

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

Техническое и информационное обеспечение интеллектуальных систем
электроснабжения
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Модернизация релейной защиты и автоматики трансформаторной подстанции 110/10 кВ городской распределительной сети»

Студент	<u>М.М. Акатушев</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)
Научный руководитель	<u>А.А. Кувшинов</u> (И.О. Фамилия)	_____ (личная подпись)

Руководитель программы д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)
« ____ » _____ 2018 г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина _____
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) (личная подпись)
« ____ » _____ 2018 г.

Тольятти 2018

Оглавление

Введение.....	4
1 Анализ аппаратуры релейной защиты и автоматики представленной на рынке.....	7
1.1 Электромеханические устройства.....	9
1.2 Статические (полупроводниковые) реле.....	16
1.3 Микропроцессорные реле.....	25
1.4 Выводы по главе.....	36
2 Выбор релейной защиты и автоматики. Расчет уставок.....	37
2.1 Описание первичной схемы подстанции.....	37
2.2 Анализ аппаратуры релейной защиты и автоматики установленной на подстанции.....	37
2.3 Выбор защит и автоматики на подстанции.....	41
2.4 Выбор устройств релейной защиты и автоматики.....	45
2.5 Расчёт токов короткого замыкания.....	48
2.5.1 Расчёт максимальных токов короткого замыкания.....	48
2.5.2 Расчёт минимальных токов короткого замыкания	54
2.6 Расчёт уставок релейной защиты и автоматики.....	58
2.6.1 Расчёт токовой защиты нулевой последовательности ВЛ-110 кВ.....	58
2.6.2 Расчёт продольной дифференциальной токовой защиты трансформатора.....	61
2.6.3 Расчёт дистанционной защиты линий 110 кВ.....	67
2.6.4 Расчёт максимальной токовой защиты линий 110 кВ "ПКЗ-Северная" и "Город-31".....	71
2.6.5 Расчёт максимальной токовой защиты 110 кВ трансформаторов С1Т и С2Т.....	72
2.6.6 Расчёт дифференциальной защиты шин 110 кВ.....	74
2.7 Выводы по главе.....	79
3. Основные свойства релейной защиты.....	80

3.1 Функции релейной защиты от коротких замыканий и основные требования предъявляемые к её свойствам.....	80
3.2 Сравнение свойств релейной защиты подстанции на примере дифференциальной защиты трансформатора.....	86
3.3 Выводы по главе.....	88
Заключение.....	89
Список используемых источников.....	91

Введение

Функционирование города не мыслимо без использования электрической энергии. На электроэнергию работают приборы внутреннего, наружного и бактерицидного освещения, системы вентиляции и кондиционирования зданий, холодильники бытовые и промышленные, связь и коммуникации, ЭВМ и т.д. Помимо этого системы водоснабжения, теплоснабжения, газоснабжения и канализации работают на электрическом приводе [8]. Соответственно место системы электроснабжения в городской инфраструктуре переоценить трудно.

Релейная защита предназначена для выявления и автоматического отключения поврежденного элемента (как правило при коротких замыканиях) от остальной электрической сети посредством выключателей. Некоторые виды повреждений или ненормальных режимов не требуют немедленной ликвидации. В этих случаях релейная защита может действовать на сигнал или разгрузку электрооборудования.

Наряду с релейной защитой бесперебойность электроснабжения обеспечивается рядом других автоматических устройств: автоматического повторного включения - АПВ; автоматического включения резерва - АВР; автоматической частотной разгрузки - АЧР; автоматики регулирования коэффициента трансформации - АРКТ и т.д.

Одной из важнейшей проблем электроэнергетики в целом, является старение и износ электрооборудования. Это относится и РЗиА. Подстанция, рассматриваемая в данной работе, сооружена в конце 60-ых годов и аппаратура РЗиА физически изношена. Это может привести к отказам при внутренних повреждениях, срабатывания при внешних КЗ и ложным срабатываниям [2]. Так же устройства с большим сроком эксплуатации требуют более частых и тщательных проверок и регулировок.

С момента пуска подстанции в эксплуатацию техника РЗиА не стояла на месте. Появились устройства с более совершенными характеристиками и большей функциональностью. С этим связано понятие морального устаревания.

Когда наиболее целесообразно замена изношенного оборудование на более современное, чем на однотипное.

Тема данной магистерской диссертации является модернизация релейной защиты и автоматики подстанции 110/10 кВ городской распределительной сети. Рассматриваемая подстанция ГПП-5000000 расположена в промышленно-коммунальной зоне Автозаводского района г. Тольятти.

Для сравнения вариантов устройств РЗА, помимо цены, используются технические характеристики (свойства), требования. Современные требования к РЗА, включают в себя селективность, чувствительность, быстродействие, надёжность, функциональность, возможность интеграции к АСУ ТП. Всё это объединяется понятием эффективность РЗА [22].

Целью данной магистерской диссертации является повышение эффективности РЗА ПС110/10 кВ.

Задачи поставленные для решения в ходе диссертации:

1. Анализ аппаратуры релейной защиты и автоматики представленной на рынке;
2. Выбор релейной защиты и автоматики и расчёт уставок ПС 110/10 кВ ГПП-5000000;
3. Сравнительный анализ технических параметров, характеризующих эффективность РЗА, существующих и предлагаемой к установке устройств РЗА.

Данная работа может быть использована при модернизации подстанции ГПП-5000000. Расчёт токов КЗ и уставок РЗА может найти применение при уточнении и корректировки действующих уставок. Анализ аппаратуры РЗА представленной на рынке может помочь при частичной замене отдельных элементов действующей РЗА при её техническом обслуживании.

По теме диссертации опубликованы 3 работы:

1. Акатушев, М.М. Кувшинов А.А. Релейная защита присоединений 6-35 кВ. Небольшой обзор бюджетных решений// Проблемы электротехники,

электроэнергетики и электротехнологии: V Всероссийская научно-техническая конференция : сборник трудов. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2017. – С. 477-481.

2. Акатушев, М.М. Небольшой обзор измерительных реле на электромеханической элементной базе// Современные тенденции в науке, технике, образовании: Сборник научных трудов по материалам III Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года, г. Смоленск). В двух частях. Часть 2 / Международный научно-информационный центр «Наукосфера». Смоленск, 2018. - с. 10-11.

3. Акатушев, М.М. О свойствах релейной защиты// Современные тенденции в науке, технике, образовании: Сборник научных трудов по материалам III Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года, г. Смоленск). В двух частях. Часть 2 / Международный научно-информационный центр «Наукосфера». Смоленск, 2018. - с. 12-13.

Диссертационная работа состоит из введения, трёх глав, заключения, списка использованных источников из 33 наименований и содержит 94 страницы.

1 Анализ аппаратуры релейной защиты и автоматики представленной на рынке

Короткие замыкания в электроэнергетической системе сопровождаются в подавляющем большинстве возрастанием тока. Поэтому данное явление использовалось в выполнении самых первых защит. Поначалу электрооборудование и ЛЭП защищались плавкими предохранителями. При превышении заранее установленного тока, плавкая вставка предохранителя расплавлялась и электрическая цепь обрывалась, предотвращая тем самым оборудование и линии от перегрева и повреждений. В скором времени предохранители стали заменятся первыми устройствами релейной защиты на основе электромагнитных реле. Широко применяться данные устройства уже стали с начала двадцатого века. Далее, в 1901 году, появляются реле, основанные на индукционном принципе. В 1905-1908 закладываются основы дифференциального принципа выполнения защит элементов электрической сети. С 1910-х годов находят применение токовые направленные защиты, разрабатываются реле реагирующие на сопротивление, в результате в начале 20-х годов начинается внедрение дистанционных защит. В 1923-1928 гг. производятся попытки применения устройств электроники, в том числе техники работающей в области высокой частоты.

В 30-х годах появилась работа, обстоятельно рассматривающая использование наложение токов высокой частоты на линию электропередач, что говорит о первых шагах по созданию защит с передачей сигналов по каналам высокочастотной связи. В это же время в СССР созданы дистанционные защиты на основе электронных ламп. Но в дальнейшем пришли к выводу, о нецелесообразности использования электронных ламп в устройствах релейной защиты.

Также в 30-х годах начинается использование полупроводников. Данное направление оказалось достаточно перспективным. Поначалу использовались селеновые и купроксные (медно-закисные) выпрямители, соответственно защиты уже работали на выпрямленном токе. В 40-ых годах, с появлением

кристаллических полупроводников, выполняются реле с использованием усилителей и выпрямительных схем. В дальнейшем разработаны бесконтактные реле, устройства и защиты.

Также в эти годы начаты работы по применению в технике релейной защиты магнитных элементов. В 50-е годы в СССР разработаны и применены защиты с магнитными трансформаторными реле. Разработаны достаточно простые реле с подмагничиванием током промышленной частоты. Однако их инерционность и массогабаритные показатели уступают полупроводниковой технике, вследствие чего подобные устройства не получили широко применения, за исключением дифференциальных защит, где их модификации до сих пор используются.

С изобретением транзистора и с развитием полупроводниковой техники, появлением интегральных микросхем (операционных усилителей, компараторов и др.) происходит дальнейшее развитие и широкое применение статических (электронных) реле. По сравнению с электромеханическими обладающими значительными преимуществами, которые будут рассмотрены далее.

В 90-х годах прошлого столетия благодаря развитию и совершенствованию микроэлектроники получают распространение микропроцессорные устройства РЗиА. В настоящее время дальнейшее развитие РЗиА связано совершенствованием микропроцессорных устройств, их функционала и т.д.

Соответственно можно условно выделить 3 поколения устройств защиты:

1 поколение - самые первые устройства основанные на электромеханической базе

2 поколение - устройства с использованием полупроводниковых элементов и интегральных микросхем

3 поколение - микропроцессорные устройства оперирующие дискретными сигналами и работающие под управлением микроЭВМ.

На данный момент на рынке устройств РЗиА представлены все выше перечисленные типы. Рассмотрим их номенклатуру отечественного производства, так как цена данных устройств ниже импортных аналогов и принципы их построения соответствуют отечественной школе.

1.1 Электромеханические устройства

В основе работы электромеханических реле лежит взаимодействие магнитных потоков с токами или непосредственно с магнитопроводом. Основной частью конструкции является магнитопровод из ферромагнитного материала, обмотки и механизм осуществляющий перемещение выходных контактов в пространстве. Реле по выполняемым функциям можно разделить на измерительные и логические. Измерительные предназначены для измерения и сравнения подводимой величины с уставкой. Логические выполняют функции создания необходимой выдержки времени (реле времени), усиления и размножения контактов, введение небольшой выдержки на срабатывания и/или возврат (промежуточные реле), фиксации срабатывания (указательные реле). Несколько функций часто могут быть совмещены в одном аппарате, например: индукционные токовые реле с зависимой выдержкой срабатывания, промежуточные реле с выдержкой времени на срабатывания и возврат.

Достаточно широкую номенклатуру выпускает группа компаний "ЧЭАЗ" (чебоксарский электроаппаратный завод). Производит завод устройства достаточно длительное время и долгое время был единственным предприятием по производству устройств РЗиА. Приведём предлагаемую номенклатуру аппаратов защит и их краткую характеристику.

Токовые реле:

- РТ-40; РТ-140 - электромагнитные реле максимального тока использующие п-образную магнитную систему с поперечным движением якоря. Имеют 2 секции обмотки, позволяющей последовательное и параллельное соединение. Работают при частоте 50 и 60 Гц переменного тока. Погрешность срабатывания - 5%. Коэффициент возврата не менее 0,85 на первой уставке менее 0,8 на последующих. Время срабатывания не более 0,1

секунда при токе 1,2 тока уставки и 0,03 при токе 3 тока уставки. РТ-40 - достаточно распространены в отечественной энергосистеме. Выпускаются начиная с РТ-40/0,2 до РТ-40/200. В течении многих лет эксплуатации реле достаточно хорошо себя зарекомендовали. Они имеют достаточную чувствительность и точность срабатывания, допускают изменение уставки без отключения присоединения. Но имеют недостатки присущие электромеханическим системам: относительно большую потребляемую мощность, наличие измерительной контактной системы, значительные габариты. Диапазон уставок различных номиналов реле приведены в таблице 1.

Таблица 1- Номенклатура номиналов реле РТ-40

Тип	Соединение катушек	
	последовательное	параллельное
РТ 40/02	0,05-0,1	0,1-0,2
РТ40/0,6	0,15-0,3	0,3-0,6
РТ40/2	0,5-0,1	1-2
РТ40/6	1,5-3	3-6
РТ40/10	2,5-5	5-10
РТ40/20	5-10	10-20
РТ40/50	12,5-25	25-50
РТ40/100	25-50	50-100
РТ40/200	50-100	100-200

Конструкция реле РТ-40 послужила основой следующих типов реле:

РТ-40/1Д - реле повышенной термической стойкости. Реле применяются в случаях, когда ток проходящий через реле длительно имеет значительно большую кратность относительно тока срабатывания.

РТ-40/1 - трёхфазное реле применяемое в устройствах резервирования отказа выключателя.

РТ-40/Ф - реле максимального тока с загрузением при наличии высших гармоник тока.

- РТ80/РТ90 - индукционные реле тока. Сочетают в себе измерительный орган и обратнозависимый орган выдержки времени, так же имеют в наличии функцию токовой отсечки без выдержки времени и указатель срабатывания реле. Стоит отметить, что все перечисленные функции реализуются посредством одного магнитопровода. Представляют собой диск заключённый между полюсами магнитопровода. Магнитопровод расщеплен и на одну из частей установлен короткозамкнутый виток для создания магнитного поля, необходимого для работы реле. В результате прохождения тока по обмотке реле, магнитный поток наводит электродвижущую силу, которая в свою очередь создаёт ток, реагирующий с магнитным потоком и заставляющий вращаться диск.

Реле выпускаются с шкалой тока 4-10 А и 2-5 А, с шкалой времени 0,5-4 с, 2-16 с.

Отсечка имеет диапазон срабатывания от 2 до 16 крат тока уставки, но при выше 8 крат увеличен разброс срабатывания.

Коэффициент возврата не менее 0,8. Погрешность срабатывания индукционного элемента не более 5%.

Реле РТ-83 и РТ-84 помимо основных контактов имеют вспомогательные контакты, которые могут использоваться как сигнальные.

Так же реле РТ-85 и РТ-95 имеет усиленные контакты предназначенные для работы в схемах дешунтирования. РТ-90 имеют характеристику насыщения магнитопровода порядка 4 номинальных токов уставки, в отличие от РТ-80 имеющие данный показатель в пределах 8-10 токов уставки. РТ-90 применяют преимущественно для защиты электродвигателей.

Токовое дифференциальное без торможения РНТ-565/566/567. Реле РНТ-565 и РНТ-566 предназначено для дифференциальной защиты генераторов, трансформаторов и автотрансформаторов, РНТ-567 - для дифференциальной защиты шин. Конструкция реле включает в себя насыщающиеся

трёхстержневой промежуточный трансформатор, предназначенный для отстройки реле от апериодической составляющей тока при внешнем коротком замыкании и от токов намагничивания трансформатора, катушек, исполнительного органа аналогичного реле РТ-40, короткозамкнутой обмотки.

Реле РНТ-565 имеет 2 рабочие и одну уравнительную обмотку и короткозамкнутую обмотку для улучшения отстройки от апериодической составляющей. РНТ-566 содержит три независимые обмотки, РНТ-566/2, РНТ-567 и РНТ-567/2 две независимые обмотки и одну короткозамкнутую с целью улучшения отстройки от апериодических токов. Параллельно вторичной обмотке установлен резистор Rш, позволяющий менять степень отстройки реле от апериодической составляющей. Стоит отметить, что с увеличением степени отстройки увеличивается и время работы реле.

Токовое дифференциальное реле с торможением типа ДЗТ-10. По конструкции схожи с РНТ-560. Отсутствует короткозамкнутая обмотка, но имеется тормозная обмотка. Отстройка реле при внешних коротких замыканиях (когда защита по принципу действия не должна отрабатывать) осуществляется магнитным торможением. При этом реле автоматически заглобляется, тем самым предотвращая ложное срабатывание. Стоит отметить, что отстройка апериодической составляющей в токе короткого замыкания по прежнему осуществляется благодаря использованию быстронасыщающиеся промежуточных трансформаторов. Реле ДЗТ-11, ДЗТ-11/2, ДЗТ-11/3, ДЗТ-11/4 предназначаются для дифференциальной защиты силовых трансформаторов. Реле ДЗТ-11/5 предназначаются для дифференциальной защиты генераторов переменного тока.

Реле напряжения:

РН-53, РН-153/РН-54, РН-154 - максимальные/минимальные реле напряжения. По конструкции схожи с реле РТ/40. Имеют п-образный магнитопровод и якорь поперечного движения. На основе данных реле, можно организовать измерительные органы защит максимального, минимального действия с диапазоном уставок от 15 до 400В.

РНН-57 - реле максимальное нулевой последовательности. Имеет пределы уставок от 4 до 8 В.

РНФ 1Ф - реле напряжения обратной последовательности. Предназначено для защиты элементов электроэнергетической системы и электроустановок потребителей от несимметричных коротких замыканий.

РН-51, РН-151 - реле напряжения постоянного тока. Предназначены для использования в качестве измерительного органа в устройствах контроля изоляции систем постоянного тока.

РН-55 - реле напряжения сдвига фаз. Контролирует величину и угол между двумя векторами напряжения. Применяется в схемах АПВ линий с двухсторонним питанием, в схемах АЧР в качестве органа блокировки при выбеге мощных электродвигателей.

Реле времени:

Реле времени с часовым механизмом РВ-100, РВ-200. Практически единственное электромеханическое реле времени представленное в каталоге производителя. Конструкция реле состоит из магнитопровода, катушки, часового механизма создающую выдержку времени, контактной системы. Контактная система включает в себя контакты мгновенного действия, контакты с выдержкой времени и "проскальзывающие" контакты. Реле РВ-100 выпускается на постоянный оперативный ток, РВ-200 - на переменный.

Имеют 4 исполнения по пределам уставок по времени: от 0,1 до 1,3 с, от 0,25 до 3,5 с, от 0,5 до 9 с, от 1 до 20 с.

Реле промежуточные:

Стоит отметить, что хотя достаточно давно разработаны твёрдотельные реле на основе электронных ключей, нишу промежуточных реле прочно удерживают устройства на электромеханической базе, благодаря простоте конструкции, удобству эксплуатации, невысокой цене и мощной контактной системе. Реле выполняются электромагнитными, реже поляризованными. Конструкция промежуточных реле включает в себя магнитопровод, одну или несколько обмоток, контактную систему и иногда устройство замедления. В

данных реле по принципу их действия отсутствует измерительный механизм состоящий на основе пружин, осей, контактов и требующий точной регулировки при производстве, наладке и эксплуатации, что и определило их высокую надёжность, низкую стоимость и простоту эксплуатации.

Реле промежуточные двухпозиционные РП8/9/11/12. Поляризованные. РП8/11 на постоянный оперативный ток, РП10/12 на переменный.

РП-11М и РП-12М - двухпозиционные электромагнитные реле с уменьшенными габаритами.

РП-16 - реле для коммутации электрических нагрузок, применяется в схемах релейной защиты и автоматики. Могут изготавливаться с несколькими удерживающими катушками по току и напряжению. Выпускаются как на переменный так и на постоянный ток. Выпуск производится в исполнении корпуса "СУРА" 1 габарита.

РП16-1М, РП16-5М, РП16-7М - реле также применяются для коммутации электрических нагрузок, применяется в схемах релейной защиты и автоматики. Имеют уменьшенные размеры по сравнению с предыдущими указанными реле. Отметим, что реле не имеют удерживающих обмоток. Длина корпуса реле составляет 89 мм, ширина 71 мм.

РП-17 - реле промежуточное быстродействующее. Так же предназначено для работы в схемах релейной защиты и автоматики для коммутации нагрузок и размножения контактов. Имеет время срабатывания не более 0,011 с. Реле РП-16 имеет время срабатывания не более 0,02-0,03 секунд в зависимости от исполнения. Может выполняться на постоянный и на переменный ток, с удерживающими обмотками, так и без них.

РП-23, РП-25 - промежуточные реле предназначенные для работы в устройствах РЗиА. РП-23 на постоянный ток, РП-25 на переменный. Реле достаточно давно выпускаются и имеют большое распространение в отечественных электроустановках.

Реле серии РП-250 - реле промежуточные для применения в цепях РЗиА постоянного тока (РП-251, РП-252, РП-253, РП-254, РП-255) и переменного

тока (РП-256). РП-251 имеет выдержку времени на срабатывание, РП-252 и РП-256 на возврат, РП-253 и РП-255 имеют удерживание по току и срабатывание по напряжению, РП-254 удерживание по напряжению, срабатывание по току.

РП-254 с выдержкой времени на возврат, РП-253 может работать как с замедлением на срабатывание, так и без замедления.

РП-321 реле промежуточное для применения в цепях переменного тока, в частности реле может быть установлено во вторичных цепях трансформаторов тока. Состоит из промежуточного насыщающегося трансформатора с конденсатором для ограничения выходного напряжения и выпрямителя, посредством которого питается непосредственно обмотка реле.

РП-341, РП-361 - реле промежуточные аналогичные по конструкции РП-321 и имеющие контакты усиленной мощности, предназначенные для коммутации токов токовых цепей без разрыва. Применяются в схемах РЗ на переменном оперативном токе с дешунтированием отключающих электромагнитов управления.

РП-342, РП-362 - реле промежуточные с катушкой на постоянный ток имеющие контакты усиленной мощности, предназначенные для коммутации токов токовых цепей без разрыва.

РП18В - промежуточное реле с расширенным диапазоном регулирования выдержкой времени. По сути совмещает в одном корпусе реле промежуточное и выдержки времени.

Стоит ещё отметить в номенклатуре РП17-4М, РП17-5М быстродействующие с уменьшенными габаритами,

Реле указательные:

РУ-21, РУ-21/1 - реле указательные предназначенные для фиксации срабатывания защиты в целом или каких либо её элементов. РУ-21 имеет 2 контакта без самовозврата, РУ-21/1 помимо 2 двух без самовозврата имеет один с самовозвратом. РУ-21 выпускается как на переменный, так и на постоянный ток, РУ-21/1 только на постоянный. Катушки реле выпускаются с достаточно широким диапазоном номинальных токов (включаются в цепи РЗиА

последовательно). Так же есть варианты с катушками напряжения (включаются параллельно). Реле выпускаются несколько десятилетий и хорошо себя зарекомендовали.

РЭУ-11, РЭПУ-12 и их модификации. Данный тип реле должен был прийти на смену "громоздким" РУ-21. Выпускаются многими компаниями. Имеют меньшие габариты по сравнению с РУ-21 и более эстетичный вид.

Стоит отдельно сказать о том, что электромеханические реле направления мощности, сопротивления и частоты сняты с производства.

1.2 Статические (полупроводниковые) реле

Недостатки электромеханических реле и общее развитие электроники защиты привело к созданию устройств на электронной и микроэлектронной базе. Основой данных аппаратов являются полупроводниковые диоды и триоды, аналоговые и цифровые интегральные микросхемы. Особенностью данных реле является отсутствие механической измерительной части, что ведёт к повышению надёжности и простоте эксплуатации. По этой причине устройства также называют статическими. Сравнение входной величины по модулю и фазе осуществляется полупроводниковыми схемами называемыми схемами сравнения. Эти схемы преобразуют непрерывные входящие величины в дискретные выходные сигналы. Измерительной частью схемы является нуль-орган.

