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

Институт химии и энергетики
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника
(код и наименование направления подготовки)

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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Проектирование системы РЗиА подстанции 220/110/10 кВ с разработкой алгоритмов работы дистанционной защиты автотрансформаторов подстанции

Обучающийся Н.О. Павлов
(Инициалы Фамилия) (личная подпись)

Научный руководитель к.т.н., А.Н. Черненко
(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Содержание

Введение 4
1 Описание подстанции 220/110/10 кВ 6
1.1 Исходные данные 6
1.2 Параметры автотрансформаторов 220кВ. 9
1.3 Распределительные устройства подстанции(ПС) 11
1.4 Собственные нужды подстанции 12
1.5 Кабели линий, питающих распределительный пункт -10кВ (РП 10 кВ) 14
1.6 Выключатели 14
1.7 Разъединители 15
1.8 Трансформаторы тока 15
1.9 Трансформаторы напряжения 17
2 Общие требования к релейной защите иу автоматике объектов подстанции 18
2.1 Общие требования к релейной защите 18
2.2 Требования к защите ВЛ 110 кВ 20
2.3 Требования к защитам ВЛ 220 кВ 21
2.4 Требования к защите автотрансформаторов 220 кВ 22
2.5 Требования к устройству резервирования при отказе выключателя (УРОВ) 23
2.6 Требования к защите секционных выключателей 110 кВ(СВ-110кВ) .. 24
2.7 Требования к защите распределительного устройства 10 кВ 24
2.8 Требования к источникам оперативного тока 25
3 Расчет параметров срабатывания защиты 26
3.1 Расчет дифференциальной защиты шин ВН и СН 26
3.2 Расчет дифференциальной защиты ошиновки ВН-220 и СН-110 35
3.3 Расчет дифференциальной защиты автотрансформатора 37
3.4 Расчет дистанционной защиты автотрансформатора 59

3.5 Расчет ТНЗНП автотрансформатора 64
3.6 Расчет защит сети НН 68
4 Разработка алгоритма дистанционной защиты на линиях питающей сети 220 кВ 75
4.1 Описание функций шкафа REL 521 75
4.2 Используемые фильтры 76
4.3 Структура заданного алгоритма 77
4.4 Модель исследуемой сети 83
4.5 Испытания алгоритма 83
Заключение 90
Список используемой литературы 91
Приложение А Модель подстанции в Matlab 94

Введение

За прошедшее десятилетие в энергетический сектор внедряется все больше цифровых устройств и технологий, это позволяет создать более эффективную, надежную и устойчивую интеллектуальную систему. Данный процесс внедрения описывается таким понятием как «Цифровизация».

Цифровизация – переход сетей связи и телекоммуникаций на высокоскоростные цифровые каналы связи.

На сегодняшний день, в России, запущен национальный проект «Разработка и внедрение цифровых электрических подстанций и станций на вновь строящихся и реконструируемых объектах энергетики». Одной из сложностей при проектировании ЦПС, с которой столкнулись еще в 2008г.

При запуске первой в мире цифровой подстанции в США, является совместимость оборудования различных фирм производителей в рамках одного энергообъекта. Возможный путь ее решения — это стандартизация объектных моделей логических узлов, описанных в главе 7 – 4 МЭК 61850, реализующих типовые функции РЗА, при наличии функций, выходящих из рамки стандарта, создание новых логических узлов.

Данная работа направлена на анализ проблематики недостаточного описания функциональных блоков, а также их на доработку и унификацию.

В первое главе представлен краткий обзор описания подстанции 220/110/10кВ. Во второй главе общие требования к релейной защите автоматике на подстанции. Третья глава включает расчет параметров срабатывания релейной защиты. В четвертой главе описана разработка алгоритма дистанционной защиты на линиях питающей сети.

Электрические сети должны иметь защиту от токов короткого замыкания, обеспечивающую по возможности наименьшее время отключения и требования селективности [1].

Защита должна обеспечивать отключение поврежденного участка при КЗ в конце защищаемой линии: одно-, двух- и трехфазных – в сетях с

глухозаземленной нейтралью; двух- и трехфазных – в сетях с изолированной нейтралью.

«К релейной защите предъявляются следующие требования.

Автоматическое отключение оборудования электрических сетей в аварийных режимах должно быть избирательным (селективным). Это означает, что релейная защита должна отключать только поврежденное оборудование или участок сети. Неселективное действие релейной защиты приводит к развитию аварийной ситуации.

Автоматическое отключение оборудования при КЗ должно быть по возможности быстрым, чтобы уменьшить размеры повреждения и не нарушить режим работы электростанций и приемников электрической энергии.

В аварийных режимах, релейная защита должна обладать определенной чувствительностью, то есть должна приходить в действие при КЗ в любом месте защищаемой зоны и при минимально возможном токе КЗ.

Релейная защита должна быть надежной, безотказно работать при КЗ в защищаемой зоне и только при тех режимах, при которых предусмотрена ее работа.

Устройства релейной защиты отличаются друг от друга по принципу действия, схеме включения и другим признакам. Применение тех или иных защит определяется особенностями электрического оборудования, схемами его включения, рабочим напряжением и ответственностью потребителей.

Устройства релейной защиты в электрических сетях дополняется устройствами противоаварийной автоматики, позволяющими быстро устранять опасные послеаварийные режимы и восстанавливать электроснабжение потребителей, исключая вмешательство персонала» [3].

1 Описание подстанции 220/110/10 кВ

1.1 Исходные данные

На рисунке 1 представлена принципиальная схема ПС 220/110/10 кВ «Рассвет» – двухтрансформаторная подстанция с установленными автотрансформаторами 2х125 МВА.

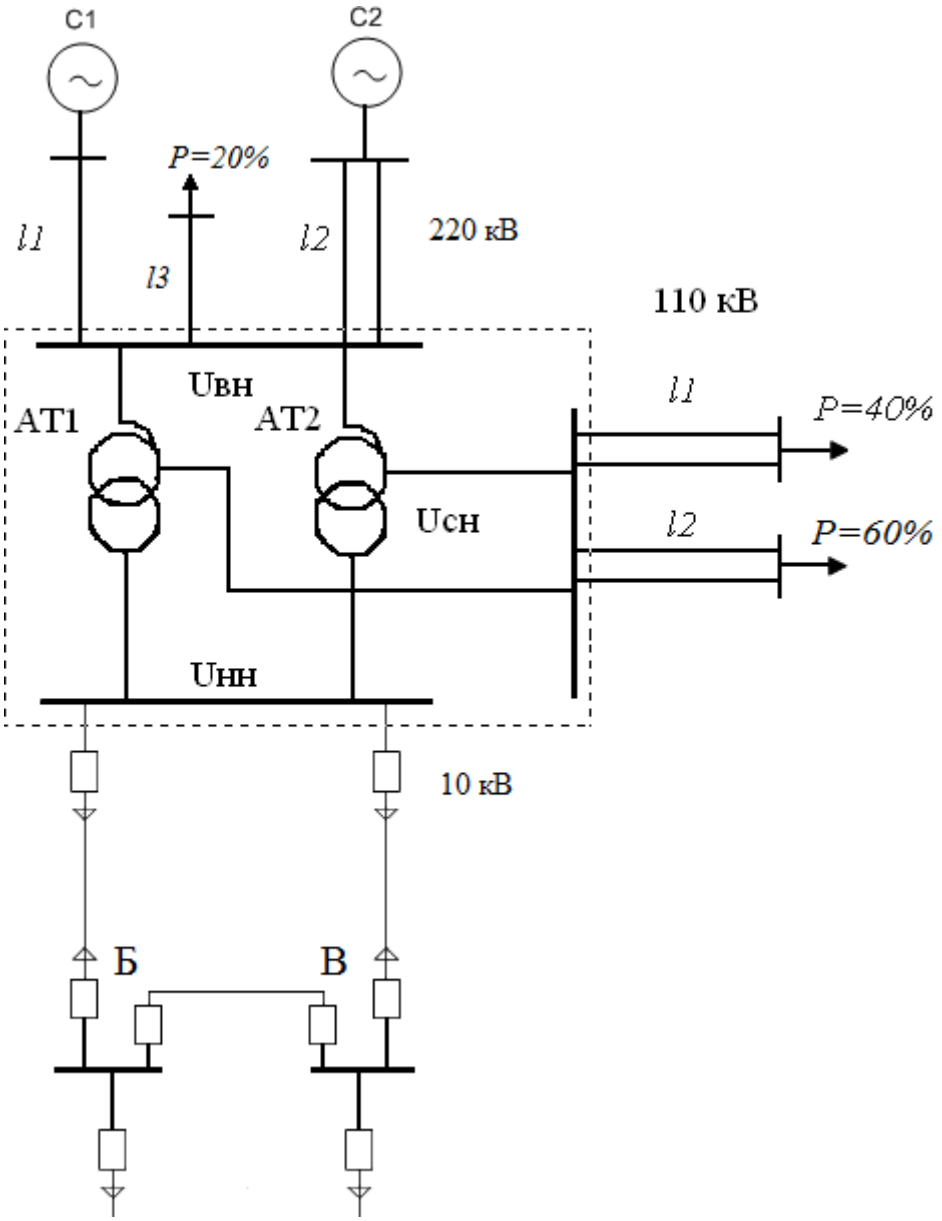

Рисунок 1 – Принципиальная схема проектируемой электростанции

Подстанция «Рассвет» имеет два питания по ВЛ 220 «ГЭС-Рассвет» и ВЛ 220 «Русь-Рассвет». От подстанции по сети 110 кВ отходят четыре ВЛ 110 кВ это:

- ВЛ 110 «Рассвет-Тяговая»;
- ВЛ 110 «Рассвет-Просвет»;
- ВЛ 110 «Рассвет-Казаков»;
- ВЛ 110 «Рассвет-Горная».

Параметры воздушной сети высокого напряжения (ВН) представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Параметры воздушной сети ВН

$U_{НОМ}$, кВ	Расчетные параметры внешней ЭЭС				Протяженность питающих ВЛ, км			
	C_1		C_2		L_1	L_2	L_3	L_4
	$S_{НОМ}$, МВА	X_{*C}, о.е.	$S_{НОМ}$, МВА	X_{*C}, о.е.				
220	2000	1,0	3000	1,2	120	90	150	40

Параметры воздушной сети среднего напряжения(СН) представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры воздушной сети СН

$U_{НОМ}$, кВ	$P_{НГ\ макс}$, МВт	$\cos\varphi_{ном}$	Протяженность отходящих ВЛ, км			
			L_1	L_2	L_3	L_4
1	6	0,84	35	40	60	20

Параметры воздушной сети низкого напряжения (НН) представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Параметры воздушной сети НН

$U_{ном}$, кВ	$P_{нг\ макс}$, МВт	$\cos\varphi_{ном}$	Параметры распределительных пунктов		
			Тип РП	$P_{нг\ макс}$, МВт	Кол-во шт.
10	50	0,84	б	3,5	8
			в	3,5	8

Параметры графика нагрузки сети ВН представлены в таблице 4.

Таблица 4 – График нагрузки сети ВН в МВА

t, ч		0-6	6-12	12-16	16-22	22-24
$S_{ВН}$, МВА	Зима	58,33	84,53	78,57	130,95	72,62
	Лето	33,29	65,47	59,52	91,67	47,57

Параметры графика нагрузки сети СН представлены в таблице 5.

Таблица 5 – График нагрузки сети СН в МВА

t, ч		0-6	6-16	16-22	22-24
$S_{СН}$, МВА	Зима	28,57	42,86	71,43	42,86
	Лето	21,43	35,71	50	35,71

Параметры графика нагрузки сети НН представлены в таблице 6.

Таблица 6 – График нагрузки сети НН в МВА

t, ч		0-6	6-12	12-16	16-22	22-24
$S_{НН}$, МВА	Зима	29,76	41,67	35,71	59,52	29,76
	Лето	11,86	29,76	23,81	41,67	11,86

Также на рисунке 2 приведен график сети ВН, который отражает степень нагрузки в зависимости от времени года.

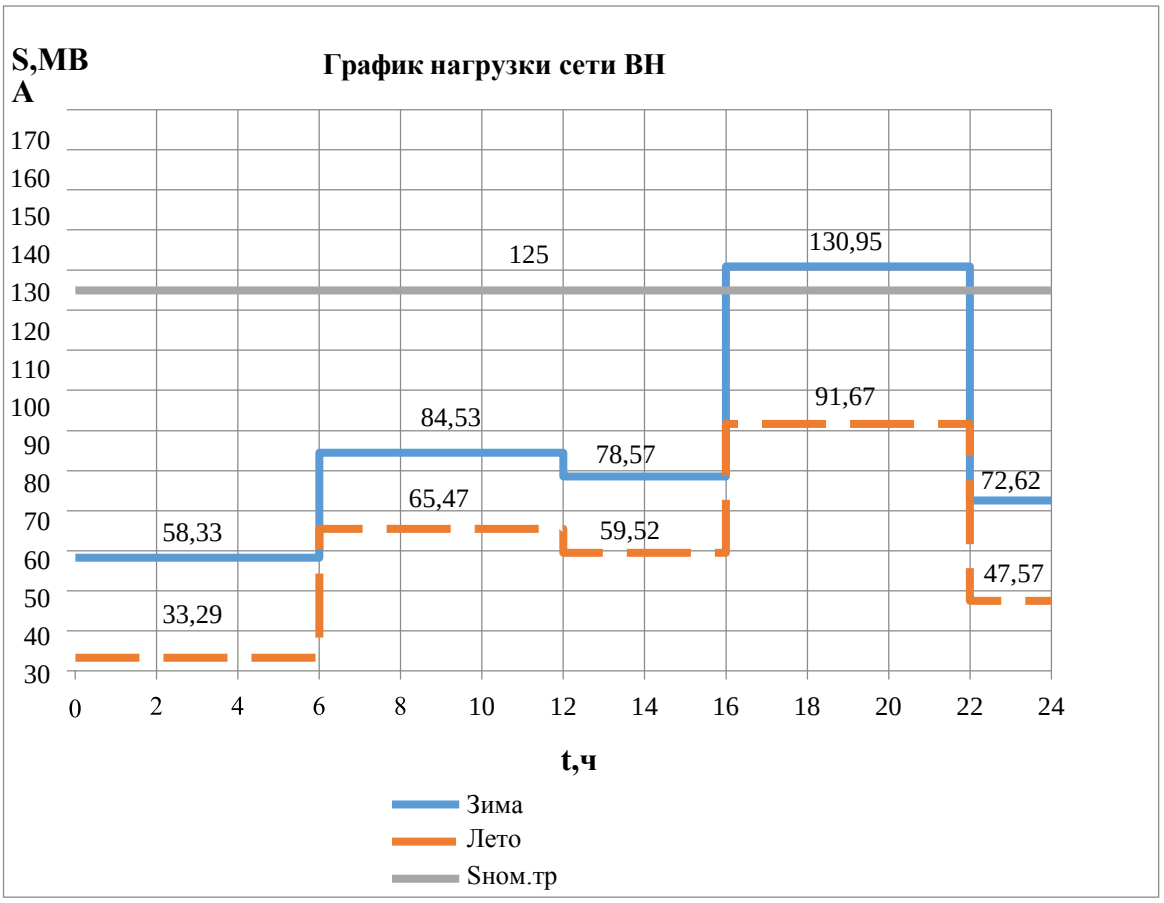

Рисунок 2 – График нагрузки сети ВН

1.2 Параметры автотрансформаторов 220кВ

Определение номинальной мощности приборов трансформатор осуществляется на основании специфики графиков нагрузки и максимальных в соответствии с ГОСТ 14209-97 перегрузок. Перегрузки, в данном случае, бывают аварийные и систематические. Как правило, к систематическим относят все те перегрузки, которые оборудование испытывает вследствие неравномерного графика за последние 24 часа. Аварийные же возникают в том случае, если стоит задача оставить на прежнем уровне снабжение потребителей электропитанием, несмотря на имеющие место перегрузки

оборудования [2].

Отметим, что размер аварийной перегрузки на трансформаторы бывают двух типов:

- продолжительные – по времени они, как правило, аналогичны тепловой постоянной времени оборудования такого типа;
- кратковременные – продолжительность не превышает 30 минут. Данный тип перегрузок трансформатора значительно ниже постоянной его времени и находится в прямой зависимости от температуры, которая была до момента перегрузки.

Отключения трансформаторов бывают плановые и аварийные. Плановые отключения трансформатора связаны с проведением текущего ремонта, проведений плановых испытаний и измерений. Аварийные отключения трансформатора связаны с повреждением изоляции, магнитопроводов, отводов, переключающих устройств (РПН, ПБВ), маслонаполненных или фарфоровых вводов.

При проектировании используется критерий n–1, определяющий схемно-технические решения, при которых вывод из работы одного трансформатора (в том числе наиболее нагруженного) не приводит к ограничению электроснабжения потребителей [10].

Конкретная мощность трансформатора и количество данного оборудования рассчитывались в соответствии с упрощенной методикой режима N-1, которая базируется на бесперебойном электроснабжение потребителей в соответствии с потреблением потребителем заявленной мощности в полной объеме, несмотря на проведение планового ремонта или аварийное отключение одного из трансформаторов.

Наибольшая мощность, протекающая через трансформаторы в нормальный режим: $S_{наиб}$ = 141,177 МВА.

Выбрано два автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110, параметры которых приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры АТ

$S_{ном}$, МВА	U, кВ			$u_{к\%}$, %			R, Ом			X, Ом			$\Delta P_к$, кВт	I, %	$\Delta P_х$, кВт	$\Delta Q_х$, квар
	ВН	СН	НН	ВС	ВН	СН	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН				
125	230	121	10,5	11	45	28	0,52	0,52	3,2	49,0	0	131	305	0,5	65	625

1.3 Распределительные устройства подстанции(ПС)

Согласно стандартам организации «ФСК ЕЭС» выбраны схемы распределительных устройств [14].

На основание пункта 1.8.2 СТО 56947007-29.240.30.010-2008, для сетей 220 кВ и 110 кВ «выбрана схема с одной рабочей секционированной выключателем системы шин (рисунок 3).

Пункт 1.8.2 СТО 56947007-29.240.30.010-2008 гласит:

Схемы с одной секционированной системой шин применяются на напряжение 35…220 кВ при парных линиях или линиях, резервируемых от других ПС, а также не резервируемых, но не более одной на любой из секций, т.е. при отсутствии требования сохранения в работе всех присоединений при выводе в ревизию или ремонт рабочей секции шин» [8].

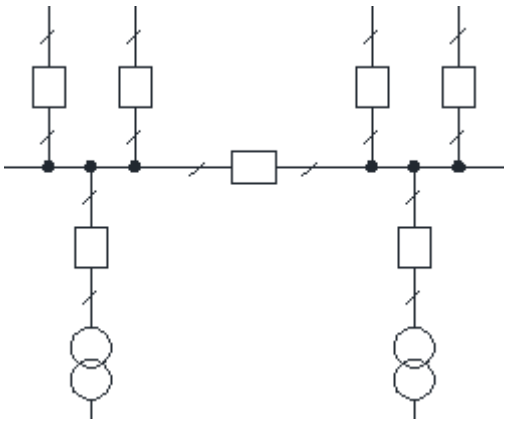

Рисунок 3 – Одна рабочая секционированная выключателем система шин

На основание пункта 1.11.2 СТО 56947007-29.240.30.010-2008, для сети

10 кВ выбрана схема одной секционированной двумя выключателями системы шин (рисунок 4).

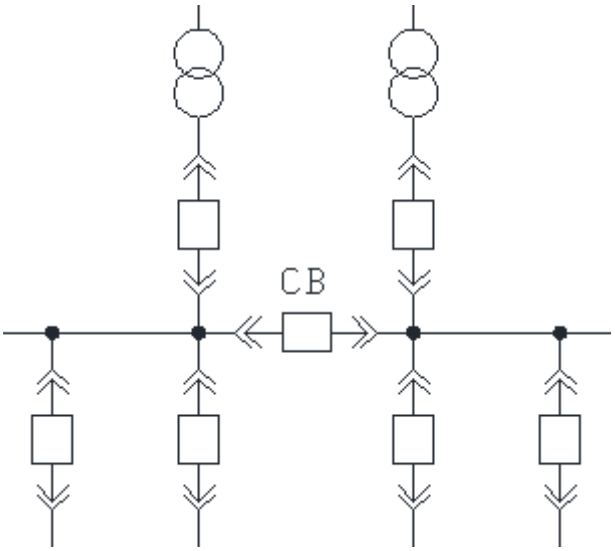

Рисунок 4 – Принципиальная схема одной, секционированной при помощи высоковольтного выключателя системы шин на стороне НН подстанции с номинальным напряжением 10кВ

«Пункт гласит 1.11.2 СТО 56947007-29.240.30.010-2008:

Схема 10(6)-1 – одна секционированная выключателем (или двумя выключателями) система шин применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции (возможно к обеим секциям)» [8].

1.4 Собственные нужды подстанции

Для электропитания релейной защиты и автоматики (РЗА), вспомогательных механизмов, агрегатов и других потребителей собственных нужд (СН) выбираем схему с двумя трансформаторами собственных нужд (ТСН) мощностью 400 кВа, которые получают электроснабжение от сборных шин РУ–10 кВ [15].

«Для питания цепей управления коммутационными аппаратами, РЗА и

сигнализации выбираем схему с постоянным оперативным током (схема с независимым источником оперативного тока) (рисунок 5)» [7].

