты на оборудование высокочастотной связи для линейных ячеек.

Расчетная стоимость трансформаторов должна включать затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, релейную защиту, строительные конструкции и строительно-монтажные работы. Общая стоимость капитальных вложений приведена в таблице 6.1.

Таблица 6.1 - Капитальные вложения в подстанцию

РУ или оборудование	Число ячеек или элементов оборудования	Цена одной ячейки или единицы оборудования, тыс. тенге.	Общая стоимость, тенге.
Ячейка РУ 110 кВ	3	49874	149 622 000
Ячейка РУ 10кВ	16	16754	268 064 000
Трансформаторы	2	130000	260 000 000
Постоянные затраты			151 342 000
		Итого	829 028 000

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории,

общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Все расчеты капиталовложений в подстанции сводятся в таблицу 6.1.

Суммарные капитальные вложения на оборудование подстанции составят

$$K_{\text{ПС}}=829\ 028\ 000 \text{ тенге}$$

6.3 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки определим по формуле:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{об/рем}}; \quad (6.2)$$

$$I_{\text{ам}} = \frac{\alpha_{\text{ам}}}{100} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (6.3)$$

$$I_{\text{об/рем}} = \frac{\alpha_{\text{об/рем}}}{100} \cdot K_{\text{ПС}}. \quad (6.4)$$

где $I_{\text{ам}}$ - ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год

$\alpha_{\text{ам}}$ - нормы отчислений на амортизацию, 3 % /год;

$I_{\text{об/рем}}$ - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год

$\alpha_{\text{об/рем}}$ - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, 6 % / год.

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 6.2.

Таблица 6.2 - Расчет эксплуатационных издержек

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге.	$\alpha_{\text{ам}},\%$	$\alpha_{\text{об}},\%$	$I_{\text{ам}}$, млн. тенге/год	$I_{\text{обсл}}$, млн. тенге/год	$I_{\text{экспл}}$, млн. тенге/год
РУ 110 кВ	149,622	3	6	4,49	8,98	13,47
РУ 10 кВ	268,064	3	6	8,04	16,08	24,13
Трансформаторы	260,000	3	6	7,80	15,60	23,40
Итого				20,33	40,66	60,99

Постоянные потери энергии:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ПОСТ}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{XX}} \cdot 8760}{10^6} = \frac{2 \cdot 25 \cdot 8760}{10^6} = 0,438 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (6.5)$$

Переменные потери энергии:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ПЕРЕМ}} = \frac{n \cdot \Delta P_{\text{К}} \cdot T \cdot (K_3)^2}{10^6} = \frac{2 \cdot 120 \cdot 4500 \cdot (0,75)^2}{10^6} = 0,53 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч} \quad (6.6)$$

Определение издержек, связанных с потерями энергии:

$$I_{\text{ПОТ}} = \Sigma \mathcal{E}_{\text{ПОТ}} \cdot C_{\text{ПОТ}} = (0,438 + 0,53) \cdot 13,8 = 10,87 \text{ млн. тенге}, \quad (6.7)$$

$$C_{\text{ПОТ}} = 13,8 \frac{\text{тг}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Общепроизводственные расходы на подстанции составят:

$$I_{\text{ПЕРЕД}} = I_{\text{ЭК}} + I_{\text{ПОТ}} = 71,86 \text{ млн. тенге} \quad (6.8)$$

6.4 Расчет себестоимости и прибыли при передаче электроэнергии

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы определяется суммарными издержками, связанными с передачей и распределением электроэнергии, и количеством энергии отпущенной потребителю:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{ПЕРЕМ}} + I_{\text{ПОСТ}}, \quad (6.9)$$

$$S = \frac{\Sigma I}{\mathcal{E}_{\text{ГОД}}}. \quad (6.10)$$

Объем выпущенной электроэнергии равен 154 млн. кВт·ч. Тогда себестоимость составит:

$$S = \frac{71,86 \cdot 10^6}{154 \cdot 10^6} = 0,46 \text{ тенге/кВт} \cdot \text{ч}$$

По прогнозам на 2016 год тариф на электроэнергию в Актюбинской области составит 15,3 тенге за кВт·ч. Рассмотрим механизм ценообразования на подстанции и его составляющие:

– покупка электроэнергии составит 5,9 тенге кВт/ч;

- тариф КЕГОС (2 тенге кВт/ч);
- тариф РЭК (4,25 тенге кВт/ч);
- собственный тариф за услуги по трансформации через подстанцию (0,45 тенге кВт/ч).

Тогда исходная себестоимость электроэнергии на подстанции составит 12,6 тенге кВт/ч. При продаже потребителям электроэнергии по цене 15,3 тенге кВт/ч, ТОО “АиК” получит прибыль в размере 2,7 тенге кВт/ч.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит

$$V_{\text{реал}} = Э \cdot T, \quad (6.11)$$

$$V_{\text{реал}} = 154 \cdot 15,3 = 2365,2 \text{ млн.тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты:

- выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят(РЭК):

$$V_{\text{РЭК}} = 154 \cdot 4,25 = 654,5 \text{ млн.тенге,}$$

- выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$V_{\text{НЭС}} = 154 \cdot 2 = 308 \text{ млн.тенге,}$$

- выплаты энергопроизводящим предприятиям составят:

$$V_{\text{ЭПО}} = 154 \cdot 5,9 = 908,6 \text{ млн.тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит

$$\Pi = 2365,2 - 654,5 - 308 - 908,6 = 485,1 \text{ млн.тенге.}$$

С учётом налогообложения (налог на прибыль составляет 20%) чистая прибыль составит:

$$\text{ЧП} = 485,1 \cdot 0,8 = 388,08 \text{ млн.тенге}$$

100% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств:

$$\text{ЧП}_{\text{ИНВ}} = 388,08 \cdot 1 = 388,08 \text{ млн.тенге}$$

Денежный поток определяется по формуле:

$$CF = ЧП_{инв} + И_{ам}, \quad (6.12)$$

$$CF=20,33+388,08=408,41 \text{ млн.тенге.}$$

СОИ (PP) "Срок окупаемости инвестиций".

Расчёт осуществляется по формуле:

$$PP = \frac{I_0}{CF} \quad (6.13)$$

где CF - денежный поток;

$I_0 = 829,028$ млн.тенге - сумма инвестиции.

$$PP = \frac{829,028}{408,41} = 2 \text{ года}$$

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составил 2 года.

6.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

В качестве основных показателей и критериев финансово-экономической эффективности инвестиций в условиях рыночных отношений используются:

а) простые показатели:

– простая норма прибыли - простая норма рентабельности инвестиций; сравнение расчетной величины с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам) приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;

– простой срок окупаемости капитальных вложений; представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала;

– срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним; определяет период в течении которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции (определяется при наличии заемного капитала).

б) интегральные показатели:

– чистый дисконтированный доход; расчет этого показателя производится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода); критерием

финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие: $\Delta_d > 0$, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала);

– внутренняя норма доходности; определяется значением нормы дисконтирования, при котором чистый дисконтированный доход становится равным нулю; критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования: $E_{Вн} > E_{ср}$;

– срок окупаемости дисконтированных затрат; характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта; критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение $T_{ок} < T_p$.

Показатель чистого приведенного дохода (Net Present Value, NPV) позволяет сопоставить величину капитальных вложений (Invested Capital, IC) с общей суммой чистых денежных поступлений, генерируемых ими в течение прогнозного периода, и характеризует современную величину эффекта от будущей реализации инвестиционного проекта. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r . Коэффициент r устанавливается, как правило, исходя из цены инвестированного капитала.

NPV, или чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (6.14)$$

где I_0 – инвестиции в данный проект, млн. тенге.,

CF_t – поток наличности, млн. тенге.,

r – ставка дисконтирования,

t – время реализации проекта, год.

Расчет ведется до первого положительного значения NPV, т.е. до 4-го года (таблица 6.3). NPV больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (Internal Rate of Return, IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования r , при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow npi \rightarrow IRR = r \quad (6.15)$$

Оценка ВВП (IRR) имеет следующие свойства:

- 1) не зависит от вида денежного потока;
- 2) нелинейная форма зависимости;
- 3) представляет собой убывающую функцию;
- 4) не обладает свойством аддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала.

Рассчитывается IRR для $r = 15\%$ банковского процента.

$$PV = 408,41 \cdot 0,87 = 355,14 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -829,028 + 408,41 = -467,89 \text{ млн.тенге}$$

Остальные значения рассчитываются аналогично и заносятся в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 - Расчет NPV и IRR

Год	Денежный поток CF, млн.тенге	$CF/(1+r)^n$	Текущая стоимость, млн. тенге
0	-829,028	-829,028	-829,028
1	408,41	355,14	-473,89
2	408,41	308,82	-165,07
3	408,41	268,54	103,46
4	408,41	233,51	336,97

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 3 лет.

Период окупаемости в 3 года будет достигнут за счет использования новой рыночной модели, согласно которой покупателю будет предложено покупать электроэнергию по более низкой цене нежели та, по которой она продается в данный момент в Актыбинской области.

Технико-экономическое обоснование строительства подстанции 110/10-10 кВ с введением современных устройств релейной защиты и автоматики показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие

829,028 млн. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 3 года, т.е. строительство подстанции можно считать экономически целесообразным.

Таким образом, анализ приведённых финансово-экономических показателей свидетельствует об эффективности инвестиций в рассматриваемый проект.

7 Безопасность жизнедеятельности

7.1 Общие положения

Подстанция является понижающей, имеет два расщепленных трансформатора 110/10/10 кВ; для питания собственных нужд имеется трансформатор 10/0,4 кВ; распределительные устройства 110 кВ открытого типа, 10 кВ ОРУ.

Диспетчер по релейной защите проводит свой рабочий день в зале панелей релейной защиты и для обеспечения нормальной работы работникам службы РЗиА необходимо произвести анализ условий труда на их рабочем месте.

7.2 Анализ условий труда в помещениях подстанции

На действующих подстанциях работа считается опасной из-за того, что теплосиловое оборудование находится под высоким давлением, применяется огневая техника, горючие газы; имеется значительное количество действующего электрооборудования, и поэтому в современном автоматизированном производстве, и в частности в производстве и распределении энергии, особенно велика роль психологии и физиологии человека-оператора, поскольку производственный процесс, как правило, протекает с большой скоростью. К числу таких быстропротекающих процессов в энергетике можно отнести операции по вводу в параллельную работу синхронного генератора, оперативные переключения в распределительных устройствах (РУ), ввод в работу резервного электрооборудования, электрические испытания изоляции и др.

На подстанции диспетчер в процессе технической эксплуатации осуществляет управление огромными потоками электрической энергии. Малейшие ошибки в действии операторов, вызванные, например, чрезмерным утомлением, могут привести к тяжелым авариям, пожарам, несчастным случаям и др.

Одна из основных задач анализа условий труда на подстанции - организация рабочего места. Организация рабочего места заключается в выполнении ряда мероприятий, обеспечивающих рациональный и безопасный трудовой процесс и эффективное использование орудий и предметов труда, что повышает производительность и способствует снижению утомляемости работающих.

Удобное и рациональное расположение органов управления позволяет исключить лишние движения. Рабочие места операторов выполняем также с учетом требований технической эстетики.

– планировка рабочего места избавляет работающих от лишних и

утомительных трудовых движений и обеспечивать удобную рабочую позу;

– рабочее место обеспечено инструментами и приспособлениями, необходимыми для работы, а также для личной безопасности; вблизи рабочего места установлены ящики или шкафы для хранения инструмента и личных вещей;

– рабочее место в соответствии с санитарными нормами освещено и провентилировано, постоянно содержится в чистоте; не захламлено, нет хаотичного хранения инструмента и материалов.

Любой процесс при работе различных машин и эксплуатации технологических систем вызывает механическое колебание. Кроме основной частоты колебания, равной числу оборотов двигателя с секунду, возникает колебания отдельных деталей, имеющие собственную частоту. Механическая энергия работающих машин преобразуется в звуковую, излучаемую колеблющимися деталями в воздух помещения, и в энергию упругих колебаний, распространяющихся по конструкции здания. Так появляется механический шум, который ухудшает условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. При длительном воздействии на организм человека происходят нежелательные явления: снижается острота зрения, слуха повышается кровяное давление, понижается внимание. Поэтому я рассчитываю уровень звукового давления на рабочем месте и разрабатываю меры защиты от воздействия шума.

7.3 Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Шум оказывает на человека вредное физиологическое воздействие, которое заключается не только в повреждении слухового аппарата, но и в отрицательном влиянии на нервную систему, вызывая замедление психологической реакции. А на частоте 500, 1000, 2000, 4000, 8000 Гц уровень звукового давления превышает допустимых значений. Поэтому необходимо разработать мероприятия по принятию мер защиты от шума, целью которых является снижение уровня шума ниже нормативных.

Строительные нормы и правила (СНиП РК 3.01-01-2002) предусматривает защиту от шума строительными-акустическими методами. При этом для снижения уровня шума предусматриваются следующие меры:

а) звукоизоляция ограждающих конструкций; уплотнение по периметру притворов окон, ворот, дверей; звукоизоляция мест пересечения ограждающих конструкций инженерными коммуникациями; устройство звукоизолированных кабин наблюдения и дистанционного управления; укрытия; кухни;

б) звукопоглощающие конструкции и экраны;

в) глушители шума, звукопоглощающие облицовки в газовоздушных трактах вентиляционных систем с механическим побуждением и систем кондиционирования воздуха, а также газодинамических установок.

Все эти мероприятия по предупреждению возникновения шума дают в сумме значительный эффект.

В звукопоглощающих преградах звуковая энергия, проникая в толщу материала, трансформируется в тепловую. Этот процесс происходит за счет вязкого трения воздуха в узких порах рыхлого материала или за счет внутреннего трения в материале гибких панельных конструкций, колеблющихся под действием звуковых волн.

Габаритные размеры силового трансформатора приведены на рисунке 7.1.