На рисунке 1 в качестве примера приведена упрощённая структурная схема измерительного реле с одной входной измерительной величиной.

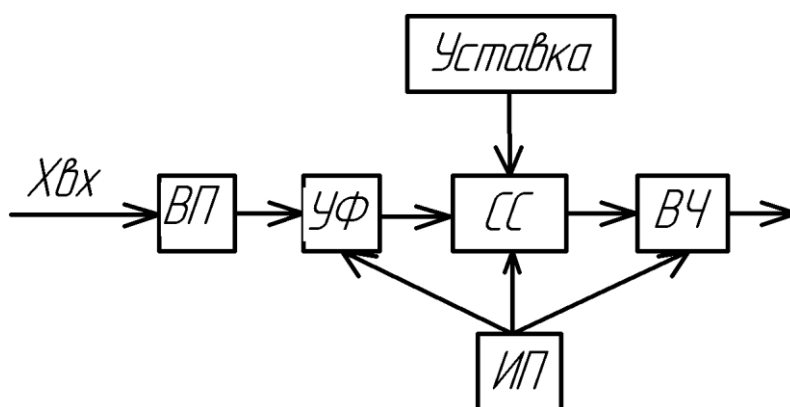


Рисунок 1 - Упрощённая структурная схема электронного реле

Где: ВП - входной преобразователь. Служит для гальванической развязки, масштабирования и преобразования в другую величину по которой производится сравнение;

УФ- узел формирования (фильтр);

СС - схема сравнение;

ВЧ - выходная часть, обычно выходное электромеханическое реле или электронный ключ;

ИП - источник питания;

Уставка - задающая уставку схема.

Рассмотрим некоторые типы производимых на сегодня статических реле.

Токовые реле:

РСТ-11М - токовое максимальное статическое реле устойчивое к повышенным механическим воздействиям. Производится ГК "ЧЭАЗ". Имеет возможность питания как от постоянного, так и от переменного тока, а также сигнализацию наличия питания и срабатывания. Выпускается в унифицированном корпусе "Сура" 1 габарита.

РСТ40 - максимальное реле тока производства ОАО "ВНИИР".

Имеет следующие исполнения: РСТ40-1 - однофазное с оперативным питанием; РСТ40-1В - однофазное с оперативным питанием с независимой выдержкой времени (совмещены функции реле тока и реле времени в одном аппарате); РСТ40-2 - двухфазное с оперативным питанием; РСТ40-2В - двухфазное с оперативным питанием с независимой выдержкой времени; РСТ40-3 - однофазное реле без оперативного питания, позиционируются производителем как замена электромеханических РТ-40 РТ140. Напряжение оперативного питания 220 В постоянного, выпрямленного двухполупериодного или переменного тока. Допустимое изменение напряжения питания 0,6-1,1 номинального. Реле имеет относительно небольшие габариты 83×65×110 мм.

РТФ-8, РТФ-9 - реле тока обратной последовательности. РТФ-8 предназначено для использования в защитах от несимметричных коротких замыкания, РТФ-9 для схем защиты от несимметричных коротких замыканий и перегрузки токами обратной последовательности трансформаторов и генераторов. Выпускается в унифицированном корпусе "Сура" 2-го габарита.

Реле дифференциального тока РСТ15 предназначается для работы в схемах дифференциальных защит силового электрооборудования в качестве чувствительного органа. Реле состоит из трансреактора (дифференциальный орган), пропускающий постоянную составляющую и усиливающий первую гармонику фильтр, устройство задержки, компаратор, схема питания. Питание реле осуществляется от источника постоянного оперативного тока 220 В. Изменение напряжения допускается в пределах 176-242 В. Реле выпускаются на номинальный ток 1 и 5А, и номинальную частоту 50 и 60 Гц. Также как и РНТ-565 реле имеет одну рабочую и две уравнивательные обмотки. Отстройка от токов намагничивания трансформатора основана на принципе определения несимметричности тока и его прерывистом характере. Коэффициент возврата не менее 0,75. Регулировка тока срабатывания производится дискретно: 0,4; 0,5; 0,65; 0,9; 1,2 - при коэффициенте шкалы $K=1$ и количестве витков обмотки трансреактора равного 20. При коэффициенте шкалы равном двум дискретность увеличивается в 2 раза.

РСТ23 - дифференциальное токовое реле с торможением. Предназначено для дифференциальной защиты электрооборудования, в том числе шин и ошиновок. Реле схоже с РСТ15 описанном выше. Реле состоит из трансреактора имеющим отводы с первичной обмотки для выравнивания токов плеч и выбора тока срабатывания (дифференциальный орган), выпрямитель, пропускающий постоянную составляющую и усиливающий первую гармонику активный фильтр, устройство задержки, компаратор, схемы питания стабилизированном напряжением. РСТ23-1, РСТ23-2 и РСТ23-6 также содержат трансформатор тока, выпрямитель и сглаживающий фильтр. РСТ23-6 питается от токовых цепей защищаемого присоединения и содержит

промежуточный трансформатор тока, выпрямитель и схему стабилизации напряжения. Конструктивно состоит из лицевой платы, смонтированной схемы на печатной плате, трансформаторов и резисторов (кроме РСТ23-6) и узлом питания (только для РСТ23-6).

Приставка ПП11 входит в комплект реле РСТ23-6 и предназначена для питания реле в случае когда питания с одной стороны защищаемого присоединения недостаточно.

РСТ23-1, РСТ23-2, РСТ23-6 имеют тормозную характеристику с 3 участками: горизонтальным, линейно-наклонным, вторым горизонтальным с плавным переходом.

Реле выпускаются в унифицированном корпусе "Сура" 2-го габарита.

Стоит отметить, что функция дифференциальной защиты имеется также в блоках защиты трансформаторов БЭ 2104 производства ГК"ЧЭАЗ".

Реле напряжения:

Реле постоянного напряжения РСН11, РСН12 и РСН18. Реле постоянного напряжения РСН11, используются в устройствах контроля изоляции цепей постоянного оперативного тока 220В.

РСН12 срабатывает на повышение напряжения, РСН18 на понижение контролируемого напряжения. Некоторые технические данные реле указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Основные технические данные реле РСН

Тип реле	Диапазон срабатывания, В	Ном. напряжение, В	
		Переменное	Постоянное
РСН11	1,4; 3,2; 6,4; 16; 32	220	220
РСН12	185-245	-	
РСН18		-	

Для работы реле РСН11 необходим вспомогательный источник питания переменного напряжения 220 В, питание РСН12 и РСН18 осуществляется

непосредственно от измеряемого напряжения. Реле производятся в корпусе "СУРА" первого габарита.

Реле напряжения обратной последовательности максимальное РСН13-1 применяется в качестве органа реагирующего на несимметричные короткие замыкания по напряжению. Питается от отдельного источника постоянного тока напряжением 220 В. Реле напряжения прямой последовательности РСН13-2 минимальное применяется в системах АВВ генератором и противоаварийной автоматике. Реле напряжения обратной последовательности максимальное РСН13-3 имеет питания от измеряемых цепей напряжения и может применяться в защитах на переменном оперативном токе. В остальном РСН13-3 аналогично реле РСН13-1. Некоторые технические данные реле приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Технические данные реле РСН-13

Тип реле	Напряжение питания, В	Диапазон срабатывания, В	Класс точности
РСН13-1	-220	6-24,6	7,5
РСН13-2	-220	25-102,5	5
РСН13-3	-	6-24,6	7,5

Коэффициент возврата не менее 0,95 для максимального, и не более 1,05 для минимального. Номинальное напряжение реле 100 В, частота 50 Гц. Выпускается в корпусе "СУРА" первого габарита ГК ОАО "ЧЭАЗ".

Реле напряжения максимальные РСН14, РСН15 и реле напряжения минимальные РСН16, РСН17 применяются в схемах РЗиА в качестве органов реагирующих на величину переменного напряжения. Питание РСН14 и РСН16 осуществляется от источника постоянного тока, РСН15 и РСН17 от источника переменного тока. Имеют два диапазона напряжений срабатывания. Зажимы на реле 14и 16 - первый диапазон, зажимы 12и 16 - второй диапазон. На втором диапазоне напряжение срабатывания увеличено в 2 раза. Первый диапазон напряжений срабатывания может иметь следующие значения: 12-30

В; 15-37,5 В; 40-100 В; 50-125 В; 80-200 В. Соответственно при работе реле во втором диапазоне, данные величины увеличиваются в двое. Регулирование производится дискретно. Дискретность не более 10 % от минимальной уставки каждого диапазона. Выпускается в корпусе "СУРА" первого габарита ГК "ЧЭАЗ".

Реле напряжения максимальные РСН14М, РСН15М и реле напряжения минимальные РСН16М, РСН17М применяются в схемах РЗиА в качестве органов реагирующих на величину переменного напряжения. В отличие от вышеописанных реле имеют меньшие габариты, расширенный диапазон напряжений срабатывания. Имеется три исполнения со следующими диапазонами напряжений срабатывания: 10-70 В; 30-210 В; 60-420 В. Также выпускаются с питанием как от переменного, так и от постоянного тока на напряжение 220 В. Имеет размеры 71×75×96 мм.

Реле РСН13-4 осуществляет контроль трёхфазного напряжения. Реагирует на недопустимое снижение напряжения, неправильное чередования фаз, несимметричное напряжение и неполно фазный режим. Применяется в различных устройствах автоматики. Выпускается на номинальное линейное напряжение 220 и 380 В.

Реле напряжения РСН50 производства ОА О "ВНИИР" для применения в схемах РЗиА.

РСН50-1/200 имеет коэффициент возврата не менее 0,9, РСН50-2/200 и РСН50-6/250 не менее 0,95. РСН50-4 имеет коэффициент возврата не более 1,1 и РСН50-7 не более 1,05.

Реле достаточно малогабаритные 65×85×110 мм. Установка напряжения срабатывания производится плавно. Позиционируются производителем как замена электромеханических и электронных реле производства ГК "ЧЭАЗ".

Реле направления мощности:

Реле направления мощности РМ11 и РМ12 применяются в направленных защитах. РМ11 имеет характеристический угол -30 ± 5 и -45 ± 5 градусов, РМ12 - 70 ± 5 градусов. Возможны исполнения по напряжению

питанию на 110 или 220В постоянного тока, а также на переменный ток от цепей напряжения и/или тока. Область срабатывания реле по углу между током и напряжением не менее 165 и не более 180 градусов. Напряжение срабатывания РМ11 не более 0,25 В, РМ12 регулируется ступенями, но не более $1\pm 0,1$; $2\pm 0,2$ и $3\pm 0,3$. Ток срабатывания не более 0,05 тока номинала для обоих реле. Реле изготавливаются на номинальный ток как 5 А, так и на 1 А. Номинальное напряжение 100 В.

Реле производится в корпусе "СУРА" 2 второго габарита. Отметим, что индукционные аналоги реле сняты с производства.

Далее кратко рассмотрим электронные реле не имеющие электромеханических аналогов представленных на рынке:

Реле мощности обратной последовательности РМОП2-1 предназначено для защиты ЛЭП и трансформаторов от несимметричных коротких замыканий. Включает в себя орган направления мощности и пусковой орган тока обратной последовательности. Имеется возможность отдельной работы данных органов. Угол чувствительности максимальный 110 ± 10 градусов (напряжение отстаёт). Выпускается в корпусе "СУРА" второго габарита.

Далее отметим кратко следующие типы реле, применяемые в устройствах автоматики энергосистем.

РСМ13 - реле мощности в зависимости от исполнения максимальной активной, минимальной активной, реактивной максимальной. Имеет диапазон мощности срабатывания при номинальном токе 5 А - от 10 до 500 Вт (Вар), при номинальном токе 1А - 2-100 Вт (Вар).

Реле выпускается в корпусе "СУРА2" второго габарита.

РСГ11 - реле контроля частоты. Может применяться в схемах АЧР, ЧАПВ, АОСН и т.д. Реагирует как на понижение, так и на повышение частоты.

Выпускается в корпусе "СУРА" второго габарита.

РГР11 - реле, реагирующее на разность частот, применяется в схемах синхронизации агрегатов на электростанциях с энергосистемой.

РСНФ12 - реле реагирующее на напряжение и сдвиг фаз между векторами напряжений. Применяется в устройствах АПВ линий с двухсторонним питанием и системах синхронизации.

РСФ11 - реле реагирующее на напряжение и сдвиг фаз между векторами напряжений. Применяется в устройствах АПВ линий с двухсторонним питанием.

БРЭ2801 - блок из 3-ёх реле сопротивления содержащимся в одном устройстве (однорядной кассете с платами объединёнными разъёмами).

Характеристика срабатывания реле сопротивления имеет форму окружности или эллипса, смещённых в первый или третий квадрант, проходящего через центр в начале координат. Варианты исполнения предусматривают номинальный ток 5 и 1 А, 50 или 60 Гц. Блоки выпускаются на напряжение питания 110 В или 220 В постоянного тока. К реле подводится линейное напряжения по цепям напряжения и разность фазных токов по цепям тока. Возможно переключение линейного на фазное напряжение и на фазный ток.

РТ351 - токовое "земляное" реле (повышенной чувствительности). Применяется в " земляных" защитах в сетях с малыми токами замыкания на землю. Номинальный ток - 0,1А, диапазон от 0,02 до 0,12 А. От замыканий на землю также выпускаются устройства сигнализации УСЗ 2/2; направленная защита ЗПП 1.

Реле времени:

Реле времени на полупроводниковой элементной базе имеется большая номенклатура от различных производителей, отметим отдельно только РСВ13 производства ГК "ЧЭАЗ" включаемое в токовые цепи и применяемое в защитах на переменном токе. Является заменой электромеханического РВМ12, снятого с производства.

Также существуют достаточно большое количество устройств от различных производителей представляющих уже готовые комплекты защит как

на переменном, так и на постоянном токе, включающие в себя токовые органы, элементы выдержки времени, устройства АПВ в одном корпусе.

1.3 Микропроцессорные реле

В общем случае построения РЗА на любой элементной базе сходны. Это в большинстве случаев автономные устройства, на вход которых подаются электрические воздействующие величины (тока, напряжения), характеризующие режим защищаемого объекта. Иногда могут использоваться и не электрические величины, например в газовых или дуговых защитах.

В структуре РЗ можно выделить две основные составляющие, измерительную и логическую.

Исполнительный измерительный орган имеющий релейную характеристику (РИО) осуществляет непрерывный контроль входящих величин и выдаёт условие на срабатывание при превышении или принижении пороговых значений. Логическая часть в зависимости от состояния РИО, сигналов с внешних устройств, в том числе с других устройств РЗ, воздействует уже непосредственно на электрооборудование и сеть.

Сигналы от других устройств РЗ используются в защитах с абсолютной селективностью установленных на разных концах защищаемого объекта.

Измерительную часть можно условно разделить на две составляющие. Первой является преобразователь одной аналоговой величины в другую, более удобную для сравнения. Второй является "схемой" сравнения, на вход которой поступают подготовленные величины для сравнения с пороговой величиной. В зависимости от значений входных величин на выходе схемы появляется или не появляется сигнал о срабатывании РИО. Таким образом в схема сравнения формирует дискретный сигнал, поэтому измерительный орган также носит название релейной.

Далее дискретный сигнал на выходе РИО поступает в логическую часть вместе с другими сигналами о состоянии выключателей, от других реле, от ключей выбора различных режимов работы устройства и в зависимости от

совокупности сигналов выдаёт сигналы на управление выключателями и оборудованием.

На рисунке 2 представлена схема обобщённой РЗ взятая из источника [5].

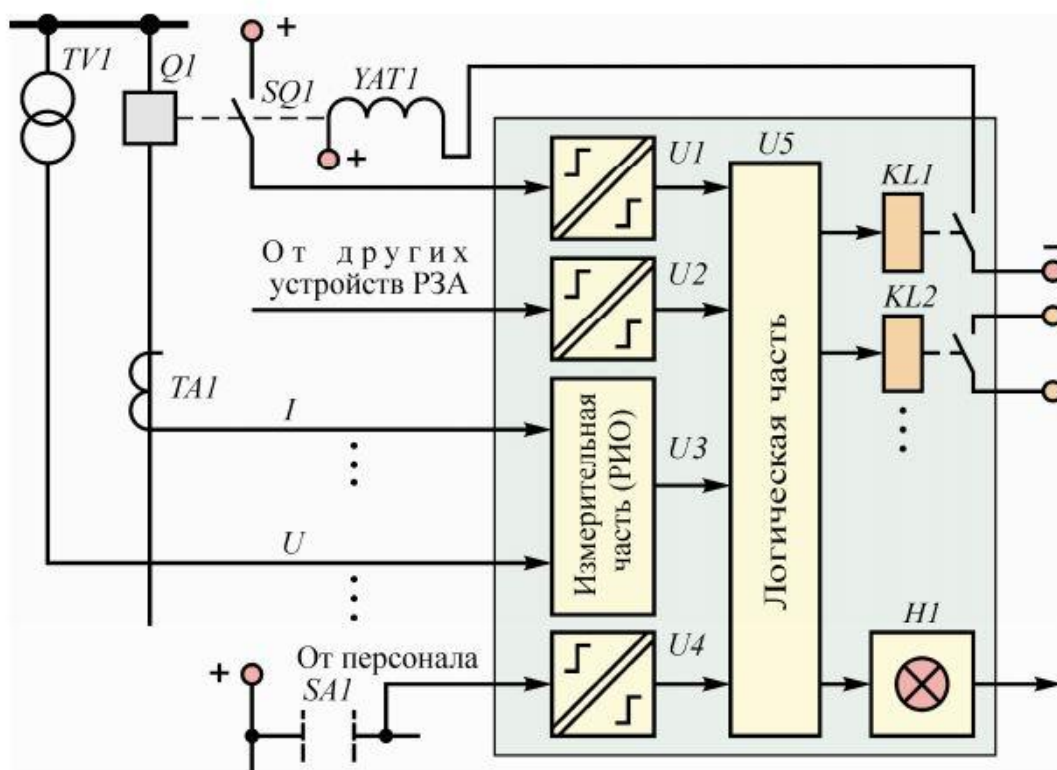


Рисунок 2 - Схема обобщённой РЗ

Q- выключатель, на который действует данная РЗ; SQ1 - сигнальные контакты выключателя Q; YAT1 - электромагнит, посредством которого производится отключение выключателя Q; TV1 - трансформатор напряжения, первичный преобразователь выполняющий функции приведения напряжения сети к удобной для измерения форме и осуществляющее изолирование от первичной схемы; TA1 - трансформатор тока, первичный преобразователь выполняющий функции приведения тока сети к удобной для измерения форме и осуществляющее изолирование от первичной схемы; U1, U2 - преобразователи входных дискретных сигналов; U3 - измерительная часть (РИО); U4 - входной преобразователь сигнала от ключей управления; U5 - логическая часть; KL1 и KL2 - выходные реле; H1 - органы сигнализации.

В устройствах РЗ на электромеханической и в большинстве случаев полупроводниковой элементной базе, представленная выше структура состоит из отдельных элементов и связей между ними. Микропроцессорная (цифровая) релейная защита часто выполняется в одном блоке, устройстве, терминале и отличается от электронных способом обработки аналоговых сигналов, цифровой фильтрацией и т.д.

Появление микропроцессорных реле (МР) в современном виде около 25 лет назад явилось результатом развития электроники и микроэлектроники, в частности появления микропроцессора и однокристальной микро ЭВМ. Идеи данных защит появились еще в 60-ых годах прошлого века с появлением и развитием ЭВМ. Предполагалось использовать перепрограммируемые устройства, где логическая часть работала по заранее установленной программе. Естественно неразвитость соответствующей элементной базы не позволили тогда создать и внедрить подобные устройства [19].

Большинство устройств микропроцессорной релейной защиты (МРЗ) имеют практически одинаковую структуру и принципы действия. На рисунке 3 представлена структурная схема из источника [19].

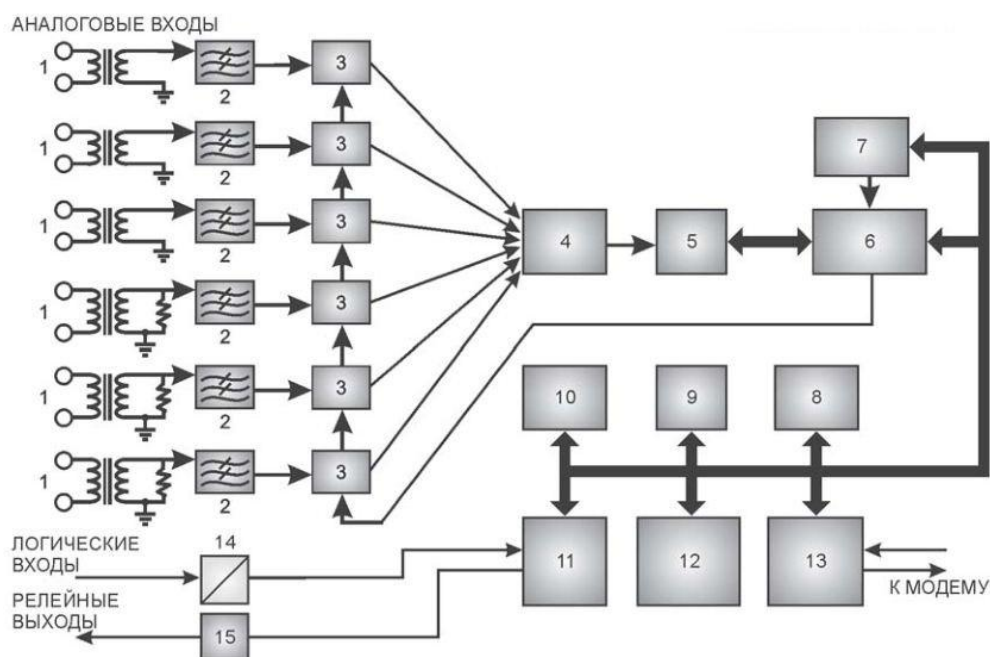


Рисунок 3 - Структурная схема МРЗ

На рисунке 3 изображены:

1- входные преобразователи аналоговых сигналов. В подавляющем большинстве трансформаторы тока и напряжения, служащие для масштабирования и гальванической развязки цепей внутренних цепей МРЗ от цепей ТТ и ТН;

2 - входные фильтры предназначенные для фильтрации сигнала

3 - цепи выборки и запоминания служащая для подачи мгновенных величин на вход АЦП;

4 - мультиплексор, представляет собой электронный коммутатор подключающий несколько измерительных каналов по очереди к АЦП с целью экономии аппаратуры и уменьшения габаритов;

5 - аналогово-цифровой преобразователь (АЦП), схема непосредственно преобразующая входную величину в код, которым уже и оперирует микропроцессор;

6 - микропроцессор, устройство выполняющие арифметические и логические операции по заранее заданной программе;

7 - таймер;

8 - запоминающее устройство способное к перезаписи (EEPROM) - перезаписываемая память для хранения уставок, отчётности и осциллограмм;

9 - оперативная память (ОЗУ), для хранения промежуточных значений в процессе работы микропроцессора;

10 - постоянное запоминающее устройство (ПЗУ) - хранение основной программы;

11 - логические входы и выходы - передача и приём дискретных сигналов;

12 - дисплей, клавиши управления;

13- порты связи с другими устройствами по цифровым интерфейсам связи;

14 - Входные преобразователи дискретных сигналов - непосредственно принимают дискретные сигналы;

15 - выходные реле.