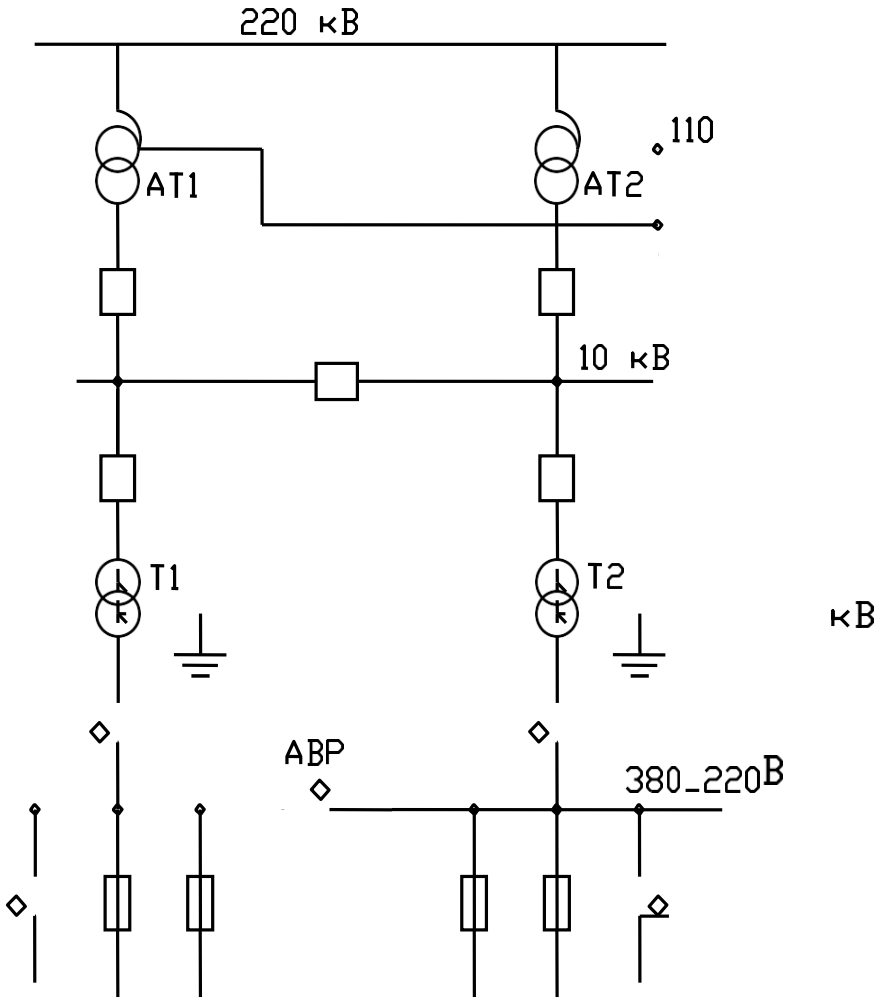

Рисунок 5 – Схема питания СН ПС с оперативным постоянным током

Для собственных нужд были выбраны два масляных герметичных трансформатора типа ТМГ-400/10. Данные трансформатора ТМГ-400 приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Каталожные данные трансформатора

$S_{ном}$, кВА	$U_{ном}$, кВ		$\Delta P_х$, кВт	$\Delta P_к$, Вт	$u_к$, %	$I_х$, %
	ВН	НН				
400	10	0,4	0,82	4,3	6	1,8

1.5 Кабели линий, питающих распределительный пункт -10кВ (РП 10 кВ)

Выбор кабельной линии 10кВ питающей РП-10кВ производим по условию выбора сечения кабеля по току и проверке выбранного сечения на термическую стойкость.

Согласно условиям выбора, был выбран кабель с алюминиевыми жилами сечением $S_{\text{СТ}}$ = 240 мм^2, погонные сопротивления которого:

$$\text{r}_{\text{пог}} = 0{,}125\text{Ом/км};\ \text{x}_{\text{пог}} = 0{,}157\ \text{Ом/км}.$$

1.6 Выключатели

Для коммутации электрических цепей при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц произвели выбор выключателей на стороне ВН, СН, НН.

Выбор выключателей производился по продолжительно расчетному току [20].

Проверка выключателей производилась по следующим критериям:

- «по номинальному напряжению;
- по номинальному току;
- на включающую способность;
- на симметричный ток отключения;
- на возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:
- на электродинамическую стойкость;
- на термическую стойкость» [5].

Для сети ВН-220 кВ был выбран элегазовый выключатель колонкового типа ВГУ-220II*-50/3150У1.

Для сети СН-110 кВ был выбран элегазовый выключатель колонкового типа ВГТ-110II*-40/2500У1.

Для вводов сети НН-10 кВ был выбран вакуумный выключатель EVOLIS 24P-24- 25-2000.

Для присоединения КЛ-10 кВ питающих распределительный пункт был выбран вакуумный выключатель EVOLIS 24P-24-25-630.

1.7 Разъединители

«Для создания видимых разрывов, отделяющих выводимое в ремонт оборудование от токоведущих частей, находящихся под напряжением, для безопасного производства работ произвели выбор разъединителей ВН, СН» [6]. Разъединителями могут отключать токи холостого хода трансформаторов, зарядный ток воздушных линий и кабелей, а в некоторых случаях и небольшие токи нагрузки.

Выбор разъединителей производился по продолжительно расчетному току. Проверка разъединителей производилась по следующим критериям [21]:

- по номинальному напряжению;
- по номинальному току;
- на электродинамическую стойкость;
- на термическую стойкость.

Для сети ВН-220 кВ был выбран разъединитель двухколонковый, наружной установки, с двумя заземляющими ножами типа РНДЗ.2-220/1000У1.

Для сети СН 110 кВ был выбран разъединитель двухколонковый, наружной установки, с двумя заземляющими ножами типа РНДЗ.2-110/2000.

1.8 Трансформаторы тока

Для выбора устройств и уставок РЗА произвели выбор измерительных трансформаторов тока.

Выбор измерительных трансформаторов тока (ТА) производился по

следующим критериям:

- напряжению электроустановки $U_{ном} \geq U_{с.ном}$;
- току $I_{ном} \geq I_{прод.расч.} = I_{раб.наиб}$;
- конструкции;
- электродинамической стойкости $i_{дин} = k_{дин} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1.ном} \geq i_{уд}$.

Для РУ ВН 220 кВ был выбран измерительный трансформатор тока с рымовидной конструкцией вторичных обмоток газонаполненный, внутренней установки ТРГ-220 - 0,2S/0,2/10P/10P/10P-1000/5 У1.

Для РУ СН 110 кВ был выбран измерительный трансформатор тока с рымовидной конструкцией вторичных обмоток газонаполненный внутренней установки ТРГ-110 - 0,2S/0,2/10P/10P/10P-1200/5 У1.

Для КРУ НН 10 кВ был выбран измерительный трансформатор тока опорно-проходной с литой изоляцией, внутренней установки ТПЛ-10-0,5S/10P-2000/5 УХЛ3.

Для цепи СВ НН 10 кВ был выбран измерительный трансформатор тока опорно-проходной с литой изоляцией, внутренней установки ТПЛ-10-0,5S/10P-1000/5 УХЛ3.

Для отходящих кабельных линий-10кВ были выбраны измерительные трансформаторы тока опорно-проходные с литой изоляцией, внутренней установки ТПЛ-10-0,5S/10P-600/5 УХЛ3.

Для присоединений ТСН были выбраны измерительные трансформаторы тока опорный с литой изоляцией, внутренней установки ТЛО-10-2 0,5S/10P-50/5 У3.

Для вводов ВН АТ были выбраны измерительные трансформаторы тока для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, внутренней установки ТВТ-220-I-1000/5.

Для вводов СН АТ были выбраны измерительные трансформаторы тока для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, внутренней установки ТВТ-110-I-2000/5.

Для вводов НН АТ были выбраны измерительные трансформаторы тока

для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, внутренней установки ТВТ-20I-3000/5.

1.9 Трансформаторы напряжения

Для питания измерительных приборов, различных реле управления, защит и автоматики производим выбор измерительных трансформаторов напряжения.

Условия, на которых базировался отбор измерительных трансформаторов напряжения (TV), в соответствии с рядом условий [25]:

- Напряжению электроустановки $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{с.ном}}$;
- Конструкции и схеме соединения обмоток.

На стороне ВН выбираем трансформатор напряжения каскадный с фарфоровой покрышкой типа НКФ-220-58У1.

На стороне СН выбираем трансформатор напряжения каскадный с фарфоровой покрышкой НКФ-110-58У1.

На стороне НН выбираем заземленный трансформатор напряжения однофазный с литой изоляцией ЗНОЛП-10У2.

Вывод по разделу 1.

На основании графиков нагрузки произведен расчет и выбор мощности силового автотрансформатора. В соответствии с типовыми решениями и исходя из надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей (с учетом режима N-1) рассмотрены и приняты схемные решения, и конфигурация подстанции. Определены критерии к выбору электрооборудованию и коммутационным аппаратам. Исходя из критериев, пропускной способности автотрансформатора, а также нагрузки потребителей произведен выбор силового электрооборудования, коммутационных аппаратах, измерительных трансформаторов тока и напряжения подстанции по всем уровням напряжения.

2 Общие требования к релейной защите и автоматике объектов подстанции

2.1 Общие требования к релейной защите

В электрических сетях любого класса напряжения возможны повреждения электрооборудования и изменения нормального режима работы сети и оставшегося в работе электрооборудования.

Для обеспечения нормальных условий работы электрической сети, а также предупреждения развития повреждения необходима незамедлительная реакция на изменения режима работы, быстрое отделение поврежденного оборудования от неповрежденного и включение резервного источника питания потребителей. Выполнение этих задач осуществляет релейная защита и автоматика [29].

Проектирование релейной защиты и автоматики в рамках данного исследования производится на основании НТП и ПУЭ:

- В случае осуществления технического перевооружения, строительства новых производственных мощностей необходимо использовать РЗА российского или зарубежного производства, которые прошли аттестацию или были согласованы с ОАО «ФСК ЕЭС».
- Выключение отдельных элементов сети, в случае их выхода из строя, например, оборудования подстанций – реакторов, трансформаторов, автотрансформаторов, шин или прочих приборов первичного порядка) необходимо производить максимально быстрой, чтобы обеспечить возможность бесперебойной деятельности остальной работоспособной части системы. При этом важно ввести ограничения в области повреждения в соответствии со степенью повреждения.
- Введение конкретного элемента в эксплуатацию после того, как от был отключены от сети устройствами релейной защиты обычно происходит в автоматическом режиме. Кроме отключения вышедшего из строя

оборудования, которое не предусматривает повторное подключение в автоматическом режиме. Например, повторно не подключаются реакторы и автотрансформаторы, в том числе, если такое условие было предусмотрено производителем, и комплектные распределительные устройства, в которых изоляция элегазовая.

Состав и построение защит и автоматики каждого элемента сети 110 кВ и выше должны отвечать требованиям ближнего резервирования и при выводе из работы любого устройства по любой причине должны:

- обеспечивать сохранение функций защиты данного элемента сети от всех видов повреждений;
- исключать необходимость вывода данного элемента из работы.

Количество трансформаторов тока, вторичных обмоток и их классы точности должны обеспечивать раздельное подключение устройств РЗА и систем измерений (контроллеров АСУ ТП, автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии, мониторинга оборудования и других).

Основные и резервные защиты каждого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки трансформаторов тока.

Должно предусматриваться резервирование защит по цепям напряжения с ручным переводом цепей на другой ТН.

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) должна подключаться к отдельной вторичной обмотке ТН.

В случае, если предусмотрены два электромагнита, отключающих выключатель, который отвечает за работу главных защит каждого отдельного элемента сети, то УРОВ необходимо поставить на все имеющиеся в сети электромагниты [30].

Для действия при отказах защит или выключателей смежных элементов должна предусматриваться резервная защита, предназначенная для обеспечения дальнего резервирования. Если дальнее резервирование не

обеспечивается, должны предусматриваться меры по усилению ближнего резервирования.

В случае, если на подстанции предусмотрено АСУ ТП, то каждое устройство РЗА необходимо встраивать в данную систему на информационном уровне;

В рамках осуществления оперативного управления МП РЗА, необходимо учесть и осуществить:

- «по месту - с помощью переключающих устройств, устанавливаемых в шкафах (или на дверях шкафов) РЗА;
- дистанционно – с помощью средств АСУ ТП» [7].

Акцентируем внимание на обязательности занесения в АСУ ТП и предварительной регистрации в РЗА изменений в положении каждого переключающего устройства.

«Каналообразующая аппаратура для передачи команд РЗА, в том числе совмещенная аппаратура передачи команд РЗА, ПА и связи, и устройства РЗА должны размещаться, как правило, в одном помещении.

Схемы подключения вторичных цепей к дискретным входам микропроцессорных устройств РЗА, через которые производится отключение первичного оборудования, должны обеспечивать работу устройств контроля изоляции сети постоянного оперативного тока при замыканиях на землю в этих цепях» [7].

2.2 Требования к защите ВЛ 110 кВ

Линии, предусматривающие 110-220 кВ, питание в которых является односторонним, предполагает применение сразу двух комплектов защит ступенчатого характера, в состав каждого из них входит:

- дистанционная защита, предупреждающая многофазовые короткие замыкания;
- токовую защиту как направленного, так и ненаправленного

характера, идущую от КЗ на землю.

В защиты, в которых предусмотрены цепи напряжения, в случае поломки в которых провоцируют ложное отключение, должны быть блокированы в случае выявления неисправности в цепях напряжения.

2.3 Требования к защитам ВЛ 220 кВ

В случае, если на линии предусмотрено питание двустороннего типа, которые принадлежат к ЕНЭС, в том числе, ответвляются от ПС ЕНЭС, необходимо организовать сразу две защиты независимого характера, которые бы обеспечивали защиту от любых повреждений. В частности, это может быть, как резервная защита, в которую входит комплект ступенчатых защит, так и мгновенная защита с полной селективностью. Также существует и отстройка быстродействующих защит в случае возникновения коротких замыканий в силовых трансформаторах. Это действительно для отпаечных подстанций.

- главной защитой, обеспечивающей быстродействие, должна выступать продольная дифференциальная защита (ДЗЛ). «Данная защита основана на принципе сравнения значений и фаз токов в начале и конце линии» [7];
- в предусмотренный на случай возникновения повреждений комплект ступенчатых защит входит, в том числе, токовая и дистанционная направленная защита, которой характерна нулевая последовательность;
- встроена способность осуществить ускорение в автоматическом и оперативном режиме ступенчатых защит, а также произвести выбор ускоряемых ступеней;
- защиты, в которых встроены цепи напряжения, чьи поломки и обуславливают срабатывание ложного отключения, немедленно блокируются при фиксировании нарушений в таких цепях.

2.4 Требования к защите автотрансформаторов 220 кВ

Основными быстродействующими защитами автотрансформаторов являются: дифференциальная токовая защита от всех видов коротких замыканий в обмотках и на выводах автотрансформаторов; газовая защита от замыканий, происходящих внутри бака и сопровождающихся выделением газа, а также от понижения уровня масла; струйная защита от замыканий, происходящих внутри бака устройства регулирования под напряжением (РПН).

Все вышеуказанные защиты действуют на отключение всех выключателей автотрансформатора.

Кроме дифференциальной токовой защиты АТ, газовой защиты, струйной защиты РПН автотрансформатор должен иметь следующие защиты:

– «резервные защиты на сторонах:
  - ВН -дистанционная защита и токовая направленная защита нулевой последовательности;
  - СН -дистанционная защита и токовая направленная защита нулевой последовательности;
  - НН -максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению.
– защита от перегрузки (включая защиту от перегрузки общей обмотки);
– автоматика регулирования РПН;
– технологические защиты (защита от потери охлаждения и т. п.);
– устройство резервирования при отказе выключателей на сторонах ВН, СН и НН;
– контроль изоляции на стороне низшего напряжения» [9].

В том числе АТ предусматривает, в том числе, и наличие дифференциальных защит на ошиновках СН и ВН:

– Действие струйных или газовых реле производится как через терминал резервной защиты со стороны ВН, так и посредством терминала

защиты дифференциального характера;

– Блокировка защит дистанционного характера производится в случае установления сбоев в работе цепей напряжения;
– Защитам резервного характера свойственна возможность придавать ускорение в автоматическом и оперативном порядке;
– Установлена автоматика, запускающая систему пожаротушения (АППж).

«Требования к защите шин и ошиновок:

– Защита систем (секций) шин 110-220 кВ выполняется с использованием одного комплекта дифференциальной токовой защиты;
– Дифференциальная защита шин (ошиновок) имеет устройство контроля исправности цепей переменного тока» [8].

2.5 Требования к устройству резервирования при отказе выключателя (УРОВ)

«Для отключения повреждений, сопровождающихся отказом выключателя, применяются устройства резервирования УРОВ, отключающие выключатели других электрических цепей, продолжающих питать точку короткого замыкания» [8]:

- На каждом выключателе 110-220 кВ, а также на выключателях 10 кВ присоединений, отказ выключателя которых не резервируется защитами других присоединений, предусматривается устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) с пуском от защит присоединений;
- УРОВ присоединений 110 кВ и выше реализовано со ступенчатым действием:
  - первая ступень – действие без выдержки времени и без контроля тока на отключение своего выключателя;

- вторая ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений с запретом АПВ.
- УРОВ присоединений 10 кВ выполняется в виде действия защиты присоединения с дополнительной выдержкой времени (времени УРОВ) на отключение питающих присоединений.

2.6 Требования к защите секционных выключателей 110 кВ(СВ-110кВ)

На шиносоединительном секционном выключатели (ШСВ) и СВ выбираем ступенчатую защита от междуфазных и от однофазных КЗ и АПВ на ШСВ и СВ предусмотрено однократное.

2.7 Требования к защите распределительного устройства 10 кВ

На вводных выключателях-10кВ автотрансформаторов предусматриваются:

- максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению;
- «дуговая защита;
- защита минимального напряжения;
- УРОВ» [8].

На СВ-10кВ предусматривается:

- «максимальная токовая защита;
- дуговая защита;
- автоматическое включение резерва (АВР)» [8].

На каждой секции шин-10кВ(СШ-10кВ) предусматривается:

- «дуговая защита шин;
- логическая защита шин;

- сигнализация замыканий на землю» [8].

На отходящих линиях 10 кВ предусматривается:

- «максимальная токовая защита;
- токовая отсечка;
- защита от перегрузки (на ТСН);
- дуговая защита» [8].

2.8 Требования к источникам оперативного тока

«Главным требованием к источникам оперативного тока является их готовность к действию в любых условиях, в том числе при КЗ, когда напряжения на шинах подстанции может снизиться до нуля. Выбираем постоянный оперативный ток с аккумуляторной батареей» [8].

Вывод по разделу 2.

Рассмотрены и проработаны общие требования к устройствам релейной защиты и автоматики исходя из раннее выбранной схемы подстанции. Произведен выбор основных и резервных защит для: ВЛ-110кВ и 220кВ, автотрансформатора, РУ-10кВ. Определены требования к действию автоматике (АПВ, АВР) при выбранных типах защит для всех видов оборудования при срабатывании устройств релейной защиты. Установлены критерии подключения АИИС КУЭ к вторичным цепям измерительных трансформаторов. Проработан алгоритм встраивания устройств РЗА в систему АСУ ТП для осуществления оперативного управления и передачи команд РЗА. Произведен выбор источника и вида оперативного тока.

3 Расчет параметров срабатывания защиты

3.1 Расчет дифференциальной защиты шин ВН и СН

На рисунке 6 приведен алгоритм расчета дифференциальной защиты шин ВН и СН.

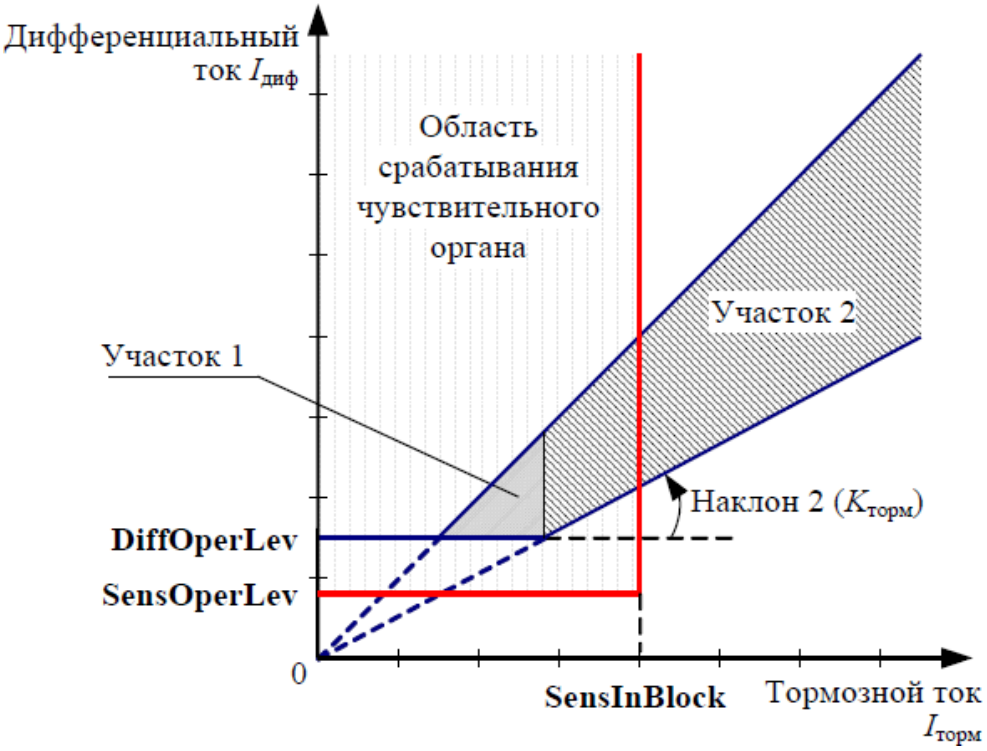

Рисунок 6 – Расчет дифференциальной защиты шин ВН и СН

Согласно методическими указаниями СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.120.70.98-2011 по выбору параметров срабатывания терминала дифференциальной защиты

Для шин 220 кВ выбираем один комплект REB670, включающий в себя два избирательных органа и один пусковой орган.

Выбор дифференциальной защиты шин 110 кВ производится на основание методическими указаниями СТО ОАО «ФСК ЕЭС» 56947007-29.120.70.98-2011 аналогично ДЗШ 220 кВ.