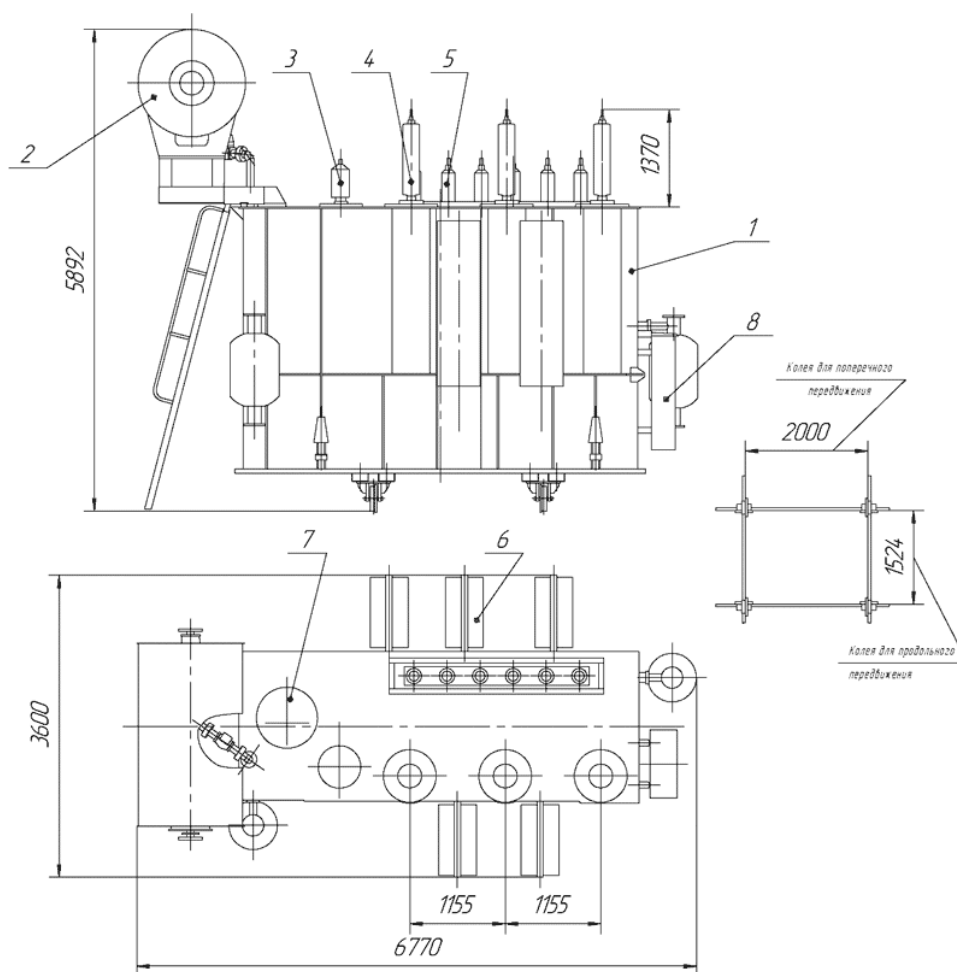


Рисунок 7.1 - Габаритные размеры автотрансформатора ТРДН-25000/110

Для предотвращения распространения шумов, генерируемых реакторами и трансформаторами, при проектировании подстанций предусматриваются шумозащитные ограждения, которые в обязательном порядке устанавливаются на ПС, расположенных в жилых зонах и уровень шума от которых превышает допустимые нормы на границе ПС.

Шумозащитное ограждение (экран) представляет собой конструкцию, состоящую из колон и стены, выполненной из железобетонных панелей для

неотапливаемых зданий из шумопоглощающей кладки с резонансными полостями, настроенные на частоты 100 и 200 Гц, прикрепляемой к панелям с помощью выпусков. Для восприятия ветровых нагрузок предусматривается установка ригелей.

Колонны приняты в двух вариантах:

- 1) Колонны типа К72-2 устанавливаются в фундамент.
- 2) Колонны типа ВС-2 устанавливаются в сверленные котлованы на щебеночное основание с заполнением пазух бетоном.

Между блоками ФБС и стенкой устанавливается вибропрокладка из пропитанного битумом строительного войлока.

Шум трансформатора вызывается воздействием вибрации сердечника на стенки бака. Вибрация сердечника, в свою очередь, вызывается магнитострикцией, в результате чего в шуме трансформатора преобладает основная частота, равная удвоенной частоте напряжения в сети 100 Гц, а также гармоники 200, 300, 400, 800 Гц.

В создании шума трансформатора участвуют также устройства охлаждения масла - насосы и вентиляторы, что в соответствии с нормативам повышает общий уровень на 3 дБ.

Исходные данные: подстанция 110/10/10 кВ с двумя трансформаторами /1Т,2Т/ мощностью 25 МВА, типа ТРДН-25000/110 с навесными охладителями. Габаритные размеры трансформатор показаны на рисунке 7.1. Расположение трансформатор на площадке подстанции относительно ОПУ (общеподстанционный пункт управления) показано на рисунке 7.2. ОПУ - одноэтажное здание с высотой расчетной точки РТ над поверхностью земли – 3м. Трансформатор и жилые дома расположены на одинаковых отметках 40 м.

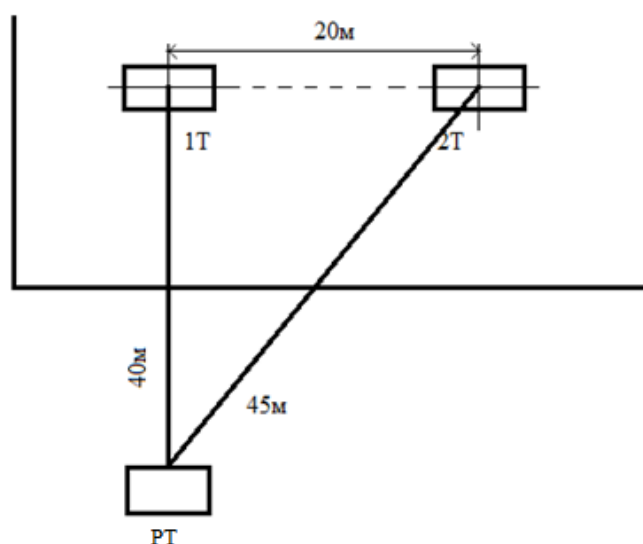


Рисунок 7.2 - План расположения площадки ПС и трансформаторов относительно застройки

По нормативам нормируемый уровень шума в РТ (расчетной точке)

составляет 45 дБА. Считая, что оба трансформатора создадут в расчетной точке примерно одинаковый уровень шума, в соответствии с СНиП $L_{\text{тр.тер}}=45-3=42$ дБА для каждого трансформатора. Где $L_{\text{тр.тер}}$ - уровень звука в дБА в расчетной точке защищаемого от шума объекта, создаваемый трансформатором.

Типовая мощность трансформатора:

$$S_T = S_H \cdot K_{\text{выг}}, \quad (7.1)$$

где S_H - номинальная мощность трансформатора, $K_{\text{выг}}$ - коэффициент выгоды, равный:

$$K_{\text{выг}} = \frac{U_{\text{ВН}} - U_{\text{НН}}}{U_{\text{ВН}}} = \frac{110 - 10}{110} = 0,9,$$

$$S_T = 25 \cdot 0,9 = 22,5 \text{ МВА.}$$

Снижение уровня звука с расстояние должно составить:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = L_{\text{Аэкв}} - L_{\text{тр.тер}}, \quad (7.2)$$

$$L_{\text{Атр.тер}} = 106 - 42 = 64 \text{ дБА,}$$

где $L_{\text{Аэкв}}$ - шумовая характеристика трансформатора или уровень звука трансформатора, определяется по заводским данным или в зависимости от типовой мощности. Для этой типовой мощности $L_{\text{Аэкв}} = 103 + 3 = 106$ дБА, +3 на шум охладителей.

$\Delta L_{\text{Арас}}$ - снижение уроня звука в дБА в зависимости от расстояние между источником и расчетной точкой.

Такое снижение уровня шума обеспечивается в соответствии с рисунком 7.3 на расстоянии более 1000 м от трансформатора.

По условиям размещения площадки подстанции удаление составляет 40 м до ОПУ, в связи, с чем требуется создание шумозащиты.

Расчет требуемого снижение уровня шума проводится следующим образом:

Для ближайшего к 1-му трансформатору ОПУ, снижение уровня звука, в расчетной точке, по рисунку 7.3 равен:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 13,5 \text{ дБА}$$

Тогда уровень звука в расчетной точке (РТ) составит:

$$L_{\text{тр.тер1}} = 106 - 13,5 = 92,5 \text{ дБА}$$

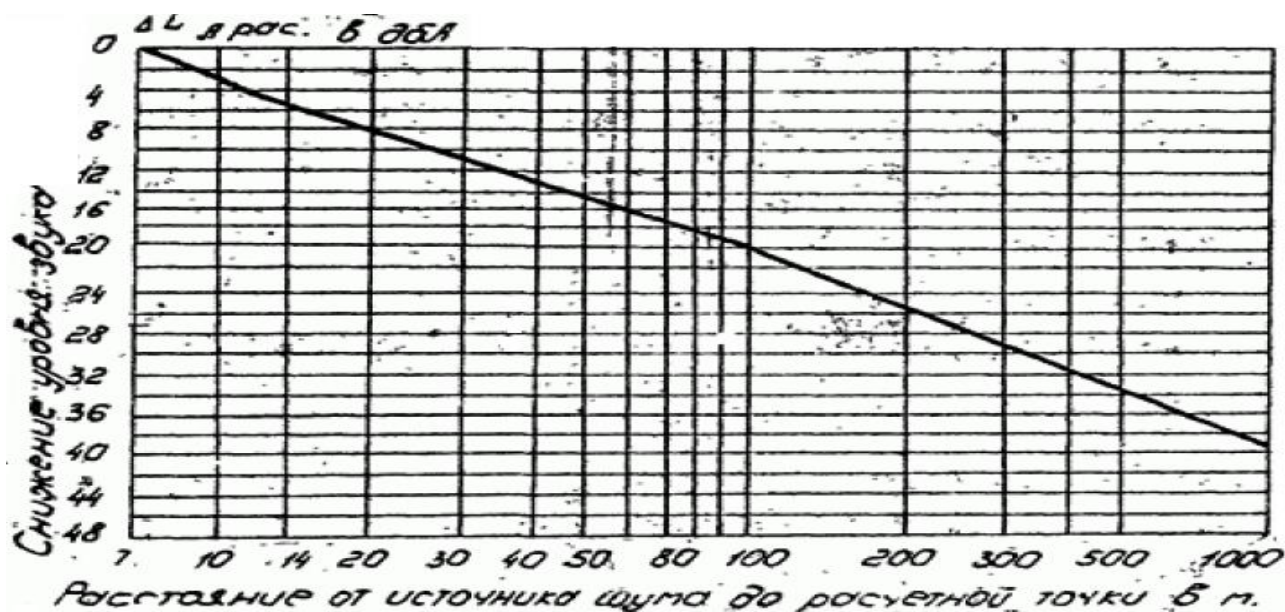


Рисунок 7.3 - График для определения снижения уровня звука в дБА в зависимости от расстоянии между источником шума и расчетной точкой

Для 2-го трансформатора аналогично снижение уровня звука, в расчетной точке:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 14 \text{ дБ}$$

Уровень звука для Т2 в расчетной точке (РТ) составит:

$$L_{\text{тр.тер2}} = 106 - 14 = 92 \text{ дБА}$$

Сложение уровней звука $L_{\text{тр.тер1}}$ и $L_{\text{тр.тер2}}$ дает нам результирующий:

$$L_{\text{Аэкв}} = 92 + 2,75 = 94,75 \text{ дБА}$$

Требуемое снижение уровня шума определяется по формуле:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = L_{\text{Аэкв}} - L_{\text{тр.тер}}, \quad (7.3)$$

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 94,75 - 42 = 52,75 \text{ дБА.}$$

На эту величину $\Delta L_{\text{Арас}} = 52,75 \text{ дБА}$ требуется снизить уровень звука от каждого трансформатора. Так как $\Delta L_{\text{Арас}} = 52,75 > 20 \text{ дБА}$, то эффективная шумозащита с помощью экранов обычно не сможет быть обеспечена и

требуется сооружение полностью закрытых камер для трансформаторов или перемещение подстанции на более удаленную от территорию с нормируемым уровнем шума площадку.

7.4 Расчет заземляющего устройства

Подстанция является понижающей, расположенная в II климатической зоне, имеет два трансформатора напряжением 110/10/10 кВ, для питания собственных нужд имеется два трансформатора 10/0,4 кВ; распределительные устройства 110 и 10кВ открытого типа, 10 кВ - закрытого.

Ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 10кВ $I_{кз} = 6823$ А, получен путем расчета в программе АРМ СРЗА.

Площадь подстанций Карабутас 110/10/10 кВ $S = 28000$ м².

Грунт двухслойный: удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_{1изм} = 100$ Ом · м, нижнего $\rho_{2изм} = 80$ Ом · м.[4]

По периметру контура в грунт забиты вертикальные элементы (стержни) диаметром $d = 0,04$ м и длиной $l = 5$ м, соединенные стальной полосой сечением 40×4 мм, горизонтальная сетка внутри контура состоит из полос сечением 4×40 мм.

Толщина верхнего слоя земли $h_1 = 3$ м.

Глубина погружения электрода в землю - расстояние от поверхности земли до электрода $t_0 = 0,6$ м.

Составляем предварительную схему заземлителя, по которой определяем площадь территории, занимаемой заземлителем, S , м².

Сетка заземления не должна пролегать непосредственно под оборудованием, поэтому, рассчитав количество электродов, необходимо сгустить линии сетки там, где нет оборудования, и, наоборот, разредить там, где находится оборудование.

$$\rho_{1расч} = \rho_1 \cdot \psi \quad (7.4)$$

где $\psi = 2,7$ – коэффициент сезонности для слоя сезонных изменений в многослойной земле, для II климатической зоны.

$$\rho_{1расч} = 100 \cdot 2,7 = 270 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Так как условная толщина слоя сезонных изменений в II климатической зоне $h = 2$ м, что меньше толщины верхнего слоя земли $h_1 = 3$ м, то

$$\rho_{2расч} = \rho, \quad (7.5)$$

$$\rho_{2\text{расч}} = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Отношение ρ_1 / ρ_2 с учетом коэффициента сезонности:

$$\frac{\rho_{1\text{расч}}}{\rho_{2\text{расч}}} = \frac{\rho_{1\text{изм}} \cdot \psi}{\rho_{2\text{изм}}} = \frac{100 \cdot 2,7}{80} = 3,375$$

Примем расстояние между электродами в модели заземлителя $a = 7 \text{ м}$.
Определим число вертикальных электродов при известном a :

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (7.6)$$

где S – площадь территории, занимаемой заземлителем, м^2 ;
 n – число вертикальных электродов.

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{28000}}{5} = 136$$

Или можно определить по следующей формуле:

$$n = \frac{P}{a} \quad (7.7)$$

где P – периметр контура заземлителя.