Все эти элементы обычно размещаются на печатных нескольких платах соединяемых друг с другом посредством шлейфов или "материнской" платы.

Также укажем, что на рисунке 3 дабы не загромождать чертёж не приведён источник питания (ИП).

Рассмотрим подробнее указанные компоненты.

Входные преобразователи в большинстве случаев представляют собой трансформаторы. Трансформаторы на входах напряжения обычно многовитковые из тонкого провода, на входах по току имеют несколько витков в первичной обмотке. Трансформаторы на токовых входах преобразуют входной ток в напряжение для подачи на АЦП с необходимым масштабированием. Как было сказано выше, служат для масштабирования и гальванической развязки цепей внутренних цепей МРЗ от цепей ТТ и ТН [17].

Входные фильтры низких частот предназначенные для фильтрации сигнала от высших частот и помех. Спектр входящего сигнала и период дискретизации T должны быть согласованы. Обработка сигналов с искажениями в пределах допустимого возможна при условии:

$$T < \frac{1}{2} f_c \quad (1)$$

где: T - частота дискретизации; f_c - максимальная гармоническая составляющая в спектре.

Следовательно, частота разбиения сигнала по времени должна быть минимум больше в два раза частоты входного сигнала. Основной сигнал имеет относительно небольшую частоту в 50 Гц, соответственно имеем два пути: повышение частоты разбиения сигнала по времени или использования ФНЧ.

Цепи выборки и запоминания служащая для подачи мгновенных величин на вход АЦП. АЦП не в состоянии мгновенно произвести необходимые операции, поэтому используется схема представляющая из себя усилитель, электронный ключ и конденсатор. Во время работы схемы, к измеряемому

сигналу в необходимый момент времени подключается ёмкость, которая после быстрой зарядки сохраняет напряжение, которое уже подаётся на вход АЦП.

Аналогово-цифровой преобразователь. Микропроцессор работает с двоичными величинами, нулём и единицей. Нулём обычно служит сигнал низкого уровня, единицей высокого. Соответственно входная аналоговая величина должна быть преобразована в двоичный код, который бы понимал процессор. Для этого служит АЦП, представляющий собой специальную микросхему. Процесс преобразования можно описать так: масштабируемый и отфильтрованный сигнал разбивается на точки по времени и величине. Соответственно непрерывный сигнал заменяется дискретной структурой. На рисунке 4 показан принцип дискретизации аналогового сигнала [20].

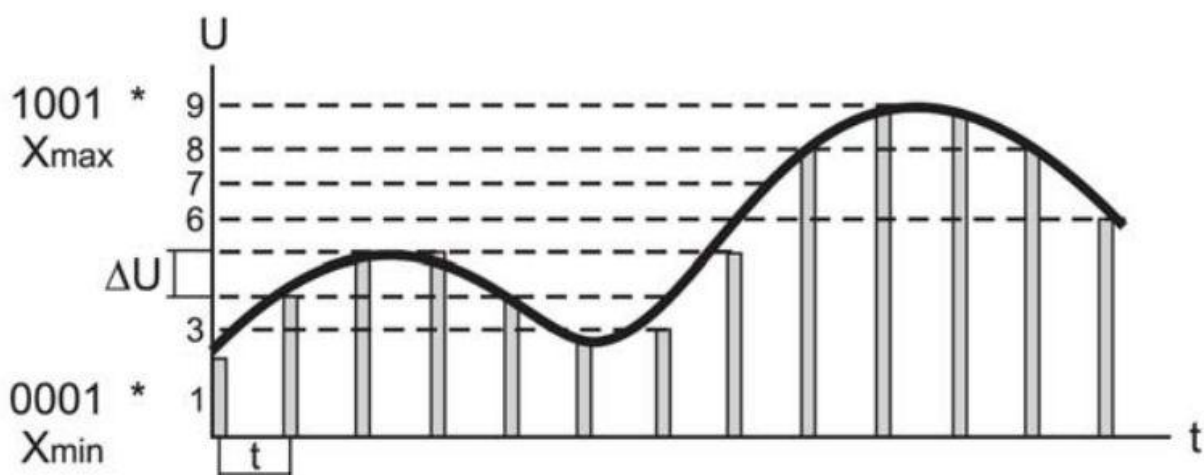


Рисунок 4 - Принцип дискретизации аналогового сигнала

На рисунке можно видеть, что каждому дискретному уровню величины сигнала соответствует своё двоичное число.

Процесс работы АЦП состоит в поочерёдном сравнении подаваемой величины с опорными уровнями. Опорные уровни образуются делением на резисторах общего опорного напряжения и сравнением с ним в компараторе. При превышении опорного напряжения компаратор меняет на выходе сигнал с нуля на единицу. Данный принцип носит название параллельного. Данные АЦП наиболее быстродействующие, но точность ограничена. Также существуют АЦП последовательного приближения, в которых сигнал сравнения формируется цифро-аналоговым преобразователем (ЦАП), на который

поступает код от счётчика. Соответственно ЦАП выдаёт последовательно всё большую опорную величину, пока не переключится компаратор. Работа данного АЦП показана на рисунке 5 из источника [5].

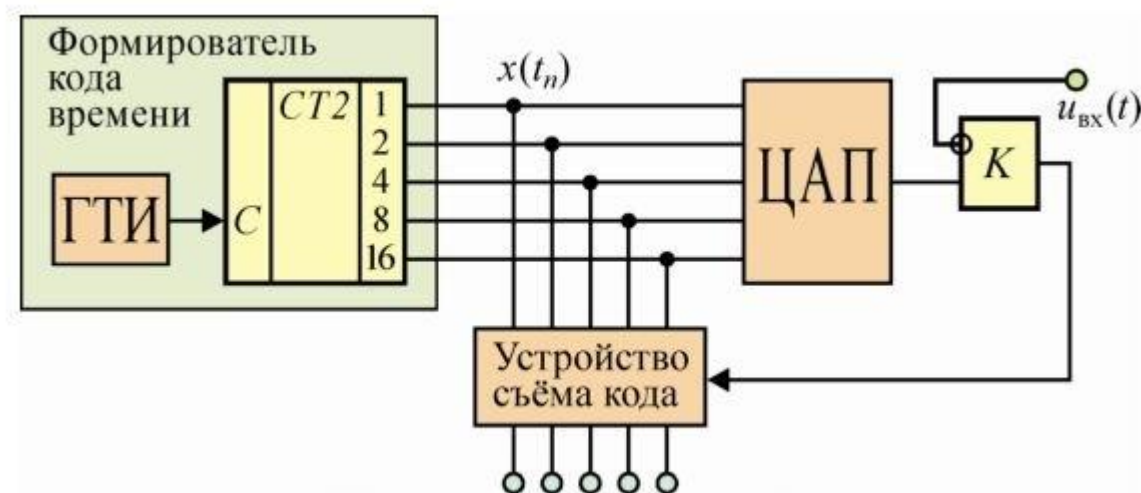


Рисунок 5 - АЦП последовательного приближения

На рисунке показаны: СТ2 - цифровой счётчик; ГТИ - генератор тактовых импульсов; ЦАП - цифро-аналоговый преобразователь; К - компаратор.

Так как в устройствах МРЗ несколько каналов измерений, то используется один АЦП с мультиплексором, который поочередно подключает каждый из каналов к АЦП.

Следующие три элемента - микропроцессор (МП), оперативную память (ОЗУ) и постоянное запоминающее устройство (ПЗУ) рассмотрим совместно, так как именно эти элементы составляют основу любой микропроцессорной системы МПС. На рисунке 6 представлена структурная схема МПС.

МП - основная часть системы производящий различные вычислительные и логические операции и осуществляет управление всей системой. Работа МПС происходит следующим образом: получение данных от ЗУ или устройства ввода, обработка и выдача данных, в том числе на устройства вывода.

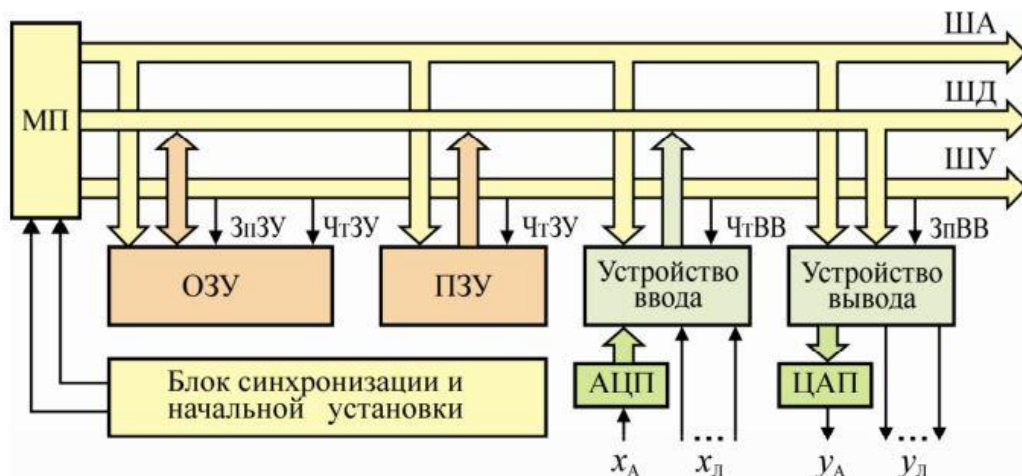


Рисунок 6 - Упрощенная схема микропроцессорной системы

Как было указано выше ОЗУ служит для хранения промежуточных результатов, ПЗУ для хранения программы и каких либо констант. Взаимодействие МП с ОЗУ, ПЗУ и периферией осуществляется с помощью шин. Шина адреса (ША) предназначена для "подключения" необходимой ячейки памяти ЗУ или периферийного устройства, шина управления (ШУ) необходима для передачи управляющего воздействия (чтение, запись), шина данных (ШД) передаёт непосредственно сами данные.

В процессе работы МП считывает очередную команду из ячейке ПЗУ выдав адрес ячейки на ША и дав команду на считывания по ШУ. Данные поступают в МП по ШД. Далее процессор обрабатывает команду и если для её выполнения необходимые данные из ОЗУ или устройства ввода/вывода, то обращается к данным устройствам по ША. Если для выполнения команды данные хранятся во внутреннем регистре, то обращений к ЗУ и периферии нет. Когда операция выполнена, процессор вновь обращается за следующей командой. Единица данных, с которой работает процессор, называется словом и представляет собой двоичное число из нескольких разрядов. Количество разрядов определяется МП и первые модели имели 4 разряда, сейчас производятся и 16 и 32 разрядные МП. Соответственно и ШД должна иметь не менее разрядов.

Указанная структура построения носит название магистрально-модульного принципа организации. МП работает в каждый момент времени только с одним устройством, так как магистрали (шины) заняты.

Первый коммерческий МП был создан фирмой Intel в 1971 году, содержал 2300 транзисторов и имел тактовую частоту порядка 500-740 кГц. На настоящий момент процессоры имеют до миллиарда транзисторов и частоты в несколько ГГц. Представляют из себя одну микросхему выполняющую логические и арифметические функции, что тогда являлось шагом вперёд. До этого эти функции были разнесены на разные микросхемы и устройства. Производятся путём литографии на кремниевых пластинах особой чистоты и процесс производства МП является одним из самых высокотехнологичных [22].

ОЗУ - достаточно быстродействующая память для сохранения промежуточных вычислений, но энергозависима. Делится на статическую (SRAM) и динамическую (DRAM). Статическая строится на основе триггеров и применяется тогда, когда необходимы малые объёмы и высокое быстродействие, например встроенные регистры МП. Динамическая основана на сохранении заряда ёмкостью, в качестве которой сейчас используются специальные микротранзисторы, изоляция которых способна держать заряд .

Чтение и запись осуществляется посредством подключения необходимой ячейки памяти с помощью электронного ключа, в качестве которого снова выступает тот же транзистор. Но так как изоляция ёмкости всё же не идеальна, то заряд стекает, что бы предотвратить пропажу информации происходит периодическое обновление заряда ёмкости. На рисунке 7 из источника [21] упрощённо показан принцип построения DRAM.

ПЗУ - энергонезависимая память способная только к чтению. На ней обычно располагается программа управления МПС и при подаче питания на систему работа начинается с обращения МП к ПЗУ за командой. В дальнейшем были разработаны и произведены ЗУ способные к однократной перезаписи, многократной перезаписи посредством УФ-излучения, для этого в микросхеме памяти было предусмотрено специальное окно из кварцевого стекла [21].



Рисунок 7 - Принцип работы DRAM

На данный момент разработаны многократно электрически перезаписываемые энергонезависимые типы памяти (EEPROM). Одним из видов (EEPROM) является flash-памяти. В основе работы flash-памяти лежит перенос заряда на "плавающий" затвор специального МОП транзистора через диэлектрик благодаря туннельному эффекту. Так как "плавающий" затвор в диэлектрике, то перенесённый таким образом заряд будет сохраняться достаточно долго.

Таким образом в МРЗ ПЗУ используется для хранения неизменной части программы, flash-память для хранения изменяемых настроек, конфигурации, осциллограмм и т.д. На данный момент очень часто в качестве энергонезависимой памяти программ также используется (EEPROM), но при этом память программ и память настроек и конфигурации физически разделены и располагаются на отдельных микросхемах. Это позволяет в процессе эксплуатации менять основную программу устройства.

Отметим, что в МПС используются однокристалльные микро-ЭВМ (микроконтроллеры), включающие в себя отмеченные выше элементы и выполненные уже в виде одной микросхемы.

Входные преобразователи дискретных сигналов используются для подачи дискретных сигналов в МРЗ о состоянии защищаемого оборудования, других устройств РЗА, от оперативных ключей, в том числе от ключей управления. Выполняются на основе оптронов. Оптрон представляет из себя светодиод и фототранзистор размещёнными в одном корпусе. Управление фототранзистором осуществляется светодиодом посредством излучения. Таким образом образуется гальваническая развязка между источником входного сигнала и устройством МРЗ с малой проходной ёмкостью и высоким сопротивлением изоляции между цепями. Отметим, так как оптроны имеют малый ток потребления, порядка 4 ... 10 мА, то для отстройки помех, вызываемыми перераспределением емкостных токов, вводится задержка на срабатывание порядка 0,5 ... 3 мс. Также укажем, что в России сети оперативного тока выполняются с заземлением средней точки делителя устройства контроля изоляции. Вследствие этого при замыканиях на землю в сети оперативного тока и малого входного тока потребления оптрона возможно ложное срабатывание. Для исключения подобного необходимо что бы напряжения срабатывания было 0,55 ... 0,8 номинального, что достигается специальными пороговыми схемами. На рисунке 8 приведена одна из схем входного преобразователя с пороговым ограничением на стабилитроне из

R1, R2, R3, R4 - резисторы; RU1 - варистор; C1, C2, C3 - ёмкость; VD1 - диод, VD2, VD3 - стабилитроны, VU1 - оптрон.

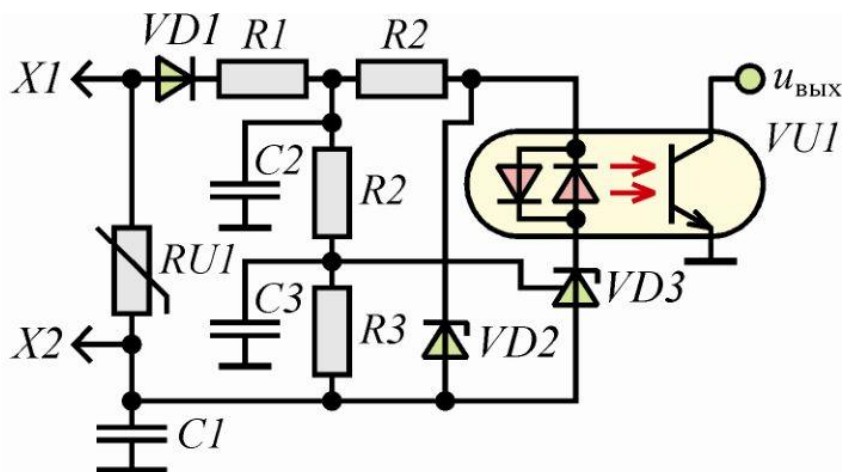


Рисунок 8 - Схема входного преобразователя

Выходные реле предназначены для вывода управляющих воздействий МРЗ на силовое электрооборудования, цепи сигнализации, РЗиА смежных присоединений. Обычно выполняются на основе малогабаритных электромагнитных реле. Время срабатывания таких реле 0,005 ... 0,02 с. Реле должны в разомкнутом положении выдерживать не менее 250 В, длительно через замкнутые контакты ток 2..5 А. Контакты должны допускать включение и отключение цепей постоянного тока мощностью 30 ... 50 Вт при напряжении 250 В. В МРЗ также применяют реле с меньшей коммутационной способностью для работы в цепях сигнализации [20].

Также существует класс твёрдотельных реле на основе полупроводниковых ключей, имеют гальваническую развязку от цепей на основе оптронов. Время переключения меньше чем у электромеханических, 0,1 ... 5 мс. Но они более дороги и не обеспечивают "идеальный" разрыв цепи, так как даже в закрытом состоянии имеют ток утечки. "В свою очередь управление оптопарой выполняется с помощью микроконтроллера. Схема срабатывает при переходе напряжения через ноль, что ведет к снижению гармоник. Реализация такого реле обеспечивает минимальную задержку по времени, которая позволяет улучшить время отклика для защиты" [32].

Источник питания (ИП) является важным компонентом питающий МРЗ выпрямленным стабилизированным напряжением. От надёжности ИП зависит надёжность МРЗ в целом. ИП применяемые в МРЗ являются импульсными. Подобные ИП появились ещё в 60-ых годах и с развитием электроники сейчас достигли достаточного совершенства. На рисунке 9 изображена схема такого ИП из источника [23].

Принцип действия импульсного ИП в следующем: входное напряжение выпрямляется, сглаживается и коммутатором "нарезается " на импульсы частотой от 70 кГц до 3 МГц, далее преобразуется трансформатором до необходимой величины, снова выпрямляется и фильтруется. Величина выходного напряжения поддерживается на заданном уровне с помощью

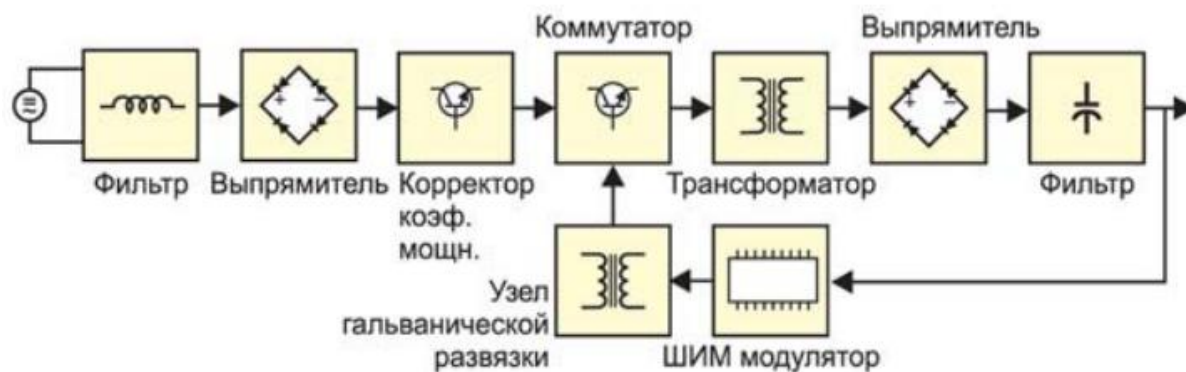


Рисунок 9 - Схема импульсного источника питания

обратной связи на основе широтно-импульсного модулятора и узла гальванической развязки. Так же для снижения потребляемой ИП реактивной мощности служит корректор коэффициента мощности.

Из рассмотренного выше можно сделать вывод, что МРЗ представляет из себя сложное многофункциональное устройство в основе которого лежат достижения электроники, цифровой техники и программного обеспечения.

1.4 Выводы по главе

Рассмотрены основные аппараты релейной защиты и автоматики, присутствующие на отечественном рынке. Электромеханические реле направления мощности и сопротивления сняты с производства. Рекомендовать использование электромеханической аппаратуры РЗиА можно в случае уже эксплуатации данных устройств и необходимости замены вышедших при выходе из строя [17]. Для выполнения защиты присоединений не ответственных потребителей 6-35 кВ целях экономии может оказаться целесообразно применение электронных реле [16].

На данный момент релейная защита развивается на основе цифровых технологий. Микропроцессорные защиты, обладая явными преимуществами, всё более вытесняют защиты на основе электромеханической и электронной элементной базе.

2 Выбор релейной защиты и автоматики. Расчёт уставок.

2.1 Описание первичной схемы подстанции

Подстанция с высшим напряжением 110 кВ ГПП 500000 (ЗАО "ССК") принимает электроэнергию от РУ-110 кВ ТЭЦ ВАЗа по двум ВЛ-110 кВ "Промкомзока-1" и "Промкомзона-2" длиной. От Распределительного устройства подстанции "уходят" 2 ВЛ-110 кВ "ПКЗ-Северная" и "Город 31". Распределительное устройство 110 кВ состоит из двух секций шин и одной обходной. На подстанции установлены два трансформатора 110 кВ по 25 МВА с расщеплённой обмоткой для питания промышленно-коммунальной зоны.

Упрощённая схема подстанции приведена на рисунке 10.