3.1.1 Расчет и выбор параметров срабатывания избирательного органа

Структура всех избирательных органов состоит из следующих элементов:

- дифференциальная защита с предусмотренным торможением;
- чувствительный дифференциальный орган;
- орган контроля, обнаруживающий вероятные неисправности цепей;
- орган контроля токов: входного и дифференциального.

Характеризуя тормозную специфику дифференциальной защиты, предусматривающей возможность торможения, отметим, что ее структура содержит следующие участки:

- горизонтальный – на схеме обозначен как Участок 1. Именно на нем процесс срабатывания находится в подчинении у параметра срабатывания в соответствии с первоначальным дифференциальным током Diff Oper Level;
- наклонный – на схеме обозначен как Участок 2. Данный участок характеризуется фиксированным наклоном – обозначен как Наклон 2. Ему присущ коэффициент торможения *К*торм = 0,53.

Переходя к описанию тормозной характеристики срабатывания чувствительного органа, отметим, что в состав ее структуры входят следующие участки:

- участок, ограничивающийся тормозным током SensInBlock – на нем условием срабатывания чувствительного органа является порог превышения параметра срабатывания SensOperLev со стороны дифференциального тока;
- в случае, если значение входного тока превышает величину параметра срабатывания SensInBlock, можно наблюдать эффект блокировки чувствительного органа.

Структура тормозного описания процесса срабатывания чувствительного органа состоит из Начального дифференциального тока срабатывания, который обозначается как DiffOperLev тормозной характеристики. В схематичной форме это представлено на рисунке 6. Его

расчет производится при начальном задавании в величинах первичного характера.

Отметим важный момент относительно отстройки параметра срабатывания DiffOperLev – параметр отстраивается от наивысших токов небаланса. Последние появляются в случае обрыва цепей тока. При этом используется следующее выражение:

$$\text{DiffOperLev} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{РАБ.МАКС}}, \quad (1)$$

$$\text{DiffOperLev} = 0{,}9 \cdot 343{,}65 = 309{,}285 \text{ А} - \text{для ВН}$$

$$\text{DiffOperLev} = 0{,}9 \cdot 375 = 337{,}5 \text{ А} - \text{для СН}$$

где $K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки. $K_{\text{ОТС}} = 0{,}9$, по аналогии с системой шин. В данном случае, для нее количество присоединений с более или менее равными мощностями составляет 3;В

$I_{\text{РАБ,МАКС}}$ – имеет самое большое значение из всей совокупности наибольших рабочих токов присоединения, которые присоединены к анализируемой зоне защиты.

На стороне ВН:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{вн}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2)$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{130{,}95}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0{,}34365 \text{ кА} = 343{,}65\text{А} - \text{для ВН}$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{71{,}43}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0{,}375 \text{ кА} = 375 \text{ А} - \text{для СН}$$

Проверяем чувствительность

$$\text{К}_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{DiffOperLey}, \quad (3)$$

$$\text{К}_{\text{ч}} = \frac{4313}{309{,}285} = 13{,}94 \geq 1.5 - \text{для ВН}$$

$$К_ч = \frac{4088}{337,5} = 12,1 \geq 1.5 - \text{для СН}$$

В данном случае $I_{кз.мин}$ представляет собой самое маленькое значение показателя тока короткого замыкания, который имеется в зоне с защитой. При этом в качестве расчетного принимается рабочий режим.

В случае, если $К_ч \geq 1,5$, то данный показатель способен гарантировать оптимальную работу защиты при существовании минимальных токов повреждения в зоне, для которой предусмотрена защита.

В случае же при выполнении данного условия для минимального тока КЗ в рабочем режиме опробования, то появляется возможность не задействовать чувствительный орган защиты.

В отношении параметра DiffTripOut можно отметить, что он характеризует фактический режим работы выхода отключения избирательного органа дифференциальной защиты. Его значение, в соответствии с определенной спецификой, может быть равным следующим значениям:

«SelfReset» – без подхвата. Другими словами, происходит сброс (отмена) выходного отключающего сигнала избирательного органа, в случае, если истекло время, изначально заданное tTripHold;

«Latched» – с подхватом. Другими словами, происходит использование функции самоподхвата при использовании выходного отключающего сигнала. Отметим специфику выполнения самоподхвата – используется ручная команда квитирования или сброса по внешнему входу функционального блока избирательного органа. Поступление данной команды возможно и по каналам связи, и от встроенного переднего ИЧМ.

Выдержка времени tTripHold непосредственно характеризует продолжительность импульса, подаваемого отключающим сигналом избирательным органом. При этом принципиальным моментом является его работа в режиме самоподхвата. В частности, параметр DiffTripOut важно

перевести в положение «SelfReset». Отметим, что в данном случае показатель выдержки времени tTripHold никаким образом не способен повлиять на реализацию функции дифференциальной защиты. Акцентируем внимание на том, что размер tTripHold устанавливается схемой управления выключателями присоединений. При этом оптимальная величина выдержки времени должна быть равна 0,2 с.

Уточним, что чувствительный орган ДЗ необходим для правильного и гарантированного отключения внутренних повреждений, при проведения опробовании шин (ВН, СН, НН), если отсутствовал оптимальный уровень чувствительности избирательных органов.

Исходя из того, что чувствительность избирательных органов обеспечена и подтверждена проведенными расчетами, в выбранном нами реле REB 670 чувствительный орган использоваться не будет.

Приведем систему параметров органов контроля исправности токовых цепей:

Параметр SlowOCTOper характеризует особенности режима работы медленнодействующей блокировки дифференциальной защиты, в случае, если был установлен факт неисправности вторичных цепей ТТ. При этом фиксированное значение параметра может закрепиться таким образом:

«Off» – режим отключения медленнодействующей блокировки;

«Block» – режим блокировки данного типа включен;

«Supervise» характеризует факт блокировки медленнодействующего типа на сигнал (SOCT). В том числе, данный режим способен осуществлять блокировку защиты, в случае, если величина дифференциального тока ниже знаечения параметра срабатывания OCTReleaseLev.

Величина параметра SlowOCTOper должна приобрести то же самое значением, что «Block». Последний режим подразумевает блокировку дифференциальной защиты, если она в конкретном случае сработала.

Параметр FastOCTOper задает режим работы быстродействующей блокировки дифференциальной защиты, в случае если были установлены баги

вторичных цепей ТТ. Отметим, что величина параметра может быть следующей (блокировка быстродействующая):

«Off» – режим отключения;

«Block» – режим включенной блокировки;

«Supervise» – блокировка быстродействующего типа оказывает непосредственное воздействие на сигнал (FOCT), после чего происходит блокировка защиты. Важное условие – величина дифференциального тока не должна быть выше значения параметра срабатывания OCTReleaseLev.

Величина параметра FastOCTOrew должна соответствовать режиму «Block», т.е. произойдет блокировка дифференциальной защиты, если блокировка сработает.

Параметр срабатывания алгоритма обнаружения неисправности цепей ТТ по дифференциальному току в устройстве носит название OCTOperLev. Его величина всегда задается и соответствует первичным величинам.

Остановимся подробнее на выборе параметра срабатывания OCTOperLev. В условиях эксплуатации электроустановок он обязан установить наличие разрыва в токовых цепях между реле REB 670 и измерительным ТТ. присоединения с минимальным рабочим током. При этом должны быть соблюдены следующие условия:

В отношении ВН:

$$OCTOperLev \geq (0{,}1 \div 0{,}2)DiffOperLev = 0{,}2 \cdot 309{,}285 = 61{,}857\ A$$

$$OCTOperLev \geq 0{,}05 \cdot I_{НОМ,ТТ,ПЕРВ} = 0{,}05 \cdot 1000 = 50\ A$$

По СН:

$$OCTOperLev \geq (0{,}1 \div 0{,}2)DiffOperLev = 0{,}2 \cdot 337{,}5 = 67{,}5\ A$$

$$OCTOperLev \geq 0{,}05 \cdot I_{НОМ,ТТ,ПЕРВ} = 0{,}05 \cdot 2000 = 100\ A$$

Величина параметра срабатывания всегда равна тому из полученных

значений, которое наибольшие.

$$OCTOperLev = 61{,}86\ A - \text{для ВН}$$

$$OCTOperLev = 100\ A - \text{для СН}$$

tSlowOCT – это выдержка времени, которая предусмотрена на отправку сигнала о включении блокировки медленнодействующего типа дифференциальной защиты в случае выявления неисправности в цепях ТТ измеряется в секундах. Размер данного показателя, в случае если нет иных требований, рекомендовано устанавливать в 10 с.

Опередим параметры, характеризующие органы контроля повышенного дифференциального тока, а также повышенного входного тока, который проходит сквозь сектор защиты.

В случае наступления ситуации, при которой дифференцированный ток на протяжении отрезка времени tIdAlarm выше величины, установленной параметром срабатывания параметра IdAlarmLev, то происходит включение ответственного выхода сигнализации.

Отметим, что нормативы размера полной погрешности измерительных ТТ защит, при низких токах нагрузки не нормируются. В силу отсутствия норматива определить величину тока $I_{ДИФ}$ при нормальном нагрузочном режиме не получится. Тем не менее, рекомендуется применять в таком случае экспериментальные величины. Следовательно, размер тока $I_{ДИФ.НАГР}$ при рабочих токах нагрузки закрепляется посредством монитора (ИЧМ). Величина параметра срабатывания IdAlarmLev может быть принята в диапазоне, задаваемом следующим выражением:

$$OCTOperLev > IdAlarmLev \geq 2I_{ДИФ.НАГР}, \quad (4)$$

где OCTOperLev – величина дифференциального тока срабатывания органа контроля исправности токовых цепей;

$I_{ДИФ,НАГР}$ – дифференциальная величина тока в случае использования стандартного режима нагрузки.

При этом выдержка времени, которая отводится на срабатывание

выходного сигнала органа контроля более высокого уровня дифференциального тока, будет установлена в соответствии с рекомендацией на отметке 30 с, в случае если нет каких-либо других требований.

В случае, если величина входного тока будет выше значения, установленного параметром IinAlarmLev, то без выдержки времени будет активизирован второй вход сигнализации.

Для определения режима внешнего КЗ может использоваться орган контроля повышенного уровня входного тока, выбранного реле. Определение величины параметра срабатывания IioAlarmLev осуществляется на основании следующего условия:

$$\text{IinAlarmLev} \geq 0{,}9 \cdot I_{\text{КЗ.МИН.ВНЕШ}}, \quad (5)$$

$$\text{IinAlarmLev} \geq 0{,}9 \cdot 4313 = 3882 \text{ А} - \text{для ВН}$$

$$\text{IinAlarmLev} \geq 0{,}9 \cdot 4088 = 3679 \text{ А} - \text{для СН}$$

где «$I_{\text{КЗ.МИН.ВНЕШ}}$ – минимальный ток внешнего КЗ рядом с зоной защиты» [12].

3.1.2 Расчет и выбор параметров срабатывания пускового органа

Важность и значение пускового органа реле заключается в том, что он по своей сути является защитой первичных схем, где возможен перевод присоединений в другую зону защиты, в случае наличия возможности ошибки при определении защитой включения присоединений к разным зонам защиты по той или иной причине.

На рисунке 7 приведен внешний вид тормозной характеристики срабатывания пускового органа дифзащиты реле REB 670.

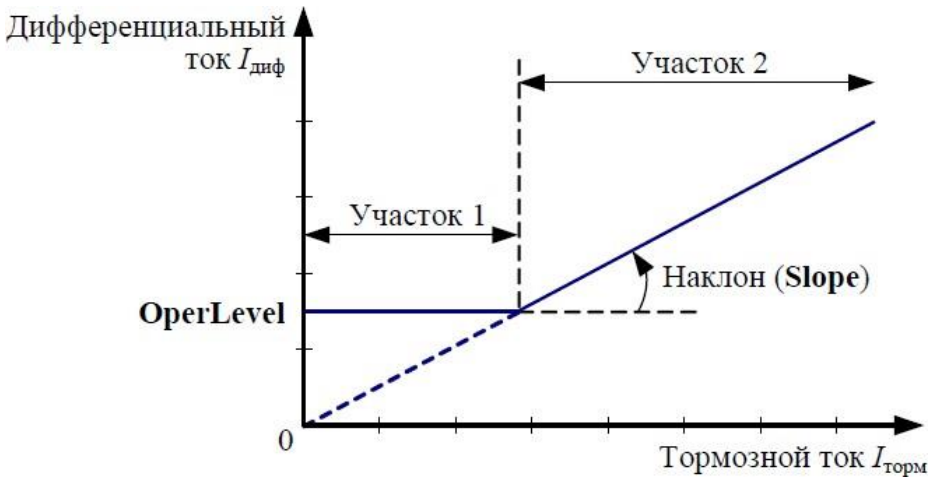

Рисунок 7 – Тормозная характеристика срабатывания пускового органа дифзащиты реле REB 670

Уточним структуру тормозной характеристики, которая включает в себя 2 участка:

- Участок 1 (горизонтальный) – на данном участке срабатывание описывается с помощью соответствующего параметра в соответствии с начальным дифференциальным током Oper Level;
- Участок 2 (наклонный) – на данном участке существует уклон «Наклон», в котором присутствует коэффициент торможения Slope.

Определим значение параметра CheckZoneSun, который отвечает на начало работы пускового органа защиты. Параметр устанавливается на одном из двух возможных значений:

- «Off» – не используется пусковой орган или не задействован;
- «On» – активизирован (находиться в работе) пусковй орган.

Отметим, что процесс защиты шин с дополнительной функцией «перефиксации» присоединений считается оптимальным параметру CheckZoneSun присваивать «On», если же используется защита шин с фиксированным подключением присоединений – рекомендовано присваивать значение «Off».

Определение величины начального дифференциального тока срабатывания пускового органа OperLevel тормозной характеристике,

который изображен на рисунке 7, осуществляется в первичных величинах.

Величина начального дифференциального тока срабатывания пускового органа OperLevel обязательно должна обеспечить более высокую чувствительность по сравнению с чуствительностью избирательных органов присоединения своей зоны защиты. Также параметр OperLevel дает запрет на срабатывание пускового органа при несоответствии зон защиты фактическому положению присоединений.

В силу приведенной аргументации определение уставки производится с помощью выражения:

$$\text{OperLevel} \geq K_{\text{ОТС}} I_{\text{раб.мак}}, \tag{6}$$

$$\text{OperLevel} \geq 1{,}2 \cdot 343{,}65 = 412{,}38 \text{ А} - \text{для ВН}$$

$$\text{OperLevel} \geq 1{,}2 \cdot 375 = 450 \text{ А} - \text{для СН}$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1{,}2$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{раб. макс}}$ – наибольший рабочий ток из всех имеющихся токов присоединение.

Размер наклона тормозной характеристики срабатывания характеризуется следующим показателем – коэффициентом торможения Slope. Величина данного показателя представлена в относительных единицах.

Для реле REB 670 параметр величины Slope рекомендуется Slope равное 0,45.

Отметим специфику параметра Slope данный параметр обеспечивает более высокую чувствительность по сравнению с чувствительностью избирательных органов.

3.2 Расчет дифференциальной защиты ошиновки ВН-220 и СН-110

На основание руководящих указаний по релейной защите «Защита шин 6-220 кВ станций и подстанций» выбираем один комплект реле RED521 для

реализации дифференциальной защиты ошиновки ВН-220 кВ.

Реализация дифференциальной защиты шин СН-110 кВ производится аналогично ДЗО ВН-220кВ.

3.2.1 Начальный ток срабатывания дифференциальной защиты

На рисунке 8 приведена тормозная характеристика срабатывания дифференциальной защиты реле RED 521.

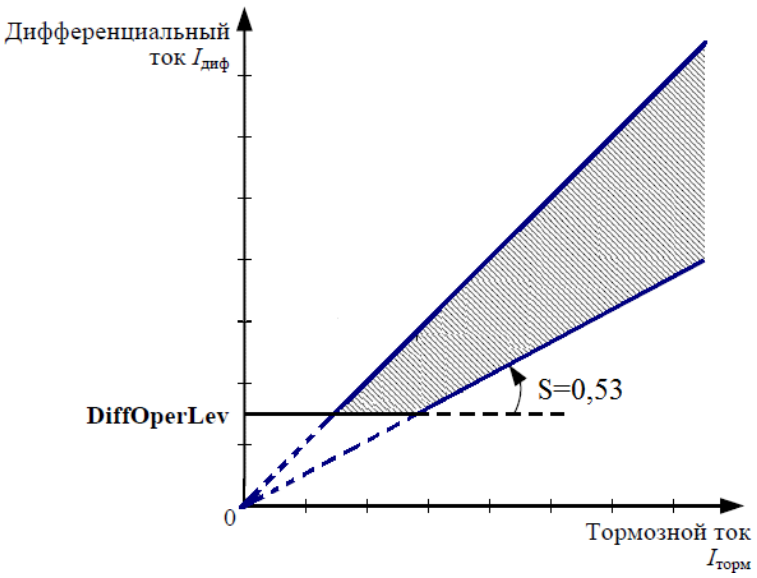

Рисунок 8 – Тормозная характеристика срабатывания дифференциальной защиты реле RED 521

Угол наклона S принимаем 0,53.

Расчет начального ток срабатывания дифференциальной защиты. Данный расчет определяется двумя условиями:

Для ВН-220:

$$\text{DiffOperLev} \geq I_{\text{МАКС.РАБ}} = 337{,}5 \text{ А}$$

$$\text{DiffOperLey} \leq \frac{I_{\text{к.мин}}}{\text{К}_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{\text{К}_{\text{ч}}'} = \frac{4313}{1{,}5} = 2\,875 \text{ А} \qquad (7)$$

Исходя из условий принимаем DiffOperLev = 337,5 А.

Для СН-110:

$$\text{DiffOperLev} \geq I_{\text{МАКС.РАБ}} = 375 \text{ А}$$

$$\text{DiffOperLey} \leq \frac{I_{\text{к.мин}}}{\text{К}_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{\text{К}_{\text{ч}}'} = \frac{4088}{1{,}5} = 2725\ \text{А} \quad (8)$$

Исходя из условий принимаем DiffOperLev = 375 А.

3.2.2 Ток срабатывания быстрого алгоритма определения обрыва токовых цепей

Расчет тока срабатывания быстрого алгоритма определения обрыва токовых цепей.

Данный расчет определяется двумя условиями:

Для ВН-220:

$$I_{\text{ОБР.БЫСТР}} \geq 0{,}1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0{,}1 \cdot 337{,}5 = 33{,}75\ \text{А} \quad (9)$$

$$I_{\text{ОБР.БЫСТР}} \leq 0{,}5 \cdot \text{DiffOperLev} = 0{,}5 \cdot 337{,}5 = 168{,}75\ \text{А} \quad (10)$$

Исходя из условий Принимаем $I_{\text{ОБР.БЫСТР}}$ = 33,75 А

Для СН-110:

$$I_{\text{ОБР.БЫСТР}} \geq 0{,}1 \cdot I_{\text{НОМ}} = 0{,}1 \cdot 375 = 37{,}5\ \text{А} \quad (11)$$

$$I_{\text{ОБР.БЫСТР}} \leq 0{,}5 \cdot \text{DiffOperLev} = 0{,}5 \cdot 375 = 187{,}5\ \text{А} \quad (12)$$

Исходя из условий принимаем $I_{\text{ОБР.БЫСТР}}$ = 37,5 А.

3.3 Расчет дифференциальной защиты автотрансформатора

3.3.1 Перечень защит, устанавливаемых на АТ с высшим напряжением 220 кВ

«Газовая защита.

Наиболее чувствительной и универсальной защитой от внутренних повреждений является газовая защита автотрансформаторов.

Этот вид защиты основан на том, что любые повреждения в

трансформаторе, приводят к химическому разложению трансформаторного масла и органических материалов изоляции обмотки, в результате чего внутри трансформатора происходит выделение газа. Этот газ вызывает срабатывание исполнительного органа реле газовой защиты, который подает сигнал предупреждения или дает команду на отключение автотрансформатора.

Газовая защита очень чувствительная и ее исполнительные органы фиксируют даже междувитковое замыкание в обмотках автотрансформатора, которые не чувствуют дифференциальная и максимально-токовая защита(МТЗ) из-за очень малой величина тока замыкания, которой оказывается недостаточной для срабатывания защиты» [13].

Кроме того, что газовая защита автотрансформатора служит защитой от внутренних повреждений автотрансформаторов она и работает при понижении уровня масла в баке автотрансформатора с передачей команды в цепи предупреждающий сигнализации.

Устройство газового реле, передает сигнал, который в свою очередь, принимаемый защитой микропроцессорного типа.

Сигнальный контакт газового реле действует на сигнал при слабом газообразовании и при понижении уровня масла.

Отключающий контакт газового реле действует на отключение трансформатора со всех сторон с запретом АПВ трансформатора.

Техническое исполнение реле давления (или струйного реле) устройства РПН представляет собой такое же газовое реле, только в нем отсутствует верхний поплавок или вместо него установлен лепесток. Передающей сигнал от струйного реле принимает микропроцессорная защита. Реле давления, или струйное реле воспринимает повреждения, которые возможны в баке РПН добавочного трансформатора.

«Газовая защита РПН действует на отключение трансформатора со всех сторон с запретом АПВ трансформатора» [17].

Продольная дифференциальная токовая защита автотрансформатора (ДФЗ).

Перейдем к рассмотрению принципа действия «продольной дифференциальной токовой защите. «Дифференциальный принцип является наиболее совершенным из современных принципов выполнения устройств релейной защиты. Продольные дифференциальные защиты, обладая абсолютной селективностью (действие только в зоне между трансформаторами тока, установленными на ветвях, отходящих от защищаемого объекта), могут иметь весьма малые токи и время срабатывания. ДФЗ на микропроцессорной базе при больших токах короткого замыкания фиксируют внутреннее повреждение в пределах 15 – 20 мс, а ток срабатывания защиты может составлять 0,1 – 0,3 номинального тока электроустановки» [18].

Продольная ДФЗ автотрансформаторов применяется для предотвращения аварийных и ненормальных режимов работы при возникновении короткого замыкания между фазами, межвитковых КЗ и замыкания одной или более фаз на землю. ДФЗ применяется как основный вид автоматического отключения и обеспечивает требуемое быстродействия.