Относительная длина верхней части вертикального электрода, то есть части находящейся в верхнем слое земли, $l_{\text{отн}}$, определяется из выражения:

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_0}{l_{\text{в}}} = \frac{3 - 0,6}{5} = 0,48 \text{ м}$$

Эквивалентное удельное сопротивление $\rho_{\text{э}}$ двухслойной земли для сплошного заземлителя в виде горизонтальной сетки с вертикальными электродами может быть определено по формуле:

$$\rho_{\text{э}} = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k, \quad (7.8)$$

где показатель степени:

$$k = 0,43 \cdot \left(l_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right), \quad (7.9)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(0,48 + 0,272 \cdot \ln \frac{5 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0,25,$$

$$\rho_э = 80 \cdot \left(\frac{270}{80} \right)^{0,25} = 108,4 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определим сопротивление сплошного заземлителя, состоящего из контура вертикальных заземлителей, соединенных горизонтальными электродами и сетки, которая находится внутри контура.

Сопротивление сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, может быть определено из следующего выражения:

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L+n \cdot l_B}, \quad (7.10)$$

$$g = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_e}, \quad (7.11)$$

$$l_e = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2}, \quad (7.12)$$

где n – число вертикальных проводников;
 L – общая длина проводников.

Для расчета примем двухслойную модель земли показанной на рисунке 7.4.

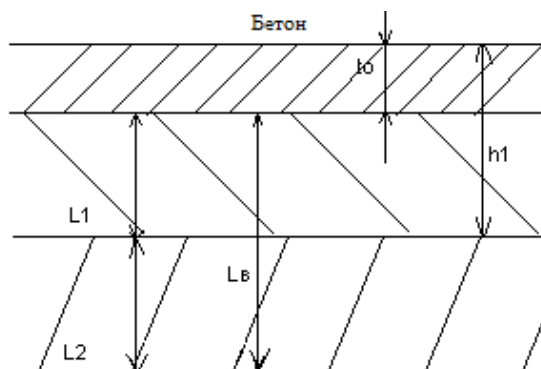


Рисунок 7.4 - Двухслойная модель земли

$$l_e = 2,5 + 2,5 \cdot \frac{270}{80} = 10,94 \text{ м},$$

$$g = \frac{2 \cdot 3}{\sqrt{28000} + 136 \cdot 10,94} = 0,003,$$

$$L = 28 \cdot 140 + 40 \cdot 200 = 11920 \text{ м},$$

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{80}{\sqrt{28000}} \cdot \left(\frac{270}{80}\right)^{0,003} + \frac{270}{11920 + 136 \cdot 5} = 0,23 \text{ Ом}.$$

Коэффициент напряжения прикосновения α_1 может быть определен из следующего приближенного выражения для заземлителей типа сетки с равномерным распределением проводников и дополненной вертикальными проводниками.

$$a_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_B \cdot L}\right)^{0,45} \quad (7.13)$$

где $a = \frac{P}{n}$ – расстояние между вертикальными проводниками, м;

P – периметр сетки, м;

$M = 0,55$ – функция отношения $\frac{\rho_1}{\rho_2}$.

$$a_1 = 0,55 \cdot \left(\frac{7 \cdot \sqrt{28000}}{5 \cdot 11920}\right)^{0,45} = 0,09$$

Коэффициент снижения напряжения прикосновения, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли, может быть определен из формулы:

$$a_2 = \frac{R_h}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1}, \quad (7.14)$$

где R_h – сопротивление тела человека;

ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя земли.

$$a_2 = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 270} = 0,71$$

Напряжение прикосновения определяется по следующей формуле:

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{кз}} \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2 \quad (7.15)$$

Допустимое напряжение при $t = 0,15$ с с учетом АПВ, рекомендуемом

времени для расчета напряжения прикосновения и напряжения шага, составляет 450 В.

Потенциал заземлителя определяется по формуле:

$$\varphi_3 = I_{кз} \cdot R_3 = 6823 \cdot 0,23 = 1569,3\text{В}$$

Находим максимальное напряжение прикосновения:

$$U_{пр.мах} = \varphi_3 \cdot \alpha_1 = 1569,3 \cdot 0,09 = 141,24 \text{ В}$$

Из условия безопасности прикосновения человека к заземленным предметам в зоне ЗУ в эффективно заземленной сети:

$$U_{пр} = U_{пр.мах} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_c \leq U_{доп}, \quad (7.16)$$

где I_h – ток через человека.

$$I_h = \frac{U_{пр.мах}}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{141,24}{1000 + 1,5 \cdot 270} = 0,1 \text{ А}$$

Проверим условие безопасности, где $U_{пр} = 450 \text{ В}$, определяемое ГОСТ 12.1.038 – 82.

$$U_{пр} = 141,24 - 0,17 \cdot 1,5 \cdot 270 \leq 450, \\ 72,4\text{В} \leq 450 \text{ В.}$$

Условие выполняется.

Коэффициент напряжения шага для сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, может быть определен в зависимости от типа заземлителя. Принимаем $\beta_1 = 0,15$. Определяем коэффициент β_2 – коэффициент снижения напряжения шага, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли согласно следующей формуле:

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_1} = \frac{1000}{1000 + 6 \cdot 270} = 0,38$$

По следующей формуле определяем напряжение шага:

$$U_{ш} = I_{кз} \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 6823 \cdot 0,23 \cdot 0,15 \cdot 0,38 = 89,44\text{В}$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока:

$$U_{ш} = U_{1-2max} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_c \leq U_{доп}, \quad (7.17)$$

где $U_{пр} = 450 \text{ В}$, согласно ГОСТ для времени действия короткого замыкания с учетом АПВ $t = 0,15 \text{ с}$.

$$U_{1-2max} = \varphi_3 \cdot \beta_1 = 1569,3 \cdot 0,15 = 235,4 \text{ В}$$

Ток через человека находим по формуле:

$$I_h = \frac{U_{1-2max}}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{235,4}{1000 + 6 \cdot 270} = 0,09 \text{ А}$$

Проверим условие безопасности:

$$U_{пр} = 235,4 - 0,15 \cdot 6 \cdot 270 \leq 450,$$

$$7,6 \text{ В} \leq 450 \text{ В}.$$

Условие выполняется.

Рассмотрим возможность использования данного заземлителя по требованиям R_3 .

$$R_3^I = \frac{U_{пр,доп}}{I_{кз} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2} = \frac{450}{6823 \cdot 0,09 \cdot 0,71} = 1,03 \text{ Ом},$$

$$R_3^{II} = \frac{U_{ш,доп}}{I_{кз} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{11633 \cdot 0,15 \cdot 0,38} = 1,15 \text{ Ом}.$$

Полученное в результате расчетов сопротивление заземления $R_3 = 0,23 \text{ Ом}$, удовлетворяет условиям $R_3 < R_3^I$ и $R_3 < R_3^{II}$.

Рассмотрим возможность использования заземляющего устройства ОРУ 110кВ в качестве выносного для РУ СН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ.

Протяженность кабелей питания двигателей составляет 15 м. Длина отдельных кабелей достигает 20 м на 1 блок, соответственно длина увеличивается в 3 раза. Необходимо учесть, что ответственные механизмы собственных нужд имеют резервные двигатели, которые питаются по своим отдельным кабелям, с учетом этого имеем длину кабелей:

$$l_k = 3 \cdot (4 \cdot 0,02 + 0,015) = 0,285 \text{ км}$$

В электроустановках выше 1000 В с изолированной нейтралью в качестве расчетного тока можно принять ток, вычисленный приближенно по формуле:

$$I_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_k + l_B)}{350} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot (35 \cdot 0,285 + 0)}{350} = 0,49 \text{ A}$$

где U – фазное напряжение сети, кВ;

l_k – общая длина подключенных к сети кабельных линий, км;

l_B – общая длина подключенных к сети воздушных линий, км.

При выносном исполнении заземления заземлители располагаются на некотором удалении от заземляемого оборудования. Поэтому заземленные корпуса находятся вне поля растекания – на земле, и человек, касаясь корпуса, оказывается под полным напряжением относительно земли, если не учитывать коэффициент α_2 , $U_{\text{пр}} = U_3$. Так как $\alpha_1 = 1$, ток через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \quad (7.18)$$

Примем, что:

$$a_1 = 0,09; \quad \beta_2 = 0,38; \quad R_3 = 0,23 \text{ Ом};$$

$$a_2 = 0,71; \quad R_h = 1000 \text{ Ом};$$

$$\beta_1 = 0,15; \quad I_3 = 0,49 \text{ A}.$$

$$I_h = 0,49 \cdot \frac{0,23}{1000} = 0,00011 \text{ A}$$

Находим $U_{\text{пр}}$:

$$U_{\text{пр}} = I_3 \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2 = 0,49 \cdot 0,23 \cdot 0,09 \cdot 0,71 = 0,007 \text{ В}$$

Находим $U_{\text{ш}}$:

$$U_{\text{ш}} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 0,49 \cdot 0,23 \cdot 0,15 \cdot 0,38 = 0,006 \text{ В}$$

Ток через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 0,49 \cdot \frac{0,23}{1000} \cdot 0,15 \cdot 0,38 = 0,006 \text{ mA}$$

Допустимые значения напряжения прикосновения $U_{\text{пр}}$ и проходящего через человека тока для сети выше 1000 В с изолированной нейтралью при $t = 1 \text{ с}$ и более $U_{\text{пр}} = 36 \text{ В}$ и $I_h = 6 \text{ mA}$, то есть условия безопасности выполнены и существует возможность использования заземляющего

устройства ОРУ 110 кВ в качестве выноса для распределительного устройства низкого напряжения 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ.

Согласно проведенным расчетам, составим расчетную модель заземлителя показанной на рисунке 7.5.

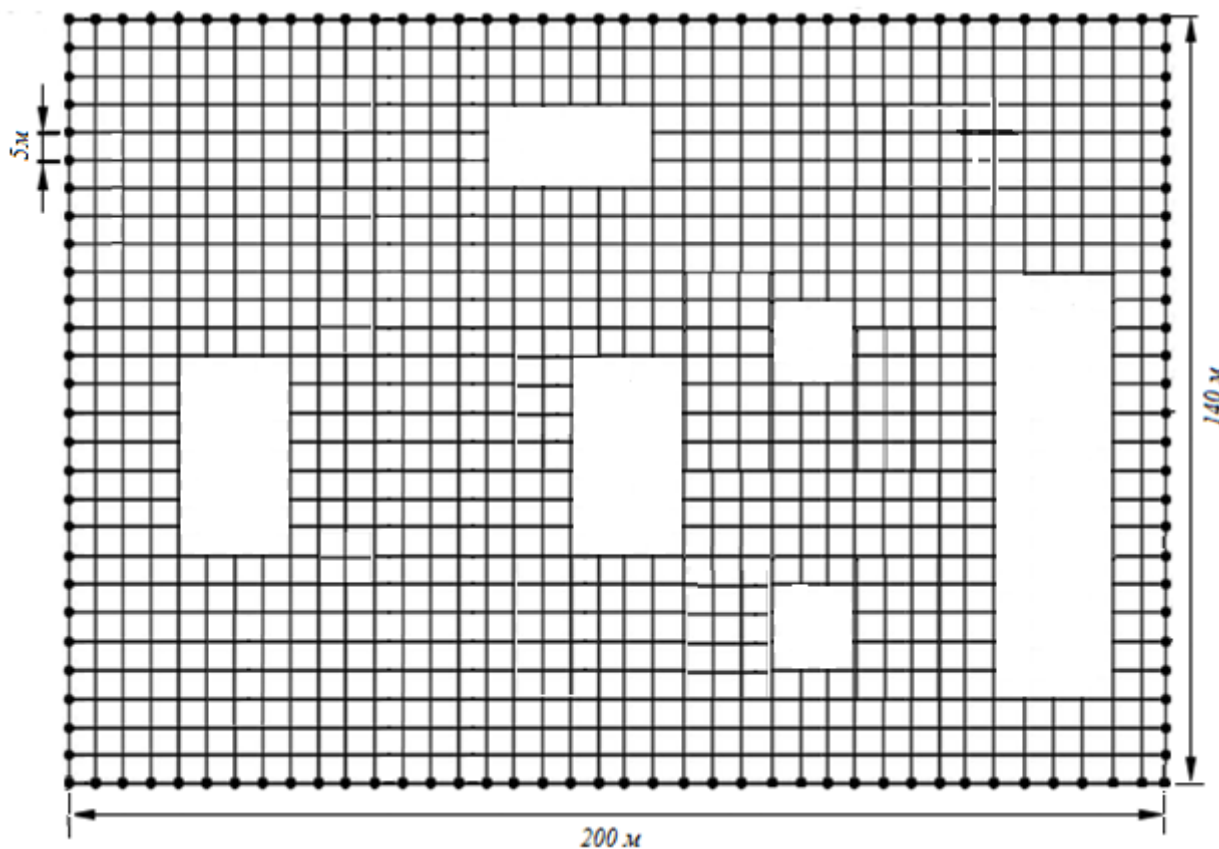


Рисунок 7.5- Расчетная модель заземлителя

Заключение

В ходе выполнения дипломного проекта нами была спроектирована подстанция 110/10 «Карабутас». Была выбрана схема питания подстанции посредством двух трансформаторов, мощностью 25 МВА.

Составлена схема замещения для данного региона. Произведен расчёт токов короткого замыкания в программе АРМ СРЗА. По токам короткого замыкания выбрано силовое оборудование подстанции.

В качестве защит трансформатора и линии 110 кВ были выбраны микропроцессорные блоки защиты немецкой фирмы «SIEMENS». По результатам проверки защит, установлено, что все защиты проходят по надёжности и чувствительности.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности человека» был произведен расчёт заземления подстанции. В результате были выбраны заземлители, рассчитано их количество и расположение их по территории подстанции.

В разделе «Экономическая часть» рассматривалась инвестиционная привлекательность проекта. Для расчетов использовалась современный метод оценки эффективности инвестиций, основанный на определении чистого дисконтированного дохода. Расчеты показали, что срок окупаемости проекта составляет около 3 лет.

В качестве специального вопроса была рассмотрена дифференциальная защита трансформатора на терминале 7UT613 немецкой фирмы «SIEMENS». В данном разделе речь шла о применении, принципе действия и функциях данного микропроцессорного блока защиты. Также проведено параметрирование терминалов защит и его испытание на срабатывание с помощью испытательного устройства «OMICRON» серии «СМС 256-6».