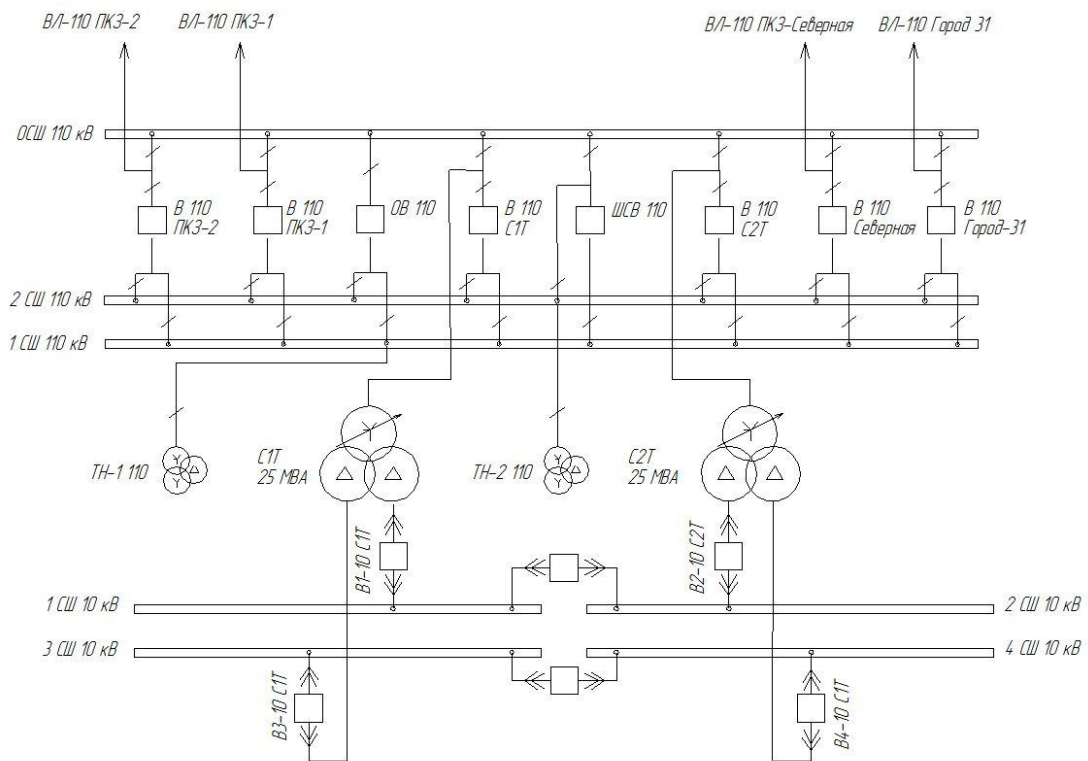


Рисунок 10 - Первичная схема ГПП-5000000

2.2 Анализ аппаратуры релейной защиты и автоматики установленной на подстанции

Рассмотрим устройств РЗА установленные на подстанции. Обратим внимание на измерительные органы этих устройств.

Присоединения ВЛ-110 кВ "Промкомзона-1" и "Промкомзона-2":

1. Дифференциальная защита линий выполнена на базе устройства ДЗЛ-1. ДЗЛ-1 представляет собой два полукомплекта устанавливаемых по концам защищаемых линий. Связь между полукомплектами осуществляется с помощью контрольного кабеля. При протекании токов менее 2,5 тока срабатывания, то производится сравнение токов по концам защищаемой линии по величине и фазе, при более 2,5 только по фазе. Трёхфазная система токов по концам линии преобразуется в однофазный ток с помощью комбинированных фильтров. В ДЗЛ-1 имеется контроль исправности соединительного кабеля. Устройство по сути состоит на основе трансформаторов, трансреакторов, диодов, электронных ламп и электромеханических реле. В настоящее время не выпускается.

2. Двухступенчатая дистанционная защита выполнена с использованием реле сопротивления КРС-131. Реле состоит из исполнительного органа (индукционного реле), трансформаторов и других вспомогательных элементов. Реле содержит резонансные колебательные контуры, имеющие частоту собственных колебаний, близкую к 50 *Гц*, предотвращающие кратковременное ложное срабатывание реле в неустановившихся режимах (особенно при малых значениях токов и напряжения) [6]. Один из резонансных контуров обеспечивает также кратковременное действие реле при близких трехфазных коротких замыканиях (действие по «памяти»), когда напряжение практически снижается до нуля (короткое замыкание в «мертвой зоне»). Полное устранение «мертвой зоны» при близких двухфазных коротких замыканиях и возможной потере направленности под действием напряжения между поврежденной и неповрежденной фазами достигается подключением к обмотке реле через резистор R5 напряжения неповрежденной фазы. Этот резистор создает подпитку обмотки реле током, практически совпадающим по фазе с основным током поляризирующей цепи.

Схема реле позволяет автоматически менять уставку срабатывания переключением в цепи напряжения. В схемах дистанционных двухступенчатых защит это переключение следует производить, не допуская бестоковой паузы.

При наличии разрыва цепи напряжения в момент переключения реле с первой на вторую зону возможно удлинение последней.

Реле включается на токи двух фаз и соответствующее линейное напряжение (использование третьей фазы напряжения см. выше)". В настоящее время не выпускается.

3. Трёхступенчатая направленная защита от однофазных коротких замыканий - комплект КЗ-5А. Комплект состоит из пяти реле тока РТ-40, реле направления мощности РБМ-177, реле времени ЭВ-134 и ЭВ-124, промежуточных РП-251 и указательных реле РУ-21. Как видим, комплект полностью на электромеханической элементной базе. Комплект снят с производства

4. Контроль тока УРОВ выполнен на основе реле тока обратной последовательности РТФ-1М.

5. АПВ однократного действия выполнено на основе устройства РПВ-58. В настоящее время "ЧЭАЗ" РПВ-58 не производит.

Присоединения ВЛ-110 кВ "ПКЗ-Северная" и "Город 31":

1. Дистанционная защита - блоки реле сопротивления БРЭ2801. Устройства на микроэлектронной элементной базе. Производится "ЧЭАЗ".

2. Двухступенчатая ненаправленная защита от однофазных коротких замыканий на основе токовых реле РТ-40.

3. Двухступенчатая максимальная токовая защита на основе токовых реле РТ-40.

4. Контроль тока УРОВ выполнен на основе реле тока обратной последовательности РТФ-1М.

5. АПВ однократного действия выполнено на основе устройства РПВ-58. В настоящее время "ЧЭАЗ" РПВ-58 не производит.

ШСВ-110:

1. Двухступенчатая ненаправленная защита от однофазных коротких замыканий на основе токовых реле РТ-40.

2. Двухступенчатая максимальная токовая защита на основе токовых реле РТ-40.

3. Контроль тока УРОВ выполнен на основе реле тока обратной последовательности РТФ-1М.

ОВ-110:

1. Функции трёхступенчатой дистанционной защиты выполняет панель ПЗ-2/2. Панель укомплектована преимущественно электромеханическими реле и содержит в своём составе достаточно много элементов. Имеется блокировка от качаний и обрыва цепей напряжения. Измерительные органы сопротивления 1 и 2 ступеней выполнены с помощью комплектов на основе выпрямителей, трансформаторов, трансреакторов и высокочувствительных магнитоэлектрических реле М 237/054. В третьей ступени используются реле сопротивления КРС-1. В настоящее время панель не выпускается.

2. Трёхступенчатая ненаправленная защита от однофазных коротких замыканий на основе ЭПЗ-1623-64.

3. Дифференциальная защита линий выполнена на базе устройства ДЗЛ-1.

4. Контроль тока УРОВ выполнен на основе реле тока обратной последовательности РТФ-1М.

5. АПВ однократного действия выполнено на основе устройства РПВ-58.

Трансформатор С1Т (С2Т):

1. Дифференциальная защита трансформатора - реле с промежуточными насыщающимися трансформаторами РНТ-565. Реле описаны в главе 1.

2. Максимальная токовая защита 110 кВ - РТ-40.

3. Резервная максимальная токовая защита 10 кВ - РТ-40.

4. Автоматика регулирования напряжения - АРТ-1.

5. Защита от перегрузки 10 кВ - РТ-40/6.

1 и 2 С.Ш. 110 кВ

1. Дифференциальная защита шин - РНТ-567.

В-1-10С1Т, В3-10С1Т (В-2-10С2Т, В-4-10С2Т):

1. Максимальная токовая защита 10 кВ - РТ-40.

Присоединения отходящих линий 10 кВ:

1. Максимальная токовая отсечка - РТ-40.

2. Максимальная токовая защита - РТ-40.

3. Защита от замыканий на землю - УСЗ-2/2. Данное устройство выпускается "ЧЭАЗ". Недостатками устройства является относительно большая стоимость, трудность выбора уставок, возможность неселективного срабатывания при дуговых замыканиях на землю [14].

Из вышесказанного видно, что измерительная часть РЗиА выполнена в подавляющем большинстве на основе электромеханических реле. Логическая часть также использует в основном "электромеханику".

2.3 Выбор видов защит и автоматики на подстанции

Рассматриваемая подстанция была пущена в эксплуатацию в конце 60-ых годов прошлого века. За это время в технике релейной защиты произошли существенные изменения. Как указывалось в первой главе, по условию использования элементной базы аппаратуру РЗиА можно разделить на электромеханические, микроэлектронные и цифровые. На сегодняшний день большинство аппаратов на электромеханической элементной базе имеют аналоги на микроэлектронной и всё большее применение находят многофункциональные цифровые (микропроцессорные) устройства. Микроэлектронные и цифровые устройства можно рассматривать как дальнейшее развитие и совершенствование РЗиА, смену поколений аппаратуры с целью повышения различных технических характеристик. О преимуществах и недостатках защит на разной элементной базе будет сказано отдельно, сейчас только отметим, что появление цифровых защит снимает ограничения на сложность использования алгоритмов, повышает чувствительность и быстродействие [15]. Принципы же защиты электроустановок неизменны. Защиты по способу обеспечения селективности можно разделить на защиты с абсолютной и относительной селективностью. Например дифференциальная защита трансформатора, не зависимо от типа применяемой аппаратуры основана на сравнении векторов тока всех обмоток

между собой, алгоритмы же обработки сигналов отличаются в защитах на различной элементной базе. С использованием РНТ-565 "выравнивание" токов плеч и отстройка от броска намагничивающего тока (БНТ) трансформатора производится благодаря включению исполнительного органа реле через промежуточные насыщающиеся трансформаторы [6], в микропроцессорных же выравнивание токов обмоток по величине и фазе производится программно, а отстройка от БНТ с помощью анализа второй гармоники (в некоторых устройствах ещё и пятой) [13]. Хотя отстройка от БНТ по второй гармонике разработана во Франции в 30-е годы прошлого века и принципиально возможно её выполнение даже на базе электромеханических устройств с использованием фильтров, но экономически это не целесообразно. Дистанционная же защита основана на сравнении отношения векторов напряжения и тока с заданной уставкой, но на цифровых защитах можно добиться более благоприятных характеристик срабатывания на комплексной плоскости сопротивления.

Так же в качестве примера рассмотрим так называемую логическую защиту шин (ЛЗШ) широко применяемую в цифровых устройствах РЗА. По сути это защита с косвенным сравнением токов присоединений и принципиально возможно выполнение её и на электромеханике, но это ведёт к значительному увеличению аппаратуры, что ставит её целесообразность под вопрос. При применении же цифровых РЗА для выполнения данных защит необходимы лишь пара дискретных входов и выходов. Вся логическая часть программная с и соответственно на стоимость конечной РЗА уже данная защита влияет мало, что позволяет её использовать в качестве дополнительной.

На основании вышесказанного сначала необходимо выбрать виды применяемых защит и автоматики на присоединениях подстанции, далее выбрать устройства её реализующие и рассчитать уставки.

Присоединения ВЛ-110 кВ "Промкомзона-1" и "Промкомзона-2":

1. В соответствии с [1] вопрос о применении защиты действующей без выдержки времени в при КЗ в любой точке участка линии 110 кВ должен решаться с учётом требования сохранения устойчивости системы. Данное

условие, при отсутствии более жёстких требований, как правило выполняется если при остаточном напряжении на шинах электростанции или подстанции при трёхфазном КЗ ниже $0,6-0,7 U_{ном}$ производится отключение без выдержки времени. Линии данных присоединений имеют длину 6,1 км каждая и на данный момент защищены комплектом дифференциальной защиты ДЗЛ-1. В рамках данной работы оставим существующий комплект ДЗЛ-1. Поэтому предварительно примем для этих присоединений дифференциальную токовую продольную защиту линий с проводными каналами связи между полуккомплектами с использованием существующей трассы. В дальнейшем видится замена комплекта ДЗЛ-1 по обоим концам линий по согласованию с энергоснабжающей организацией.

2. Защиту с относительной селективностью от междуфазных КЗ принимаем двухступенчатую дистанционную. В соответствии с [1] рекомендуется сначала рассмотреть токовые защиты с пуском по напряжению и при недостаточной чувствительности и быстродействии и согласовании защит со смежными элементами перейти к дистанционной. Но дистанционные защиты имеют чётко фиксированную зону срабатывания, около 85 % для первой ступени, лучшая защита конца второго участка и возможно значительно большую чувствительность третьей. Первые два преимущества определяют и большее быстродействие дистанционных защит [9].

3. Для защиты от однофазных КЗ принимаем ступенчатую направленную защиту нулевой последовательности.

4. На воздушной линии 110 кВ в соответствии [1] принимаем однократное трёхфазное АПВ.

5. На выключателях 110 кВ данных присоединений предусматриваем УРОВ.

Присоединения ВЛ-110 кВ "ПКЗ-Северная" и "Город 31":

1. Изначально защиты с абсолютной селективностью на данных присоединениях предусмотрено не было. Поэтому в качестве основной от междуфазных КЗ оставим дистанционную защиту.

2. Дополним предыдущую защиту от междуфазных КЗ токовой отсечкой.
3. От однофазных КЗ принимаем ненаправленную токовую защиту нулевой последовательности.

4. На воздушной линии 110 кВ в соответствии [1] принимаем однократное трёхфазное АПВ.

5. НА выключателях 110 кВ данных присоединений предусматриваем УРОВ.

ШСВ-110 в соответствии с [1] предусматриваем:

1. Трёхступенчатая ненаправленная защита от однофазных коротких замыканий.

2. Двухступенчатая максимальная токовая защита.

3. УРОВ.

ОВ-110 в соответствии с [1] предусматриваем:

1. Трёхступенчатая дистанционная защита и токовая отсечка от многофазных КЗ.

2. Четырёхступенчатая токовая защита нулевой последовательности.

3. УРОВ.

Трансформатор С1Т (С2Т):

1. Дифференциальная защита от многофазных замыканий в обмотках и на выводах.

2. Двухступенчатая максимальная токовая защита в качестве резервной и от сверхтоков при внешних не отключенных КЗ.

3. Газовая защита от внутренних повреждений и контроль уровня масла.

4. Защита от перегрузки, действующая на сигнал, так как на данной подстанции есть постоянный дежурный персонал.

5. Автоматика регулирования коэффициента трансформации.

Вводные выключатели 10 кВ трансформаторов В-1-10С1Т, В3-10С1Т (В-2-10С2Т, В-4-10С2Т):

1. Максимальная токовая защита от внешних КЗ и защиты шин 10 кВ.

Присоединения 10 кВ отходящих линий:

1. Предусмотрим токовую отсечку без выдержки времени для быстрого отключения при КЗ на части линии.

2. Максимальная токовая защита от КЗ на протяжении всей линии и дальнего резервирования с ускорением при включении выключателя.

3. Селективную защиту от замыканий на землю с действием на сигнал.

2.4 Выбор устройств релейной защиты и автоматики

В первой главе были рассмотрены основные аппаратные реализации устройств РЗА представленные на рынке. Далее рассмотрим подробнее их особенности, достоинства и недостатки.

Электромеханические устройства наиболее широко применялись в 1960-1970 годах. Принцип действия данных устройств кратко описан в первой главе. К преимуществам можно отнести отработанную технологию производства, наладки и богатый опыт эксплуатации накопленный десятилетиями, частично выраженный в большом количестве различной документации. Разработаны и давно введены в действие методики расчёта уставок. Но данные устройства достаточно габаритны, имеют существенное потребление от первичных измерительных преобразователей, сейсмочувствительны, требуют "трудоемкую" настройку измерительной механической части при наладке, не гарантируют стабильность параметров реле с течением времени, что не позволяет снизить расходы в течении срока эксплуатации на проверку и подкалибровку реле [25]. Так же реле чувствительны к влиянию высших гармоник в сети [30].

Дальнейшее развитие техники РЗА приводит к появлению аппаратов на электронной и микроэлектронной элементной базе. Так как в данных устройствах отсутствуют движущиеся части (за исключением выходных реле) то они также получили название статических. Имеют более низкое потребление от измерительных преобразователей, меньшие габариты и отсутствие механической измерительной части, т.е. лишены недостатков электромеханических реле. Из недостатков отметим большое количество

электронных узлов компонентов, что не самым благоприятным образом сказывается на надёжности.

С появлением и широким внедрением микропроцессоров появляются цифровые (микропроцессорные) устройства РЗА. Данные устройства имеют следующие преимущества [15]:

- снижение массогабаритных показателей и увеличение аппаратной надёжности за счёт уменьшенного количества узлов и соединений;
- повышение удобства обслуживания и возможности снижения эксплуатационных расходов;
- более лучшее качество защитных функций (чувствительность, быстроедействие, селективность);
- функции регистратора аварийных событий и осциллографа. Введение журнала аварий и событий, определение места повреждений. Что приводит к экономии времени на расследования и устранения аварий [14];
- возможности дистанционного управления защитами и передачи информации, интеграция в АСУ.

Так же выше было сказано, что использование цифровых защит снимает на ограничения использования алгоритмов [31], [33]. Это все позволяет более полно учитывать повреждение в энергосистеме, повысить долговечность и снизить затраты на обслуживание в первую очередь за счёт отсутствия ревизии механической части и увеличения интервалов между проверками [15].

Недостатками же является в первую очередь цена и вопросы ремонтпригодности. Ремонт цифровых устройств требует квалифицированного персонала и как следствие в большинстве случаев более менее серьёзный ремонт производится или предприятием изготовителем или сервисными центрами аккредитованными производителем. В отличии от электромеханических или электронных реле цифровые устройства РЗА не имеют дискретную структуру, т.е. что бы оперативно заменить вышедший из строя элемент необходимо произвести диагностику иметь ремонтный комплект

или резервное устройство. Наличие же на предприятии разных производителей устройств усложняет эксплуатацию и ремонт.

Помимо аппаратной надёжности устройства характеризуются программной надёжностью. Иначе говоря надёжность функционирования обусловлена не только надёжностью непосредственно изделия но и алгоритмов заложенных в работу. Помимо этого остро встают вопросы электромагнитной совместимости, ведь микроэлектроника гораздо более чувствительна к действию электромагнитных помех, чем электромеханика [4].

С учётом преимуществ цифровых защит примем их к установку на данной подстанции. Остановимся на отечественном производителе, так как их продукция имеет меньшую стоимость и соответствует отечественным принципам построения РЗА. В России микропроцессорные устройства РЗА практически всех классов напряжения производят компании: "Экра" г. Чебоксары, "Механотроника" г. Санкт-Петербург, "Радиус-Автоматика" г. Зеленоград, "Бреслер" г. Чебоксары, «Релематика» (прежнее название ООО «ИЦ «Бреслер») г. Чебоксары, ГК "ЧЭАЗ" г. Чебоксары. Так же есть совместное предприятие " АББ Реле-Чебоксары". У каждого производителя имеется вся номенклатура изделий для защиты и автоматика нашей подстанции. Остановим выбор на продукции НПП "ЭКРА" отметив следующие преимущества: опыт работы с 1991 года, НПП "полного цикла", развитая система сервисной поддержки, сервисный центр в г. Самара, большое разнообразие ПО.

Для защиты ВЛ-110 кВ примем к установке шкафы типа ШЭ2607 011. Данный шкаф реализует функции дистанционной защиты (до 5 ступеней), токовой защиты нулевой последовательности (до 6 ступеней), ТО, АПВ, автоматика и управления выключателем.

Защита ОВ-110 на базе шкафа ШЭ2607 013, который включает в себя ступенчатые дистанционные защиты, токовые защиты нулевой последовательности, АПВ, УРОВ.

Защиту ШСВ-110 примем на базе шкафа ШЭ2607 015, который содержит токовую защиту нулевой последовательности, МТЗ, АПВ, УРОВ.

ШЭ2607 063 - дифференциальная защита шин с торможением с ручной (автоматической) фиксацией присоединений.

ШЭ2607 151 - шкаф защит трансформатора состоящий из трёх комплектов терминалов. Присоединения 6 кВ на основе серии терминалов БЭ2502А

2.5 Расчёт токов короткого замыкания

2.5.1 Расчёт максимальных токов короткого замыкания

Для расчёта уставок РЗиА подстанции и проверки чувствительности необходимо рассчитать токи КЗ в расчётных точках в максимальном и минимальных режимах работы. Наша подстанция имеет 2 системы шин 110 кВ и обходную, соответственно рассмотрим режим работы всех присоединений 110 кВ на одной системе шин(или ШСВ-110 включен). Данная расчётная схема представлена на рисунке 11.

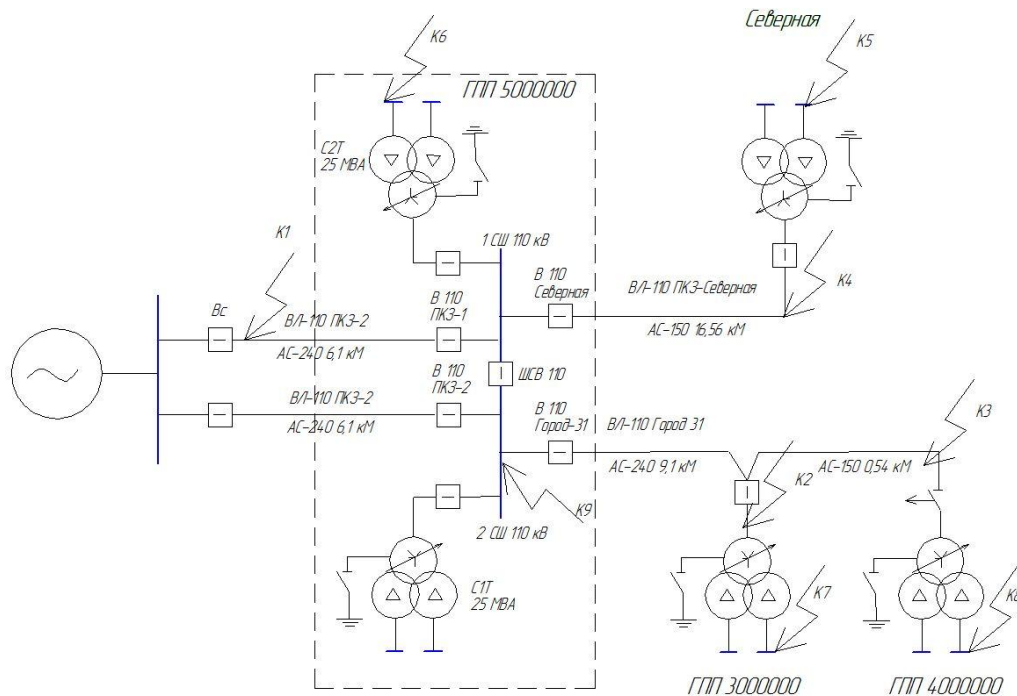


Рисунок 11 - Схема для расчёта максимальных токов КЗ

Расчёт ведём в именованных единицах, активным сопротивлением ВЛ-110 и трансформаторов пренебрегаем в виду их малости по отношению к реактивному [14], токи КЗ приведены к стороне 110 кВ. В точках К1-К4 рассчитаем значение однофазного короткого замыкания, в точках К5-К8 - трёхфазного. Режим работы системы максимальный. Сопротивление нулевой последовательности ВЛ 110 на двухцепной опоре со стальным грозозащитным тросом $x_{0уд} \approx 3x_{1уд}$. Основные параметры элементов указаны в таблице 4.