«Дифференциальная защита автотрансформатора реагирует на все виды к.з. за исключением однофазных замыканий на землю в обмотке 10кВ в зоне, ограниченной трансформаторами тока (ТТ).

При замене выключателя трансформатора обходным выключателем дифференциальная защита переключается с ТТ заменяемого выключателя на ТТ обходного выключателя.

Защита действует на отключение трансформатора со всех сторон с запретом АПВ.

Направленная токовая защита нулевой последовательности (НТЗНП)

На автотрансформаторах с высшим напряжением 220кВ используются направленные токовые защиты нулевой последовательности (НТЗНП).

НТЗНП предназначена – для отключения одно- и двухфазных КЗ (коротких замыканий) на землю» [19].

Данная токовая защита работает при появлении разности тока в нейтрали и расчетного тока нулевой последовательности. Последний

существует в ВН, СН.

Как правило, на высшей и средней стороне автотрансформатора устанавливаются 3-х ступенчатая НТЗНП.

«При нулевой последовательности векторы трех фаз совпадают по направлению. Несимметричная система представляется как значение тока — геометрическая сумма векторов, всех составляющих прямой, обратной и нулевой последовательности.

В нормальном режиме работы участка электросети система токов и напряжений является симметричной, то же самое касается межфазных коротких замыканий. В данном случае, как напряжение, так и ток НП равны нулю. В случае возникновения однофазного замыкания на землю система становится несимметричной — возникает ток и напряжение НП.

В данном случае ток (напряжение) одной из фаз нулевой последовательности равен трети суммы векторов несимметричной системы, соответственно сумма векторов несимметричной системы – это тройной ток (напряжение) НП.

Результаты расчетов коротких замыканий в электрических сетях также показывают, что ток однофазного замыкания на землю в электрических сетях равен тройному значению тока НП – 3I0, а напряжение, возникающее между нейтралью трансформатора и точки короткого замыкания – тройному значению напряжения НП — 3U0» [22].

Данная защита срабатывает при появлении разности тока в нейтрали и расчетного тока нулевой последовательности. Последний существует в ВН и СН.

ТЗНП действует на отключение коммутационной аппаратуры в случае однофазных коротких замыканий в сети ВН, СН с выдержкой времени.

«Дифференциальная токовая защита нулевой последовательности устанавливается в защитах, выпускаемых компанией ООО АББ Силовые и Автоматизированные Системы.

Максимальная токовая защита (МТЗ) НН.

В качестве резервной защиты автотрансформаторов используется максимальная токовая защита (МТЗ) с пуском напряжения или без пуска напряжения.

МТЗ устанавливается на каждой стороне трансформатора. Со стороны питания (110кВ,220кВ) МТЗ, как правило, действует с двумя выдержками времени.

С меньшей выдержкой времени на отключение ввода 10кВ, а с большей – на отключение трансформатора со всех сторон» [24].

Максимальная токовая защита (МТЗ) НН, предусматривает пуск по напряжению, как правило, используется для обеспечения защиты АТ от возможных внешних КЗ, которые существуют на направлении НН, а также для дублирования главных защит стороны НН. Напомним, что НН АТ составляет 10 Кв. Подключение осуществляется к ТТ ввода. При этом используется сторона НН АТ.

«Защиты от перегрузки (ЗП).

В качестве такой защиты устанавливается токовая защита, действующая с выдержкой времени на сигнал в случае перегрузки по току любой обмотки АТ» [23]. Так же ЗП исключает АТ от негативного воздействия симметричной перегрузки. При срабатывании защиты команда с выходного реле передается на сигнал. При резком скачке тока при внешних КЗ либо краткосрочных скачках тока нагрузки защита включается с определенной временной выдержкой. Время срабатывания ЗП устанавливается в районе диапазона 7-9 секунд.

Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Принцип действия УРОВ состоит в следующем: если срабатывают защиты на автотрансформаторе, но при этом его выключатель на стороне ВН и СН не отключаются, то УРОВ выдает команду на отключение смежных выключателей, через которые идет подпитка точки КЗ. Делается это с определенной выдержкой времени для отстройки от времени действия выключателя.

Расчет дифференциальной токовой защиты автотрансформатора.

Выбран понижающий автотрансформатор 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА. Автотрансформатор имеет встроенный РПН на стороне среднего напряжения в пределах (от 6% до 12%) номинального.

Подстанция работает на двух автотрансформаторах, которые, работают параллельно на сторонах 110 кВ и 220 кВ.

Расчет значения сопротивления защищаемого автотрансформатора осуществлялся при условии перевода регуляторов в два крайних положения.

3.3.2 Определение напряжения $U_К$ в зависимости от положения переключателя РПН

$U_{\text{КВН}-\text{НН СР.}} = 45\%$ $U_{\text{КВН}-\text{НН}\,MIN} = 45\%$ $U_{\text{КВН}-\text{НН}\,MAX} = 45\%$

$U_{\text{К}CH-\text{НН СР.}} = 28\%$ $U_{\text{К}CH-\text{НН}\,MIN} = 29{,}5\%$ $U_{\text{К}CH-\text{НН}\,MAX} = 29{,}2\%$

$U_{\text{К}BH-C\text{Н СР.}} = 11\%$ $U_{\text{К}BH-\text{НН}\,MIN} = 19{,}4\%$ $U_{\text{К}BH-\text{НН}\,MAX} = 6{,}7\%$

Определение напряжения при минимальном положении переключателя:

$$U_{\text{КВ}\,MIN} = 0{,}5 \cdot (U_{K\,BC} + U_{\text{К}\,BH} - U_{K\,CH}) = 0{,}5 \cdot (19{,}4 + 45 - 29{,}5) = 17{,}45\%$$

$$U_{\text{КС}\,MIN} = 0{,}5 \cdot (U_{K\,BC} + U_{R\,\text{С}H} - U_{K\,\text{В}H}) = 0{,}5 \cdot (19{,}4 + 29{,}5 - 45) = 1{,}95\%$$

$$U_{\text{КН}\,MIN} = 0{,}5 \cdot (U_{K\,B\text{Н}} + U_{\text{К}\,\text{С}H} - U_{K\,\text{ВС}}) = 0{,}5 \cdot (45 + 29{,}5 - 19{,}4) = 27{,}55\%$$

Определение напряжения при максимальном положении переключателя:

$$U_{\text{КВ МАХ}} = 0{,}5 \cdot (U_{K\,BC} + U_{\text{К}\,BH} - U_{K\,CH}) = 0{,}5 \cdot (45 + 29{,}2 - 6{,}7) = 11{,}25\%$$

$$U_{\text{К}C\,\text{МАХ}} = 0{,}5 \cdot (U_{K\,BC} + U_{\text{К}\,\text{С}H} - U_{K\,\text{В}H}) = 0{,}5 \cdot (45 + 29{,}2 - 6{,}7) = -4{,}55\%$$

$$U_{\text{К}H\,\text{МАХ}} = 0{,}5 \cdot (U_{K\,B\text{Н}} + U_{\text{К}\,\text{С}H} - U_{K\,\text{ВС}}) = 0{,}5 \cdot (45 + 29{,}2 - 6{,}7) = 33{,}75\%$$

3.3.3 Определения сопротивлений элементов подстанции

Теперь рассчитаем сопротивление автотрансформатора при различных положениях переключателя РПН. Для наглядности, изобразим на рисунке 9 упрощенную схему.

Максимальное положение переключателя РПН:

$$X_{ТВ.MAX} = \frac{U_{КВ.MAX}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_T} = \frac{11,25}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 47,61 \text{ Ом} \quad (13)$$

$$X_{TC\ MAX} = 0 \text{ Ом} \quad (14)$$

$$X_{ТВ.MAX} = \frac{U_{КН\ MAX}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_T} = \frac{33,75}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 142,83 \text{ Ом} \quad (15)$$

Минимальное положение переключателя РПН:

$$X_{ТВ.MIN} = \frac{U_{КВ.MIN}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_T} = \frac{17.45}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 73,85 \text{ Ом} \quad (16)$$

$$X_{ТС.MIN} = \frac{U_{КС\ MIN}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_T} = \frac{1.95}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 8,25 \text{ Ом} \quad (17)$$

$$X_{ТH.MIN} = \frac{U_{КH.MIN}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_T} = \frac{27,55}{100} \cdot \frac{230^2}{125} = 116,6 \text{ Ом} \quad (18)$$

Определения сопротивлений систем:

$S_{C1} = 2000$ МВА; $S_{C2} = 3000$ МВА

$$X_C = X_{C\ (НОМ)} \cdot \frac{U_{C\ (НОМ)}^2}{S_{C\ (НОМ)}}, \quad (19)$$

$$X_{C1} = X_{C1\ (НОМ)} \cdot \frac{U_{C\ (НОМ)}^2}{S_{C1\ (НОМ)}} = 1,0 \cdot \frac{230^2}{2000} = 26,45 \text{ Ом}$$

$$X_{C2} = X_{C2\ (НОМ)} \cdot \frac{U_{C\ (НОМ)}^2}{S_{C1\ (НОМ)}} = 1,2 \cdot \frac{230^2}{3000} = 21,16 \text{ Ом}$$

Необходимо также произвести расчет сопротивления линий на стороне ВН:

$$\mathbf{X}_Л = \mathbf{X}_{УД} \cdot \mathbf{L} \quad , \quad (20)$$

$$X_{Л1} = X_{УД} \cdot L_1 = 0,429 \cdot 120 = 5,48 \text{ Ом}$$

$$X_{Л2} = X_{УД} \cdot L_1 = 0{,}429 \cdot 90 = 38{,}61 \text{ Ом}$$

где $X_{уд}$ – удельное сопротивление линии;

$X_Л$ – сопротивление линии;

L- длина линии.

Итоговый расчет суммарного сопротивления на стороне ВН:

Суммарное сопротивление:

$$X_{СУМ} = \frac{(X_{С1}+X_{Л1})\cdot(X_{СС2}+X_{Л2}/2)}{X_{С1}+X_{Л1}+X_{СС2}+X_{Л2}/2}, \quad (21)$$

$$X_{СУМ} = \frac{(26{,}45 + 51{,}48) \cdot (21{,}16 + 19{,}3/2)}{26{,}45 + 51{,}48 + 21{,}16 + 19{,}3} = 26{,}63 \text{ Ом}$$

Разрыв при обрыве линии 1:

$$X_{СУМ1} = X_{С2} + \frac{X_{Л2}}{2} = 21{,}16 + 19{,}3 = 40{,}46 \text{ Ом} \quad (22)$$

Разрыв при обрыве линии 2:

$$X_{СУМ2} = X_{С1} + X_{Л1} = 26{,}45 + 51{,}48 = 77{,}93 \text{ Ом} \quad (23)$$

В итоге выбираем:

$$X_{СУМ.MAX} = 77{,}93 \text{ Ом}; X_{СУМ.MIN} = 26{,}63 \text{ Ом}$$

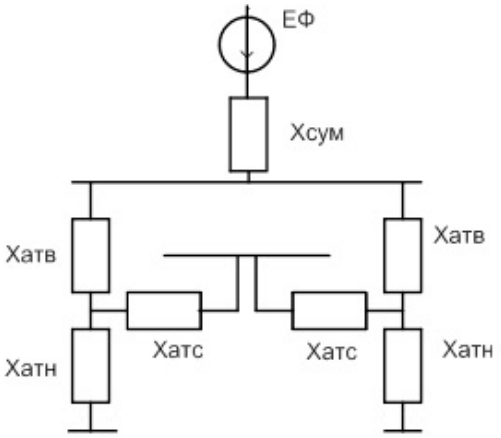

Рисунок 9 – Исходная схема

3.3.4 Определение расчётных первичных токов для всех сторон защищаемого автотрансформатора

Согласно технических характеристик защищаемого АТ:

- $I_{\text{НОМ.П.ВН}} = 334$ А;
- $I_{\text{НОМ.П.СН}} = 375$ А;
- $I_{\text{НОМ.П.НН}} = 1718$ А.

Выбранные раннее ТТ с коэффициентами трансформации на сторонах ВН, СН, НН:

- $k_{\text{ТТ.ВН}} = \frac{1000}{5}$;
- $k_{\text{ТТ.СН}} = \frac{2000}{5}$;
- $k_{\text{ТТ.НН}} = \frac{3000}{5}$.

Итоговые данные значения вторичного тока в плечах защиты:

- $I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}} = 2{,}89$ А;
- $I_{\text{НОМ.ВТ.СН}} = 1{,}46$ А;
- $I_{\text{НОМ.ВТ.НН}} = 2{,}863$ А.

3.3.5 Проверка обеспечения цифрового выравнивания (масштабирования) токов плеч защищаемого автотрансформатора

Проверка обеспечения цифрового выравнивания (масштабирования)

токов плеч защищаемого автотрансформатора вызвана принятием решения в нашей стране по установки на сторонах СН или ВН измерительных ТТ с первичным номинальным током, который по своему значению намного выше номинального тока у защищаемого объекта. Этим и поясняется требование обязательно осуществлять для каждого плеча проверку по наличию цифрового выравнивания.

$$0{,}1 \leq \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}}}{I_{\text{НОМ.ТТ.ВН}}} = \frac{2{,}89}{5} = 0{,}578; \quad (24)$$

$$0{,}1 \leq \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.СН}}}{I_{\text{НОМ.ТТ.СН}}} = \frac{1{,}46}{5} = 0{,}292; \quad (25)$$

$$0{,}1 \leq \frac{I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}}}{I_{\text{НОМ.ТТ.ВН}}} = \frac{2{,}863}{5} = 0{,}573, \quad (26)$$

где «$I_{\text{НОМ.ВТ.ВН}}$ = 5А – вторичный номинальный ток трансформатора тока;

$I_{\text{НОМ.ВТ.СН}} = 5$ А- вторичный номинальный ток трансформатора тока;

$I_{\text{НОМ.ТТ.ВН}} = 5$ А –вторичный номинальный ток трансформатора тока» [8].

Проведенный расчет подтверждает, что проверяемое условие выполняется.

3.3.6 Параметрирование данных об аналоговых входах

При расчетах в отношении алгоритма защиты RET 670 все осуществляется с использованием первичных величин. В силу данного аргумента устройство защиты предполагает ввод данных относительно аналоговых входов, а также показателей, характеризующих защищаемых объект (номинальные токи, напряжение на каждой стороне, мощность). В отношении аналоговых входов требуются следующие данные:

- параметры высоковольтных трансформаторов напряжения;
- параметры высоковольтных трансформаторов тока;
- номинальные токи на каждом входе.

3.3.7 Параметрирование данных об автотрансформаторе

«Величина номинального напряжения, которое выходит на стороны RatedVoltageW1, RatedVoltageW2 и RatedVoltageW3 устанавливается на основании исходных данных автотрансформатора, который выступает защищаемым:

«RatedVoltageW1 = *U*ном,ВН = 230 кВ; RatedVoltageW2 = *U*ном,СН = 121 кВ; RatedVoltageW3 = *U*ном,НН = 11 кВ;

В отношении показателя номинальных токов обмоток ВН, СН и НН – RatedCarrentW1, RatedCarrentW2 и RatedCarrentW3» [17, с.166].

В отношении схем соединения обмоток автотрансформатора, которые могут быть представлены в виде треугольника или звезды, в отношении сторон ВН, СН и НН справедливо следующее:

ConnectTypeW1 – «Wye (Y)»; ConnectTypeW2 – «Wye (Y)»;

ConnectTypeW3 – «Delta (D)»; ClockNumberW2 – «0»;

ClockNumberW3 – «11».

Акцентируем внимание на том, что действие алгоритма защиты происходит в соответствии с вычитанием токов нулевой последовательности конкретно в отношении сторон СН и ВН. Характеризуя же сторону НН, уточним, что такое вычитание не применяется. В силу данного аргумента в положение «Off» переводится параметр ZSCurrSubtrW3, в то время как в «On» – параметры ZSCurrSubtrW1 и ZSCurrSubtrW2.

Со стороны защищаемого автотрансформатора СН и ВН отсутствуют соответствующие входы ТТ, поэтому для параметров TconfigForW1 и TconfigForW2 используется положение «No». Вызывает интерес установление значений параметров CT1RatingW1, CT2RatingW1, CT1RatingW2 и CT2RatingW2 – дело в том, что они не оказывают никакого воздействия на защиту, поэтому по умолчанию их величины могут быть равными.

Обращаясь к стороне НН, отметим, что в данном случае будет использована схема с одним выключателем, что подразумевает переведение параметра TconfigForW3 в состояние «Off».

3.3.8 Расчет и выбор параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты устройства RET 670

Начальный тормозной ток EndSection1.

В отношении параметра EndSection1 заметим, что он характеризует величину тормозного тока на конце Участка 1 тормозной характеристики, что представлено на рисунке 10. Данный параметр определяется в долях от показателя номинального тока стороны ВН. Данная сторона является опорной. Значение параметра EndSection1 равно 1,15.

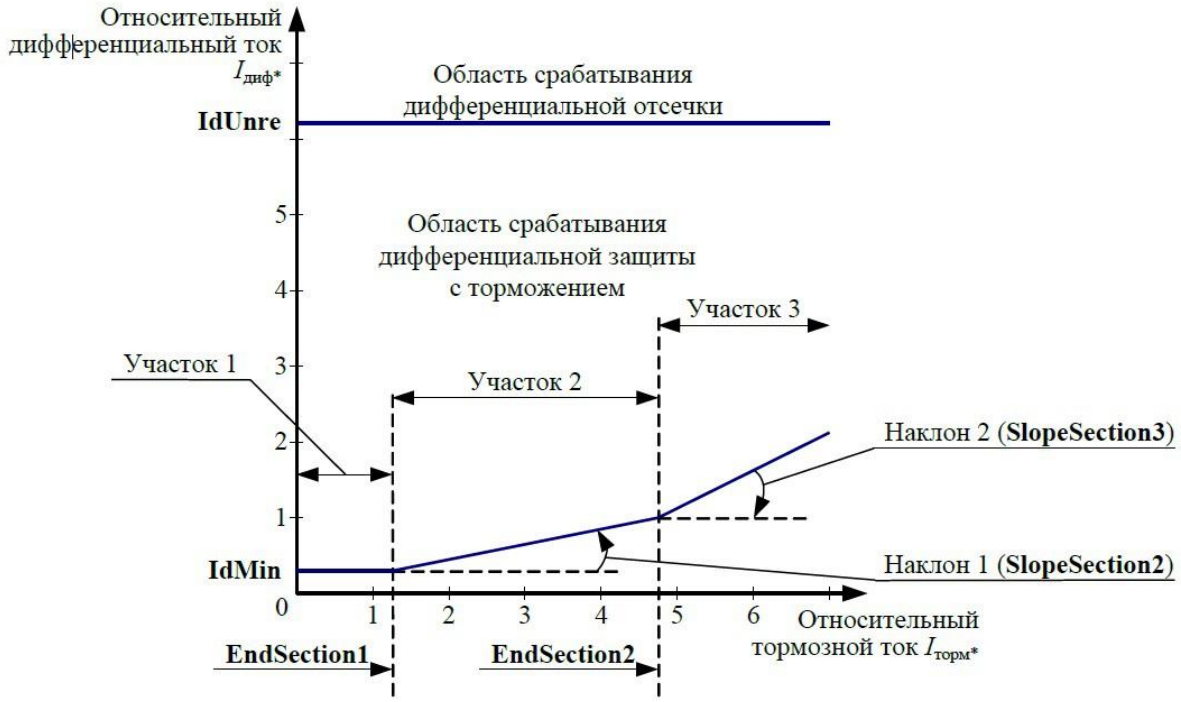

Рисунок 10 – Тормозная характеристика функции дифференциальной защиты DIFP (87T) устройства RET670

«Начальный дифференциальный ток срабатывания IdMin.

В отношении параметра начального дифференциального тока срабатывания IdMin укажем, что расчет его величины производится по условию отстройки от токов небаланса. При этом режимы работы АТ – переходные. Условие – малые сквозные токи. В данном случае используется выражение» [26]:

$$I_{dMin} = K_{\text{ОТС}} \cdot \text{К}_{\text{нб.расч}} \cdot EndSection1, \quad (27)$$

$$I_{dMin} = 1{,}2 \cdot 0{,}161 \cdot 1{,}15 = 0{,}222\%$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1{,}2$ – коэффициент отстройки

$$\text{К}_{\text{нб.расч}} = \sqrt{\left(\text{К}_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{ТТ}}^{*}\right)^2 \cdot \left(1 + \Delta U_{per}^{*} + \Delta f_{\text{выр}}^{*}\right)^2 + \left(\Delta U_{per}^{*} + \Delta f_{\text{выр}}^{*}\right)^2}, \quad (28)$$

$$\text{К}_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(1{,}5 \cdot 0{,}1)^2 \cdot (1 + 0{,}02 + 0{,}02)^2 + (0{,}02 + 0{,}02)^2} = 0{,}161$$

где «$\text{К}_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

$\varepsilon_{\text{ТТ}}^{*}$– полная относительная погрешность трансформаторов тока, к которым подключается защита;

ΔU_{per}^{*} – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора (автотрансформатора). Значение погрешности принимается равной максимальному возможному отклонению от номинального положения РПН в сторону уменьшения или в сторону увеличения;

$\Delta f_{\text{выр}}^{*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч» [7, с. 155].

«Тормозной ток конца второго (первого наклонного) участка EndSection2.

В отношении параметра EndSection2, который характеризует величину тормозного тока, присутствующего на конце Участка 2 тормозной характеристики, то его значение будет 2.

При практической эксплуатации автотрансформатора обязательно будут встречаться перегрузки на протяжении относительно длительных отрезков времени. В частности, это будет наблюдаться в случае, если отключится один из трансформаторов двухтрансформаторной подстанции. При этом возможны серьезные загрубления дифференциальной защиты» [27]. Для того, чтобы не допускать такого загрубления принято значение параметра EndSection

устанавливать, как 2. Нижележащие расчеты осуществляем по формулам (28) и (29) соответственно:

$$I_{\text{диф.расч}} = 1{,}1 \cdot 0{,}263 \cdot 2 = 0{,}58 \quad (29)$$

$$\text{К}_{\text{нб.расч}} = \sqrt{(\mathbf{2,5 \cdot 0,1})^{\mathbf{2}} \cdot (\mathbf{1 + 0,02 + 0,02})^{\mathbf{2}} + (\mathbf{0,02 + 0,02})^{\mathbf{2}}} = \mathbf{0,263} \quad (30)$$

«Коэффициент торможения второго (первого наклонного) участка SlopeSection2.