Список литературы

1. Воронина А.А., Шибенко Н.Ф. Охрана труда в энергосистемах. Учебное пособие для учащихся энергетических и энергостроительных техникумов. – М.: «Энергия», 1973. – 256 с.
2. Долин П.А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1984. – 448с.
3. Неклепаев Б.И., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 608с.
4. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2000.-503с.
5. Овчинников В.В. Защита электрических сетей 0,4-35 кВ. Ч.1,Ч.2. –М.: Издательство редакции журнала «Энергетик» , 2002.
6. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648с.
7. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 3. Защита шин 6-220 кВ станций и подстанций. – М.: Энергия, 1961. – 71 с.
8. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и автоматики в сетях 110—750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.
9. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. – М.: Энергия, 1980. – 88с.
10. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110–500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 96с.
11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./Под ред. Рокотяна С.С., Шапиро И.М. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.
12. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
13. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энргоатомиздат, 1998. – 800 с.
14. Шабад М.А. Расчеты РЗ и А распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003г. – 350с.
15. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, от 24.10.2012.
16. Информация по руководству «OMICRON CPC-100». Ввод в эксплуатацию и техническое обслуживание. 2004 г.

Приложение А

Расчет защит трансформатора в относительных единицах

Исходные данные трансформатора и расчет параметров для схемы замещения Карабутас приведены в таблице А1. Расчет токов короткого замыкания в комплексе программ АРМ СРЗА приведен в таблице А2.

Таблица А1 – Исходные данные для проведения расчетов уставок

Наименование	Значение
Мощность и тип трансформатора	ТРДН-25000/110
Пропускная мощность трансформатора	$S_H = 25000/12500-12500$ кВА
РПН и коэффициент трансформации	$U_H = 115 \pm 9 \times 1,78\% / 10.5-10.5$ кВ; $K_{тр} = 10.95$
Максимальное напряжение	$U_{макс} = 133,4$ кВ;
Коэффициент трансформации при $U_{макс}$	$K_{трмакс} = 12.7$
Минимальное напряжение	$U_{мин} = 96,6$ кВ;
Коэффициент трансформации при $U_{мин}$	$K_{трмин} = 9.2$
Номинальный ток на сторонах	$I_H = 125,5/687,3-687,3$ А
Сквозное напряжение	$U_{к скв.} = 10,5$ %
$U_{к В-Н1(Н2)}$	24(24.5) %
$U_{к Н1-Н2}$	46.3 %

Таблица А2 - Расчет токов КЗ.

Точка КЗ – сторона 10 кВ (макс.режим)				
Вид КЗ	Однофазное			трехфазное
Последовательность	I1(I2)	3I0	Iф	Iф
Ток на стор. ВН тр-ра, А	0	0	0	620
Ток на стороне НН А	0	0	0	6823

$$U_{кВ} = (24+24.5-46.3)/2 = 1.1,$$

$$X_B = 0.011 * 115^2 / 63 = 2.3 \text{ Ом}/115\text{кВ},$$

$$U_{кН1} = (24+46.3-24.5)/2 = 22.9,$$

$$X_{Н1} = 48 \text{ Ом}/115 = 0.40 \text{ Ом}/10.5 \text{ кВ},$$

$$U_{кН2} = (24.5+46.3-24)/2 = 23.4,$$

$$X_{Н2} = 49.1 \text{ Ом}/115 = 0.407 \text{ Ом}/10.5 \text{ кВ}.$$

Принято: $X_{н\text{ средн.}} = 0.405 \text{ Ом/10 кВ}$
 $K_{тр} = 115/10.5 = 10.95$, нейтраль – изолирована;
Эквивалентное сопротивление системы к шинам 110 кВ питающей станции.

Ток КЗ на шинах питающей станции $I(3) = 6823 \text{ А}$.

$$Z_{1с} = 121/(1.73*29) = 2.41 \text{ Ом} = 0.2 + j2.4 \text{ Ом},$$

$$Z_{0с} = 0.2 + j2.17 \text{ Ом}.$$

ЛЭП-110 кВ провод АС-185, $L=2.3 \text{ км}$.

$$Z_{1лэп} = 0.372 + j 0.9 \text{ Ом},$$

$$Z_{0лэп} = 0.9 + j 3.15 \text{ Ом}.$$

Расчет уставок.

Дифференциальная защита тр-ра с терминалом 7UT613.

Принимаем в качестве базовой сторону 110 кВ тр-ра, $I_{ном} = 125,5 \text{ А}$.

Используемые трансформаторы тока: выносные.

На стороне 110 кВ: $K_{тт} = 200/5$ – на выключателе.

На стороне 10 кВ: $K_{тт} = 1500/5$ – на вводе.

Расчет базовой уставки (ток начала торможения).

По условию отстройки от тока небаланса в нагрузочном режиме:

$$S_{нагр} = 25 \text{ МВА},$$

$$I_{нагр} = I_{ном} = 125,5 \text{ А/110кВ}.$$

Принимаем : погрешность ТТ:

$$f_1 = f_{амп} + f_{угл} = 3\% + \text{Sin}2 = 3 + 0.035 * 100 = 6.5\%$$

Коэффициент однотипности ТТ:

$$K_{одн} = 1$$

Диапазон регулирования на стороне ВН:

$$\Delta U = 9 * 1,78 = 16\%$$

Коэффициент надежности:

$$K_H = 1.5,$$

$$I_{нб(ном)} = 1 \times (0.065 + 0.16) \times I_{ном} = 1 \times (0.065 + 0.16) \times 1 = 0.225 \text{ о.е.},$$

$$I_{ср.расч.} \geq K_H \times I_{нб(ном)} = 1.5 \times 0.225 = 0.337 \text{ о.е.}$$

Принимаем: $I_{диф} > 0.34 I_{ном}$.

Расчет коэффициента торможения (K_T) на 2 участке хар-ки (первая точка излома). Максимальный ток небаланса при внешнем КЗ с током $2I_n$.
3-х фазное КЗ на стороне 10 кВ:

$$f_i = 0.1,$$

$$I_{дифф.} = 1.5 * (0.1 + 0.16) * I_{кз} = 0.39 * I_{кз},$$

$$I_T = 2 * I_{кз},$$

$$K_{T \text{ расч.}} \geq 0.39 / 2 = 0.195,$$

Принимаем: $K_T = 0.20 \%$

Базовая точка $I_{баз.1} = 0.0$

Коэфф.торможения для 3 участка (m_2)(2 точка излома).

По условию отстройки от тока небаланса при КЗ на стороне 10 кВ.

Для режима, когда:

$$I_{кз} \geq 3I_n,$$

$$I_{нб} = 1 \times (3 * 0.1 + 0.16) = 0.46 \text{ о.е.},$$

$$I_{дифф.расч.} \geq K_H \times I_{нб} = 1.5 \times 0.46 = 0.69 \text{ о.е.},$$

$$m_2 \geq 0.69 / 3 = 0.23.$$

Принято: $m_2 = 0.5$.

Базовая точка: $I_{б.2} = 2.5$.

Уставка ввода дополнительного торможения:

$$I_{доп.торм.} = 4 \text{ ое}$$

Уставка дифф. защиты без торможения (дифф.отсечка). (адрес 1231)

Отстройка от небаланса при внешнем КЗ, принимая для случая тяжелого насыщения.

$$ТТ \quad K_{нб} = 0.7, \quad I_{кз \text{ внеш.}} = 6823 \text{ А} = 4,9 \text{ о.е.}$$

тогда:

$$I_{нб} = (0.7 + 0.16) * 4,9 = 4,25 \text{ о.е.},$$

$$I_{ср.расч.} \geq K_{н \times} I_{нб} = 1.5 \times 4,25 = 6,4 \text{ о.е.},$$

Принимаем:

$I_{дифф.} \gg = 6,4 \text{ о.е.}$ (допустимый диапазон 0.5-35).

Расчет резервных защит тр-ра терминала 7УТ.

Защита от перегруза на стороне 110 кВ (можно выполнить в цепях измерений).

$$I_{ср} = 1.1 I_{ном} = 1.1 * 125,5 = 138 \text{ А (перв)}$$

Принято: $I_{ср} = 138 \text{ А перв.}(1.1\text{ое})$.

$$T_{ср} = 7 \text{ сек} - \text{на сигнал}$$

МТЗ на стороне 110 кВ (адрес 120) $I_{ном} = 126 \text{ А}$ $\Phi_{нагр} = 30 \text{ град}$.
Отстройка от нагрузки: $K_{перегр.} = 1.4$ $K_{самоз.} = 1.3$.

$$I_{нагр.} = 126 * 1.3 * 1.4 = 230 \text{ А},$$

$$I_{ср} = 1.2 * 230 / 0.95 = 290 \text{ А перв.}$$

Принято: $I \gg = 290 \text{ А перв}(2.31 \text{ о.е.})$,

$T_{ср} = 1.2 \text{ сек}$ на откл. тр-ра – по согласованию с $T_{ср} = 0.9 \text{ сек}$,
Защиты стороны 10 кВ трансформатора.

Чувствительность при КЗ(2).

На стороне 10 кВ $K_{ч} = 620 * 0.87 / 300 = 1.8$.

Защита обратной последовательности на стороне 110 кВ(адр. 140).

Отстройка от тока небаланса обратной последов.при обрыве фазы ТТ.

$$I_{нагр} = 1.4 * 126 = 176,4 \text{ А(с учетом перегруза)},$$

$$I_{2ср} \geq 1.1 * 176,4 / 2 = 97 \text{ А.}$$

Можно принять $I_{2ср} = 100$ А перв.

Чувствительность при 2-хфазном КЗ на стороне НН:

$$K_{ч} = 620 / (2 * 100) = 3,1$$

Принято: $I_{2ср} = 100$ А перв. (0.79 ое).

$T_{ср} = 1.2$ сек на откл. тр-ра – по согласованию с $T_{ср} = 0.9$ сек.

Защиты стороны 10 кВ.

Терминалы резервных защит трансформатора.

На стороне ВН – 110 кВ:

Терминал 7SJ.

на трансформаторы тока, встроенные в трансформатор, $K_{тт} = 200/5$.

МТЗ ненаправленная ступень(отсечка).

Отстройка от шин 10 кВ:

$$I_{ср} = 1.2 * 620 = 744 \text{ А перв. (18,6 втор.)}$$

2 ступень.

Отстройка от нагрузки:

$$K_{перегр.} = 1.4 \quad K_{самоз.} = 1.3,$$

$$I_{нагр.} = 126 * 1.3 * 1.4 = 230 \text{ А,}$$

$$I_{ср} = 1.2 * 230 / 0.95 = 290 \text{ А (перв),}$$

Принято: $I_{>>} = 300$ А перв (7,5 А втор.).

$T_{ср} = 1.2$ сек на откл. тр-ра – по согласованию с $T_{ср} = 0.9$ сек.

Защиты стороны 10 кВ тр-ра.

Чувствительность при КЗ(2).

На стороне 10 кВ:

$$K_{ч} = 403 * 0.87 / 300 = 1.16$$

Принято:

1 ступень: $I_{ср} = 744$ А $T_{ср} = 0.0$ сек

2 ступень: $I_{ср} = 300$ А $T_{ср} = 1.2$ сек

На стороне НН. Терминал:

Включается на тр-ры тока. $K_{тт} = 1500/5$

1 ступень-логическая защита шин-блокируется по приему сигнала от защит СВ и фидеров 10 кВ.

По чувствительности при КЗ на шинах 10 кВ:

$$I_{\text{ср}} = 6823 * 0.87 / 1.5 = 3957 \text{ А}$$

Принято: $I_{\text{ср}} = 3950 \text{ А}$ (2.67 In).

$T_{\text{ср}} = 0.4 \text{ сек}$ – по согласованию с 1 ступенями защит фидеров и СВ-10 кВ(0.3с).

2 ступень(временная).

Отстройка от нагрузки $I_{\text{нагр}} = 1.4 * 687,3 = 963 \text{ А}$ – с учетом перегрузки:

$$I_{\text{ср}} \geq 1.2 * 963 / 0.95 = 1216 \text{ А}$$

По чувствительности при КЗ на шинах 10 кВ

$$I_{\text{ср}} \leq 6823 * 0.87 / 1.5 = 3957 \text{ А}$$

Принято: $I_{\text{ср}} = 1250 \text{ перв.}$ (1.033 Inом),

$T_{\text{ср}} = 0.6 \text{ сек}$ –на откл. СВ-10,

$T = 0.9 \text{ сек}$ –на откл. ввода 10 кВ.

Приложение Б

Параметрирование и конфигурирование терминалов защит трансформатора

Для начала создаем новый проект и называем его «Карабутас» (рисунок Б1).

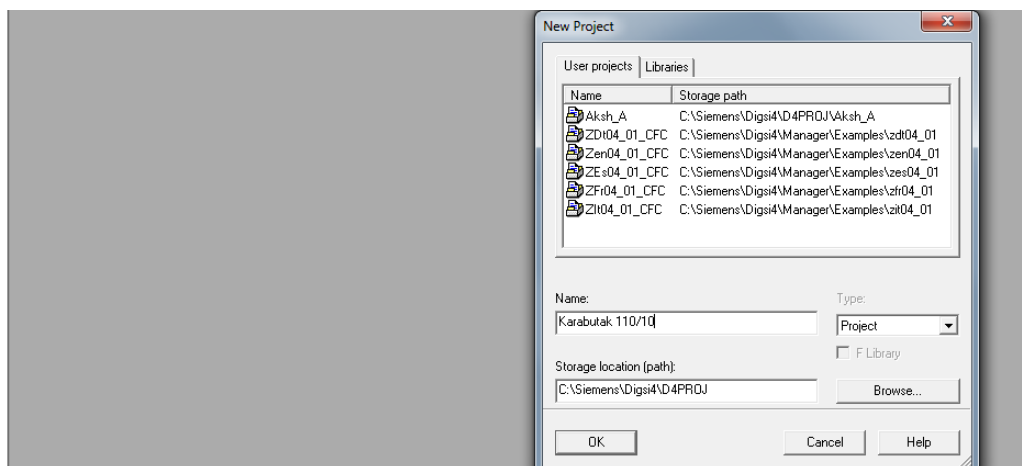


Рисунок Б1 – Создание проекта основных защит трансформатора

После создания проекта открываем «Device catalog» и выбираем терминал основных защит 7UT613 а для резервных защит 7SJ (рисунок Б2).