Таблица 4 - Основные параметры элементов расчётной схемы

Элемент	Длина, км	X1уд и X2уд, Ом/км	X0уд, Ом/км	Мощность, МВА	Uнн, кВ	Uкз%
ВЛ-110 Промкомзона-1,2	6,1	0,4	1,2	-	-	-
ВЛ-110 Северная	16,56	0,4	1,2	-	-	-
Участок ВЛ-110 Город-31 от ГПП 5000000 до ГПП 3000000	9,1	0,4	1,2	-	-	-
Участок ВЛ-110 Город-31 от ГПП 3000000 до ГПП 4000000	0,34	0,4	1,2	-	-	-
ГПП 5000000 С1Т и С2Т	-	-	-	25	10	
ГПП 3000000 С1Т и С2Т	-	-	-	40	10	
ГПП 4000000 С1Т и С2Т	-	-	-	40	10	
Северная 1Т и 2Т	-	-	-	25	6	

Параметры системы в максимальном режиме приведены в таблице 5:

Таблица 5 - Сопротивления системы в максимальном режиме работы

Активное сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом	Сопротивление нулевой последовательности, Ом
0,051	2,638	0,862

Для расчёта однофазных КЗ необходимы схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Так как в нашей расчётной схеме отсутствуют вращающиеся электрические машины, то параметры схемы замещения прямой и обратной последовательностей аналогичны. На рисунках 12 и 13 представлены схемы замещения прямой и нулевой последовательностей.

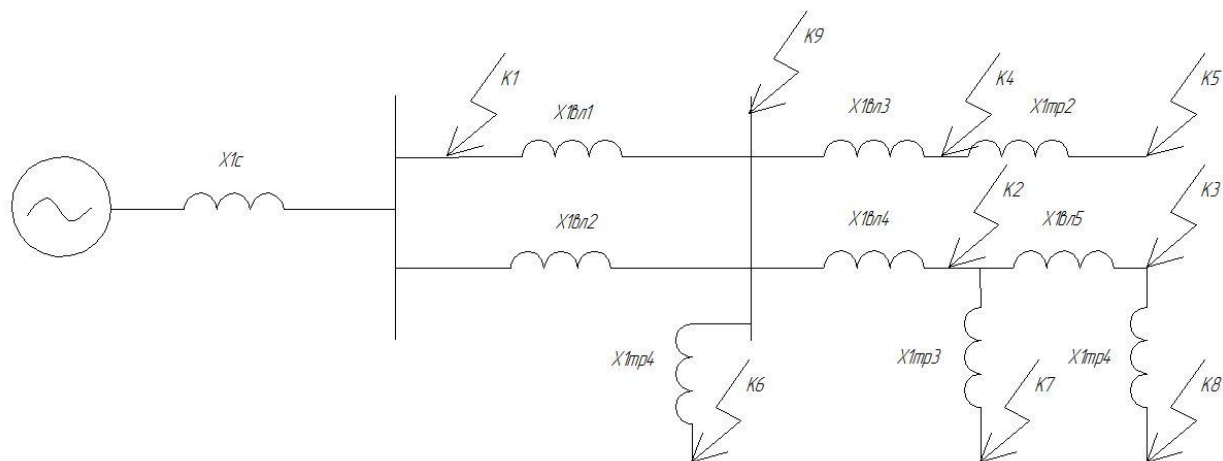


Рисунок 12 - Схема замещения прямой последовательности

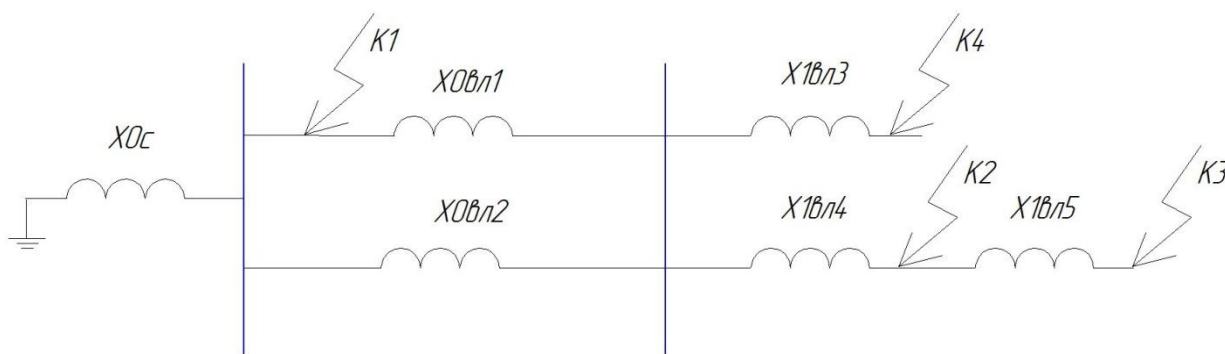


Рисунок 13 - Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивления прямой и нулевой последовательностей ВЛ-110 рассчитываем по формулам:

$$x_{1ВЛ} = x_{1УД} \cdot l ; \quad (2)$$

$$x_{0ВЛ} = x_{0УД} \cdot l ; \quad (3)$$

где: $x_{1УД}$ и $x_{0УД}$ - удельные сопротивления прямой и нулевой последовательностей ВЛ-110 кВ, Ом/км; l - длина участка ВЛ-110 кВ, км.

Расчёт сопротивлений ВЛ-110 и отдельных участков ВЛ-110, найденных по формулам 2 и 3, необходимых для нахождения токов КЗ, представлены в таблице 6

Таблица 6 - Сопротивления ВЛ-110 кВ

ВЛ-110 кВ или участок ВЛ-110 кВ	x_1 , Ом	x_0 , Ом	Обозначение на схеме замещения
ВЛ-110 Промкомзона-1,2	2,44	7,36	$x_{1вл1}, x_{1вл2},$ $x_{0вл1}, x_{0вл2}$
ВЛ-110 Северная	6,624	19,87	$x_{1вл3}, x_{0вл3}$
Участок ВЛ-110 Город-31 от ГПП 5000000 до ГПП 3000000	3,64	10,92	$x_{1вл4}, x_{0вл4}$
Участок ВЛ-110 Город-31 от ГПП 3000000 до ГПП 4000000	0,136	0,408	$x_{1вл5}, x_{0вл5}$

Участок ВЛ-110 "Город-31" от ГПП 3000000 до ГПП 4000000 имеет сопротивления прямой и нулевой последовательностей более чем в 20 раз меньше участка от ГПП 5000000 до ГПП 3000000, следовательно сопротивлением участка можно пренебречь и принять ток КЗ в точке К3 равным току КЗ в точке К2.

Минимальное сопротивление прямой последовательности трансформатора с учётом регулирования напряжения:

$$x_{тр.мин} = \frac{U_{минВН}^2}{100 \cdot S_{ном.тр}} = \frac{U_{к.мин} [U_{ср.ВН} (1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{100 \cdot S_{ном.тр}}; \quad (4)$$

где: $U_{к.мин}$ - напряжение минимальное на стороне ВН, кВ; $S_{ном.тр}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА; $\Delta U_{*РПН}$ - половина диапазона регулирования напряжения; $U_{ср.ВН}$ - напряжение короткого замыкания на крайнем "минусовом" положение РПН. Трансформаторы представленные на расчётной схеме с расщеплённой обмоткой, и точные значения $U_{к.мин}$ не известны, но воспользуемся приближенными величинами взятыми из ГОСТ

12965-85. Так же отметим, что $U_{к.мин}$ в нашем случае сопротивление короткого замыкания между обмоткой ВН и НН1. Сопротивления трансформаторов, найденные по формуле 4, представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Параметры схемы замещения трансформаторов

ПС и трансформатор	$U_{к.мин}$	$x_{тр.мин}, \text{ Ом}$	Обозначение на схеме замещения
ГПП 5000000 С1Т	19,4	72,43	$x_{1тр} 1$
ГПП 3000000 С1Т	18,84	43,95	$x_{1тр} 4$
ГПП 4000000 С2Т	18,84	43,95	$x_{1тр} 3$
Северная 1Т	19,4	72,43	$x_{1тр} 2$

Расчёт тока трёхфазного КЗ производится по формуле:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_\phi}{x_{\Sigma мин}}; \quad (5)$$

где: U_ϕ - фазное напряжение системы, В; x_Σ - эквивалентное реактивное сопротивление в максимальном режиме работы системы, Ом;

Так как нейтрали трансформаторов 110 кВ "разземлены", то нет путей для прохождения токов нулевой последовательностей. Соответственно сопротивления нулевой последовательности трансформаторов равны "бесконечности", что и отображено на рисунке *.

Расчёт тока однофазного КЗ производится по формуле:

$$3I_{0К}^{(1)} = \frac{3U_\phi}{2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma}}; \quad (6)$$

где: U_ϕ - фазное напряжение системы, В; $x_{1\Sigma}$ - эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности, Ом; $x_{0\Sigma}$ - эквивалентное реактивное сопротивление нулевой последовательности, Ом. В точке К1 считаем только составляющую тока КЗ проходящего со стороны нашей подстанции.

Ток в точке К1 рассчитываем в режиме каскадного отключения (вначале отключается выключатель Вc):

$$3I_{0K1}^{(1)} = \frac{3U_{\phi}}{2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma}} = \frac{3U_{\phi}}{2(x_{1Cмакс} + 2 \cdot x_{1в.л}) + (x_{0Cмакс} + 2 \cdot x_{0в.л})} = 10790$$

Токи трёхфазного и однофазного КЗ (за исключением точки К9) в остальных точках рассчитываем аналогично. Результаты представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Токи КЗ в максимальном режиме на стороне 110 кВ

Точка КЗ на расчётной схеме	Величина тока при трёхфазном КЗ, А	Величина тока при однофазном КЗ, А
К1	8460	6240
К2	8477	8300
К3	8477	8300
К4	6055	5466
К9	16472	15560

Расчёт токов максимального трёхфазного КЗ за трансформатором производится по формуле:

$$I_{К.макс}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{x_{\Sigma мин}} ; \quad (7)$$

где: U_{ϕ} - фазное напряжение системы (сопротивление трансформаторов считалось на положении РПН 96,6 кВ, но напряжение системы примем 110 кВ, что даст некоторый запас в сторону увеличения); $x_{\Sigma мин}$ - эквивалентное реактивное сопротивление прямой последовательности, Ом.

Найдём ток максимального трёхфазного КЗ в точке К6:

$$I_{К6.макс}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{x_{\Sigma мин}} = \frac{U_{\phi}}{x_{Cмин} + 0,5 \cdot x_{1в.л} + x_{1мп1}} = \frac{110000}{\sqrt{3}(2,638 + 0,5 \cdot 2,44 + 72,43)} = 833$$

Токи трёхфазного максимального КЗ за трансформаторами в остальных точках рассчитываем аналогично. Результаты расчёта сведены в таблицу 9.

Таблица 9 - Токи КЗ за трансформаторами, приведённые к стороне 110 кВ

Точка КЗ на расчётной схеме	Величина тока, А
К5	767
К6	833
К7	1236
К8	1236

2.5.2 Расчёт минимальных токов короткого замыкания

Для расчёта минимального однофазного тока КЗ в точках К1 и К9 расчётная схема та же, что и в предыдущем пункте. Параметры линий неизменны. Сопротивление системы берём в минимальном режиме работы.

Расчёт тока трёхфазного КЗ находим по формуле (5) :

$$I_K^{(3)} = \frac{U_\phi}{x_{\Sigma, макс}}$$

Ток однофазного КЗ рассчитываем так же по выражению (6):

$$3I_{0K1}^{(1)} = \frac{3U_\phi}{2x_{1\Sigma макс} + x_{0\Sigma макс}}$$

Параметры системы в минимальном режиме приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Сопротивление системы в минимальном режиме работы

Реактивное сопротивление, Ом	Сопротивление нулевой последовательности, Ом
3,5	1,143

Для расчёта минимального тока КЗ в остальных точках расчётная схема будет соответствовать представленной на рисунке 14. ШСВ-110 отключен, питающие линии работают отдельно. Схемы прямой и нулевой последовательностей представлены на рисунках 14 и 16. Рассчитанные токи в таблице 11

Таблица 11 - Токи КЗ в минимальном режиме на стороне 110 кВ

Точка КЗ на расчётной схеме	Величина тока при трёхфазном КЗ, А	Величина тока при однофазном КЗ, А
К1	7590	5850
К2	6620	4940
К3	6620	4990
К4	5062	3570
К9	13470	13375

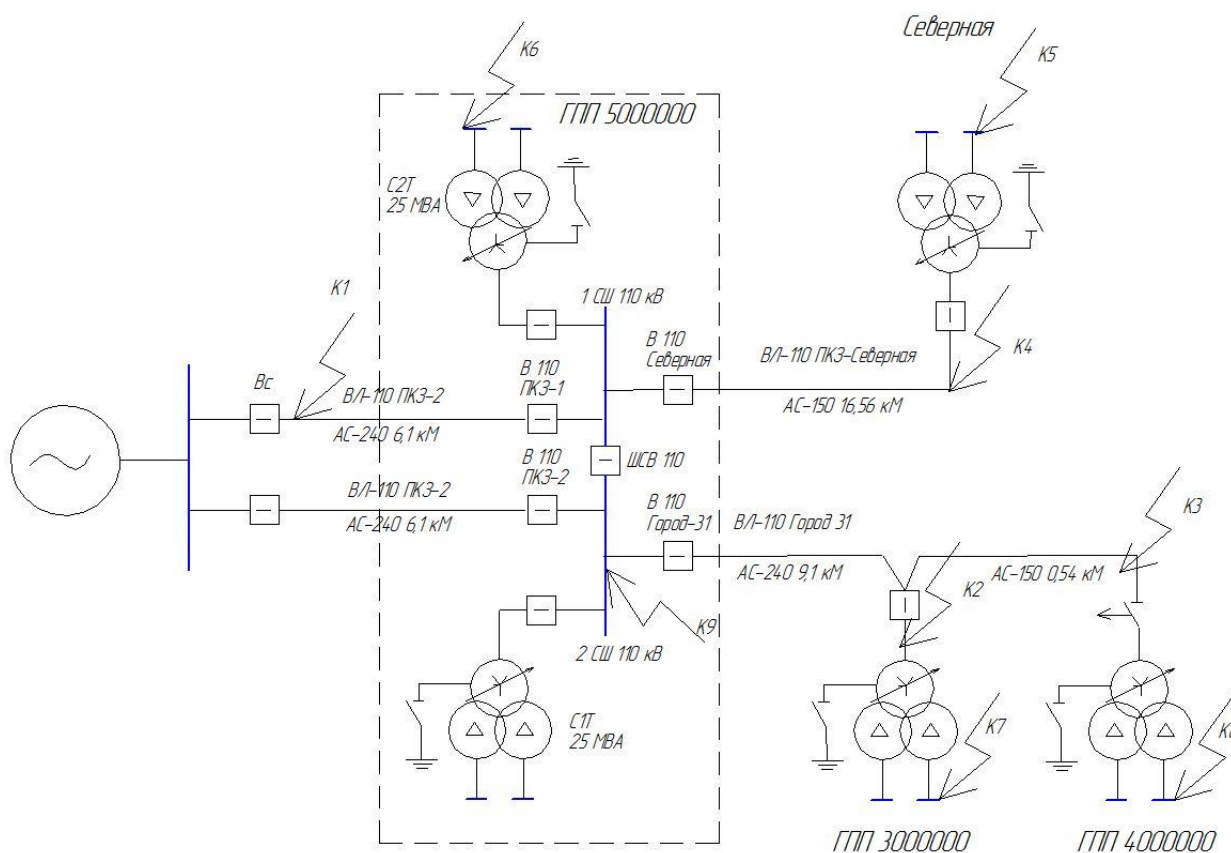


Рисунок 14 - Схема для расчёта токов КЗ в минимальном режиме работы схемы

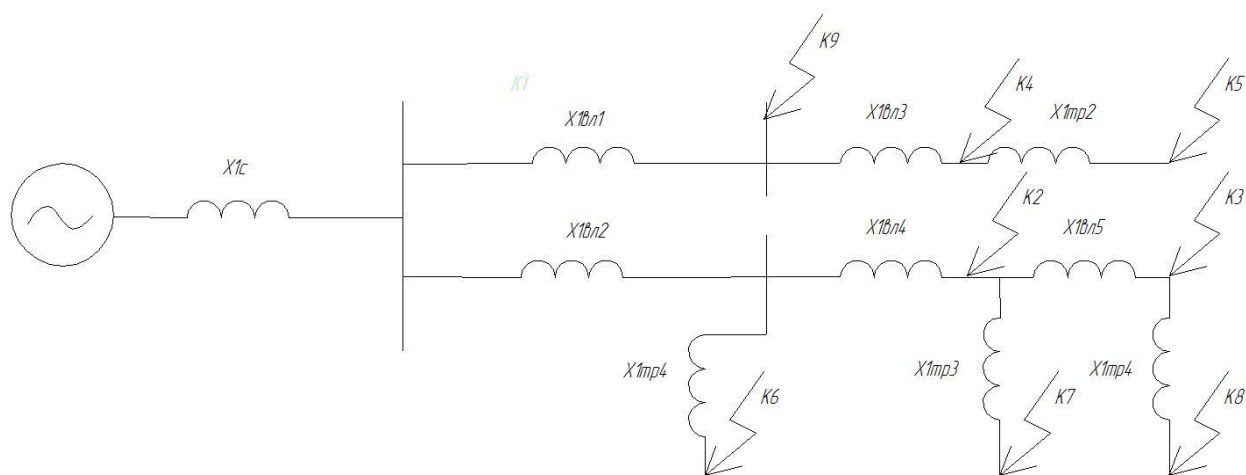


Рисунок 15 - Схема замещения прямой последовательности

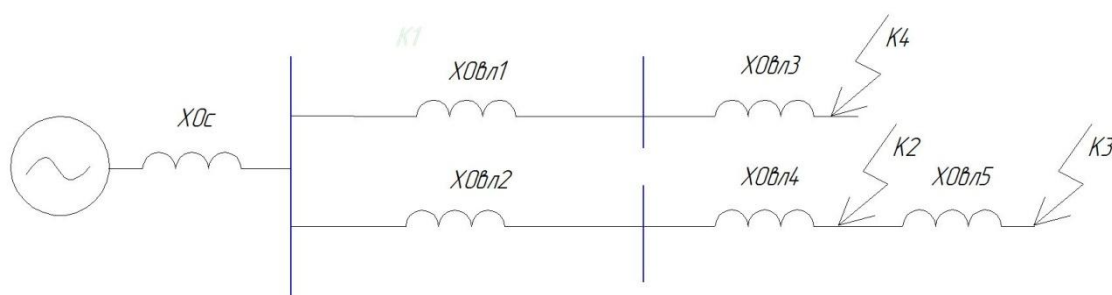


Рисунок 16 - Схема замещения нулевой последовательности

Максимальное сопротивление прямой последовательности трансформатора с учётом регулирования напряжения:

$$x_{тр.мин} = \frac{U_{маскВН}^2}{100 \cdot S_{ном.тр}} = \frac{U_{к.макс} [U_{ср.ВН} (1 + \Delta U_{*РПН})]^2}{100 \cdot S_{ном.тр}}; \quad (8)$$

где: $U_{к.макс}$ - напряжение максимальное на стороне ВН, кВ; $S_{ном.тр}$ - номинальная мощность трансформатора, МВА; $\Delta U_{*РПН}$ - половина диапазона регулирования напряжения; $U_{к.макс}$ - напряжение короткого замыкания на крайнем "плюсовом" положение РПН. Трансформаторы представленные на расчётной схеме с расщеплённой обмоткой, и точные значения $U_{к.макс}$ не известны, но воспользуемся приближенными величинами взятыми из ГОСТ 12965-85. Максимальное напряжение регулирования составляет 133 кВ, но по ГОСТ максимальная величина напряжения в сети класса 110 кВ составляет 126 кВ. Эту величину и берём за напряжение системы. Сопротивления трансформаторов, найденные по формуле 7, представлены в таблице 12.

Таблица 12 - Параметры схемы замещения трансформаторов

ПС и трансформатор	$U_{к.макс}$	$x_{тр.макс}$, Ом	Обозначение на схеме замещения
ГПП 5000000 С1Т	20,4	129	$x_{1тр}^1$
ГПП 3000000 С1Т	20,12	79,8	$x_{1тр}^4$
ГПП 4000000 С2Т	20,12	79,8	$x_{1тр}^3$
Северная 1Т	20,4	129	$x_{1тр}^2$

Расчёт токов минимального трёхфазного КЗ за трансформатором производится по формуле:

$$I_{К.мин}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{x_{\Sigma макс}} ; \quad (9)$$

где: U_{ϕ} - фазное напряжение системы (сопротивление трансформаторов считалось при напряжении ВН 126 кВ, но напряжение системы примем 110 кВ, что даст некоторый запас в сторону уменьшения); $x_{\Sigma макс}$ - эквивалентное максимальное реактивное сопротивление прямой последовательности, Ом.

Найдём ток минимального трёхфазного КЗ в точке К6:

$$I_{К6.мин}^{(3)} = \frac{U_{\phi}}{x_{\Sigma макс}} = \frac{U_{\phi}}{x_{Смакс} + x_{1в.л} + x_{1трмин}} = \frac{110000}{\sqrt{3} \cdot (3,5 + 2,44 + 129)} = 471 \text{ А}$$

Токи трёхфазного минимального КЗ за трансформаторами в остальных точках рассчитываем аналогично. Результаты расчёта сведены в таблицу 13.

Таблица 13 - Токи КЗ за трансформаторами, приведённые к стороне 110 кВ

Точка КЗ на расчётной схеме	Величина тока, А
К5	449
К6	471
К7	711
К8	711

2.6 Расчёт уставок релейной защиты и автоматики

2.6.1 Расчёт токовой защиты нулевой последовательности ВЛ-110

кВ

В соответствии с [7] ток срабатывания для одиночных тупиковых линий первая ступень токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) выбирается по условию отстройки от утроенного тока нулевой последовательности при трёхфазным КЗ за приёмным трансформатором по выражению:

$$I_{0,СЗ}^{(I)} = K_{ОТС} K_{ПЕР} K_{НБ} I_{КЗ} \quad (10)$$

где: $I_{КЗ}$ - установившейся ток КЗ за трансформатором, А; $K_{ПЕР}$ - коэффициент учитывающий увеличение тока в переходном режиме, зависит от времени срабатывания ступени:

- при $T_{СЗ} \leq 0,1$ с - 2
- при $T_{СЗ} \leq 0,3$ с - 1,5
- при $T_{СЗ} = (0,5 - 0,6)$ с - 1.

$K_{НБ}$ - коэффициент небаланса, принимается равным 0,05 при кратностях расчётного тока $\kappa_{10} \leq 3$ и равным 0,1 при кратностях тока не более 0,8 κ_{10} доп при фактической расчётной нагрузке [10];

$K = 1,25$ – коэффициент отстройки.

Отстройку тока срабатывания от броска намагничивающего тока трансформаторов при подачи напряжения включением линии и отстройку от кратковременного неполнофазного режима вследствие неодновременности замыкания контактов выключателя не рассматриваем, так как нейтрали питаемых трансформатор не заземлены.