Коэффициент торможения третьего (второго наклонного) участка SlopeSection3. Показатель «коэффициент торможения второго наклонного участка» параметр SlopeSection3 (на рисунке 10 это Участок 3) устанавливается в размере 50%.

Проверка чувствительности дифференциальной защиты.

Показатель коэффициент чувствительности рассчитывается исключительно для чувствительного органа и в отношении КЗ из металла на каждой стороне (выводе) защищаемого АР» [28]. Работа защищаемого трансформатора должна проводиться в расчетном режиме, т.е. рабочем ответвлении регулируемой отметки, что определяет минимальное значение тока КЗ.

В отношении горизонтального участка характеристики срабатывания проверка чувствительности осуществляется по следующим показателям:

$$\text{К} = \frac{I_{\text{диф.расч.}}}{I_{\text{диф.нач.}}} = \frac{0{,}58}{0{,}22} = 2{,}61, \quad (31)$$

где $I_{\text{диф.нач.}} = I_{dd.mmdd.}$

Для первого участка наклона характеристики срабатывания/торможения:

$$К_{ч\ MIN} = \frac{I_{КЗ\ min.}}{SlopeSection2 \cdot \sum I_{торм.расч.п.}} = \frac{1}{SlopeSection2} = 2{,}375, \qquad (32)$$

«где $\sum I_{торм.расч.п.}$ – первичное расчетное значение тока торможения, фактически равное $I_{КЗ\ min.}$ (при повреждении в защищаемой зоне, точка К1)»[4,с.11].

Значение коэффициента чувствительности, в соответствии с ПУЭ, не может быть ниже 2, следовательно, очевидно, что чувствительность дифференциальной защиты находится на нормальном уровне.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки IdUnre.

«Расчет и выбор параметра срабатывания токового органа дифференциальной отсечки I_{dUnre}, выполним с учетом двух условий:

- обеспечение отстройки от режима броска тока намагничивания;
- обеспечение отстройки от режима максимального тока, текущего через защищаемый автотрансформатор при внешнем КЗ» [11, с. 74].

В соответствии с имеющимся условием отстройки от режима максимального тока, который проходит сквозь защищаемый АТ, в случае возникновения внешних повреждений расчет параметра срабатывания осуществляется по следующему выражению:

$$I_{dUnre} \geq К_{ОТС} \cdot К_{НБ} \cdot I_{КЗ.МАКС} = 1{,}2 \cdot 0{,}65 \cdot 35{,}93 = 28{,}025 \qquad (33)$$

«где $K_{ОТС}$ = 1,2 – коэффициент отстройки;

$K_{НБ}$ = 0,65 – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока, текущего через защищаемый автотрансформатор при внешнем повреждении. Принимается при использовании со всех сторон ТТ с вторичным номинальным током 5 А» [11].

$$I_{КЗ.МА} = \frac{I_{КЗ\ МАКС}}{I_{НОМ.ОПОР}} = \frac{12000}{334} = 35{,}93 \qquad (34)$$

«где $I_{КЗ.МАКС}$ = 12000 А – максимальный ток при внешнем трехфазном КЗ на шинах РП;

$I_{НОМ.ОПОР}$ = 334 А – номинальный ток опорной стороны (стороны ВН) защищаемого автотрансформатора» [11].

«Дифференциальная токовая защита нулевой последовательности трансформатора (автотрансформатора)» [17].

Также отметим, что дифференциальная токовая защита нулевой последовательности, как правило, устанавливается для защиты только одной обмотки силового трансформатора. Особо отметим, что данная обмотка обязательно должна быть заземлена.

Применение дифференциальной защиты нулевой последовательности применяется для предусмотрения защиты от замыканий на землю в обмотке АТ. При этом режимы работы нейтрали могут быть следующими:

– «в трансформаторах с эффективно заземленной нейтралью;
– в трансформаторах с нейтралью, заземленной через резистор;
– в трансформаторах с заземленной через высокое сопротивление нейтралью» [4].

Акцентируем внимание на том, что в случае использования трансформатора с заземленной через высокое сопротивление нейтралью, стандартная продольная дифференциальная токовая защита не обеспечивает защиту силового трансформатора, в случае возникновения замыканий внутреннего типа. Опасным является участок обмотки протяженностью примерно 20-30% от нейтральной точки, в то время как дифференциальная защита нулевой последовательности характеризуется высокой чувствительностью.

Уточним, что принцип действия в отношении дифференциальной защиты нулевой последовательности делает ее нечувствительной в случае появления междуфазных повреждений внутреннего или внешнего характера. Также нечувствительность распространяется и на внешние повреждения в

зоне защиты замыканий на землю.

«В устройстве RET 670 для дифференциальной защиты нулевой последовательности применяется функция REF.

Активизация функции REF.

Параметр Активизация (Operation в RET 670) предназначен для активизации функции дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности и может быть принят равным одному из значений:

«Выкл» («Off» в устройстве RET 670) – функция дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности отключена;

«Вкл» («On» в устройстве RET 670) – функция дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности включена» [7].

В случае эксплуатации в нашей стране и соответствующим условиях целесообразно функционал REF применять с действием на сигнал.

Тормозная характеристика.

Структура торможения, представленная на рисунке 11, включает в себя следующие участки:

– «горизонтального (Участок 1) – до тормозного тока, равного 1,25. Срабатывание защиты на этом участке определяется уставкой по дифференциальному току (IdMin для устройства RET 670);

– первого наклонного (Участок 2) – до значения дифференциального тока 1,0 с фиксированным коэффициентом торможения (тангенсом угла наклона) 70 %;

– второго наклонного (Участок 3) – до максимально возможного значения тормозного тока с коэффициентом торможения 100 %» [5, с. 54].

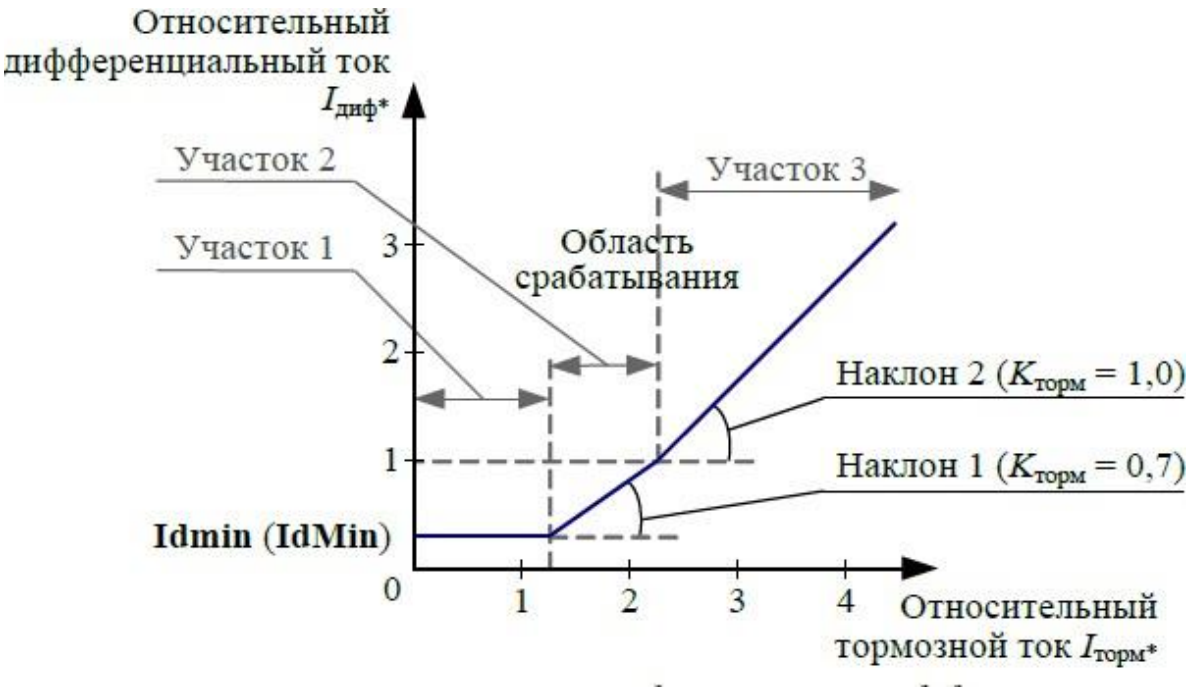

Рисунок 11 – Тормозная характеристика функции дифференциальной токовой защиты нулевой последовательности REF

«Начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin (IdMin).

«Начальный дифференциальный ток срабатывания Idmin (IdMin в устройстве RET 670) рассчитывается и задается в процентах от номинального тока защищаемого объекта с опорной стороны Iном,опор.

Параметр Idmin (IdMin) отстраивается от токов небаланса в переходных режимах работы трансформатора (автотрансформатора) при малых сквозных токах и рассчитывается по выражению» [19]:

$$I_{d\,min} = K_{ОТС} \cdot K_{НБ.РАСЧ} \cdot I_{ТОРМ.РАСЧ} \cdot 100\%, \quad (35)$$

$$I_{d\,min} = 1{,}15 \cdot 0{,}16 \cdot 1{,}25 \cdot 100 = 22{,}57\%$$

где $K_{ОТС}$ = 1,1 ÷ 1,2 – коэффициент отстройки. Рекомендуется принимать равным 1,15;

$K_{НБ.РАСЧ}$ – расчетный коэффициент небаланса. Рассчитывается по уточненному выражению:

$$К_{нб.расч} = \sqrt{(К_{пер} \cdot \varepsilon_{ТТ}^{*})^2 \cdot \left(2\Delta f_{выр}^{*}\right)^2 + \Delta f_{выр}^{*})^2}, \quad (36)$$

$$К_{нб.расч} = \sqrt{(1{,}5 \cdot 0{,}1)^2 \cdot (2 \cdot 0{,}02)^2 + (0{,}02 + 0{,}02)^2} = 0{,}157$$

где «$К_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, равный 1,5;

$\varepsilon_{ТТ}^{*}$ – полная относительная погрешность трансформаторов тока, к которым подключается защита. Рекомендуется принимать εТТ* = 0,1 (даже в том случае, если в установившемся режиме εТТ* < 0,1);

$\Delta f_{выр}^{*}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, равная 0,02;

$I_{ТОРМ.РАСЧ*}$ – относительный тормозной ток, который соответствует току трансформатора (автотрансформатора) в переходных режимах работы при малых сквозных токах. Рекомендуется принимать равным границе первого (горизонтального) участка тормозной характеристики *I*торм,расч* = 1,25» [8].

«При этом в соответствии с рекомендацией ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» значение параметра Idmin (IdMin) рекомендуется выбирать не менее 20 % в соответствии с малым опытом ее эксплуатации в российских условиях» [16].

$I_{d\,min}$ = 22,57% ≥ 20%

3.3.9 Максимальная токовая защита стороны НН автотрансформатора

В случае необходимости осуществить резервирование главных защит стороны НН (6-10-35 кВ) АТ, а также применить резервирование отключения КЗ на шинах НН используется наивысшая токовая защита на стороне НН АТ. При этом должна быть предусмотрена возможность минимального пуска по напряжению. Уточним, что подключение защиты проводится к выносным или встроенным трансформаторам тока ввода НН. Также она подключается и к трансформаторам напряжения НН АТ.

Применение МТЗ с возможностью комбинированного пуска по напряжению целесообразно в условиях подстанций, где существует дополнительная нагрузка. При этом важно отстроить параметры срабатывания напряжения от просадки напряжения на секциях НН. Данный эффект просадки наблюдается в случае самозапуска двигателей. Тогда отстройка токового ИО от возможности осуществления пусковых токов относительно непротяженных по времени, не делается. Следовательно, предлагаемая защита демонстрирует чувствительность к КЗ на секциях НН.

Расчет параметра срабатывания максимального измерительного органа тока.

«Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки и рассчитывается по выражению» [11]:

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{\text{К}_{\text{ОТС}} \cdot \text{К}_{\text{З}}}{\text{К}_{n}} / I_{\text{РАБ.МАКС}}, \tag{37}$$

$$I_{\text{СЗ}} = \frac{1{,}2 \cdot 2}{0{,}95} / 1718 = 4340$$

где «$\text{К}_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{З}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей. Принимаем $\text{К}_{\text{З}}$=2;

$K_{\text{В}}$= 0,95 – коэффициент возврата;

$I_{\text{РАБ.МАКС}}$ – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты (сторона НН)» [11].

Выдержка времени.

В отношении выдержки времени отметим, что она определяется в соответствии с необходимостью согласования с крайними, самыми

чувствительными уровнями защиты от многофазных КЗ, присутствующих на предыдущих элементах. «Например, с максимальными токовыми защитами с пуском по напряжению, которые предусмотрены на каждой стороне относительно низкого напряжения защищаемого трансформатора» [11].

Расчет коэффициента чувствительности.

Определение чувствительности защиты при КЗ на шинах НН или отходящих от них присоединениях при раздельной работе автотрансформаторов в минимальном режиме. На рисунке 12 представлена принципиальная схема замещения для расчетов в минимальном режиме.

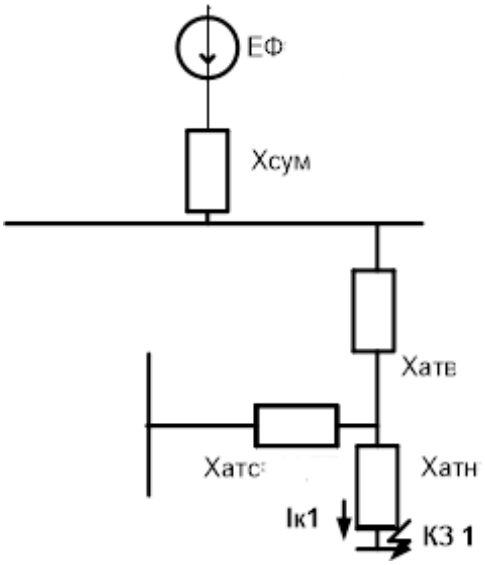

Рисунок 12 – Схема замещения в min режиме работы системы при КЗ на выводах НН

$$I^{3}_{\text{К}.MIM} = \frac{\text{Е}_{\text{ф}}}{\text{X}_{\sum MIN}} = \frac{(220\cdot 10^{3})/\sqrt{3}}{26{,}63+116{,}6+73{,}85} = 585{,}116 \text{ А} \quad (38)$$

Полученный ток приведем к стороне НН:

$$I^{3}_{\text{К}.MIM} = I^{(3)}_{K.MIM} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 585{,}116 \cdot \frac{230}{11} = 12\,234{,}18 \text{ А} \quad (39)$$

$$I^{2}_{\text{К}.MIN} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_{K.MIN.HH} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 12234{,}18 = 10595 \text{ А} \quad (40)$$

$$К_ч = \frac{I_{K.MIN.HH}^{(2)}}{I_{СЗ}} = \frac{10595}{4340} = 2,44 > 1,5 \quad (41)$$

«Т.к. чувствительность достаточна, то делаем вывод об отсутствии необходимости в использовании комбинированного пуска по напряжению.

МТЗ, установленные на стороне НН, выполняет функцию отключения КЗ на шинах НН и резервирования отключений КЗ на элементах, присоединенных к этим шинам» [19].

3.3.10 Защита от перегрузки трансформатора (автотрансформатора)

«Для защиты трансформатора (автотрансформатора) от длительных перегрузок, вызванных, например, автоматическим подключением нагрузки от АВР, отключением параллельно работающего трансформатора (автотрансформатора), предусматривается защита от перегрузки.

На автотрансформаторах защита от перегрузки устанавливается на сторонах ВН и НН и в общей обмотке. Последняя устанавливается на автотрансформаторах, если возможна перегрузка общей обмотки. Расчет параметра срабатывания производится одинаково для всех сторон.

Токи срабатывания защиты на всех сторонах.

Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН» [16]:

$$I_{С.З.} = \frac{К_{отс.}}{К_В} \cdot I_{НОМ.ВН}, \quad (42)$$

$$I_{С.З.} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 334 = 369,18 \text{ А},$$

где $K_{ОТС}$ = 1,05 – коэффициент отстройки;

$K_В$= 0,95 – коэффициент возврата;

$I_{НОМ.ВН}$= 334 А – первичный номинальный ток обмотки трансформатора (автотрансформатора).

Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне НН:

$$I_{С.З.} = \frac{К_{отс.}}{К_В} \cdot I_{НОМ.НН}, \quad (43)$$

$$I_{\text{С.З.}} = \frac{1{,}05}{0{,}95} \cdot 718 = 1898{,}8 \text{ А}$$

Выбор времени срабатывания.

«Величина выдержки времени защиты от перегрузки выбирается на ступень селективности больше времени срабатывания резервных защит трансформатора (автотрансформатора). Также время срабатывания защиты необходимо отстраивать от режимов кратковременных перегрузок и можно принимать без расчета из диапазона (9 ÷ 10) с» [23]. Примем $t_{\text{С.З.}}$=9 с.

3.4 Расчет дистанционной защиты автотрансформатора

Дистанционная защита - это направленная защита с относительной селективностью, реагирующая на изменение сопротивления. Функции дистанционной защиты от междуфазных замыканий реализуются в терминале RET670.

3.4.1 Исходные данные схемы замещения

Системы: $\text{X}_{\mathbf{C1}} = \mathbf{26,45}$ Ом; $\text{X}_{\mathbf{C2}} = \mathbf{17,63}$ Ом;

Линий: $\boldsymbol{Z_{L1}} = \mathbf{51,48}$ Ом; $\boldsymbol{Z_{L2}} = \mathbf{38,61}$ Ом;

Автотрансформатора:

$X_{\text{ТВ}} = 59{,}25$ Ом; $\text{X}_{\text{ТВ}min} = 45{,}88$ Ом; $X_{\text{ТВ}max} = 74{,}32$ Ом; $\text{X}_{\text{ТН}} = 131{,}19$ Ом;

Для упрощения, составим схему замещения, представленную на рисунке 13.

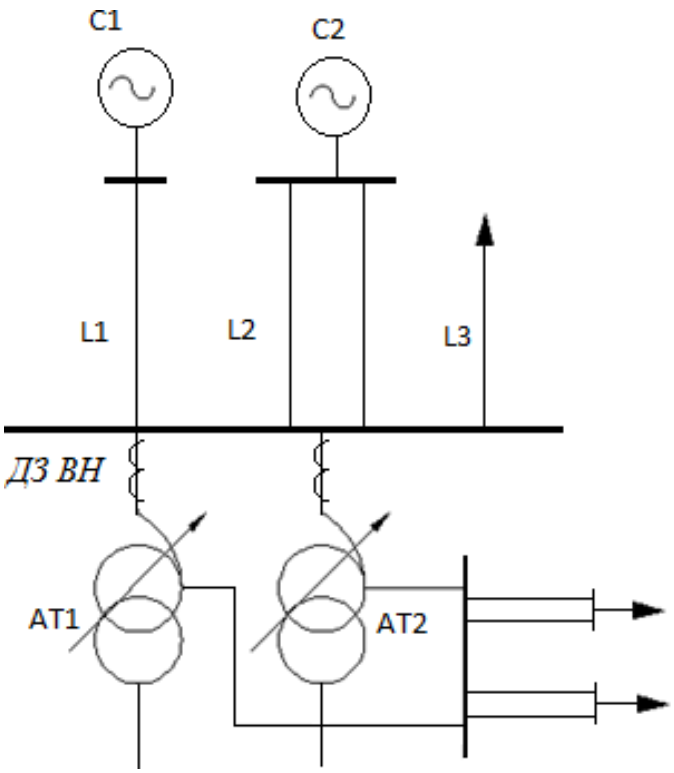

Рисунок 13 – Принципиальная схема замещения

3.4.2 Расчет первой ступени ДЗ

Iст – выполняет функцию ближнего резервирования, направлена к АТ.

$t_{СЗ}^{I} = t_{СЗ.ОСН.АТ} + \Delta t = 0{,}3$ *с.*– время срабатывания I-й ступени защиты.

Сопротивления срабатывания первой ступени:

– отстройка от сопротивления при КЗ на стороне СН:

$$Z_{СЗ}^{I} = K_{ЗАП} \cdot (Z_{А\ ТВН} + Z_{А\ ТСН}) \tag{44}$$

$$Z_{СЗ}^{I} = 0{,}87 \cdot 45{,}88 = 39{,}92\ Ом$$

– отстройка от сопротивления при КЗ на стороне НН:

$$Z_{СЗ}^{I} = K_{ЗАП} \cdot \left(Z_{А\ ТВН} + \frac{Z_{А\ ТСН}}{К_{ТОК}}\right), \tag{45}$$

$$Z_{СЗ}^{I} = 0{,}87 \cdot (45{,}88 + \frac{131{,}19}{1}) = 154{,}051\ Ом$$

Выбираем $Z_{\text{СЗ}}^{I} = 39{,}92$ Ом.

3.4.3 Расчет второй ступени ДЗ

IIст – резервирует первую ступень и защищает полностью весь АТ, направлена к АТ.

$$t_{\text{СЗ}}^{II} = t_{\text{СЗ}}^{I} + \Delta t \tag{46}$$

$$t_{\text{СЗ}}^{II} = 0{,}3 + 0{,}3 = 0{,}6\ c$$

– отстройка от сопротивления при КЗ на стороне НН:

$$Z_{\text{СЗ}}^{II} = K_{\text{ЗАП}} \cdot (Z_{\text{А ТВН}} + Z_{\text{А ТНН}}) \tag{47}$$

$$Z_{\text{СЗ}}^{II} = 0{,}87 \cdot 177{,}07 = 154{,}05 \text{ Ом}$$

– обеспечение чувствительности к КЗ на стороне СН:

$$Z_{\text{СЗ}}^{II} = K_{\text{Ч}} \cdot (Z_{\text{А ТВН}} + Z_{\text{А ТСН}}) = 1{,}5 \cdot 45{,}88 = 68{,}82 \text{ Ом} \tag{48}$$

$$Z_{\text{СЗ}}^{II} = 1{,}5 \cdot 45{,}88 = 68{,}82 \text{ Ом}$$

Выбираем $Z_{\text{СЗ}}^{II} = 68{,}82$ Ом.