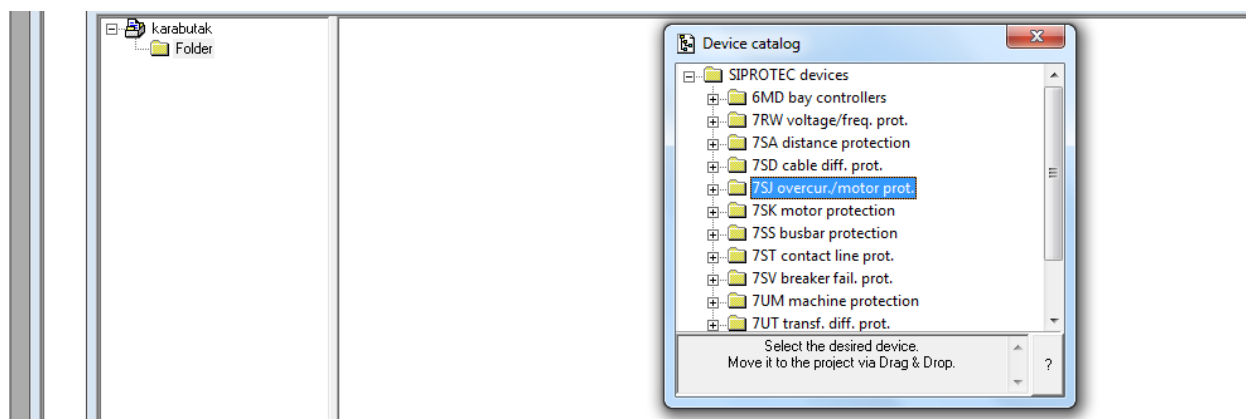


Рисунок Б2– Выбор типа терминала защит из каталога программного обеспечения «DIGSI»

После выбора типа терминала защит появляется окно «Properties», показанном на рисунке Б3, где указывается параметры вторичных токов ТТ, вид питания терминала, вид протокола, соединение сигнальных ламп на определенный порт, язык и другие основные параметры.

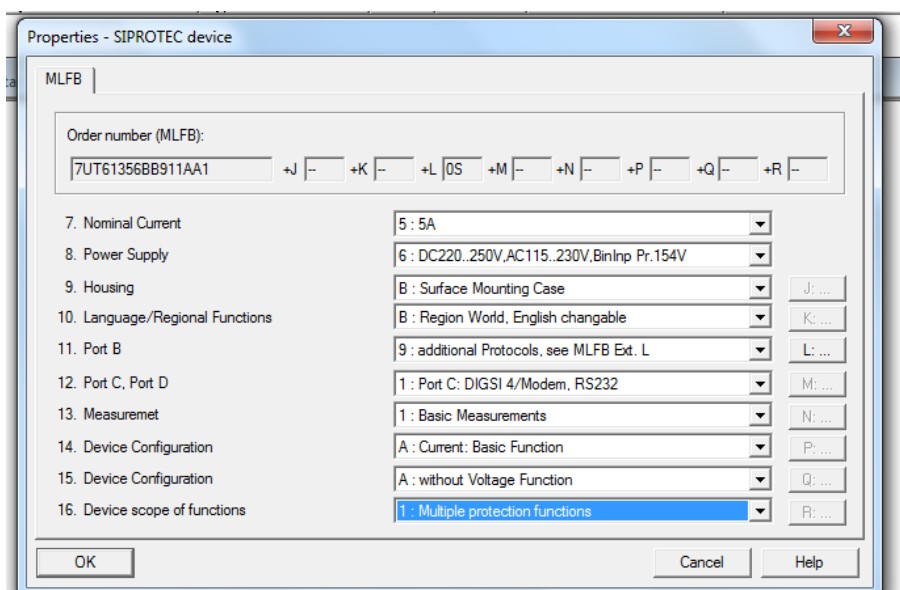


Рисунок Б3 – Терминал 7UT61356BB911AA1

Выбран терминал 7UT61356BB911AA1 где каждые последующие символы обозначают базовые параметры терминала, их называют MLFB код.

Аналогично выбираем терминал резервных защит 7SJ61355DB111BA0, базовые параметры терминала показаны на рисунке Б4.

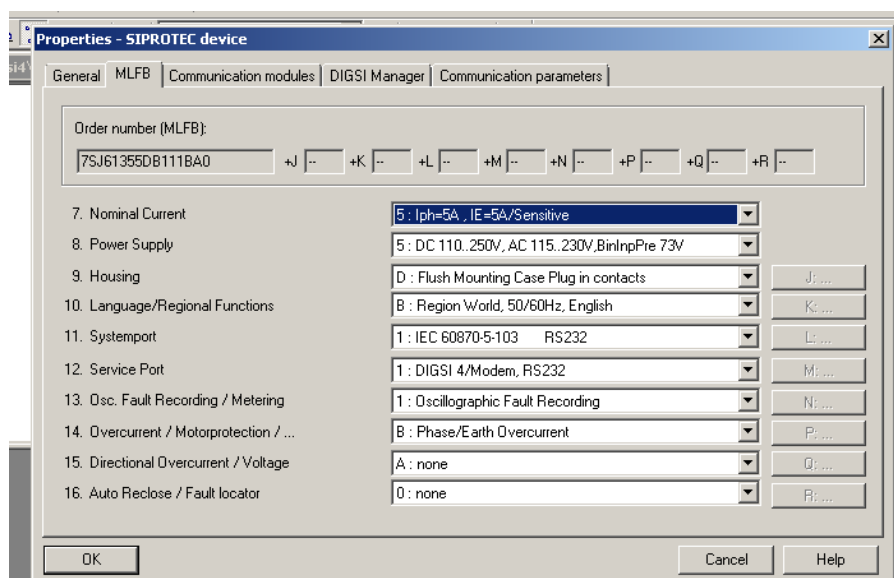


Рисунок Б4 – Терминал 7SJ61355DB111BA0

Данное программное обеспечение позволяет конфигурировать и параметризовать терминал защит как в Online так и в Offline режиме. При работе в Offline режиме не возникает необходимость постоянного подключения

к самому терминалу, но после конфигурирования необходимо подключиться к терминалу через указанный порт и записать данные (рисунок Б5 и Б6).

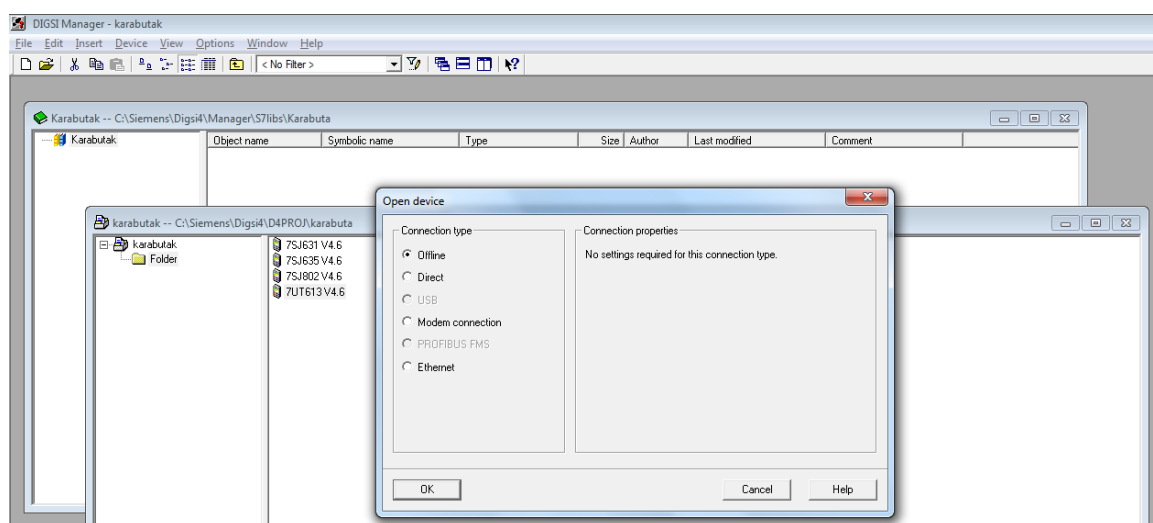


Рисунок Б5 – Тип соединения с терминалом защит

Online режим позволяет подключаться через порт Ethernet, USB, PROFIBUS FMS и через Modem connection.

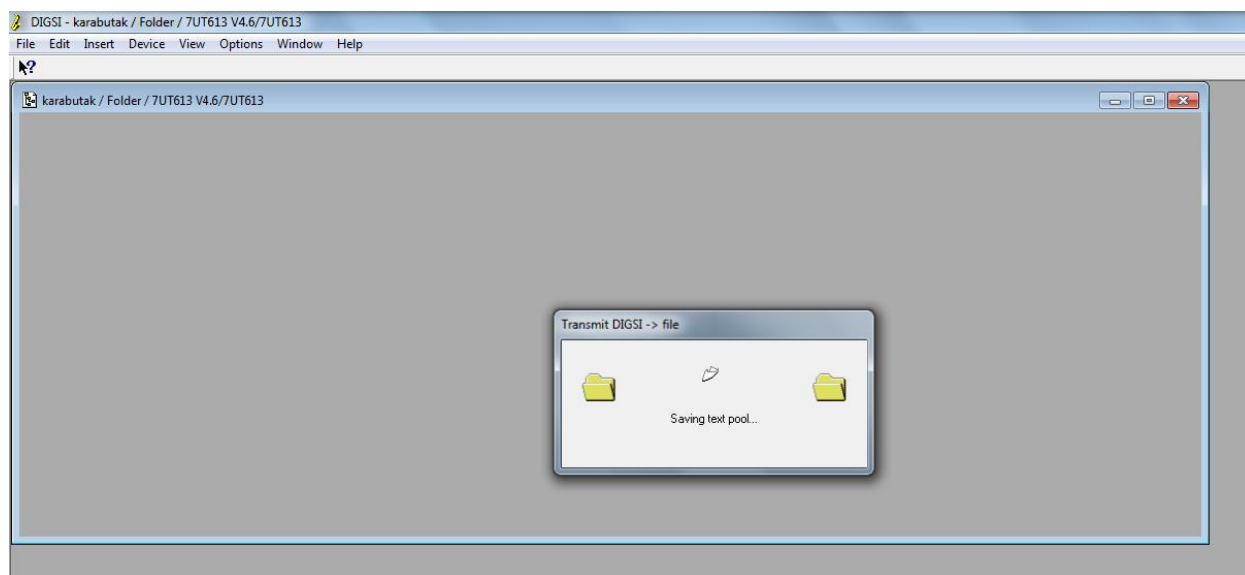


Рисунок Б6 – Сохранение и скачивание в терминал конфигурации

Далее выбираем тип соединения, в данном случае работаем в offline режиме, и заходим в «Settings» где открывается окно параметрирования и конфигурирования видов защит, управление сигнальными лампами, управление бинарными входами и выходами, задание уставок и т.д.

В окне Device configuration активизируем защиты и выбираем объект защиты трансформатор, список активных защит показан на рисунке Б7.

В окне Masking I/O параметрируются бинарные входы и выходы, а также управление LED сигнальными лампами (рисунок Б8).

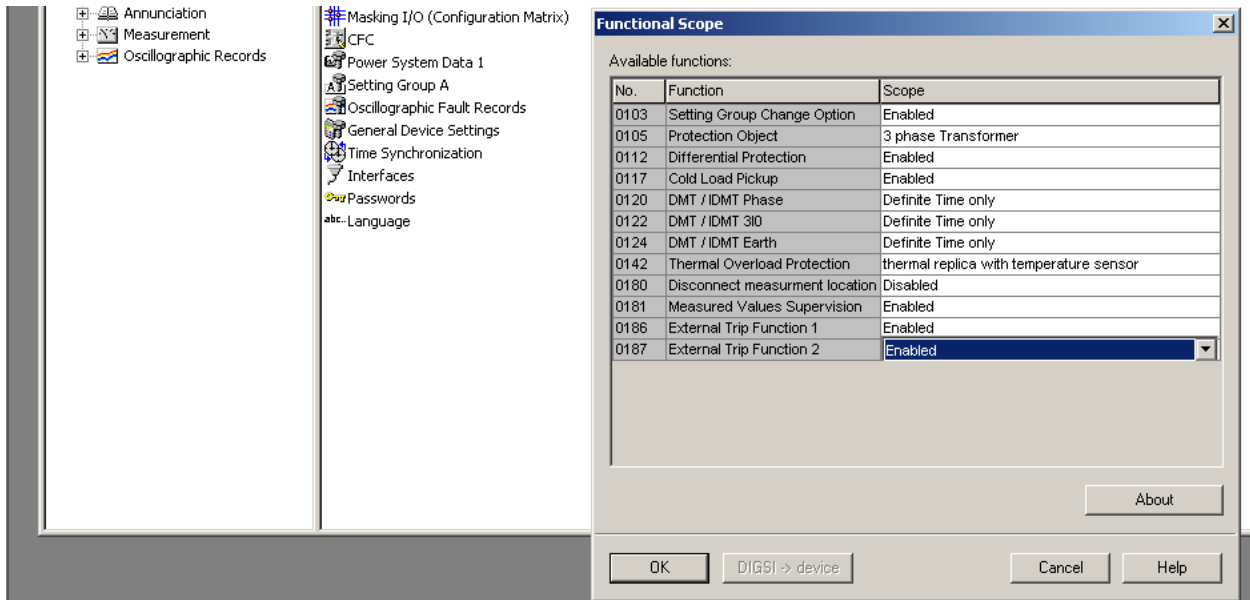


Рисунок Б7 - Окно Device configuration

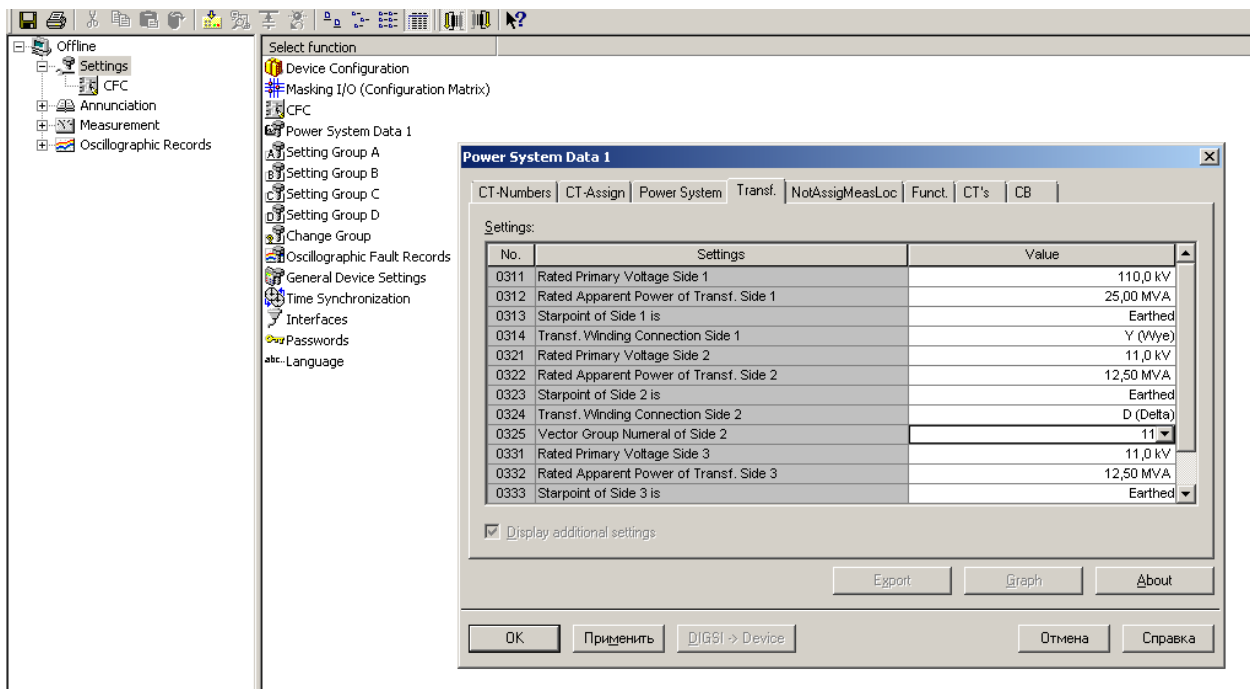


Рисунок Б8 – Параметры силового трансформатора

В окне Power System Data выбираем пункт Transf. (рисунок Б9) и вбиваем основные параметры силового трансформатора, а в пункте CT's (рисунок Б10) параметры измерительных трансформаторов тока значения которых приведены в таблице 5.1.