Ток срабатывания первой ступени для ВЛ-110 кВ "ПКЗ-северная":

$$I_{0,СЗ}^{(I)} = K_{ОТС} K_{ПЕР} K_{НБ} I_{КЗ} = 1,25 \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 1327 = 331,75 \text{ А}$$

Ток срабатывания первой ступени для ВЛ-110 кВ "Город-31":

$$I_{0,СЗ}^{(I)} = K_{ОТС} K_{ПЕР} K_{НБ} I_{КЗ} = 1,25 \cdot 2 \cdot 0,1 \cdot 2138 = 534,5 \text{ А}$$

Проверка чувствительности производится по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кзмин}}^{(1)}}{I_{0.СЗ}^{(I)}}; \quad (11)$$

где: $I_{\text{кзмин}}^{(1)}$ - минимальный ток однофазного КЗ в конце защищаемой линии.

Проверка чувствительности первой ступени для ВЛ-110 кВ "ПКЗ-северная":

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кзмин}}^{(1)}}{I_{0.СЗ}^{(I)}} = \frac{3570}{331,75} = 10,76 > 1,5$$

Коэффициент чувствительности для для ВЛ-110 кВ "Город-31"

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кзмин}}^{(1)}}{I_{0.СЗ}^{(I)}} = \frac{4990}{534,5} = 9,34 > 1,5$$

Коэффициент чувствительности в обоих случаях больше 1,5 и согласно [1] п.3.2.21. вторая ступень ТЗНП не требуется.

Для обеспечения селективности срабатывания первая ступень ТЗНП ВЛ-110 "ПКЗ-1" и "ПКЗ-2" должна быть иметь орган направления мощности (ОНМ). Конфигурация сети, примыкающей к двум линиям изображена на рисунке 17.

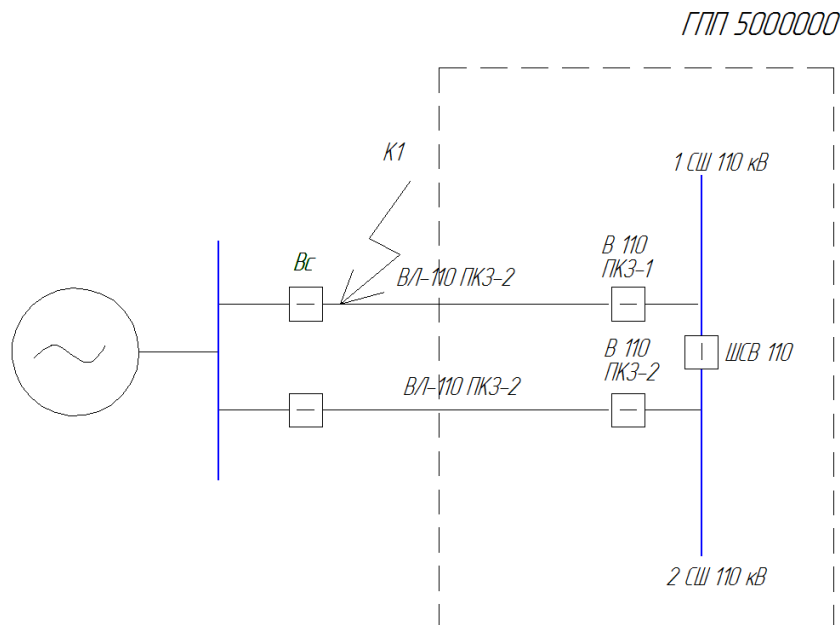


Рисунок 17 - Схема к расчёту ТЗНП

Из схемы можно сделать вывод, что отстройка от КЗ за трансформаторами не требуется, как и отстройка от неполнофазных режимов

работы, поэтому выберем ток срабатывания первой ступени из условия обеспечения требуемой чувствительности в режиме каскадного действия:

$$I_{0.СЗ}^{(I)} = \frac{I_{кзмин}^{(I)}}{K_{\chi}} = \frac{5850}{1,5} = 3900 \text{ А}$$

Напряжение срабатывания ОНМ $3U_0$ выбираем по условию:

$$3U_0 = \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon} \cdot n_{mn}} \cdot U_{нб}, \text{ В}; \quad (12)$$

где: $K_{отс}$ - коэффициент отстройки равный 1,25; K_{ϵ} - коэффициент возврата, в нашем случае 0,9 (по документации ЭКРА); n_{mn} - коэффициент трансформации ТН; $U_{нб}$ - величина первичного напряжения небаланса на устройстве РЗиА, определяемая погрешностью ТН, В. Примем 11000 В (класс точности одной обмотки 3, в открытый треугольник собраны 3 обмотки последовательно. Принимаем самый неблагоприятный случай, что погрешность всех трёх обмоток имеет один знак) .

$$3U_0 = \frac{K_{отс}}{K_{\epsilon} \cdot n_{mn}} \cdot U_{нб} = \frac{1,25}{0,9 \cdot 1100} \cdot 11000 = 13,88 \approx 14 \text{ В.}$$

Находим утроенное напряжение нулевой последовательности в минимальном режиме работы системы в месте установки защиты при КЗ в конце защищаемой линии :

$$3U_{0КЗмин} = \frac{1}{3} \cdot I_{кзмин}^{(I)} \cdot (x_{смакс} + x_{0\epsilonЛ1} + x_{0\epsilonЛ2}) = \frac{1}{3} \cdot 5850 \cdot (0,862 + 7,36 + 7,36) = 30081$$

Коэффициент чувствительности ОНМ по напряжению определяем по выражению:

$$K_{\chi U} = \frac{3U_{0КЗ}}{n_{mn} \cdot 3U_0} = \frac{30081}{1100 \cdot 14} = 1,95 > 1,5;$$

Определим ток второй ненаправленной ступени, которая будет выполнять ближнее резервирование защищаемых линий и функции дальнего резервирования тупиковых линий рассмотренных выше.

$$I_{0.СЗ}^{(II)} = K_{отс} I_{0.СЗ}^{(I)}, \text{ А}; \quad (13)$$

где: $I_{0.СЗ}^{(I)}$ - наибольший ток срабатывания первой ступени тупиковой линии, А; $K_{отс}$ - коэффициент отстройки равный 1,2.

$$I_{0.СЗ}^{(II)} = K_{отс} I_{0.СЗ}^{(I)} = 1,2 \cdot 534,5 = 642,5 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности второй ступени при КЗ в конце ВЛ-110 кВ "ПКЗ-северная":

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кзмин}}^{(I)}}{I_{0.СЗ}^{(II)}} = \frac{6176}{642,5} = 9,6 > 1,5$$

I ступень ТЗНП - отсечка без выдержек времени :

$$t_{\text{с.з}}^I = 0.$$

II ступень - отсечка с выдержкой времени:

$$t_{\text{с.з.}}^{II} = t_{\text{УРОВ}} + \Delta t \text{ ,} \tag{14}$$

где где $\Delta t = 0,3 \div 0,5$ с - ступень селективности по времени, $t_{\text{УРОВ}} = 0,3 \div 0,5$ - время действия УРОВ(устройство резервирования при отказе выключателя).

В таблице 14 приведены результаты расчёта ТЗНП ВЛ-110 кВ:

Таблица 14 - Результаты расчёта ТЗНП

Линия	$I_{0.СЗ}^{(I)}$, А	$I_{0.СЗ}^{(II)}$, А	$t_{\text{с.з.}}^I$, сек	$t_{\text{с.з.}}^{II}$, сек	Направленность
ПКЗ-северная	331,75	-	0	-	нет
Город-31	534,5	-	0	-	нет
ПКЗ-1	3900	642,5	0	0,6	первая ступень
ПКЗ-2	3900	642,5	0	0,6	первая ступень

2.6.2 Расчёт продольной дифференциальной токовой защиты трансформатора

Большинство микропроцессорных устройств дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) для повышения чувствительности выполняются с торможением. Не являются исключением и защиты НПП "ЭКРА".

В терминалах серии БЭ2704 ДЗТ имеется две ступени. Первая ступень чувствительная с торможением, вторая отсечка, необходимая при глубоком

насыщении трансформаторов тока, когда чувствительная ступень может отказать. Характеристика срабатывания ДЗТ "ЭКРА" , взятая из [13], представлена на рисунке 18.

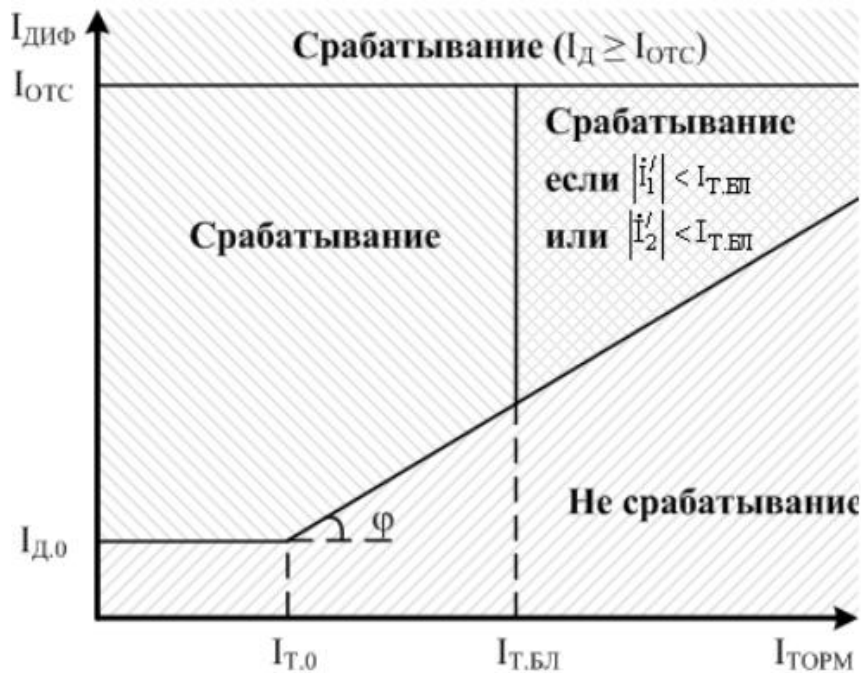


Рисунок 18 - Характеристика ДЗТ

На рисунке обозначены: $I_{ДО}$ – начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.; $I_{Т.О}$ – ток начала торможения ДЗТ, о.е. ; $I_{Т.БЛ}$ – ток торможения блокировки ДЗТ, о.е.; $K_T = \text{tg } \varphi$ – коэффициент торможения ДЗТ; $I_{ОТС}$ – ток срабатывания дифференциальной отсечки, о.е. В качестве базисного тока в рассматриваемых устройствах защиты берётся номинальный ток.

Начальный ток торможения $I_{Т.О}$ принимаем 1 о.е. [13].

Начальный ток срабатывания $I_{ДО}$ отстраиваем от небаланса при сквозных токах ниже тока начала торможения:

$$I_{ДО} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ}; \quad (15)$$

где: $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки равный 1,1-1,3; $I_{НБ.РАСЧ}$ - расчётный относительный ток небаланса, определяется как:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР}) I_{Т.О}; \quad (16)$$

где: $K_{ПЕР}$ - коэффициент учитывающий переходный процесс, так как на сторонах используются разные трансформаторы тока (на стороне ВН

встроенные в выключатель), то принимаем 2,5 [13]; $K_{ОДН}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается 1; ε - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, при 10 Р принимаем 0,1; $\Delta U_{РПН}$ - относительная погрешность регулирования РПН, в нашем случае 0,16; $\Delta f_{ВЫР}$ - погрешность выравнивания токов в плечах, $\Delta f_{ВЫР}=0,02$. $I_{ДО}$ не рекомендуется принимать меньше 0,2 [13].

$$I_{НБ.РАСЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР}) I_{Т.О} = (1 \cdot 2,5 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 1 = 0,43 \text{ о.е.}$$

$$I_{ДО} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} = 1,2 \cdot 0,43 = 0,516$$

Ток торможения блокировки $I_{Т.БЛ}$ отстраивается от максимального тока нагрузки:

$$I_{Т.БЛ} = K_{ОТС} \cdot K_{ПРЕДНАГР} \cdot I_{НОМ*} ; \quad (17)$$

где: $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки равный 1,1; $K_{ПРЕДНАГР}$ - коэффициент учитывающий предельную нагрузочную способность трансформатора в зависимости от его мощности, для трансформаторов средней мощности $K_{ПРЕДНАГР}=1,8$; $I_{НОМ*}$ - относительный номинальный ток трансформатора, определяется по формуле:

$$I_{НОМ*} = \frac{I_{НОМ.НАГР}}{I_{БАЗ.СТОП}} \cdot \frac{K_{СХ.ТТ.СТОП}}{K_{ТТ.СТОП}} ; \quad (18)$$

где: $I_{НОМ.НАГР}$ - максимальный ток нагрузки; $I_{БАЗ.СТОП}$ - базисный ток соответствующей стороны; $K_{СХ.ТТ.СТОП}$ - коэффициент учитывающий схему соединения трансформаторов тока сторон защищаемого трансформатора; $K_{ТТ.СТОП}$ - коэффициент трансформаторов тока.

Номинальный ток нагрузки на стороне ВН, А:

$$I_{НОМ.НАГР.ВН} = \frac{S_{НОМ.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{СТОП}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,6 \text{ А}$$

Номинальный ток нагрузки на стороне НН1 и НН2, А:

$$I_{НОМ.НАГР.НН1} = I_{НОМ.НАГР.НН2} = \frac{S_{НОМ.ТР}}{\sqrt{3} \cdot U_{СТОП}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1376 \text{ А}$$

Находим базисный ток стороны ВН:

$$I_{\text{БАЗ.СТОП.ВН}} = \frac{K_{\text{СХ.ТТ.ВН}} \cdot K_{\text{СХ.АТ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} \cdot I_{\text{НОМ.НАГР.ВН}} = \frac{1 \cdot 1}{300 / 5} \cdot 125,6 = 2,093 \text{ А}$$

Находим базисный ток стороны НН1 и НН2:

$$I_{\text{БАЗ.СТОП.НН1}} = I_{\text{БАЗ.СТОП.НН2}} = \frac{K_{\text{СХ.ТТ.НН1}} \cdot K_{\text{СХ.АТ.НН}}}{K_{\text{ТТ.НН1}}} \cdot I_{\text{НОМ.НАГР.НН1}} = \frac{1 \cdot 1}{1500 / 5} \cdot 1376 = 4,59 \text{ А}$$

Находим относительный номинальный ток трансформатора, о.е.:

$$I_{\text{НОМ}^*} = \frac{I_{\text{НОМ.НАГР}}}{I_{\text{БАЗ.СТОП}}} \cdot \frac{K_{\text{СХ.ТТ.СТОП}}}{K_{\text{ТТ.СТОП}}} = \frac{125,6}{2,093} \cdot \frac{1}{300 / 5} = 1$$

Находим ток торможения блокировки, о.е.:

$$I_{\text{Т.БЛ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{ПРЕД.НАГР}} \cdot I_{\text{НОМ}^*} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 1 = 1,98$$

Принимаем значение уставки $I_{\text{Т.БЛ}} = 2$ о.е.

При внешнем КЗ может возникнуть дифференциальный ток небаланса, о.е.:

$$I_{\text{НБ}} = (K_{\text{ОДН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot I_{\text{СКВ}}; \quad (19)$$

где: $I_{\text{СКВ}}$ - приведённый к базисному ток сквозного КЗ, о.е., находится в соответствии с выражением:

$$I_{\text{СКВ}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{БАЗ.СТОП}}} \cdot \frac{K_{\text{СХ.ТТ.СТОП}}}{K_{\text{ТТ.СТОП}}}; \quad (20)$$

где: $I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}$ - ток внешнего КЗ, в нашем случае это максимальный ток трёхфазного КЗ в точке К6.

Находим приведённый к базисному ток сквозного КЗ:

$$I_{\text{СКВ}} = \frac{I_{\text{КЗ.МАКС}}^{(3)}}{I_{\text{БАЗ.ВН}}} \cdot \frac{K_{\text{СХ.ТТ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} = \frac{1442}{2,093} \cdot \frac{1}{300 / 5} = 11,49, \text{ о.е.}$$

Ток небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{\text{НБ}} = (K_{\text{ОДН}} \cdot K_{\text{ПЕР}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{ВЫР}}) \cdot I_{\text{СКВ}} = (1 \cdot 2,5 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 11,49 = 4,94$$

Коэффициент торможения рассчитывается по выражению:

$$K_{\text{Т}} = \frac{K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НБ}} - I_{\text{Д.О.}}}{I_{\text{Т}} - I_{\text{Т.0}}}; \quad (21)$$

где: $K_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки, равный 1,1; $I_{\text{Д.О.}}$ - начальный ток срабатывания о.е.; $I_{\text{Т.0}}$ - ток начала торможения о.е.; $I_{\text{НБ}}$ - ток небаланса при

внешнем КЗ, о.е.; I_T - расчётный тормозной ток, о.е., находится по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{НБ}) \cdot \cos(180 - \alpha)}; \quad (22)$$

где: α - угол между векторами $I_{СКВ}$ и $I_{СКВ} - I_{НБ}$, может быть принят 160-170 градусов.

Расчётные тормозной ток:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{НБ}) \cdot \cos(180 - \alpha)} = \sqrt{11,49 \cdot (11,49 - 4,94) \cdot \cos(180 - 165)} = 8,52 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения:

$$K_T = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ} - I_{Д.О.}}{I_T - I_{Т.0}} = \frac{1,1 \cdot 4,94 - 0,516}{8,52 - 1} = 0,647$$

Принимаем $K_T = 0,65$.

Для несрабатывания чувствительной ступени ДЗТ от броска намагничивающего тока (БНТ) и при внешнем КЗ (насыщение трансформаторов тока приводит к появлению второй гармоники во вторичном токе и увеличению погрешности) используется блокировка срабатывания по второй гармоники тока - $I_{Д.100Гц} / I_{Д.50Гц}$. По опыту эксплуатации рекомендуется для трансформаторов уровень блокировки выбирать 10%, автотрансформаторов - 15%.

Как уже отмечалось выше, для исключения замедления и отказов работы ДЗТ вследствие блокировки чувствительно ступени при КЗ в зоне действия защиты насыщении трансформаторов тока предусмотрена дифференциальная отсечка, действующая без блокировки по второй гармоники тока. Ток отсечки выбирается по двум условиям:

отстройка от БНТ $I_{ОТС} > 6,5$;

отстройка от тока небаланса при максимальном токе внешнего КЗ, о.е.:

$$I_{ОТС} = 1,5(K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР}) I_{СКВ}; \quad (23)$$

где: $K_{ПЕР}$ - коэффициент учитывающий переходный режим, $K_{ПЕР} = 3$, остальные составляющие указаны выше.

$$I_{OTC} = 1,5 \cdot (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР}) I_{СКВ} = 1,5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 11,49 = 8,3$$

о.е.

Принимаем $I_{OTC} = 8,3$ о.е.

Сторона ВН силового трансформатора имеет схему соединения обмоток "звезда", стороны НН1 и НН2 - "треугольник". Для упрощения схемы соединений вторичных обмоток трансформаторов тока всех сторон "звезда". Параметр "схема соединения стороны" в терминале определяется:

$$K_{СХ.СТОР} = K_{СХ.ТТ.СТОР} \cdot K_{СХ.ОБМ.СТОР} \cdot K_{ВКЛ.ТТ.СТОР}; \quad (24)$$

где: $K_{СХ.ТТ.СТОР}$ - коэффициент учитывающий схему соединения вторичных обмоток главных ТТ (для ТТ, соединенных в "звезду", $K_{СХ.ТТ.СТОР} = 1$; для ТТ, соединенных в "треугольник", $K_{СХ.ТТ.СТОР} = \sqrt{3}$); $K_{СХ.ОБМ.СТОР}$ - коэффициент схемы обмоток силового трансформатора; $K_{ВКЛ.ТТ.СТОР}$ - коэффициент учитывающий схему включения ТТ соответствующей стороны в зависимости от схемы соединений обмотки НН ("звезда" - $K_{ВКЛ.ТТ.СТОР} = 1$; "снаружи" треугольника - $K_{ВКЛ.ТТ.СТОР} = 1$; "внутри" треугольника - $K_{ВКЛ.ТТ.СТОР} = \sqrt{3}$).

Соответственно схемы соединений в устройстве защиты выставляются: «Схема соединения ВН» — Y, «Схема соединения НН1» – Δ, «Схема соединения НН2» – Δ. Этим учитывается сдвиг фаз вторичных токов между сторонами ВН и НН в 30 градусов посредством "цифрового" выравнивания токов [13].

Проверка чувствительности при минимальном двухфазном КЗ на выводах НН:

$$k_{\chi} = \frac{815 \cdot \sqrt{3} / 2}{0,516 \cdot 2,093 \cdot 300 / 5} = 10,9 > 1,5$$

Рассчитанные уставки ДЗТ приведены в таблице 15

Таблица 15 - Результаты расчёта уставок ДЗТ

Параметр	Обозначение в расчёте	Значение
Базисный ток стороны ВН, А	$I_{\text{БАЗ.СТОР.ВН}}$	2,093
Базисный ток стороны НН1 и НН2, А	$I_{\text{БАЗ.СТОР.НН1}}, I_{\text{БАЗ.СТОР.НН2}}$	4,59
Начальный ток срабатывания, о.е.	$I_{\text{Д.О}}$	0,516
Ток начала торможения, о.е.	$I_{\text{Т.О}}$	1
Ток торможения блокировки ДЗТ, о.е.	$I_{\text{Т.БЛ}}$	1,98
Коэффициент торможения ДЗТ	$K_{\text{Т}}$	0,647
Ток диф. отсечки, о.е.	$I_{\text{ОТС}}$	8,3
Уровень блокировки по второй гармонике	$I_{\text{Д.100ГЦ}} / I_{\text{Д.50ГЦ}}$	
Схема соединения ВН	-	Y
Схема соединения НН1	-	Δ
Схема соединения НН	-	Δ

2.6.3 Расчёт дистанционной защиты линий 110 кВ

Расчёт начнём с тупиковой ВЛ-110 кВ с односторонним питанием "ПКЗ-Северная":

Первая ступень отстраивается от суммы сопротивлений линии и трансформатора (минимального сопротивления трансформатора) по выражению :

$$Z_{\text{С.з.}}^I = K_{\text{ОТС}}(Z_{\text{Л}} + Z_{\text{Т}}); \quad (25)$$

где: $K_{\text{ОТС}}$ - коэффициент отстройки, равный 0,87; $Z_{\text{Л}}$ - полное сопротивление линии, Ом; $Z_{\text{Т}}$ - минимальное сопротивление трансформатора, Ом.

Излишние срабатывания первой ступени ДЗ при КЗ в зоне действия быстродействующих защит трансформатора будут исправляться действием АПВ.

Реактивное сопротивление прямой последовательности при расчёте токов КЗ бралось 0,4 Ом/м. При расчёте ДЗ удельное реактивное сопротивление ВЛ-110 кВ берём $x_{вд} = 0,412$, удельное активное сопротивление провод АС-150 имеет величину $r_{вд} = 0,194$ Ом/м.

Находим полное сопротивление линии, Ом:

$$Z_{л} = \sqrt{(x_{вд} \cdot l)^2 + (r_{вд} \cdot l)^2} = \sqrt{(0,412 \cdot 16,56)^2 + (0,194 \cdot 16,56)^2} = 7,541$$

Сопротивление срабатывания первой ступени, Ом:

$$Z'_{с.з.} = K_{отс}(Z_{л} + Z_{т}) = 0,87(7,541 + 72,43) = 70;$$

Время срабатывания принимаем $t'_{с.з.} = 0,0$ сек .