Выбор по второму условию обеспечивает чувствительность защиты.

3.4.4 Расчет третьей ступени ДЗ

IIIст – обеспечивает ближнее и дальнее резервирование (направлена в сеть ВН).

- отстройка от максимального нагрузочного режима:

$$Z_{\text{СЗ}}^{III} = \frac{U_{\text{НАГР.МИН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР.МАХ}} \cdot \text{К}_{\text{ОТС}} \cdot \text{К}_{\text{В}} \cdot \cos(\varphi_{\text{МЧ}} - \varphi_{\text{Н}})}, \tag{49}$$

$$Z_{\text{СЗ}}^{III} = \frac{220000 \cdot 0{,}95}{\sqrt{3} \cdot 344 \cdot 1{,}2 \cdot 1{,}05 \cdot \cos(77{,}132 - 44{,}86) \cdot} = 208{,}865 \text{ Ом.}$$

Угол нагрузки:

$\cos\varphi_{\text{Н}} = 0{,}84 => \varphi_{\text{Н}} = 32{,}86;\ \varphi_{\text{Н}} + \varphi_{\text{ЗАП}} = 32{,}86° + 12° = 44{,}86^{o}$

- согласование с защитами смежных участков:

$$Z_{\text{СЗ}}^{III} = K_{\text{Ч}} \cdot \frac{Z_{\text{СЗ}\,L1}^{II}}{K_{\text{ТЛ}}}, \tag{50}$$

$$Z_{\text{СЗ}}^{III} = 0{,}87 \cdot \frac{70{,}63}{0{,}342} = 179{,}67\ \text{Ом}$$

$$K_{\text{ТЛ}} = \frac{\text{X}_{\text{C2}} + \text{X}_{L2}}{\text{X}_{\text{C1}} + \text{X}_{L1} + \text{X}_{\text{C2}} + \text{X}_{L2}}, \tag{51}$$

$$K_{\text{ТЛ}} = \frac{21{,}16 + 38{,}6}{26{,}45 + 51{,}48 + 21{,}16 + 38{,}6/2} = 0{,}342$$

Выбираем $Z_{\text{СЗ}}^{II} = 179{,}67$ Ом.

$$t_{\text{СЗ}}^{III} = t_{\text{СЗ}.LL}^{II} + \Delta t \tag{52}$$

$$t_{\text{СЗ}}^{III} = 0{,}8 + 0{,}3 = 1{,}1\text{с}$$

3.4.5 Определение сопротивления срабатывания реле

$$Z_{\text{СР}} = \frac{\text{К}_I}{\text{К}_U} Z_{\text{СЗ}}, \tag{53}$$

$$Z_{\text{СР}} = \frac{1000/5}{\frac{220000/\sqrt{3}}{100/\sqrt{3}}} \cdot Z_{\text{СЗ}} = 0.091 \cdot Z_{\text{СЗ}}$$

$$Z_{\text{СР}}^{1} = 0{,}091 \cdot Z_{\text{СЗ}1}^{I} = 0{,}091 \cdot 39{,}92 = 3{,}63\ \text{Ом};$$

$$Z_{\text{СР}}^{II} = 0{,}091 \cdot Z_{\text{СЗ}3}^{I} = 0{,}091 \cdot 68.62 = 6{,}244\ \text{Ом};$$

$$Z_{\text{СР}}^{III} = 0{,}091 \cdot Z_{\text{СЗ}5}^{II} = 0{,}091 \cdot 179{,}67 = 16{,}35\ \text{Ом}.$$

Описывая эффект срабатывания на всех ступенях, представленных на рисунке 14, отметим, что он представлен в виде параллелограмма, в котором размещение верхней стороны параллельно оси R. При этом отмечается

пересечение оси X в точке, имеющей координату X_{CP}. В то время как правой стороне характерен угол наклона φЛ относительно оси R. Правая сторона пересекает эту ось в точке, имеющей координату R_{CP}.

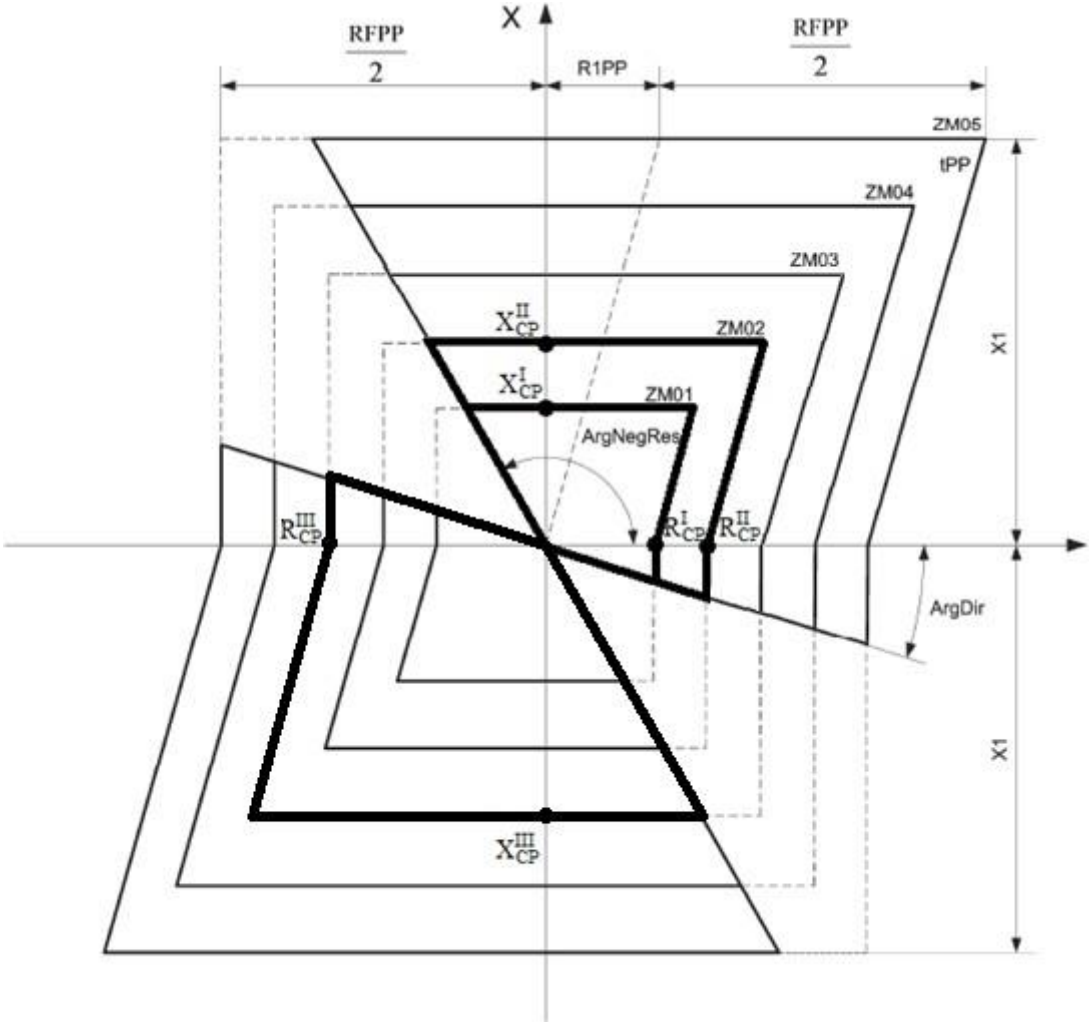

Рисунок 14 – Характеристика срабатывания реле сопротивления ступеней ДЗ (используются только выделенные ступени)

«Характерными параметрами являются $X_{УСТ}$ и $R_{УСТ}$. Поэтому, выбрав первичную уставку срабатывания ступеней ДЗ I,II,III $Z_{С.Р.}$ при чисто металлических КЗ необходимо далее определить I,II,III $X_{С.Р.}$ и I,II,III $R_{С.Р.}$ с учетом возможного переходного сопротивления в месте КЗ ($R_{ДУГИ}$ = 4 Ом – для линии 220 кВ).

$X_{С.Р}^{I,II,III} = Z_{С.Р}^{I,II,III} \cdot \sin(\varphi_{Мч})$ – проекция Z на ось jX.

$R_{С.Р}^{I,II,III} = Z_{С.Р}^{I,II,III} \cdot \cos(\varphi_{Мч}) + (R_{ДУГИ} \cdot К_{ч})$ – проекция вектора Z на ось

R плюс значение сопротивления дуги в месте замера с учетом обеспечения требуемой чувствительности к КЗ» [8].

«Отметим, что РС на каждой ступени защиты срабатывает только в том случае, если были реализованы соответствующие условия срабатывания, предусмотренные уравнением.

$$(|X_{ЗАМ}| < |X_{УСТ}|)\&(|R_{ЗАМ} - X_{ЗАМ} \cdot \cot\varphi_{Л}| < |R_{УСТ}|) \quad (54)$$

где $X_{ЗАМ}$ – рассчитываемая реактивная составляющая сопротивления в результате замера при КЗ на линии (Ом);

$R_{ЗАМ}$ – рассчитываемая активная составляющая сопротивления в результате замера при КЗ на линии (Ом)» [7].

Согласно расчетным формулам, приведенным выше, рассчитаем $X_{С.Р}$ и $R_{С.Р}$ во вторичных величинах для всех ступеней защит. И внесем данные в таблицу 9.

Таблица 9 – Параметры срабатывания ДЗ АТ

	I ступень	II ступень	III ступень
$X_{С.Р.}$, Ом	3,54	6,09	−15,94
$R_{С.Р.}$, Ом	5,6	6,2	−8,4
$t_{СЗ}$, с	0,3	0,6	1,1
ArgNegRes, Deg	115	115	295
ArgDir, Deg	15	15	195

3.5 Расчет ТНЗНП автотрансформатора

Функции ТНЗНП реализуются в терминале REL 521. Для расчетов параметров срабатывания воспользуемся методическими указаниями от стандарта организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.99-2011.

В отношении токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП), можно отметить, что происходит эффект резервирования отключения замыканий на землю на стороны линий и шин (со стороны ВН трансформатора, которому обеспечивается защита). В том числе происходит резервирование главных защит прибора. ТЗНП применяется также тогда, когда питание ведется со всех сторон трансформатора. Подключение токовой защиты производится к ТТ со стороны ВН.

Параметры срабатывания, как правило, рассчитываются в виде первичных величин, которые приводятся к стороне ВН. «В данном случае, применение токовой защиты нулевой последовательности на стороне ВН устанавливается равным утроенному току нулевой последовательности 310. Данный параметр производится сложением фазных токов стороны ВН. Также можно произвести измерение тока в нулевом проводе трансформатора, которому обеспечивается защита» [22]. При этом ТЗНП стороны ВН включает в себя и реле времени, и реле тока.

В рамках данного проекта предполагается расчет для ПС только двух ступеней ТНЗНП, что поясняется наличием одностороннего питания, а также тем фактом, что две ступени ориентированы на автотрансформатор.

3.5.1 Расчет параметра срабатывания I ступени ТНЗНП

«Первичный ток срабатывания ТЗНП выбирается исходя из условий:

– отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами на стороне СН защищаемого трансформатора, а также за трансформаторами и автотрансформаторами данной подстанции по выражению» [17]:

$$I_{\text{С.З.}} \geq \text{К}_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{ОНБ}} = 1{,}25 \cdot 71{,}7 = 89{,}63 \text{ А}, \quad (55)$$

$$I_{\text{С.З.}} = 1{,}25 \cdot 71{,}7 = 89{,}63 \text{ А}$$

где «$K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,25;

$I_{\text{ОНБ}}$ – ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между

тремя фазами и рассчитываемый по выражению» [8]:

$$I_{\text{ОНБ}} = \text{К}_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{РАСЧ.УСТ.КЗ}} \tag{56}$$

$$I_{\text{ОНБ}} = 0{,}05 \cdot 1\,343 = 71{,}7 \text{ А}.$$

где «$\text{К}_{\text{НБ}}$ – коэффициент небаланса, который в зависимости от кратности тока принимается равным 0,05, если кратность не более (2 ÷ 3) по отношению к первичному току трансформаторов тока; из диапазона от 0,05 до 0,10 при больших кратностях, но не превышающих (0,7 ÷ 0,8) по отношению к предельной кратности первичного тока трансформаторов тока.

$I_{\text{РАСЧ.УСТ.КЗ}}$ – первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами» [7];

– отстройка от тока небаланса нулевой последовательности в послеаварийном нагрузочном режиме по выражению:

$$I_{\text{СЗ}} \geq I_{\text{0.НБ}} \cdot \frac{\text{К}_{\text{ОТС}}}{\text{К}_{\text{В}}} = 17{,}2 \cdot \frac{1{,}25}{0{,}9} = 23{,}89 \text{ А}, \tag{57}$$

$$I_{\text{СЗ}} = 17{,}2 \cdot \frac{1{,}25}{0{,}9} = 23{,}89 \text{ А}$$

где «$K_{\text{ОТС}}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,25;

$K_{\text{В}}$ – коэффициент возврата, который принимается для максимальных реле тока и напряжения равным $K_{\text{В}} = 0{,}9$» [9];

$I_{\text{0.НБ}}$ – первичный ток нулевой последовательности в послеаварийном нагрузочном режиме, рассчитываемый по выражению:

$$I_{\text{0.НБ}} = \text{К}_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{РАСЧ.УСТ.КЗ}}, \tag{58}$$

$$I_{\text{0.НБ}} = 0{,}05 \cdot 344 = 17{,}2 \text{ А}$$

Выбираем максимальное значение: $I_{СЗ}$ = 89,63 А.

Чувствительность ИО тока нулевой последовательности ТЗНП проверяют по выражению:

$$К_ч = \frac{I_{0.кз.мин}}{I_{СЗ}}\ , \tag{59}$$

$$К_ч = \frac{664}{89,63} = 7,4 > 1,5$$

где «$I_{0.КЗ.МИН}$ – минимальный ток нулевой последовательности при однофазном КЗ в расчетной точке;

$I_{СЗ}$ - принятое значение тока срабатывания ИО тока нулевой последовательности;

3.5.2 Расчет параметра срабатывания II ступени ТНЗНП

– «отсройка тока от I ступени:

$$I_{С.З.} = К_{ОТС} \cdot I_{0.НБ} = 1,1 \cdot 89,63 = 98,59\ А \tag{60}$$

$$I_{С.З.} = 1,1 \cdot 89,63 = 98,59\ А$$

– отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами на стороне СН защищаемого трансформатора, а также за трансформаторами и автотрансформаторами данной подстанции по выражению» [6]:

$$I_{С.З.} \geq К_{ОТС} \cdot I_{0.НБ} \tag{61}$$

$$I_{С.З.} = 1,25 \cdot 71.7 = 89,63\ А$$

Выбираем максимальное значение: $I_{СЗ}$ = 98,59 А.

«Проверка чувствительности при однофазном КЗ на стороне СН:

$$К_ч = \frac{I_{0.КЗ.МИН}}{I_{СЗ}} = \frac{813}{98,59} = 8,24, \quad (62)$$

$$К_ч = \frac{813}{98,59} = 8,24 > 1,2$$

где $I_{0.КЗ.МИН}$ – минимальный ток нулевой последовательности при однофазном КЗ на стороне СН» [7];

$$t_{СЗ}^{II} = t_{С.З.}^{I} + \Delta t \quad , \quad (63)$$

$$t_{СЗ}^{II} = 0,3 + 0,5 = 0,8 \text{ с}$$

3.6 Расчет защит сети НН

3.6.1 МТЗ секционного выключателя

Функции МТЗ, ЛЗШ, ЗДЗ реализуются в терминале REA 101. Для расчетов параметров срабатывания воспользуемся методическими указаниями от стандарта организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.98-2011.

«Расчет параметра срабатывания максимальной токовой защиты секционного выключателя

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки и рассчитывается по выражению» [7]:

$$I_{С.З.} = \frac{К_{ОТС} \cdot К_З}{К_В} \cdot I_{раб.макс}, \quad (64)$$

$$I_{С.З.} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,95} \cdot 859 = 2\,712,6 \text{ А}$$

где «*К*отс = 1,2 – коэффициент отстройки;

*К*з – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный

коэффициент может быть принят равным (1,5 ÷ 2,5). Для бытовой нагрузки, имеющей в своем составе малую долю электродвигателей, принимают коэффициент самозапуска по опытным данным *К*сзп = 1,2 ÷ 1,3; для городских сетей общего назначения *К*сзп = 2,5; для сельских сетей *К*сзп = 2;

*К*в = 0,95 – коэффициент возврата;

*I*раб,макс – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты» [8].

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{НН}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}, \tag{65}$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{59{,}52}{\sqrt{3} \cdot 10} = 859 \text{ А}$$

МТЗ СВ согласовывается с МТЗ трансформатора 10/0,4. Первичный ток срабатывания МТЗ трансформатора 10/0,4 отстраивается от тока в режиме максимальной нагрузки:

$$I_{\text{С.З.Т } 10/0{,}4} = 3{,}5 \cdot I_{\text{раб.макс.ТСН}} = 1\,899{,}17 \text{ А} \tag{66}$$

$$I_{\text{раб.макс } 10/0{,}4} = \frac{0{,}300}{\sqrt{3} \cdot 0{,}38 \cdot 0{,}84} = 542{,}62 \text{ А} \tag{67}$$

$$I_{\text{С.З.}} = \text{К}_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{С.З.Т } 10/0{,}4} = 1{,}1 \cdot 1\,899{,}17 = 2\,089{,}1 \text{ А} \tag{68}$$

Из двух условий выбираем максимальное: $I_{\text{С.З.}}$= 2712,6 А.

Время срабатывания защиты отстраивается от защиты ТСН на ступень селективности:

$$t_{\text{С.З.}} = t_{\text{С.З.ТСН}} + \Delta t \tag{69}$$

$$\boldsymbol{t = 0,5 + 0,5 = 1} \text{ с.}$$

3.6.2 МТЗ ввода

Функции МТЗ ввода, ЛЗШ, УРОВ и ЗДЗ реализуются в терминале

SPAC810. Для расчетов параметров срабатывания воспользуемся методическими указаниями от стандарта организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.98-2011.

«Расчет параметра срабатывания максимальной токовой защиты ввода

Первичный ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки и рассчитывается по выражению» [8]:

$$I_{\text{С.З.}} \geq \frac{\text{К}_{\text{ОТС}}}{\text{К}_{\text{В}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \tag{70}$$

$$I_{\text{С.З.}} = \frac{1{,}2}{0{,}95} \cdot 1718 = 2170{,}1 \text{ А}$$

где «*К*отс = 1,2 – коэффициент отстройки;

*К*сзп – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки; зависит от удаленности, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят равным (1,5 ÷ 2,5). Для бытовой нагрузки, имеющей в своем составе малую долю электродвигателей, принимают коэффициент самозапуска по опытным данным *К*з = 1,2 ÷ 1,3; для городских сетей общего назначения *К*сзп = 2,5; для сельских сетей *К*сзп = 2;

*К*в = 0,95 – коэффициент возврата;

*I*раб,макс – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты» [8].

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{S_{\text{НН}}}{2\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}}, \tag{71}$$

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{59{,}52}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 1\,718 \text{ А}$$

МТЗ ввода согласовывается с МТЗ секционного выключателя:

$$I_{С.З.} = К_{ОТС} \cdot I_{С.З.СВ}, \quad (72)$$
$$I_{С.З.} = 1{,}1 \cdot 2712{,}6 = 2983{,}86 \text{ А}$$

Из двух условий выбирается максимальный ток: $I_{С.З}$ = 2983,86 А

«Проверка коэффициента чувствительности токового органа защиты производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока, по выражению» [8]:

$$К_ч = \frac{I_{КЗ.МИН}}{I_{СЗ}} = \frac{10392}{2983{,}86} = 3{,}48 > 1{,}5 \quad (73)$$
$$К_ч = \frac{10392}{2983{,}86} = 3{,}48 > 1{,}5$$

где «$I_{КЗ.МИН}$ – ток в месте установки защиты при расчетном виде металлического КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение тока в месте установки защиты;

$I_{СЗ}$ – принятое значение параметра срабатывания ИО тока МТЗ» [6].

Время срабатывания защиты отстраивается от защиты СВ на ступень селективности:

$$t_{С.З.} = t_{С.З.СВ} + \Delta t \quad , \quad (74)$$
$$t_{С.З.} = 1 + 0{,}5 = 1{,}5 \text{ с}$$

«Расчет параметров срабатывания минимального измерительного органа напряжения.

Первичное напряжение срабатывания минимального ИО напряжения

выбирают исходя из следующих условий:

– обеспечение возврата реле после отключения внешнего КЗ» [8]:

$$U_{\text{С.З.}} \leq \frac{U_{\text{МИН}}}{K_{\text{ОТС}} \cdot K_{\text{В}}}, \tag{75}$$

$$U_{\text{С.З.}} \leq \frac{0{,}9 \cdot 10}{1{,}2 \cdot 1{,}05} = 7{,}143 \text{ кВ}$$

где «$U_{\text{мин}}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ. В ориентировочных расчетах может быть принято равным (0,90)$U_{\text{ном}}$;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение трансформатора с рассматриваемой стороны защищаемого трансформатора;

$K_{\text{отс}}$ = 1,2 – коэффициент отстройки;

$K_{\text{в}}$ = 1,05 – коэффициент возврата реле минимального напряжения» [8];

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

$$U_{\text{С.З.}} \leq \frac{U_{\text{ЗАП}}}{K_{\text{ОТС}}}, \tag{76}$$

$$U_{\text{С.З.}} \leq \frac{0{,}7 \cdot 10}{1{,}2} = 5{,}83 \text{ кВ}$$

где «Uзап – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР;

Котс = 1,2 – коэффициент отстройки» [9].