Таблица Б.1 – Параметры ТТ и силового трансформатора

Оборудование	Название уставки	Пояснения	Введенное значение
Transf.	Rated primary voltage side 1	Напряжение высокой стороны	110 kV
	Rated apparent power of transf. Side 1	Номинальная мощность ВН	25,00 MVA
	Transf. winding connection side 1	Соединение обмоток ВН	Y (Wye)
	Rated primary voltage side 2	Напряжение низкой стороны	11,0 kV
	Rated apparent power of transf. Side 2	Номинальная мощность НН	12,50 MVA
	Transf. winding connection side 2	Соединение обмоток НН	D (Delta)
	Rated primary voltage side 3	Напряжение низкой стороны	11,0 kV
	Rated apparent power of transf. Side 3	Номинальная мощность НН	12,50 MVA
	Transf. winding connection side 3	Соединение обмоток НН	D (Delta)
CT's	CT-Strpnt. Meas. Loc. 1 in Dir. of Object	Направление ТТ ВН к защищаемому объекту	YES
	CT Rated Primary Current Meas. Loc. 1	Ток первичной стороны ТТ ВН	200 A
	CT Rated Secondary Current Meas. Loc. 1	Ток вторичной стороны ТТ ВН	5 A
	CT-Strpnt. Meas. Loc. 2 in Dir. of Object	Направление ТТ НН к защищаемому объекту	YES
	CT Rated Primary Current Meas. Loc. 2	Ток первичной стороны ТТ НН	1500 A
	CT Rated Secondary Current Meas. Loc. 2	Ток вторичной стороны ТТ НН	5 A
	CT-Strpnt. Meas. Loc. 3 in Dir. of Object	Направление ТТ НН к защищаемому объекту	YES
	CT Rated Primary Current Meas. Loc. 3	Ток первичной стороны ТТ НН	1500 A
	CT Rated Secondary Current Meas. Loc. 3	Ток вторичной стороны ТТ НН	5 A

После введения параметров защищаемого оборудования и измерительных трансформаторов тока, сохранив данные можно открыть Setting group A, где параметрируются уставки. Уставки вбиваются в относительных единицах, расчёт уставок приведен в приложении А.

В терминалах Siemens существуют адрес для введения уставок с названием самой защиты (рисунок Б11 и Б12).

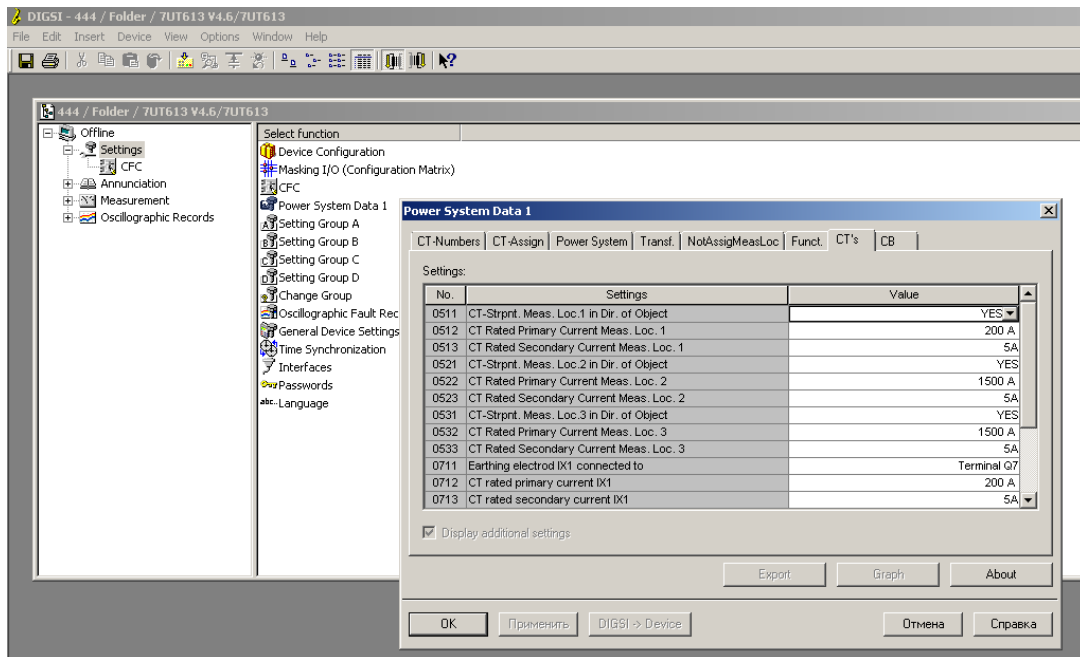


Рисунок Б.10 – Параметры измерительных трансформаторов тока

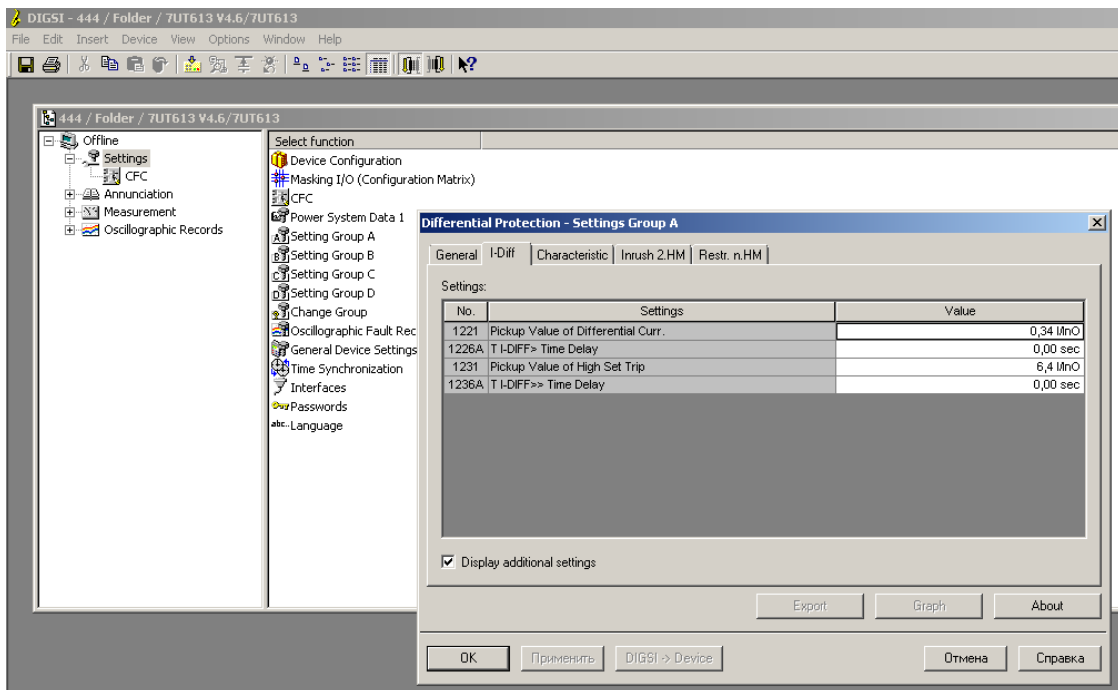


Рисунок Б.11 – Уставки дифференциальной защиты трансформатора

Например для адреса 1221 вбивается базовая уставка т.е. ток начала торможения в относительных единицах равное 0,34 о.е., Подобное описание приведено в таблице Б.2.

Таблица Б.2. – Адреса и описание значений уставок

Защита	адрес	Название уставки	Пояснения	Уставка
I-Diff	1221	Pickup Value of Differential Curr.	Базовая уставка (ток начала торможения)	0,34 I/InO
	1226A	T I-Diff>time Delay	Выдержка времени	0,00 sec
	1231	Pickup Value of High Set Trip	Диф. отсечка (диф. защита без торможения)	6,4 I/InO
	1236A	T I-Diff>time Delay	Выдержка времени	0,00 sec
Characteristic	1241A	SLOPE 1	Угол наклона 1 характеристики отключения	0.25
	1242A	BASE POINT 1	Начальная точка характеристики 1	0.00 I/InO
	1243A	SLOPE 2	Угол наклона 2 характеристики отключения	0.50
	1244A	BASE POINT 2	Начальная точка характеристики 2	2.50 I/InO
	1251A	I-REST. STARTUP	I-ТОРМОЖЕНИЯ для определения пуска	0.10 I/InO
	1252A	START-FACTOR	1.0	Коэффициент увеличения при пуске
	1253	T START MAX	5.0 sec	Максимально допустимое время пуска
	1261A	I-ADD ON STAB.	Сраб. для добавочного торм	4.00 I/InO
	1262A	T ADD ON-STAB.	Длительность добав. торм-я	15 Cycle
	1263A	CROSSB. ADD ON	Время перекрестн. блокирования при добавочном торможении	15 Cycle

Защита от перегрузки на стороне 110 кВ является резервной защитой трансформатора термина 7UT613. Введенные уставки сведены в таблицу Б.3. После параметрирования и конфигурирования уставок дифференциальной защиты трансформатора и введения значения характеристики отключения можно назначить в Masking I/O (Configuration Matrix) назначаем на LED «1» срабатывание ДЗТ. Это означает что при срабатывании дифференциальной отсечки или какой либо ступени дифференциальной защиты, на панели будет загораться первая светодиодная лампочка, параметрирование показана на рисунке Б14.

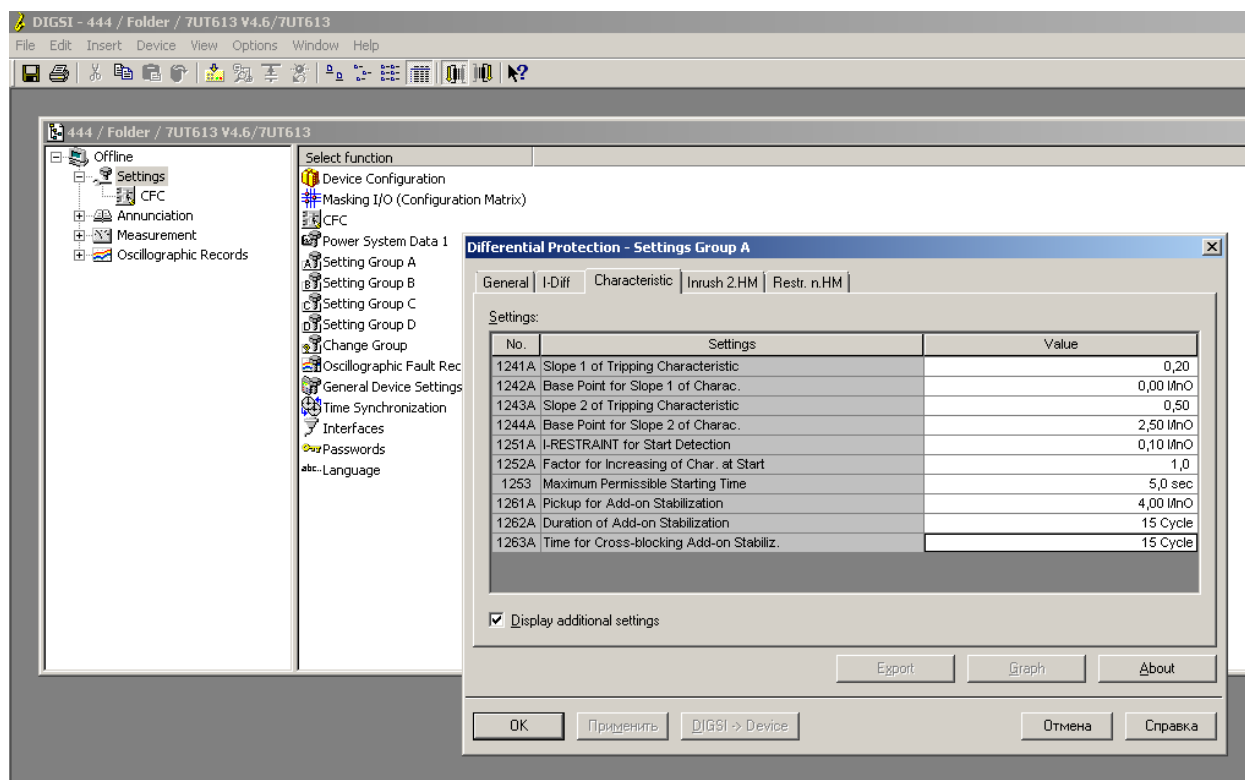


Рисунок Б12 – Значение характеристики отключения

Таблица Б.3. – Адреса и описание занчения уставок резервной защиты терминала 7UT613

Защита	адрес	Название уставки	Пояснения	Уставка
DMT	2012	I>> Pickup	I>> срабатывание	2.31 I/InS
	2013	T I- >>time Delay	T I>> выдержка времени	1,20 sec
	2015	I> Pickup	I> срабатывание	1,1 I/InS
	2016	T I- > time Delay	T I> выдержка времени	7,00 sec

Сигнал отключения (срабатывания защиты) назначим на В input «1». Сигнал поступающий от катушки отключения выключателя будет приходить на первый бинарный вход, где терминал согласно логике будет принимать соответствующие действия, назначение бинарного входа показан на рисунке Б14.