Коэффициент чувствительности по сопротивлению:

$$k_{\chi} = \frac{Z'_{с.з.}}{Z_{л}} = \frac{70}{7,541} = 9,93 > 1,5$$

Так как первая ступень ДЗ осуществляет защиту всей длины линии от междуфазных КЗ с приемлемым коэффициентом чувствительности, то вторую ступень ДЗ не предусматриваем. Дальнее резервирование смежного элемента (трансформатора) будет осуществляться МТЗ.

Для линии "Город-31" рассчитываем аналогично.

При расчёте ДЗ удельное реактивное сопротивление ВЛ-110 кВ с проводом АС-240 $x_{вд} = 0,4$ [14], удельное активное сопротивление $r_{вд} = 0,12$ Ом/м.

Находим полное сопротивление линии, Ом:

$$Z_{л} = \sqrt{(x_{вд} \cdot l)^2 + (r_{вд} \cdot l)^2} = \sqrt{(0,4 \cdot 9,1)^2 + (0,12 \cdot 9,1)^2} = 3,8$$

Сопротивление срабатывания первой ступени, Ом:

$$Z'_{с.з.} = K_{отс}(Z_{л} + Z_{т}) = 0,87(3,8 + 43,95) = 41,5;$$

Время срабатывания принимаем $t'_{с.з.} = 0,1$ сек так, как быстродействующие защиты трансформатора ГПП 3000000 действуют на короткозамыкатель.

Коэффициент чувствительности по сопротивлению:

$$k_q = \frac{Z_{C.з.}^I}{Z_{л}} = \frac{41,5}{3,81} = 10,9 > 1,5$$

Так как первая ступень ДЗ осуществляет защиту всей длины линии от междуфазных КЗ с приемлемым коэффициентом чувствительности, то вторую ступень ДЗ не предусматриваем. Дальнее резервирование смежного элемента (трансформатора) будет осуществляться МТЗ.

Режим работы ВЛ-110 "Прокомзона-1" и "Прокомзона-2" в параллель предусмотрен только в том случае, когда одна из систем с.ш. 110 кВ выводится в ремонт и все присоединения переводятся на другую секцию.

ВЛ-110 110 "Прокомзона-1" и "Прокомзона-2" выполнены проводом АС-240.

Сопротивление первой ступени отстраиваем только от сопротивления линии, Ом:

$$Z_{C.з.}^I = K_{отс} Z_{л}; \quad (26)$$

$$Z_{C.з.}^I = K_{отс} Z_{л} = 0,87 \sqrt{(x_{уд} \cdot l)^2 + (r_{уд} \cdot l)^2} = 0,87 \sqrt{(0,4 \cdot 6,1)^2 + (0,12 \cdot 6,1)^2} = 2,216;$$

Время срабатывания принимаем $t_{C.з.}^I = 0,0$ сек .

Сопротивление второй ступени находим из условия обеспечения требуемой чувствительности 1,25, Ом:

$$Z_{C.з.}^{II} = \frac{1,25}{Z_{л}} = \frac{1,25}{2,216} = 0,564$$

Время срабатывания принимаем $t_{C.з.}^{II} = 0,5$ сек . В процессе эксплуатации выдержка времени может быть уменьшена.

После того, как были найдены полные сопротивления срабатывания, необходимо найти реактивные $X_{сз}$ и активные $R_{сз}$ сопротивления срабатывания.

Реактивное сопротивление срабатывание, Ом;

$$X_{сз}^{I,II} = Z_{сз}^{I,II} \cdot \sin \varphi_{M.ч.}; \quad (26)$$

где: $\varphi_{M.ч}$ - угол максимальной чувствительности, для линий 110 кВ 65-70 град.

Как видно из приведённого выше выражений, реактивное сопротивление срабатывания представляет собой проекцию вектора полного сопротивления на ось jX .

Активное сопротивление срабатывание, Ом;

$$R_{C3}^{I,II} = Z_{C3}^{I,II} \cdot \cos \varphi_{M.Ч.} + R_{дуги} \cdot K_{ток}; \quad (27)$$

где: $R_{дуги}$ - активное сопротивление дуги при КЗ; $K_{ток}$ - коэффициент токораспределения, для наших тупиковых линий и питающих линий в режиме каскадного отключения равен 1. Активное сопротивление представляет собой проекцию полного сопротивления на ось R с учётом сопротивления дуги.

Сопротивление дуги на фазу при двухфазном КЗ, Ом:

$$R_{дуги}^{(2)} = \frac{2,5L}{I_{мин}^2} \cdot \frac{1}{2}; \quad (28)$$

2,5 - падение напряжения на единице длины дуги, кВ/м. В старой литературе 1,05, в новой литературе [15] для практических расчётов рекомендуют указанную величину.

L - длина дуги, с учётом её раздувания при времени действия защиты 0,5-1 сек, м. Длина дуги может быть больше расстояния между фазными проводами в 2 раза при слабом ветре и 3-4 раза при сильном.

$I_{мин}^2$ - минимальный ток двухфазного КЗ, кА.

Рассчитаем $R_{дуги}^{(2)}$ для линии "ПКЗ-Северная". Расстояние между фазами при выполнении линии промежуточными опорами П2(110) составляет 3,75 м [].

$$R_{дуги}^{(2)} = \frac{2,5L}{I_{мин}^2} \cdot \frac{1}{2} = \frac{2,5 \cdot 3,75}{5,062^2} \cdot \frac{1}{2} = 0,18 \text{ Ом}$$

Найдём активное и реактивное сопротивление срабатывания ДО 1 ступени ВЛ-110 "ПКЗ-Северная":

$$X_{C3.ПКЗ-Северная}^I = Z_{C3.ПКЗ-Северная}^I \cdot \sin \varphi_{M.Ч.} = 70 \cdot \sin(70) = 54,17 \text{ Ом}$$

$$R_{C3.ПКЗ-Северная}^I = Z_{C3.ПКЗ-Северная}^I \cdot \cos \varphi_{M.Ч.} + R_{дуги} \cdot K_{ток} = 70 \cdot \cos(70) + 0,18 = 44,51 \text{ Ом}$$

Для остальных линий рассчитываем аналогично. При расчёте сопротивлений срабатывания второй ступени L увеличим в два раза больше, так как время срабатывания 0,5 с. Результаты расчётов приведены в таблицу 16

Таблица 16 - Результаты расчёта уставок дистанционной защиты линий

Линия	Ступень	$Z_{CЗ}$, Ом	$X_{CЗ}$, Ом	$R_{CЗ}$, Ом	$t_{CЗ}$, сек	$\varphi_{M.Ч.}$, °	$R_{дуги}^{(2)}$, Ом
ПКЗ-Северная	I	70	54,17	44,51	0,0	70	0,18
Город-31	I	41,5	32,11	26,28	0,0	70	0,188
ПКЗ-1	I	2,216	1,715	1,54	0,0	70	0,137
	II	0,564	0,436	0,627	0,5		0,27
ПКЗ-2	I	2,216	1,715	1,54	0,0	70	0,137
	II	0,564	0,436	0,627	0,5		0,27

2.6.4 Расчёт максимальной токовой защиты линий 110 кВ "ПКЗ-Северная" и "Город-31"

Ток срабатывания первой ступени выбираем по двум условиям.

1. Отстройки от тока КЗ за трансформатором:

$$I_{CЗ}^{(I)} = K_{ОТС} \cdot I_{КЗмакс}^{(3)} \text{ А}; \quad (29)$$

где : $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, равен 1,2 ; $I_{КЗмакс}^{(3)}$ - ток максимального трёхфазного КЗ за трансформатором, А.

2. Отстройка от суммарного намагничивающего тока трансформаторов:

$$I_{CЗ}^{(I)} = 4 \sum I_{НОМ.ТР} \text{ А}; \quad (30)$$

где: $\sum I_{НОМ.ТР}$ - суммарный номинальный ток трансформаторов, питаемых от рассматриваемой линии, А.

Для линии "ПКЗ-Северная" по первому условию:

$$I_{CЗ}^{(I)} = K_{ОТС} \cdot I_{КЗмакс}^{(3)} = 1,2 \cdot 767 = 920 \text{ А};$$

по второму:

$$I_{CЗ}^{(I)} = 4 \sum I_{НОМ.ТР} = 4 \cdot \left(\frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} \right) = 525,46 \text{ А}$$

Из двух величин выбираем большее.

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце линии:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}^{(1)}}; \quad (31)$$

где: $I_{\text{кз.мин}}^{(2)}$ - минимальный ток двухфазного КЗ в конце защищаемой линии (точка К4 рисунок*), А. Находится как $I_{\text{кз.мин}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{кз.мин}}^{(3)}$, А.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}^{(1)}} = \frac{0,87 \cdot 5062}{920} = 4,8$$

Для линии "Город-31" по первому условию:

$$I_{\text{СЗ}}^{(1)} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗмакс}}^{(3)} = 1,2 \cdot 1236 = 1483 \text{ А};$$

по второму:

$$I_{\text{СЗ}}^{(1)} = 4 \sum I_{\text{НОМ.ТР}} = 4 \cdot \left(\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} + \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} \right) = 1681 \text{ А}$$

Из двух величин выбираем большее.

Коэффициент чувствительности при КЗ в конце линии:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}^{(1)}} = \frac{0,87 \cdot 6620}{1681} = 3,4$$

2.6.5 Расчёт максимальной токовой защиты 110 кВ трансформаторов С1Т и С2Т

Максимальная токовая защита трансформаторов отстраивается от максимального тока нагрузки с учётом самозапуска:

$$I_{\text{СЗ}}^{(II)} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{СЗП}} \cdot I_{\text{раб.макс}}}{K_{\text{В}}} \text{ А}; \quad (32)$$

где: $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, равный 1,2; $K_{\text{СЗП}}$ - коэффициент самозапуска учитывающий увеличение тока вследствие запуска заторможенных двигателей, для городских сетей общего назначения может быть принят -2,5 [26], $K_{\text{В}}$ - коэффициент возврата равный 0,9; $I_{\text{раб.макс}}$ - максимальный рабочий ток линии, А. Максимальный рабочий ток принимаем с учётом 40% перегрузки трансформатора.

$$I_{C3} = \frac{K_{OTC} \cdot K_{C3П} \cdot I_{раб.макс}}{K_B} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 1,4 \cdot 125}{0,9} = 583,3 \text{ А};$$

Коэффициент чувствительности при КЗ за трансформатором:

$$K_{\psi} = \frac{I_{КЗ.мин}^{(2)}}{I_{C3}^{(1)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 471}{2 \cdot 583,3} = 0,7 < 1,5;$$

Максимальная токовая защита трансформатора выбранная по вышеуказанному условию не обеспечивает необходимой чувствительности. Поэтому применим пуск по напряжению. Шкаф ШЭ2607 152 позволяет осуществлять пуск МТЗ ВН используя при этом органы минимального напряжения и максимального напряжения обратной последовательности стороны НН трансформатора.

Ток срабатывания выбираем по условию:

$$I_{C3} = \frac{K_{OTC} \cdot I_{раб.макс}}{K_B} \text{ А}; \quad (33)$$

Напряжение выбирается меньшим из двух условий:

- возврата органа напряжения после отключения внешнего КЗ:

$$U_{C3} \leq \frac{U_{мин}}{K_{OTC} \cdot K_B} \text{ В}; \quad (34)$$

где: $U_{мин}$ - минимальное напряжение после отключения внешнего КЗ, может быть принято $0,85 U_{мин}$; K_{OTC} - коэффициент отстройки, равный 1,2; K_B - коэффициент возврата равный 1,1.

- возврата органа напряжения при самозапуске заторможенных двигателей после срабатывания АПВ:

$$U_{C3} \leq \frac{U_{зап}}{K_{OTC} \cdot K_B} \text{ В}; \quad (35)$$

где: $U_{зап}$ - первичное напряжение в месте установки органа напряжения при самозапуске заторможенных двигателей. Может быть принято $0,7 U_{ном}$ [26].

Шкаф ШЭ2607 152 также имеет органы напряжения обратной последовательности (РНОП). Использование РНОП значительно повышает

чувствительность защиты к несимметричным КЗ. Напряжение срабатывания органа напряжения обратной последовательности отстраивается от небаланса:

$$U_{2.C3} = 0,06 - 0,1U_{НОМ} \text{ В}; \quad (36)$$

Производим расчёт по вышеуказанным формулам:

- ток срабатывания защиты:

$$I_{C3} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{раб.макс}}{K_B} = \frac{1,2 \cdot 1,4 \cdot 125}{0,9} = 233,3 \text{ А};$$

- напряжение по первому условию:

$$U_{C3} \leq \frac{U_{МИН}}{K_{ОТС} \cdot K_B} = \frac{8500}{1,2 \cdot 1,1} = 6440 \text{ В}$$

- напряжение по второму условию:

$$U_{C3} \leq \frac{U_{ЗАП}}{K_{ОТС} \cdot K_B} = \frac{7000}{1,1 \cdot 1,1} = 5750 \text{ В}$$

Принимаем меньшую величину срабатывания U_{C3} .

Напряжение срабатывания обратной последовательности:

$$U_{2.C3} = 0,1U_{НОМ} = 1000 \text{ В}$$

Коэффициент чувствительности по току при КЗ за трансформатором:

$$K_{\chi} = \frac{I_{кз.мин}^{(2)}}{I_{C3}^{(I)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 471}{2 \cdot 233} = 1,675 > 1,5;$$

2.6.6 Расчёт дифференциальной защиты шин 110 кВ

Расчёт ДЗШ на основе шкафа ШЭ 2607 063 ведём в соответствии [12].

Номинальные вторичные токи трансформаторов тока присоединений ОРУ-110 кВ равны 5 А. Соответственно базисный ток ТТ с наибольшим коэффициентом трансформации, в нашем случае 600/5, принимается равным $I_B = 5,000 \text{ А}$.

Базисный токи присоединений с меньшими коэффициента трансформации:

$$I_{БА32} = I_{БА31} \frac{K_{ТТ1}}{K_{ТТ2}}, \quad (37)$$

где: $I_{БАЗ}$ - базисный ток присоединения с наибольшим коэффициентом трансформации, А.

Коэффициенты трансформации присоединений и соответствующие им базисные токи приведены в таблице 17.

Таблица 17 - Коэффициенты трансформации и базисные токи присоединений

Присоединение	$K_{ТТ}$	$I_{БАЗ}, А$
ПКЗ-1; ПКЗ-2	750/5	5
ПКЗ-Северная	600/5	6,25
Город-31	500/5	7,5
С1Т; С2Т	300/5	12,5
ОВ-110	750/5	5
ШСВ-110	750/5	5

Ток срабатывания пускового органа (ПО) диф. защиты выбираем по условию отстройки от максимального тока в рабочем режиме при обрыве токовых цепей:

$$I_{Д.О.} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{РАБ.МАКС}}{K_{ТА} \cdot I_{БАЗ}}; \quad (38)$$

где: $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, равный 1,2; $I_{РАБ.МАКС}$ - первичный ток наиболее нагруженного присоединения, кратковременные толчки нагрузки не учитываются, А; $K_{ТА}$ - коэффициент трансформации ТТ наиболее нагруженного присоединения; $I_{БАЗ}$ - базисный ток наиболее нагруженного присоединения, А.

$I_{РАБ.МАКС}$ примем по длительному допустимому току ВЛ-110 с проводом АС-240 питающего присоединения "ПКЗ-1" 610 А.

$$I_{Д.О.} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{РАБ.МАКС}}{K_{ТА} \cdot I_{БАЗ}} = \frac{1,2 \cdot 610}{(750/5) \cdot 5} = 0,976$$

по условию отстройки от тока небаланса в начале торможения:

$$I_{Д.О.} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ТОРМ.НАЧ}; \quad (39)$$

где: $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, учитывающий погрешность ДЗШ, ошибки расчёта и необходимый запас, равный 1,5; $I_{НБ.ТОРМ.НАЧ}$ - составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ТТ в начале торможения:

$$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \Delta f_{ВЫР}) \cdot I_{Т.О}; \quad (40)$$

где: $K_{ПЕР}$ - коэффициент учитывающий переходный процесс, зависит от тока начала торможения, принимаем 1,3 при $I_{Т.О}=1,0$; $K_{ОДН}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается 1; $\varepsilon_{ТТ}$ - относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, при 10 Р принимаем 0,1; $\Delta f_{ВЫР}$ - погрешность выравнивания токов в плечах, $\Delta f_{ВЫР}=0,02$; $I_{Т.О}$ - ток начала торможения, предварительно принимаем 1,0.

Ток небаланса в начале торможения:

$$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \Delta f_{ВЫР}) I_{Т.О} = (1,3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,02) \cdot 1 = 0,15$$

Ток срабатывания ПО:

$$I_{Д.О} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = 0,15 \cdot 1,5 = 0,225$$

Принимаем $I_{Д.О}=0,976$. Начальный ток срабатывания ИО1 и ИО2 рассчитываем аналогично. Так как присоединения с максимальным током "ПКЗ-1" и "ПКЗ-2" имеют и первая и вторая система шин, то и начальный ток срабатывания ИО1 и ИО2 будут иметь одинаковое значение.

Коэффициент торможения по условию отстройки от тока в переходном режиме при внешнем КЗ:

$$K_T \geq \frac{\Delta I_D}{\Delta I_T} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} - I_{Д.О.}}{I_{ТОРМ.РАСЧ} - I_{Т.О}}; \quad (41)$$

где: $K_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, равный 1,5; $I_{НБ.РАСЧ}$ - максимальное значение тока небаланса при внешнем КЗ, от которого защита должно быть отстроена выбором коэффициента торможения, о.е.; $I_{ТОРМ.РАСЧ}$ - значение тормозного тока при максимальном внешнем КЗ, о.е., $I_{Д.О.}$ и $I_{Т.О}$ - указаны в формулах выше.

Максимальное значение тока небаланса при внешнем КЗ, о.е.:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \Delta f_{ВЫР}) \cdot I_{К.МАКС}; \quad (42)$$

где: $K_{ПЕР}$ - коэффициент учитывающий переходный процесс, принимается равным 2; $K_{ОДН}$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока, принимается 1; $\varepsilon_{ТТ}$ - относительное значение полной погрешности

трансформаторов тока, при 10Р принимаем 0,1; $\Delta f_{ВЫР}$ - погрешность выравнивания токов в плечах, $\Delta f_{ВЫР}=0,02$; $I_{К.макс}$ - ток максимального внешнего КЗ приведённое к базисному по формуле $I_{К.макс} = I_{К.МАКС}^3 / K_{ТА} \cdot I_{БАЗ}$, где $I_{К.МАКС}^3$ - периодический трёхфазный максимальный ток внешнего КЗ (в нашем случае в точке К9).

Тормозной ток при максимальном трёхфазном КЗ имеет выражение, о.е.:

$$I_{ТОРМ.расч} = (1 - 0,5 \cdot (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \Delta f_{ВЫР})) \cdot I_{К.макс}, \quad (43)$$

Коэффициенты по формуле (42).

Находим ток максимального внешнего КЗ приведённое к базисному:

$$I_{К.макс} = I_{К.МАКС}^3 / K_{ТА} \cdot I_{БАЗ} = 16472 / 750 = 21,96 \text{ о.е.}$$

Далее находим максимальное значение тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{НБ.РАСЧ} = (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \Delta f_{ВЫР}) \cdot I_{К.макс} = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,02) \cdot 21,96 = 4,83 \text{ о.е.}$$

Тормозной ток при максимальном трёхфазном КЗ:

$$I_{ТОРМ.расч} = (1 - 0,5 \cdot (K_{ОДН} \cdot K_{ПЕР} \cdot \varepsilon_{ТТ} + \Delta f_{ВЫР})) \cdot I_{К.макс} = (1 - 0,5 \cdot (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,02)) \cdot 21,96 = 19,5444$$

Коэффициент торможения по условию отстройки от тока в переходном режиме при внешнем КЗ:

$$K_T \geq \frac{\Delta I_D}{\Delta I_T} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} - I_{Д.О.}}{I_{ТОРМ.РАСЧ} - I_{Т.О.}} = \frac{1,5 \cdot 4,83 - 0,976}{19,544 - 1} = 0,338 ;$$

В соответствии с [12] коэффициент торможения также выбирается по условию отстройки от качаний, но при данном положении подстанции в сети, необходимости в выполнении данного условия нет. Поэтому согласно всё тому же руководству по эксплуатации на шкаф ДЗШ ШЭ2607 063 коэффициент торможения должен быть не менее 0,6.

Проверка чувствительности производится при КЗ на шинах в расчётном режиме:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{К.мин}}{I_{Д.О.} + K_T \cdot (I_{ТОРМ.РАСЧ*} - I_{Т.О.})}, \quad (44)$$

$$\text{где: } I_{K.\text{мин}} = \frac{I_{K.\text{мин}}}{K_{TA} \cdot I_{\text{баз}}} = \frac{\sqrt{3}/2 \cdot 13470}{(750/5) \cdot 5} = 15,53 \text{ относительный периодический}$$

минимальный ток КЗ на шинах приведённый к базисному ($I_{K.\text{мин}}$ - первичный периодический ток КЗ на шинах в точке К9); K_T - коэффициент торможения, принятый 0,6; $I_{\text{д.о.}}$ - начальный ток срабатывания ДЗШ, равный 0,976; $I_{\text{т.о.}}$ - начальный ток торможения, равный 1; $I_{\text{ТОРМ.РАСЧ*}}$ - тормозной ток при расчётном КЗ с учётом нагрузки, находится по выражению:

$$I_{\text{ТОРМ.РАСЧ*}} = 0,5 \cdot (I_{K.\text{мин}} + I_{\text{НАГР}}) = 0,5 \cdot (15,53 + 0,813) = 8,17$$

$$\text{где: } I_{\text{НАГР}} = \frac{I_{\text{НАГР.П}}}{K_{TA} \cdot I_{\text{баз}}} = \frac{610}{(750/5) \cdot 5} = 0,813 \text{ - относительный ток нагрузки, где}$$

$I_{\text{НАГР.П}}$ - первичный максимальный ток нагрузки. Отметим, что вышеприведённое выражение справедливо при условии $I_{\text{ТОРМ.РАСЧ*}} \geq I_{\text{т.о.}}$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{K.\text{мин}}}{I_{\text{д.о.}} + K_T \cdot (I_{\text{ТОРМ.РАСЧ*}} - I_{\text{т.о.}})} = \frac{15,53}{0,976 + 0,6 \cdot (8,17 - 1)} = 2,94 > 2$$

Уставка срабатывания чувствительного токового органа (ЧТО):

$$I_{\text{сз.что}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}} \cdot \varepsilon_{\text{ТТ}}}{K_B} \cdot \frac{I_{\text{НЕОТК.ПРИСОЕД}}}{K_{TA} \cdot I_{\text{БАЗ}}} = \frac{1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,1}{0,9} \cdot \frac{610}{(750/5) \cdot 5} = 0,27$$

где: $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, равный 1,2; $K_{\text{зап}}$ - коэффициент учитывающий увеличение тока при самозапуске двигателей нагрузки, для городских сетей общего назначения можно принять 2,5 [24]; $\varepsilon_{\text{ТТ}}$ - полная погрешность ТТ, для обмоток класса 10Р равная 0,1; K_B - коэффициент возврата, равный 0,9; $I_{\text{НЕОТК.ПРИСОЕД}}$ - первичный максимальный ток не отключенного присоединения "ПКЗ-1".