«Величина Uзап может быть рассчитана исходя из максимального тока самозапуска нагрузки и суммы сопротивлений трансформатора и системы.

При этом должно учитываться послеаварийное снижение напряжения в питающей энергосистеме до (0,85 ÷ 0,9)$U_{ном}$» [13].

Принимаем $U_{С.З}$ = 5,8 кВ.

Вывод по разделу 3.

На основание руководящих документов по релейной защите, методическим указаниям ОАО ФСК ЕЭС по расчету и выбору параметров настройки микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики произведен выбор терминалов и комплектов защит для дифференциальных защит шин и ошиновки, основных и резервных защит автотрансформатора. Произведен расчет и выбор уставок релейной защиты, а также проведена проверка чувствительности выбранных уставок согласно требования НТД. Выбраны временные уставки срабатывания защит. Рассмотрен принцип работы основных и резервных защит автотрансформатора.

4 Разработка алгоритма дистанционной защиты на линиях питающей сети 220 кВ

Перед тем как переходить непосредственно к разработке алгоритма дистанционной защиты на линиях питающей сети 220 кВ, дадим определение термина «дистанционная защита». Она представляет собой защиты, которые могут быть как ненаправленными, так и направленными, характеризующиеся определенной селективностью. При этом защиты данного типа реализованы на минимальных реле сопротивления. Такие реле дают реакцию на сопротивление всей линии до точки расположения КЗ. Оно находится в прямой зависимости от дистанции. Именно это и обуславливает именно такое название защиты – дистанционная (ДЗ). Для обеспечения бесперебойной работы ДС следует обеспечить цепи тока, начиная от места ТТ присоединений и цепей напряжение от ТН. В случае, если в цепях напряжения есть аварийные участки или такие цепи отсутствуют в принципе, наблюдается перегрузка и чрезмерная работа дистанционной защиты при КЗ на смежных с аварийными участками.

4.1 Описание функций шкафа REL 521

Структуру описываемого шкафа составляют совершенно аналогичные комплекты, которые предоставляют возможность самостоятельного обслуживания. В свою очередь, в состав каждого комплекта входят:

- «трехступенчатая дистанционная защита (ДЗ);
- четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (ТНЗНП) с дополнительными возможностями ускорения действия этих защит от оперативных переключателей и сигналов ВЧТО, передачу сигналов ВЧТО на другой конец линии;
- токовая отсечка (ТО);
- УРОВ;

– автоматика разгрузки при перегрузке по току (АРПТ)» [11].

При этом каждый терминал состоит из 5 трансформаторов тока промежуточного типа и 5 трансформаторов напряжения, также промежуточного типа.

Сигналы приходят от переключателей шкафа и внешних устройств, используя для этого дискретные входы терминала. При этом входы характеризуются гальванической оптоэлектронной развязкой с внешними цепями. Также следует уточнить, что имеет место коммутацией контактов выходных терминальных реле и выходных цепей шкафа с цепями сигнализации внешнего типа.

4.2 Используемые фильтры

Разрабатываемый алгоритм трехступенчатой дистанционной защиты будет использовать:

– фильтры Фурье для выделения ортогональных составляющих тока и напряжения.

Фильтр Фурье необходим для преобразования измеренных значений тока и напряжения в векторные величины (соответствующие действительной и мнимой составляющим), затем рассчитываются сопротивления R и X.

$$R = \frac{Re(U) \cdot Re(I) + Im(U) \cdot Im(I)}{Re(I)^2 + Im(I)^2}$$

$$X = \frac{Im(U) \cdot Rt(I) + Re(U) \cdot Im(I)}{Re(I)^2 + Im(I)^2}$$

$$Z = R + jX$$

$$Z = \frac{Re(U)^2 + Im(U)^2}{Re(I)^2 + Im(I)^2}$$

4.3 Структура заданного алгоритма

Структура заданного алгоритма представлена на рисунке 15.

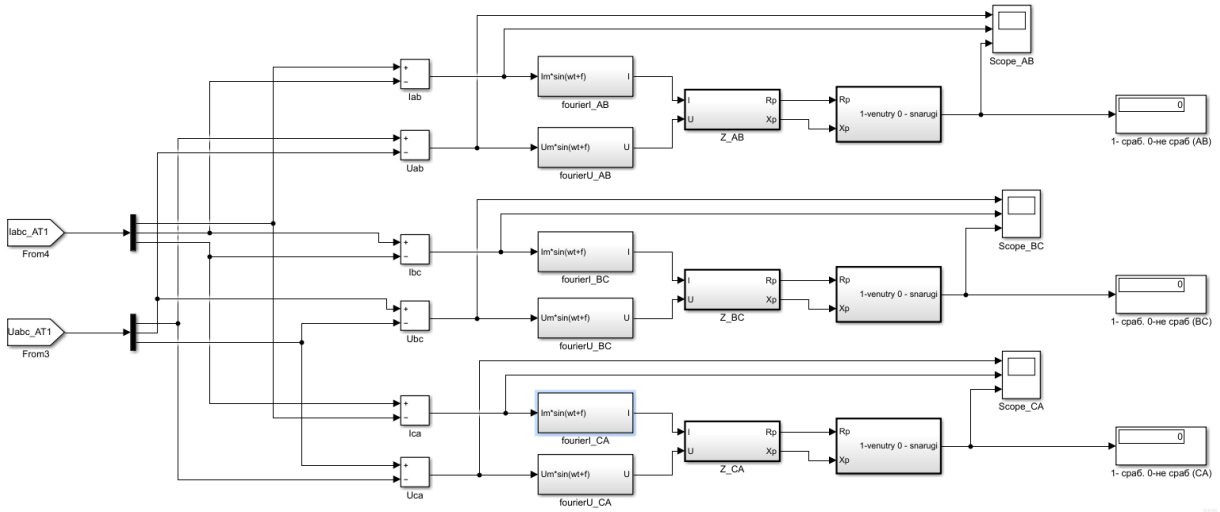

Рисунок 15 – Алгоритм ДЗ АТ, разработанный в Matlab

4.3.1 Блок фильтра Фурье

Данный блок, представленный на рисунке 16, обрабатывает входные сигналы тока (напряжения), выделяет составляющие амплитуды и угла комплексного значения данного сигнала, далее величина угла переводится в радианы. На выходе из блока получается сигнал вида (I<φ), (U<φ).

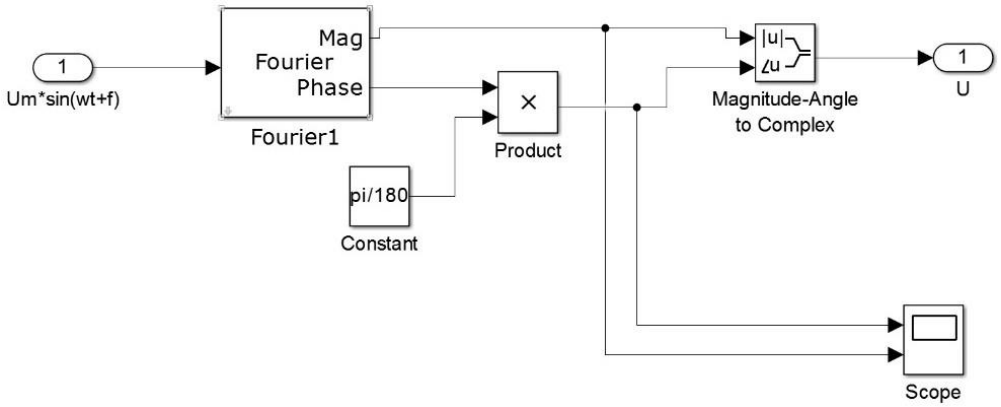

Рисунок 16 – Алгоритм блока фильтра Фурье

4.3.2 Блок формирования ортогональных составляющих

В данном блоке, на рисунке 17, происходит деление $\frac{U<\varphi}{I<\varphi}$ =Z<φ, далее далее выделяются ортогональных составляющих вектора сопротивления R и X с учетом коэффициентов трансформации ТТ и ТН.

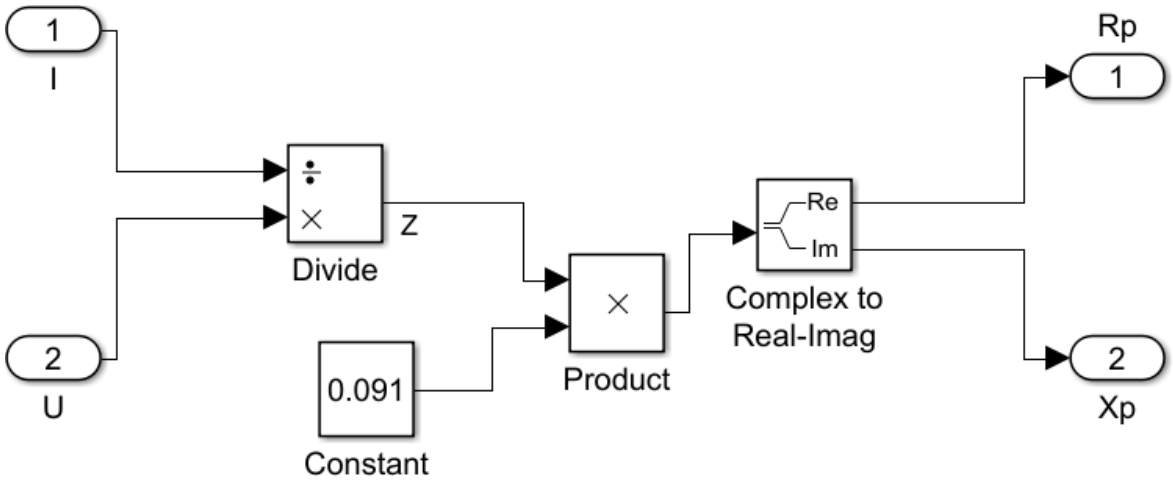

Рисунок 17 – Алгоритм блока формирования ортогональных составляющих

4.3.3 Блок формирования граничных линий

В данном блоке, показанном на рисунке18, формируются граничные линии областей срабатывания алгоритма дистанционной защиты. Данный алгоритм формирует 3 области срабатывания (рисунок 19).

«Условие срабатывания реле сопротивления с многоугольной характеристикой – попадание внутрь многоугольника, т.е. пространство, ограниченное прямыми линиями» [18]. Уравнение прямой линии в общем виде записывается в координатах плоскости Zр как: $X_р = kRp \quad + b$, где $k = \frac{X_2 - X_1}{R_2 - R_1}$, $b = X_1 - kR_1$. Результаты занесем в таблицу 10.

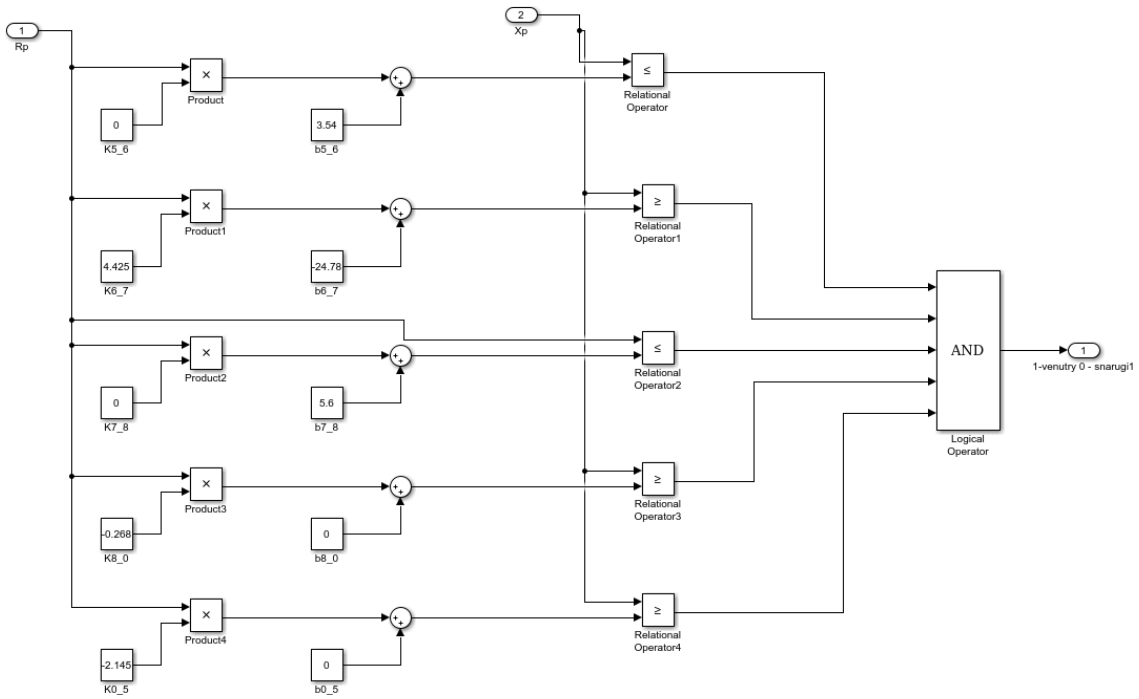

Рисунок 18 – Алгоритм блока формирования граничных линий (I ступень)

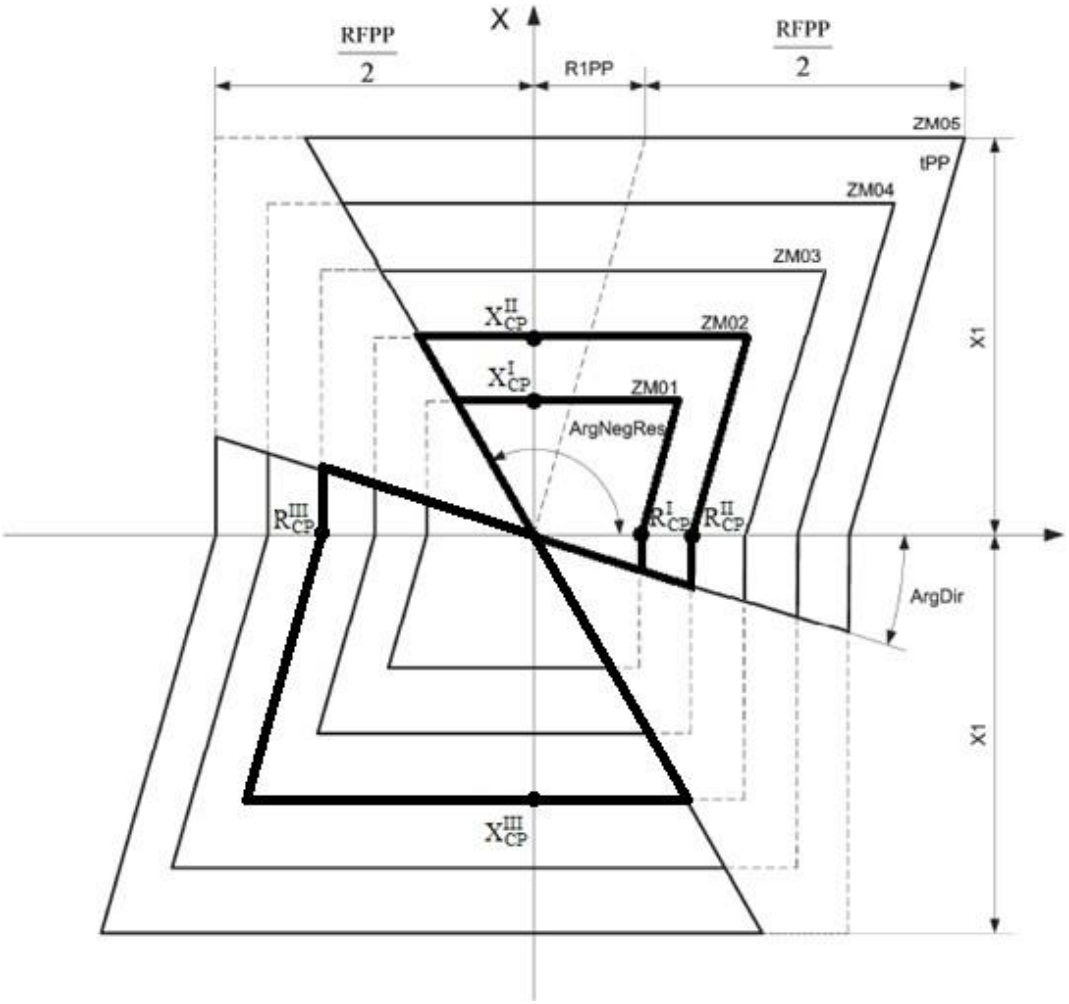

Рисунок 19 – Области срабатывания

Таблица 10 – Параметры срабатывания ДЗ АТ

Параметр	*I* ступень	*II* ступень	*III* ступень
XС.Р., Ом	3,54	6,09	−15,94
RС.Р., Ом	5,6	6,2	−8,4
tСЗ, с	0,3	0,6	1,1
ArgNegRes, Deg	115	115	295
ArgDir, Deg	15	15	195

Найдем, на рисунке 19, особые точки на области срабатывания трех ступеней защиты, которые бы определили область граничными линиями. Координаты [R_1; X_1] и [R_2; X_2] определяют две точки, через которые проходит линия, каждая линия проходит через две вершины многоугольника (рисунок 20). Результаты сведем в таблицу 11.

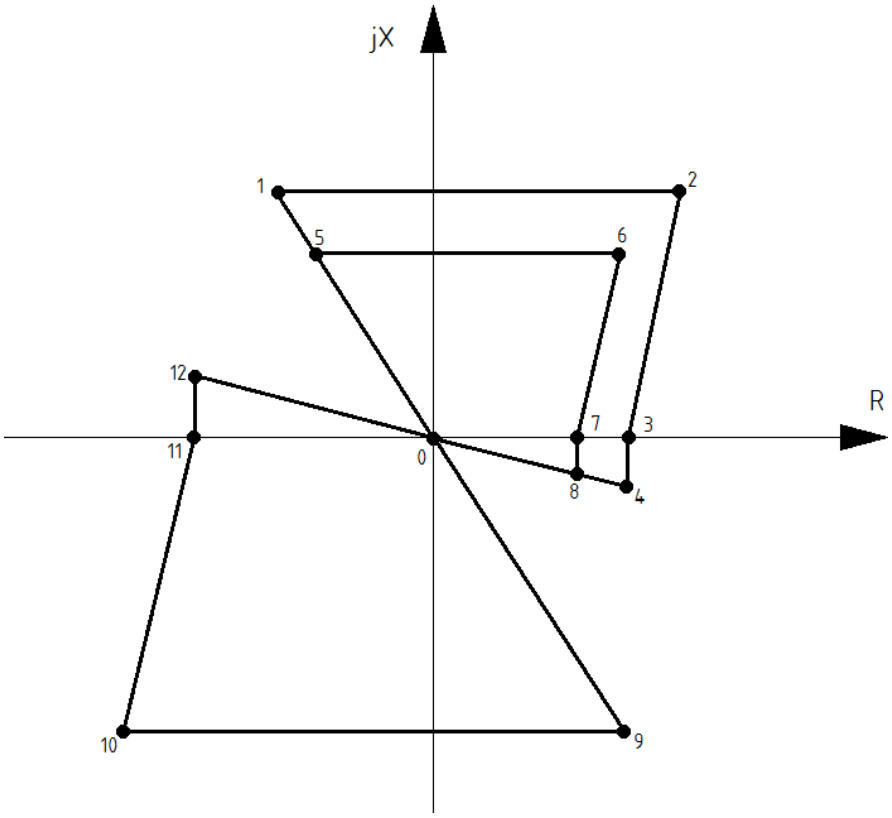

Рисунок 20 – Области срабатывания трех ступеней ДЗ

Таблица 11 – Точки на области срабатывания трех ступеней защиты

№ точки	1	2	3	4	5	6
X, Ом	6,09	6,09	0	-1,7	3,54	3,54
R, Ом	-2,84	7,6	6,2	6,2	-1,65	6,4
№ точки	7	8	9	10	11	12
X, Ом	0	-1,5	-15,94	-15,94	0	2,3
R, Ом	5,6	5,6	7,43	-12,04	-8,4	-8,4

В процессе работы реле рассчитываются Rр, Xр по формулам, затем Rр подставляется в формулу и результат сравнивается с Xр. Если Xр $\geq kRp + b$, точка Zр находится выше, а при противоположном знаке неравенства – ниже рассматриваемой границы многоугольника. Отсюда попадание во внутрь четырехугольника. Т.е. на выходе из блоков получаем логические величины (0 или 1) для каждой области «1» означает, что точка Z находится внутри области, «0» - точка Z находится вне области. Рассчитаем коэффициенты k и b, результаты сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет коэффициентов k и b

ij	1-2	2-3	3-4	4-0	0-1	5-6
k_{ij}	0	4,35	0	-0,274	-2,145	0
bij	6,09	-26,97	6,2	0	0	3,54
ij	6-7	7-8	8-0	0-5	0-9	9-10
k_{ij}	4,425	0	-0,268	-2,145	-2,145	0
bij	-24,78	5,6	0	0	0	-15,94
ij	10-11	11-12	12-0			
k_{ij}	4,379	0	-0,274			
bij	36,785	-8,4	0			

4.3.4 Блок установок по времени

В данном блоке, описанный на рисунке 21, на вход подаются логические величины от блоков формирования граничных линий.