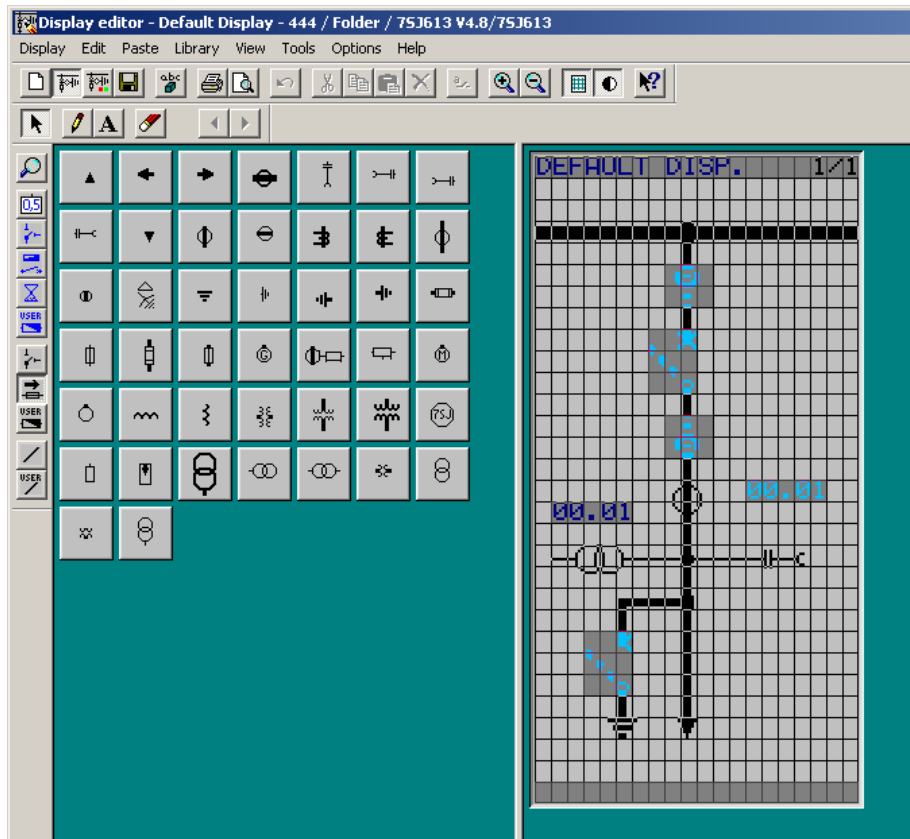


Рисунок Б15 – Окно Display editor терминала резервных защит 75J6

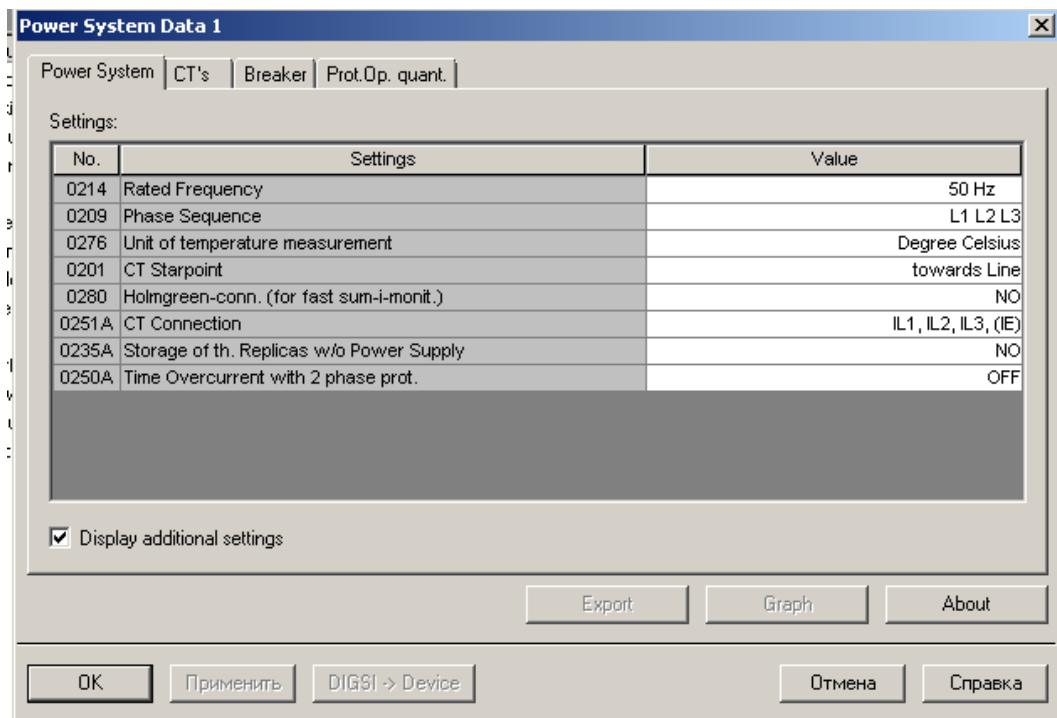


Рисунок Б16 – Окно параметров сети

На рисунке Б14 показана окно редактирования схемы. В данном окне можно собрать схему согласно принципиальной схеме с последующим управлением элементами.

Таблица Б4. – Адреса и описание значений уставок резервной защиты терминала 7SJ6

Параметр	адрес	Название уставки	Пояснения	Уставка
Power system	0214	Rated Frequency	Номинальная частота системы	50 Hz
	0209	PHASE SEQ.	Порядок чередования фаз	L1 L2 L3
	0276	Unit of temperature measurement	Единица измерения температура	Degree Celsius
	0201	CT Starpoint	Направление к общей точки звезды трансформаторов тока в сторону линии в сторону шин	Towards Line
	0251A	CE connection	ТТ наличие соединения на фазах	IL1, IL2, IL3, (IE)
	0235A	Storage of th. Replicas w/o Power supply		No
	0250A	Time overcurrent with 2 phase prot.	Выдержка времени с 2-х фаз. защ.	Off
CT's	0204	CT RATED PRIMARY CURRENT	Ток первичной стороны ТТ ВН	200 А
	0205	CT RATED SECONDARY CURRENT	Ток вторичной стороны ТТ ВН	5 А
	0217	IE-CT RATED PRIMARY CURRENT	Ток первичной стороны ТТ земли	60 А
	0218	IE-CT RATED SECONDARY CURRENT	Ток вторичной стороны ТТ земли	5 А
Breaker	0210A	Tmin TRIP CMD	Минимальная длительность команды отключения	0.15 sec
	0211A	Tmax CLOSE CMD	Максимальная длительность команды включения	1.000 sec
	0212	BkrClosed I MIN	Минимальный ток, характеризующий включенное положение выключателя	4 А

Далее согласно принятым расчетам вводим значения уставок в определенный адрес. Введенные значения показаны на рисунке Б19.

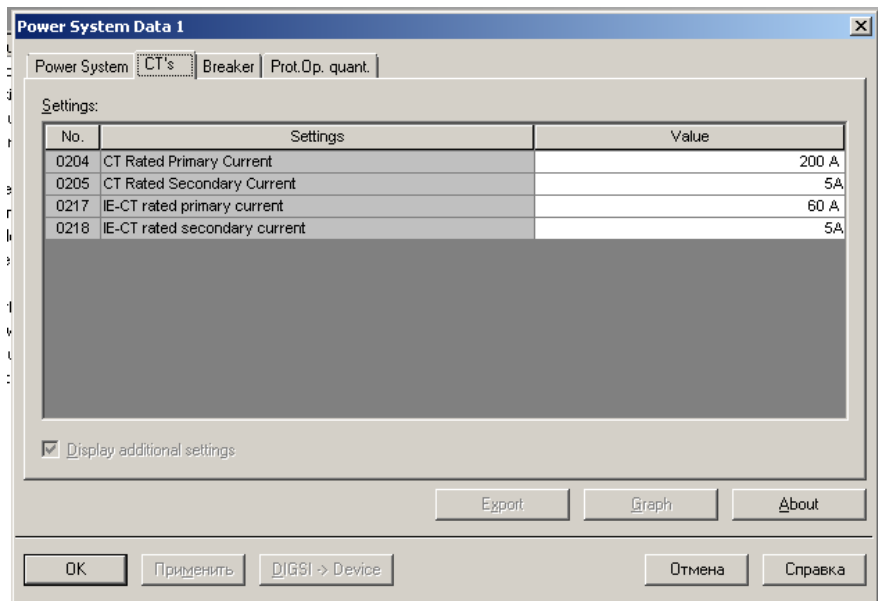


Рисунок 5.17 – Окно параметров ТТ

После введения параметров оборудованию открываем Setting Group A где находятся активные защиты (рисунок Б19).

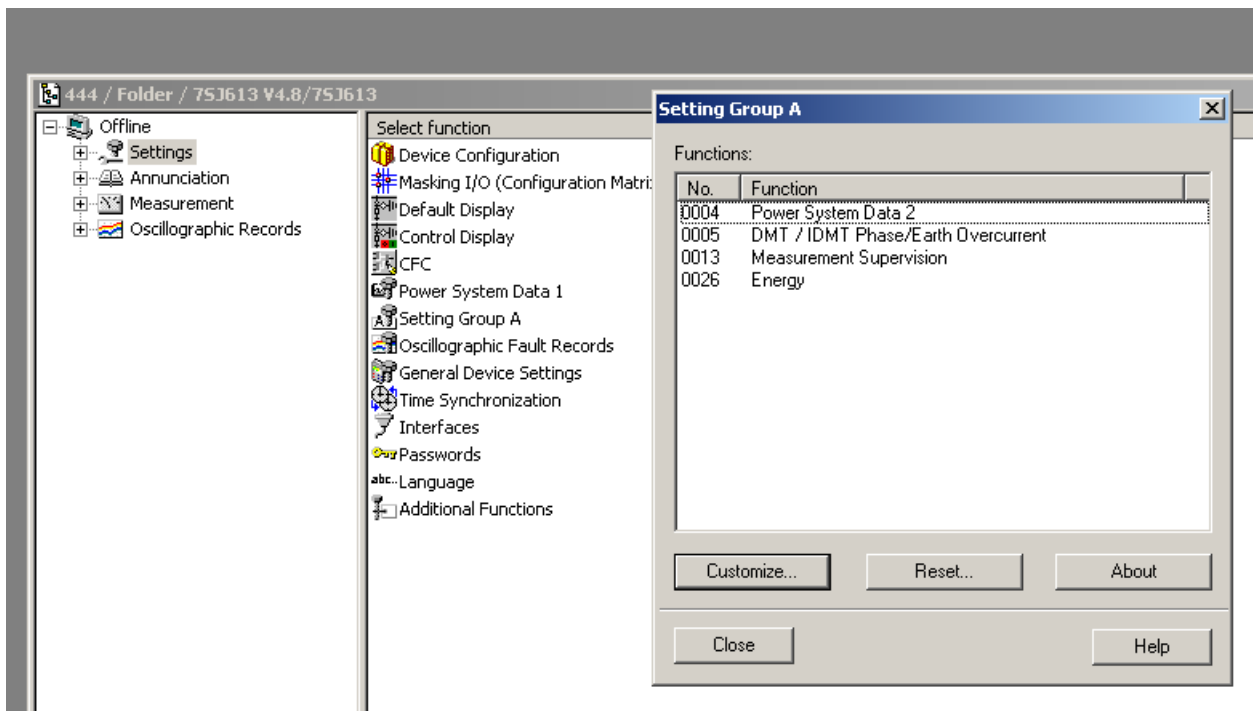


Рисунок Б18 – Окно активных защит Setting Group A

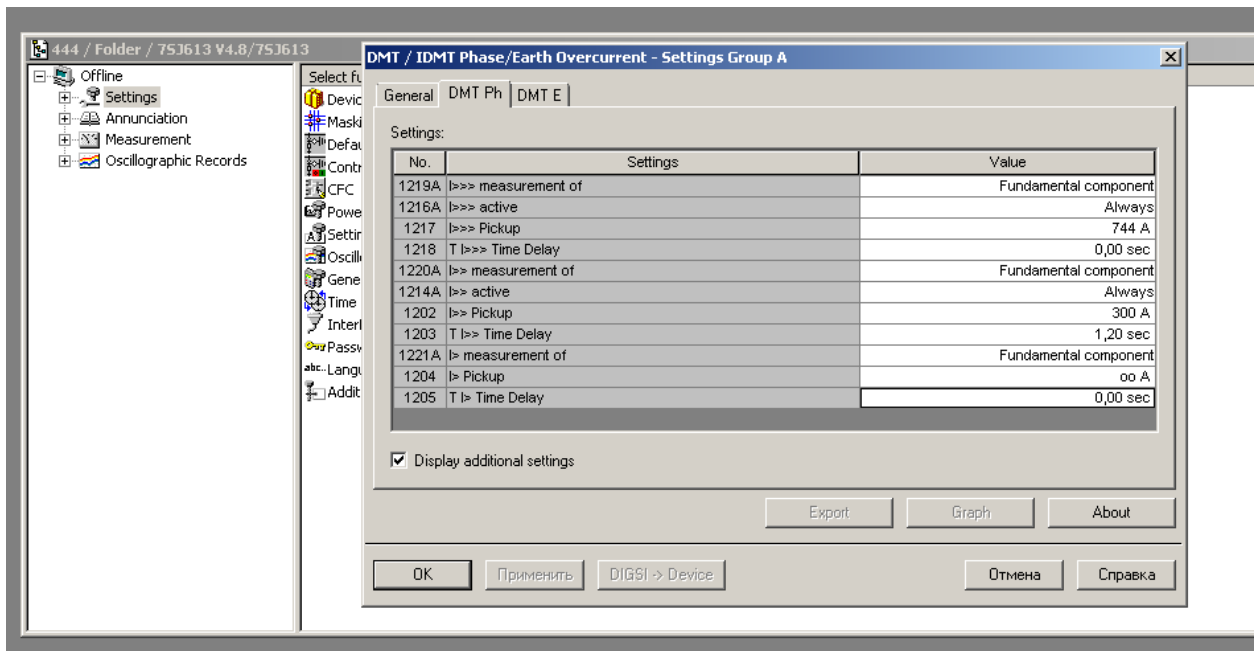


Рисунок Б19 – Уставки резервных защит терминала 7SJ6

Аналогично можно назначить бинарные входы и выходы для терминала и сигнальные лампы LED для определенной защиты.