2.7 Выводы по главе

Установленная аппаратура релейной защиты и автоматики установленная на данной подстанции преимущественно на электромеханической элементной базе. Недостатки данных устройств: достаточно габаритны, имеют существенное потребление от первичных измерительных преобразователей, сейсмочувствительны, требуют "трудоемкую" настройку измерительной механической части при наладке, не гарантируют стабильность параметров реле с течением времени, что не позволяет снизить расходы в течении срока эксплуатации на проверку и подкалибровку реле. Вследствие этих недостатков, а также с целью расширения функциональных возможностей и повышения эффективности РЗА рекомендованы к установке микропроцессорных защит. Преимущества микропроцессорных защит:

- снижение массогабаритных показателей и увеличение аппаратной надёжности за счёт уменьшенного количества узлов и соединений;
- повышение удобства обслуживания и возможности снижения эксплуатационных расходов (сервисные функции);
- более лучшее качество защитных функций (чувствительность, быстродействие, селективность);
- функции регистратора аварийных событий и осциллографа. Введение журнала аварий и событий, определение места повреждений. Что приводит к экономии времени на расследования и устранения аварий [];
- возможности дистанционного управления защитами и передачи информации, интеграция в АСУ.

Правильное функционирование РЗА не возможно без верно заданных уставок. Поэтому в данной главе произведён расчёт токов КЗ и уставок защит.

3. Основные свойства релейной защиты

3.1 Функции релейной защиты от короткого замыкания и основные требования предъявляемые к её свойствам

Релейная защита, можно сказать, является противоаварийной автоматики и функционирует совместно с защищаемым оборудованием. По сути выполняет сервисные функции, которые заключаются в выявлении повреждённого оборудования и его отключении теми выключателями, при отключении которых перерыв в электроснабжении будет минимальным.

Функции релейной защиты условно можно разделить на 3 рода:

- срабатывания при внутреннем повреждении. Т.е. срабатывание РЗ при появлении условий, при котором защита должна сработать.

- не срабатывания при внешнем повреждении. Защита не должна работать при повреждениях оборудования, для которого предназначены другие защиты и выключатели.

- не срабатывания в отсутствии повреждений.

Следовательно нарушение функционирования тоже можно разделить на 3 рода:

- отказы при необходимости срабатывания.

- излишние срабатывания, при внешнем повреждении.

- ложные срабатывания при отсутствии повреждений.

Так же к внутренним повреждениям могут относиться повреждения на смежных элементах при отказе соответствующих защит или (и) выключателей. По этому критерию защиты можно разделить на основные - действующие в пределах всего защищаемого элемента в наименьшей выдержкой времени, и резервные - действующие вместо основной своего элемента (при отказе или выводе из работы основной защиты), а также при повреждениях смежных элементов при отказе соответствующих защит или (и) выключателей.

Отметим, что конкретные функции защиты может отличаться от предельного перечня, охватывающего все виды повреждений и характеризующую "идеальную" защиту. "Реальная" защита может не

охватывать все повреждения элементов а также обуславливать допущенные срабатывания и не срабатывания [9].

Достаточно "полноценное" функционирование обеспечивается приданием защиты заданных свойств. Широко используются четыре понятия: селективность, чувствительность, быстродействие и надёжность. С учётом экономических параметров указанные свойства являются обоснованными [9]. Но перечисленные свойства не охватывают все необходимые требования, согласно располагаются на разных "уровнях" и должны быть уточнены [9].

Можно использовать понятие, введённое Ушаковым, "эффективность функционирования" понимаемое как свойство выполнять максимальное число функций с максимальным эффектом. Максимальное (предельное) число функций рассматривалось выше, эффект действия релейной защиты снижается например из-за конечного времени срабатывания. Соответственно классифицировать свойства, влияющие на эффективность функционирования, при: срабатывании при необходимости срабатывания; не срабатывания при внешнем повреждении; не срабатывании в отсутствии повреждений. Другой существующий способ классификации основан на определении трёх причин снижения эффективности:

- ограниченное, не максимальное число функций и не максимальный эффект (например конечное время срабатывания защиты);

- погрешности функционирования в более широком смысле, нежели просто погрешности измерительных органов защит. В качестве примера можно привести переходное сопротивление в месте КЗ, влияние на функционирование входных величин при переходном процессе;

- выход из строя аппаратов и отдельных элементов релейной защиты.

Каждую из перечисленных причин обуславливает проявлением не идеальности свойства. Первую причину характеризует не идеальность селективности (высший уровень); второе устойчивости функционирования (второй уровень) и третье - надёжности функционирования. Первыми двумя

свойствами можно характеризовать техническое совершенство защиты. 2
 способа классификация и их сочетания между собой указаны в таблице 18.

Таблица 18 - Классификация свойств РЗиА

Общие названия свойств		Род функций			
		Срабатывания при внутренних КЗ		Не срабатывание при внешних КЗ	Несрабатывание без КЗ
Техническое совершенство	Селективность	Селективность срабатывания при внутренних КЗ		Селективность несрабатывания при внешних КЗ	Селективность несрабатывания без КЗ
		Защитоспособность	Быстрота срабатывания		
	Устойчивость функционирования	Устойчивость срабатываний		Устойчивость несрабатываний при внешних КЗ	Устойчивость несрабатываний при отсутствии КЗ
		Чувствительность при КЗ	Устойчивость быстроты срабатывания		
Надёжность функционирования		Надёжность срабатывания при внутренних КЗ		Надёжность несрабатывания при внешнем КЗ	Надёжность несрабатывания без КЗ

Селективность - это свойство защиты отключать только повреждённый посредством предназначенных для этого выключателей. Селективность позволяет минимизировать перерывы электроснабжения (конечно при наличии резервирования). Селективность срабатывания при внутренних повреждениях характеризуется двумя свойствами: защитоспособностью и

быстротой срабатывания. Защитоспособностью называется свойство защищать элемент полностью (без учёта резервного действия) от всех предусмотренных видах КЗ. Для линий действие защиты распространяется на всю длину, для электрических машин иногда приходится вынужденно отступать от этого оставляя незащищенными некоторое количества витков. Быстроте срабатывания придаётся значительное внимание так как более быстрое отключение КЗ:

- повышает устойчивость параллельной работы синхронных генераторов и как следствие позволяет увеличить пропускную способность линий;

- повышает устойчивость нагрузки (преимущественно электродвигателей) при понижении напряжения а также уменьшает влияние просадок напряжения на потребителей;

- уменьшает ущерб от действия токов КЗ на оборудование, что весьма значительно для мощных трансформаторов и машин;

- повышает эффект от использования АПВ;

Время отключения КЗ складывается из времени действия защиты t_3 и полного времени отключения выключателя t_B :

$$t = t_3 + t_B \quad (45)$$

В сетях высокого напряжения иногда необходимо иметь время $t < 0,08 - 0,1$ с. При $t_B \approx 0,06$ с защита должна срабатывать с временем $t_3 = 0,02 - 0,04$ с.

Особенностью свойства селективности является возможность достижения 100-ой полноты у реальных устройств.

Устойчивость функционирования при внешних КЗ и при отсутствии КЗ рассматривается как отстройка от внешних воздействующих при этом величин.

При внутренних КЗ устойчивость функционирование определяется чувствительностью и устойчивостью быстроты срабатывания.

Чувствительность характеризует устойчивость срабатывания при внешнем КЗ. Часто обеспечить требования чувствительности с использованием

простых защит, реагирующих на ток, затруднительно. Это приводит к значительному усложнению защит и повышению их стоимости.

Чувствительность оценивается коэффициентом чувствительности $k_{\text{ч}}$. Для защит реагирующих на возрастание воздействующей величины (к примеру тока) находится как отношение минимальной возможной величины при металлическом КЗ к величине срабатывания. Для защит реагирующих на понижение величина (например междуфазное напряжение) $k_{\text{ч}}$ определяется наоборот, как отношение величины срабатывания защиты к максимальной воздействующей величине при металлическом КЗ.

Устойчивость быстроты срабатывания характеризует стабильность времени срабатывания при внутреннем КЗ. Это свойство в первую очередь относится к защитам работающих без выдержки времени, так как такие защиты могут работать с замедлением, например из-за переходных процессов.

Надёжностью называется свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Под объектом применительно к релейной защите можно понимать как совокупность взаимодействующих устройств так и отдельные элементы. Теория надёжности базируется на теории вероятностей и математической статистики. Объекты можно разделить по условию различия показателей и методики определения надёжности на две группы: невосстанавливаемые, применяются до первого отказа и восстанавливаемые, перерывы работоспособности которых не допускаются или допускаются кратковременно. Устройства релейной защиты относятся ко второй группе а также часто отдельные элементы и аппараты тоже относятся ко второй.

Для не восстанавливаемых объектов для оценки характеристики надёжности используется вероятностная величина среднего времени наработки до отказа - T (математическое ожидание до первого отказа). Она описывается с помощью следующих показателей: вероятностью безотказной работы на

определённом промежутке времени; вероятностью отказа на определённом промежутке времени; плотности распределения вероятности времени до отказа и интенсивностью отказа.

Расчёт же показателей надёжности восстанавливаемых объектов является более сложным.

Применительно к релейной защите следует различать отказ работоспособности и отказ функционирования. Как было уже сказано выше, функции релейной защиты можно разделить на три рода: срабатывание при внутреннем повреждении; не срабатывание при внешнем повреждении и несрабатывание без КЗ. Специфика релейной защиты заключается в срабатывании по требованию и не срабатывании без требования. Соответственно отказ работоспособности устройства может не приводить к немедленному отказу функционирования, и проявится только при КЗ в защищаемой или смежной зоне. В течении времени, начиная от отказа работоспособности до возникновения аварийной ситуации устройство релейной защиты может пройти техническое обслуживание в результате которого работоспособность будет восстановлена. Отметим, что КЗ в зоне защиты и в не зоны можно рассматривать как проверки.

Поэтому надёжность функционирования релейной защиты можно характеризовать коэффициентами неготовности срабатывания q_c и несрабатывания $q_{н.с}$, а также потоком ложных срабатываний $\omega_{л.с}$. Коэффициент неготовности срабатывания - это вероятность отказа функционирования при одном требовании к срабатыванию. Коэффициент неготовности несрабатывания - вероятность срабатывания при единичном требовании не срабатывания (внешнем КЗ).

На основе статистических данных можно использовать следующие выражения для указанных коэффициентов:

$$q_c = \frac{\omega_{о.с}}{\omega_{т.с}} = \frac{\omega_{о.с}}{\omega_{п.с} + \omega_{о.с}} \approx \frac{n_{о.с}}{n_{т.с}} = \frac{n_{о.с}}{n_{п.с} + n_{о.с}}; \quad (46)$$

$$q_{н.с} = \frac{\omega_{н.с}}{\omega_{т.нс}} = \frac{n_{н.с}}{n_{т.нс}}; \quad (47)$$

где: $\omega_{о.с}$, $\omega_{т.с}$, $\omega_{п.с}$, $\omega_{т.нс}$ - параметры потоков отказов срабатываний, требований срабатывания, правильных и излишних срабатываний; $n_{о.с}$, $n_{т.с}$, $n_{п.с}$, $n_{т.нс}$ - соответствующие им количества отказов срабатываний, требований срабатываний, правильных и излишних срабатываний.

С появлением микропроцессорных защит требования были дополнены с учётом специфики данных устройств а также выделены влияющие факторы. По мнению авторов [24] эффективность характеризуется свойствами, указанными в таблице 19. Замечание к факторам указаны в [18].

Таблица 19 - Технические характеристики микропроцессорных РЗА

Эффективность РЗА	Технический уровень	Техническое совершенство	Быстродействие
			Селективность
			Чувствительность
		Надёжность	Срабатывания
			Не срабатывания
		Уровень технологии	Аппаратного обеспечения
			Программного обеспечения
		Функциональность	
		Возможность интеграции в систему АСУ ТП	
		Влияющие факторы	Условия функционирования системы
	Система ТО и ремонта		
	Уровень НТД		
	Уровень информационного обеспечения		

3.2 Сравнение свойств релейной защиты подстанции на примере дифференциальной защиты трансформатора

На данный момент на нашей подстанции дифференциальная защита выполнена на реле РНТ-565. В качестве замены предлагается шкаф ШЭ2607-151.

Начнём с оценки чувствительности. Ток срабатывания для дифференциальной защиты на основе РНТ-565 выбирается по двум условиям: отстройка от тока небаланса при сквозном КЗ; отстройка от броска тока намагничивания при включении трансформатора.

Оценим чувствительность при защите на реле РНТ-565 в соответствии с [3]:

$$\kappa_q = \frac{I_{КЗМИН}^{(2)} \cdot \sqrt{3}}{I_{сз} \cdot \sqrt{3}} = \frac{0,87 \cdot 471 \cdot \sqrt{3}}{231 \cdot \sqrt{3}} = 1,774 \quad (48)$$

где: $I_{КЗМИН}^{(2)}$ - минимальный ток двухфазного КЗ на выводах НН трансформатора приведённый к стороне ВН, А; $I_{сз}$ - первичный ток срабатывания защиты, А (взяты из карты уставок).

Условия выбора тока срабатывания для шкафа ШЭ2607-152 и расчёты были приведены в главе 2. Коэффициент чувствительности защиты на основе шкафа $\kappa_q = 10,9$.

Время срабатывания ДЗТ ШЭ2607-152 при двукратном токе уставки и более - 0,03 с. Время срабатывания реле РНТ-565 при тех же условиях 0,05 с, время срабатывания промежуточного реле РП-23 не более 0,06 с [6].

Сравнение приведено в таблице 20.

Таблица 20 - Сравнение защит на основе РНТ-565 и ШЭ2607-152

Характеризующий параметр	РНТ-565	ШЭ2607 152
Чувствительность	1,774	10,9
Быстродействие	0,03	0,09
Функциональность	нет	регистрация аварийных событий; встроенный осциллограф; сервисные функции.
Возможность интеграции в АСУ ТП	нет	2 интерфейса LAN 2 интерфейса TTL поддержка протокола МЭК61850

3.3 Выводы по главе

В данной главе рассмотрены свойства релейной защиты характеризующие эффективность функционирования. При модернизации релейной защиты с использованием микропроцессорных терминалов, помимо аппаратной надёжности (ведь замена старого изношенного оборудования на новое без сомнения ведёт к увеличению аппаратной надёжности) увеличивается коэффициент чувствительности и быстродействия, значительно расширяется функционал и сервисные функции, появляется возможность интеграции в системы ТМ и АСУ ТП.

Заключение

На данный момент на отечественном рынке представлены аппараты РЗиА на электромеханической (за исключением реле направления мощности и сопротивления, которые сняты с производства), электронной и микропроцессорной элементной базе.

На рассматриваемой подстанции установлена аппаратура РЗиА преимущественно на электромеханической элементной базе. Помимо физического старения и износа, среди недостатков данных устройств можно выделить: достаточно габаритны, имеют существенное потребление от первичных измерительных преобразователей, сейсмочувствительны, требуют "трудоемкую" настройку измерительной механической части при наладке, не гарантируют стабильность параметров реле с течением времени, что не позволяет снизить расходы в течении срока эксплуатации на проверку и подкалибровку реле. Вследствие этих недостатков, а также с целью расширения функциональных возможностей и повышения эффективности РЗиА рекомендованы к установке микропроцессорные защиты.

РЗиА можно характеризовать следующими параметрами: надёжность, чувствительностью, селективностью, быстродействием, функциональностью, возможностью интеграции в АСУ ТП. Также на работу РЗиА влияют: условия функционирования (например электромагнитная обстановка), система технического обслуживания и ремонта, уровень нормативно-технической документации и уровень информационного обеспечения. Всё это объединяется понятием "эффективность РЗиА". Благодаря введению данных характеристик возможно сравнивать различные системы РЗиА с технической точки зрения.

При замене дифференциальной защиты трансформатора рассматриваемой подстанции на основе реле РНТ-565 на микропроцессорную защиту ШЭ2607 152 чувствительность возрастает более чем в шесть раз, быстродействие при двух кратном токе срабатывания в три раза (следует

отметить, что скорость ликвидации аварии также зависит и от полного времени отключения выключателей). Так же расширяется функциональность благодаря встроенному осциллографу, регистратору аварийных событий, сервисным функциям. Появляется возможность интеграции РЗА в систему телемеханики и АСУ ТП, создания автоматизированного рабочего места (АРМ). Всё это экономит время на разбор аварий и устранения последствий, сокращает время периодических проверок РЗА. Дальнейшем развитием

Данная работа может быть использована при модернизации подстанции ГПП-5000000. Расчёт токов КЗ и уставок РЗА может найти применение при уточнении и корректировки действующих уставок. Анализ аппаратуры РЗА представленной на рынке может помочь при частичной замене отдельных элементов действующей РЗА при её техническом обслуживании.

Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. - Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. - 853 с., ил.
2. РД 153-34.0-35.648-01 Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем. - М.: Энергия, 2014. - 20 с.
3. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчёты. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 96 с., ил.
4. Гуревич В.И. Микропроцессорные реле защиты. Устройство, проблемы, перспективы / В.И. Гуревич. - М.: Инфа-Инженерия, 2011. - 336 с.
5. Никитин А.А. микропроцессорные реле. Основы теории построения измерительной части: учеб. пособие / А.А. Никитин. - Чебоксары: Изд-во ООО НПП "ЭКРА", 2009. - 216 с.
6. Какуевицкий Л.И. Справочник реле защиты и автоматики / Л.И. Какуевицкий, Т.В. Смирнова; науч. ред. М.Е. Хейфиц. - 3-е изд., переб. и доп. - Москва: Энергия, 1972. - 344 с.
7. Кулаков П.А. Защита линий электропередач. Релейная защита воздушных линий 110 – 220 кВ: учеб. пособие / П.А. Кулаков, О.Н. Шелушенина. - Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2007. - 107 с.
8. Тарнижевский М.В. Электрооборудование предприятий жилищно-коммунального хозяйства: Справочник / М.В. Тарнижевский, Е.И. Афанасьева. - М.: Стройиздат, 1987. - 368 с., ил.
9. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. Учебник для вузов / А.М. Федосеев. - М.: Энергия, 1976. - 560 с., ил.
10. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Учебник для вузов / А.М. Федосеев, М.А. Федосеев. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1992. - 528 с., ил.

11. Шкаф защиты линии и автоматики управления линейным выключателем типов ШЭ2607 011021, ШЭ2607 012021. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.022 РЭ. Редакция от 18.07.2016
12. Шкаф защиты сборных шин с ручной (автоматической) фиксацией присоединений напряжением 110-220 кВ типа ШЭ2607. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.200 РЭ. Редакция от 23.09.2015
13. Шкаф защиты и автоматики трехобмоточного трансформатора типа ШЭ2607 152. Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.152 РЭ. Редакция от 13.07.2015
14. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М.А. Шабад. - 5-е изд., испр. и доп. - СПб.: ПЭИПК, 2015. - 350 с., ил.
15. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. - М.: Энергоатомиздат, 2007. - 549 с.
16. Акатушев М.М. Кувшинов А.А. Релейная защита присоединений 6-35 кВ. Небольшой обзор бюджетных решений// Проблемы электротехники, электроэнергетики и электротехнологии: V Всероссийская научно-техническая конференция : сборник трудов. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2017. – С. 477-481.
17. Акатушев М.М. Небольшой обзор измерительных реле на электромеханической элементной базе// Современные тенденции в науке, технике, образовании: Сборник научных трудов по материалам III Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года, г. Смоленск). В двух частях. Часть 2 / Международный научно-информационный центр «Наукосфера». Смоленск, 2018. - с. 10-11.
18. Акатушев М.М. О свойствах релейной защиты// Современные тенденции в науке, технике, образовании: Сборник научных трудов по материалам III Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года, г. Смоленск). В двух частях. Часть 2 / Международный научно-информационный центр «Наукосфера». Смоленск, 2018. - с. 12-13.
19. Гуревич В.И. Микропроцессорные реле защиты. Как они устроены? Часть 1 / В.И. Гуревич // Электротехнический рынок. - 2009. - №4. - с. 42-45.

20. Гуревич В.И. Микропроцессорные реле защиты. Как они устроены? Часть 2 / В.И. Гуревич // Электротехнический рынок. - 2009. - №5. - с. 46-50.
21. Гуревич В.И. Микропроцессорные реле защиты. Как они устроены? Часть 3 / В.И. Гуревич // Электротехнический рынок. - 2009. - №6. - с. 46-51.
22. Гуревич В.И. Микропроцессорные реле защиты. Как они устроены? Часть 4 / В.И. Гуревич // Электротехнический рынок. - 2010. - №1-2. - с. 62-65.
23. Гуревич В.И. Микропроцессорные реле защиты. Как они устроены? Часть 5 / В.И. Гуревич // Электротехнический рынок. - 2010. - №3. - с. 56-61.
24. Нудельман Г. С. Микропроцессорные системы РЗА. Оценка эффективности и надёжности // Новости электротехники: информационно-справочное издание. 2008. № 3. URL: <http://.news.elteh.ru/> (дата обращения: 12.03.2018).
25. Сушко В. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ПРИСОЕДИНЕНИЙ 6–35 кВ. Есть ли выход из тупика? // Новости электротехники: информационно-справочное издание. 2006. № 4. URL: <http://.news.elteh.ru/> (дата обращения: 16.09.2017).
26. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс]: стандарт организации ОАО "ФСК ЕЭС". URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto56947007-29.120.70%2099-2011n.pdf/> (дата обращения: 12.03.2018).
27. URL: <http://www.cheaz.ru/ru/> (дата обращения: 16.09.2017).
28. URL: <http://www.ekra.ru/> (дата обращения: 16.09.2017).
29. ВОНАС L. Fault Tolerant Ethernet Based Network for Time Sensitive Applications in Electrical Power Distribution Systems. URL: <http://advances.utc.sk/index.php/AEEEE/article/view/869/886/> (дата обращения: 15.09.2017).
30. Dalsi B. Harmonic effects on electromechanical overcurrent relays. URL: <http://journal.dogus.edu.tr/index.php/duj/article/view/129/> (дата обращения: 30.10.2017).

31. Vanitha V. Distance Protection Scheme for Series Compensated Transmission Lines. URL: http://www.ijera.com/papers/Vol5_issue5/Part%20-%201/R5050196102.pdf/ (дата обращения: 30.10.2017).
32. Verma N. Implementation Of Solid State Relays For Power System Protection. URL: <http://www.ijstr.org/final-print/june2015/Implementation-Of-Solid-State-Relays-For-Power-System-Protection.pdf/> (дата обращения: 26.10.2017).
33. Xue S. Protection Principle for a DC Distribution System with a Resistive Superconductive Fault Current Limiter. URL: <http://www.mdpi.com/1996-1073/8/6/4839/> (дата обращения: 15.09.2017).