Приложение В

Протокол проверки срабатывания защит трансформатора

Diff T-1 (ABC)

Объект испытания - Дифференциальные параметры

Защищенный объект:

Защищенный Трансформатор

объект:

Векторная YD11

группа:

Имя обмотки / Ветви:	Первичная	Вторичная
Напряжение:	110,00 kV	10,00 kV
Мощность:	25,00 MVA	12,5,00 MVA
Заземление нейтрали звезды:	Да	Нет
ТТ, соедин. по сх. 'Звезда':	Нет	Нет

ТТ:

Имя обмотки / Ветви:	Первичная	Вторичная
Первичный ток ТТ:	200,00 А	1500,00 А
Вторичный ток ТТ:	5,00 А	5,00 А
Заземление ТТ:	к объекту защиты	к объекту защиты
Первичный ток ТТ на землю:	200,00 А	800,00 А
Вторичн. ток ТТ на землю:	5,00 А	5,00 А
Заземление ТТ:	не применимо	не применимо

Устройство защиты:

Опорная Первичная
 обмотка:
 Расчет $I_{смещ.} = (|I_p| + |I_s|) / K1$
 ($K1 = 1,00$)
 Исключение IL-I0
 нулевой
 последоват.:
 ток опорного Номинальный ток
 сигнала: О.З.
 Используемое Нет
 заземление
 ТТ:
 Откл. сумм. Нет
 хар.:

		$t_{дифф. >}$:	0,00 s
$I_{дифф. >}$:	0,44 In	$t_{дифф. >>}$:	0,00 s
$I_{дифф. >>}$:	6,00 In		
		доп. по t, отн.:	1,00 %
Допуск по I отн.:	0,50 %	доп. по t, абс.:	0,05 s
Допуск по I абс.:	0,10 In		

Испытательный модуль

Имя:	OMICRON-Рабочая характеристика ДЗ	Версия:	2.22
Пуск испытания:	15-май-2009 17:30:17	Окончание испытания:	15-май-2009 17:35:13
Имя пользователя:		Менеджер:	
Компания:			

Настройки при испытании:

Общие настройки:

Испытание:	Первичная / Вторичная	Время задержки.:	0,25 s
Макс. время испытания:	1,50 s		

Предаварийн.: Нет
 Предаварийн. ток: 0,00 In
 U вых.: Нет
 разблокировано:
 GPS/IRIG-B Нет
 включено:

Предаварийное время: 0,000 s
 U вых. обмотка: Первичная
 Сторона Первичная
 GPS/IRIG-B:

Настройки поисковых испытаний:

Игнорировать характеристику по умолчанию: Нет
 Относительное разрешение: 0,10 %
 Абсолютное разрешение: 0,010 In

Двоичные выходы

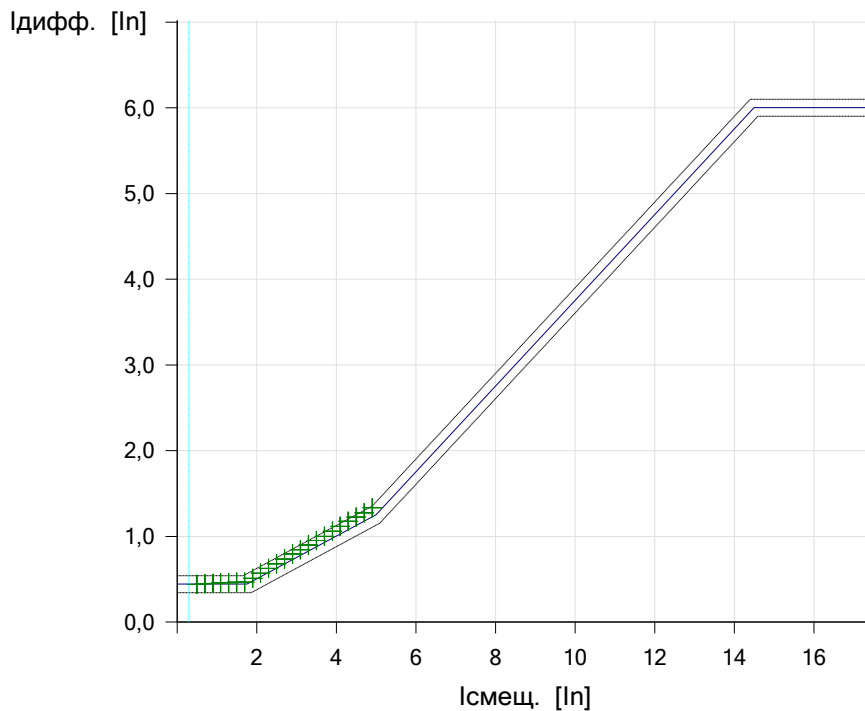
Двоичн. Вых. 1: 0
 Двоичн. Вых. 2: 0
 Двоичн. Вых. 3: 0
 Двоичн. Вых. 4: 0

Результаты испытаний для места КЗ L1-L2-L3 На эталонной стороне Первичная

Исмещ.	Идифф. номин. зн.	Действ. знач. Идифф.	Откло н.(отно сит.)	Откло н.(абс.)	Провер очное испытание	Состоя ние	Результ ат
0,30 In	0,440 In	не прим.	не прим.	не прим.		Надчер кивание	не прим.
0,50 In	0,440 In	0,437 In	-0,71 %	-0,0031 In		Испыта нный	Успеш ный
0,70 In	0,440 In	0,443 In	0,71 %	0,0031 In		Испыта нный	Успеш ный
0,90 In	0,440 In	0,449 In	2,13 %	0,0094 In		Испыта нный	Успеш ный
1,10 In	0,440 In	0,456 In	3,55 %	0,0156 In		Испыта нный	Успеш ный
1,30 In	0,440 In	0,456 In	3,55 %	0,0156 In		Испыта нный	Успеш ный

1,50 In	0,440 In	0,462 In	4,97 %	0,0219 In	Испыта нный	Успеш ный
1,70 In	0,440 In	0,464 In	5,47 %	0,0241 In	Испыта нный	Успеш ный
1,90 In	0,475 In	0,510 In	7,40 %	0,0352 In	Испыта нный	Успеш ный
2,10 In	0,525 In	0,568 In	8,18 %	0,0430 In	Испыта нный	Успеш ный
2,30 In	0,575 In	0,626 In	8,83 %	0,0508 In	Испыта нный	Успеш ный
2,50 In	0,625 In	0,676 In	8,13 %	0,0508 In	Испыта нный	Успеш ный
2,70 In	0,675 In	0,734 In	8,68 %	0,0586 In	Испыта нный	Успеш ный
2,90 In	0,725 In	0,791 In	9,16 %	0,0664 In	Испыта нный	Успеш ный
3,10 In	0,775 In	0,841 In	8,57 %	0,0664 In	Испыта нный	Успеш ный
3,30 In	0,825 In	0,899 In	9,00 %	0,0742 In	Испыта нный	Успеш ный
3,50 In	0,875 In	0,949 In	8,48 %	0,0742 In	Испыта нный	Успеш ный
3,70 In	0,925 In	0,999 In	8,02 %	0,0742 In	Испыта нный	Успеш ный
3,90 In	0,975 In	1,057 In	8,41 %	0,0820 In	Испыта нный	Успеш ный
4,10 In	1,025 In	1,115 In	8,77 %	0,0898 In	Испыта нный	Успеш ный
4,30 In	1,075 In	1,173 In	9,08 %	0,0977 In	Испыта нный	Успеш ный
4,50 In	1,125 In	1,223 In	8,68 %	0,0977 In	Испыта нный	Успеш ный
4,70 In	1,175 In	1,273 In	8,31 %	0,0977 In	Испыта нный	Успеш ный
4,90 In	1,225 In	1,330 In	8,61 %	0,1055 In	Испыта нный	Успеш ный

График характеристики срабатывания



Состояние:

24 вне 24 точки, проверенные при испытании. 24 точки, успешн. 0 точки, неуспешн.

Общая оценка: Испытание успешное

МТЗ ABC:

Объект испытания - Параметры перегрузки по току

Максимальная токовая защита

Допуск по времени, абс.зн.:	0,100 s	Относит. допуск по времени:	10,00 %
Допуск по току, абс.зн.:	0,10 In	Относит. допуск по току:	5,00 %
Подсоединение СТ:	В онлайнном режиме		

Подсоединение К линии
 нейтрали ТТ:
 Направленная: Нет
 Коэфф.возврата: 0,95
 Применить Нет
 Автовозврат:

Пороговое значение	Активировать	Ток срабатывания	Время	Характеристика
I>	Да	1,000 In (5,000 A)	1,200 s	Определить время
I>>	Нет	4,000 In (20,000 A)	0,100 s	
I>>>	Нет	10,000 In (50,000 A)	0,050 s	

Настройки испытания для типа повреждения L1-L2-L3

Модель повреждения

Предавварийно 0,000 s
 е время:

Поставарийн. 500,0 ms
 время:

Макс.абс. 5,000 s
 знач. врем.

для поврежд.:

Напряжение 1,000 Un
 повреждения:

Ток нагрузки: 0,000 In

Угол: -75,00 °

Тепл.сброс Нет
 разблокирова

н:

Метод Вручную

тепл.сброса:

Макс.отн. знач. 100,00 %
 врем. для
 поврежд.:

Испытание на срабатывание

Тип Не выполнять испытание
 испытания:
 Значение при не прим.
 отключении:
 Разрешение: 100,0 ms
 Оценить: Нет

Относ ит.	I [A]	Направ ление	tном.	tмин.	tмакс.	Макс. время повреж д.
0,98 I>	4,90	не прим.	Нет отключ ения	1,080 s	Нет отключ ения	5,000 s
1,06 I>	5,33	не прим.	1,200 s	1,080 s	Нет отключ ения	5,000 s
1,14 I>	5,71	не прим.	1,200 s	1,080 s	1,320 s	2,640 s
1,21 I>	6,03	не прим.	1,200 s	1,080 s	1,320 s	2,640 s
1,38 I>	6,89	не прим.	1,200 s	1,080 s	1,320 s	2,640 s

Двоичные выходы

Двоичн. Вых. 1: 0
 Двоичн. Вых. 2: 0
 Двоичн. Вых. 3: 0
 Двоичн. Вых. 4: 0

Состояние триггера

Логика триггера: ИЛИ

Отключение: 1

Испытательный модуль

Имя: OMICRON-Максим. Версия: 2.22
 защита

Пуск 15-май-2009 Окончание 15-май-2009
 испытания: 19:29:39 испытания: 19:29:58
 Имя Менеджер:
 пользователя:
 Компания:

Результаты испытаний для типа повреждений L1-L2-L3

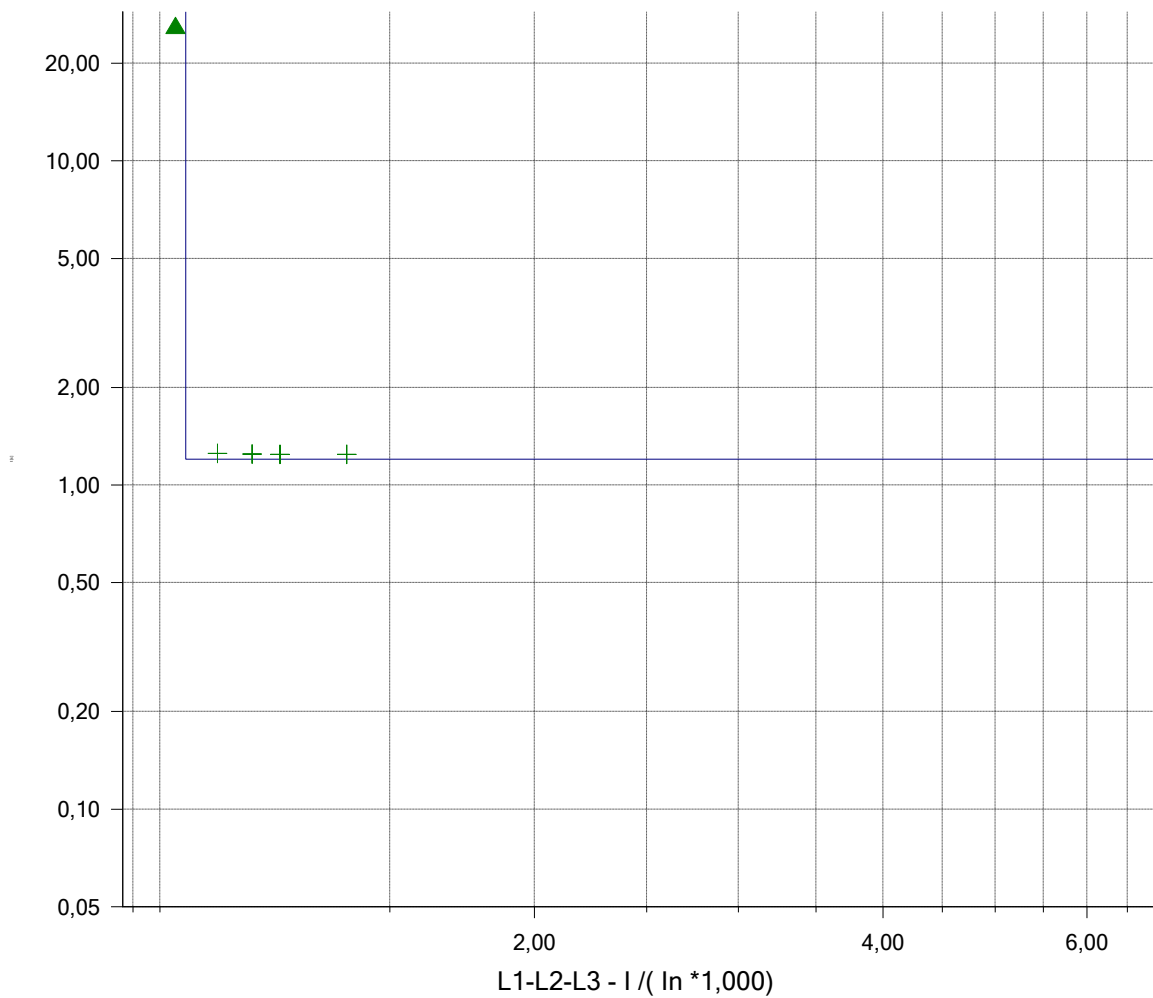
Относит.	I [A]	Направление	tном.	tфакт.	Отклонение[%]	Состояние	Перегрузка	Результат
0,98 I>	4,90	не прим.	Нет отключения	Нет отключения		Испытанный		Успешный
1,06 I>	5,33	не прим.	1,200 s	1,251 s	4,22	Испытанный		Успешный
1,14 I>	5,71	не прим.	1,200 s	1,244 s	3,69	Испытанный		Успешный
1,21 I>	6,03	не прим.	1,200 s	1,242 s	3,47	Испытанный		Успешный
1,38 I>	6,89	не прим.	1,200 s	1,242 s	3,51	Испытанный		Успешный

Результаты испытания на срабатывание

Статус испытания: Нет доступных результатов!

Параметр срабатывания:
 Значение при отпадании:
 Сброс отношения:
 Прогрешность коэфф. трансформации (относит.):
 Оценка:

График характ. макс. ток. защиты



Состояние:

5 вне 5 точки, проверенные при
испытании. 5 точки, успешн. 0
точки, неуспешн.

**Общая оценка: Испытание
успешное**