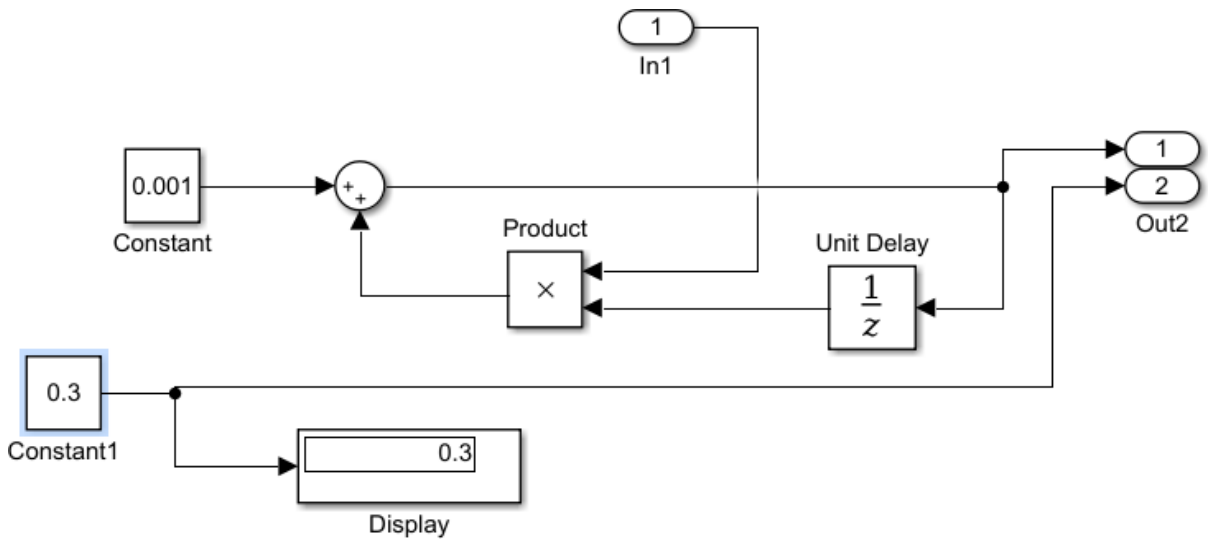

Рисунок 21 – Алгоритм блока уставки по времени (I ступень)

Если точка Z находится внутри области срабатывания, то от блока формирования граничных линий должна прийти "1". Тогда включается счетчик времени, если время нахождения точки Z в области срабатывания превышает уставку, то происходит срабатывание, и на выходе формируется "1", при выходе точки Z из области срабатывания счетчик времени обнуляется.

4.3.5 Блок дистанционного органа

В данном блоке, рассмотренном на рисунке 22, на вход подаются координаты точки Z_P в виде активного R_P и реактивного X_P сопротивлений. Если хотя бы одна из ступеней с заданной выдержкой времени сработает, на выходе появится сигнал о срабатывания дистанционного органа.

Модель сети, разработанная в программной среде Matlab, необходима для исследования алгоритма дистанционной защиты автотрансформатора. Все параметры элементов сети заданы в соответствии с исходными данными. Блок.

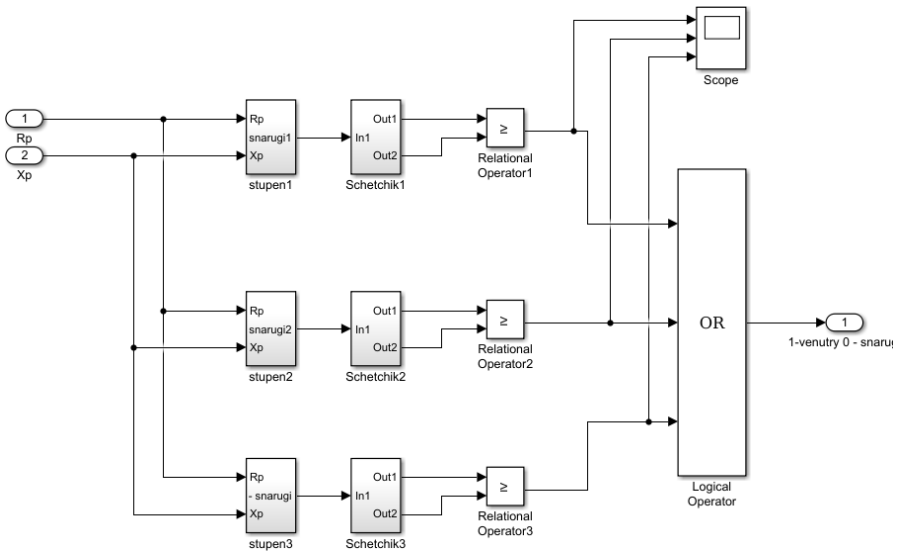

Рисунок 22 – Алгоритм блока дистанционного органа АВ

«Three-Phase V-I Measurment» необходим для получения информации о линейных токах и фазных напряжениях в месте установки защиты. Блок «powergui» необходим для задания дискретности вычисления модели.

4.4 Модель исследуемой сети

Модель исследуемой сети представлена в Приложении А на рисунке А1.

4.5 Испытания алгоритма

4.5.1 Проверка правильности работы фильтра Фурье

В данном эксперименте, продемонстрированном на рисунке 23, проверим поведение работы фильтра Фурье при отклонении частоты входного сигнала от номинальной.

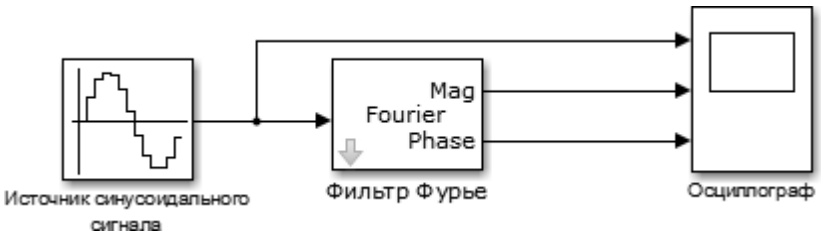

Рисунок 23 – Модель испытаний фильтра Фурье

Фильтр настроен на частоту 50 Гц, частота источника будет составлять 49,5; 50; 50,5Гц, входной сигнал $U = 100 \cdot \sin(2\pi f t + 0)$, В. Результаты осциллографа показаны на рисунках 24-26.

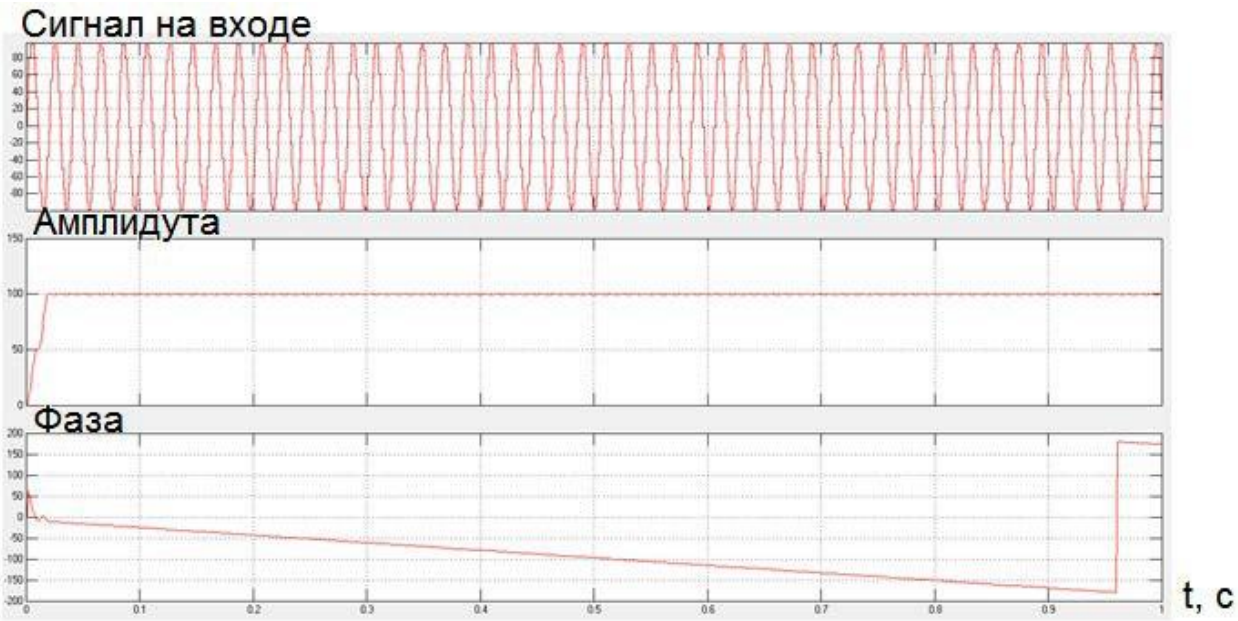

Рисунок 24 – Показания осциллографа при частоте входного сигнала 49,5 Гц

Рисунок 25 – Показания осциллографа при частоте входного сигнала 50 Гц

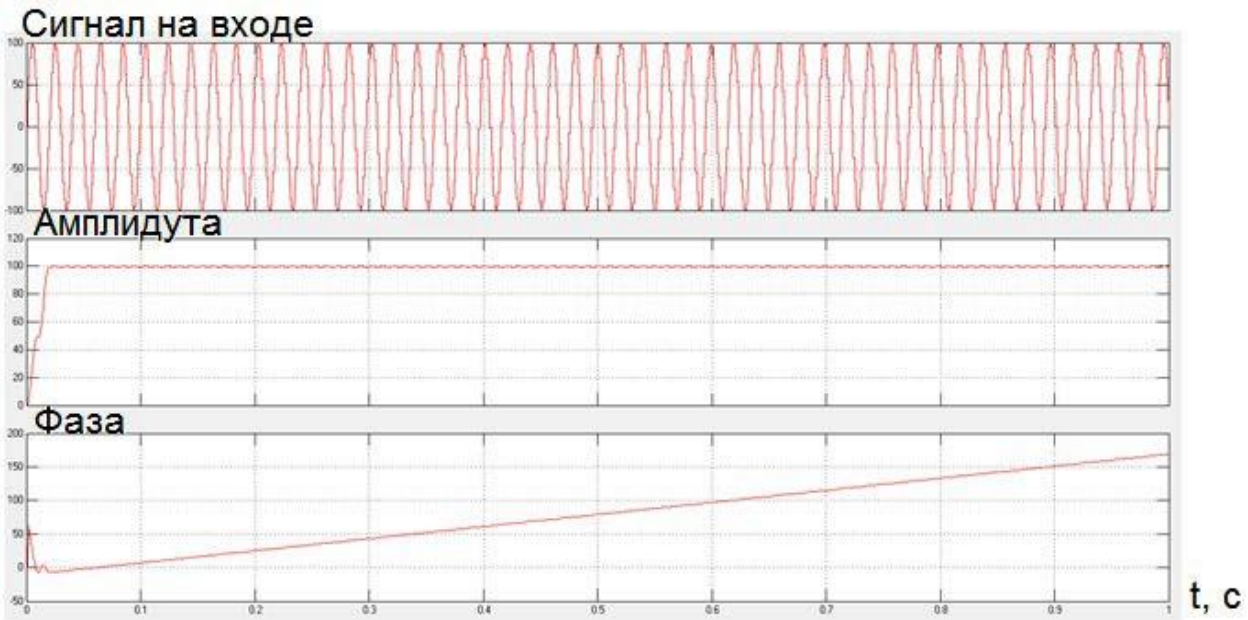

Рисунок 26 – Показания осциллографа при частоте входного сигнала 49,5 Гц

Вывод: фильтр Фурье очень чувствителен к отклонению частоты входного сигнала от частоты, на которую настроен фильтр.

4.5.2 Испытание алгоритма в максимальном рабочем режиме

На рисунке 27 показано испытание алгоритма ра максимальном режиме. Показания остальных осциллографов и дискретные выходы свидетельствуют о несрабатывании ступеней в максимальном рабочем режиме.

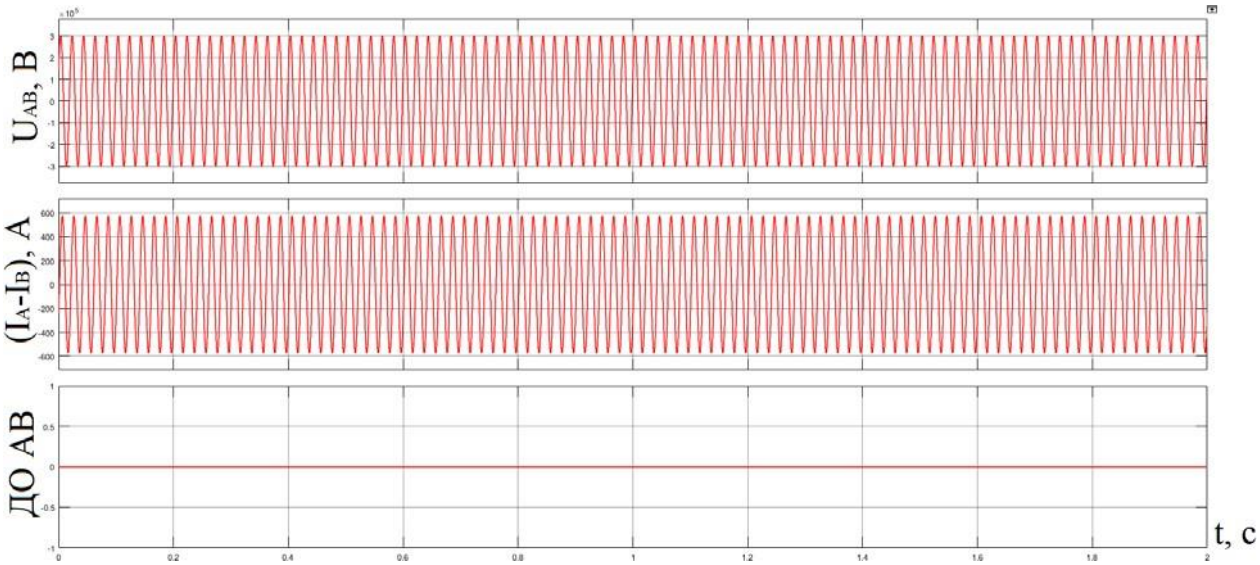

Рисунок 27 – Показания осциллографа «Scope_AB» в максимальном рабочем режиме

4.5.3 Испытание алгоритма при КЗ на выводах ВН АТ

Произведем модуляцию двухфазного КЗ между фазами А и В с 0,5 секунды от начала компиляции. Время компиляции 2 секунды.

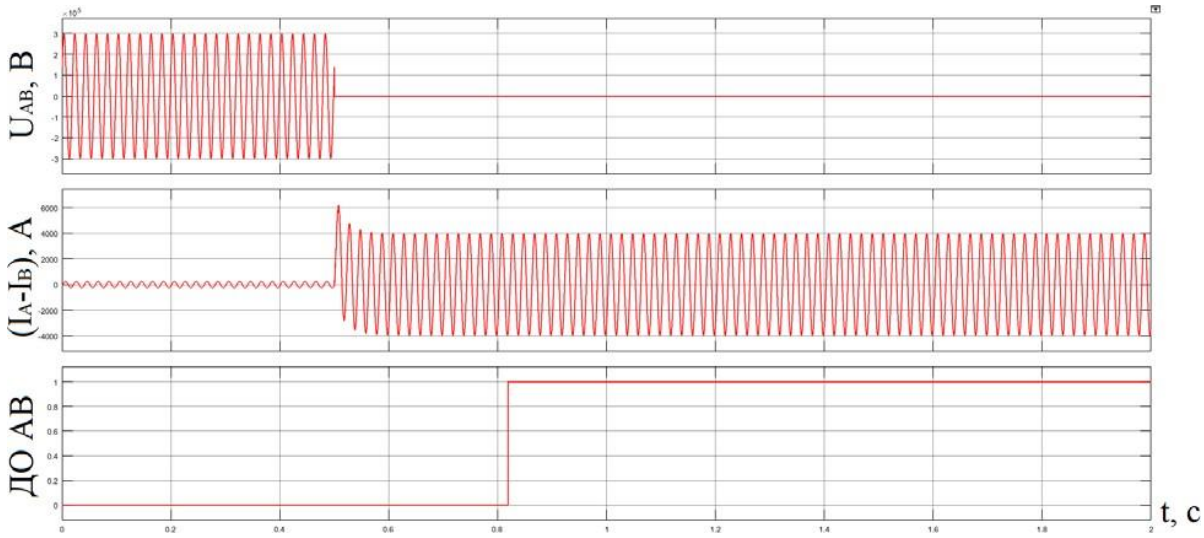

Рисунок 28 – Показания осциллографа при частоте входного сигнала 49,5 Гц

Из показаний осциллографа на рисунке 28 видно, что через время срабатывания первой ступени 0,3 плюс время окна фильтра Фурье происходит срабатывания первой ступени дистанционной защиты АТ.

На рисунке29 представлены показания осциллографа при КЗ. Помимо первой ступени, сработала также вторая ступень защиты. Третья ступень не срабатывает, т.к. она направлена в сторону ОРУ 220 кВ.

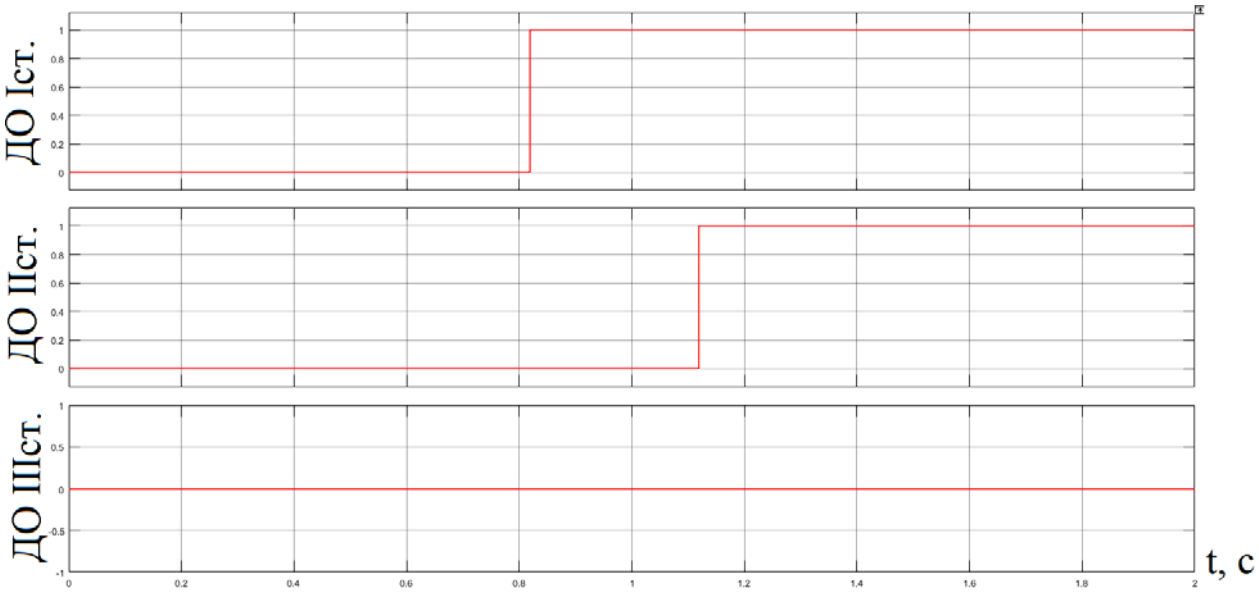

Рисунок 29 – Показания осциллографа при КЗ на выводах ВН АТ

4.5.4 Испытание алгоритма при КЗ на шинах СН

Произведем модуляцию двухфазного КЗ между фазами А и В с 0,5 секунды от начала компиляции. Время компиляции 2 секунды.

Из показаний осциллографа на рисунке 30 видно, что срабатывает только вторая ступень защиты с выдержкой времени 0,6 с., которая должны быть чувствительна к КЗ на стороне СН.

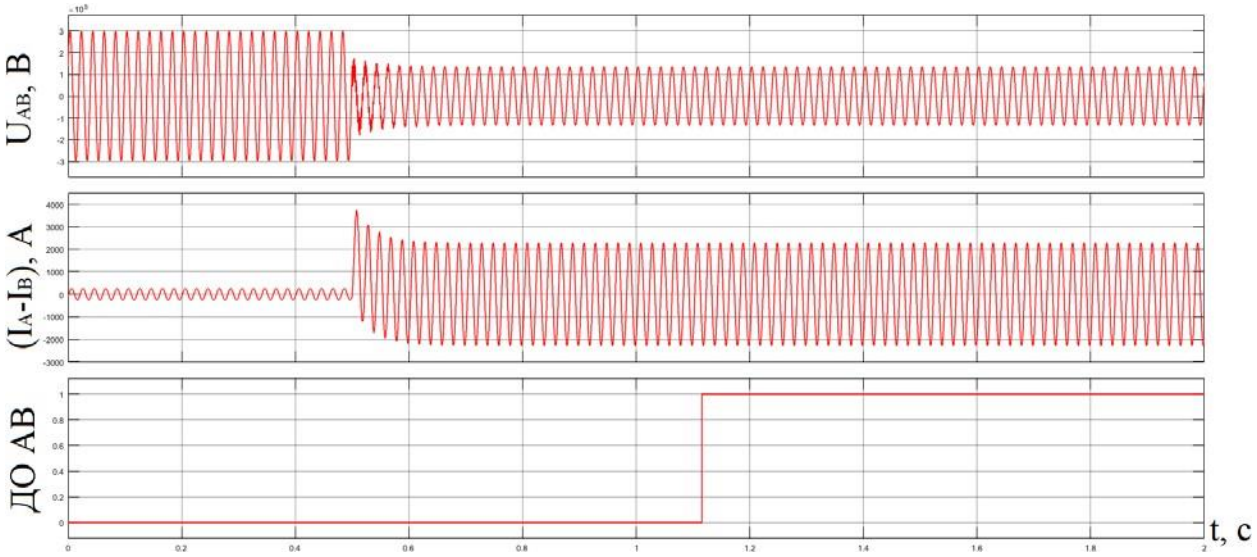

Рисунок 30 – Показания осциллографа «Scope_AB» при КЗ стороне СН

4.5.5 Испытание алгоритма при КЗ на шинах НН

Произведем модуляцию двухфазного КЗ между фазами А и В с 0,5 секунды от начала компиляции. Время компиляции 2 секунды.

Из показаний осциллографа на рисунке 31 видно, что ни одна ступень не срабатывает. Первые две ступени отстроены от КЗ на шинах НН, третья ступень направлена в сторону ОРУ 220 кВ.

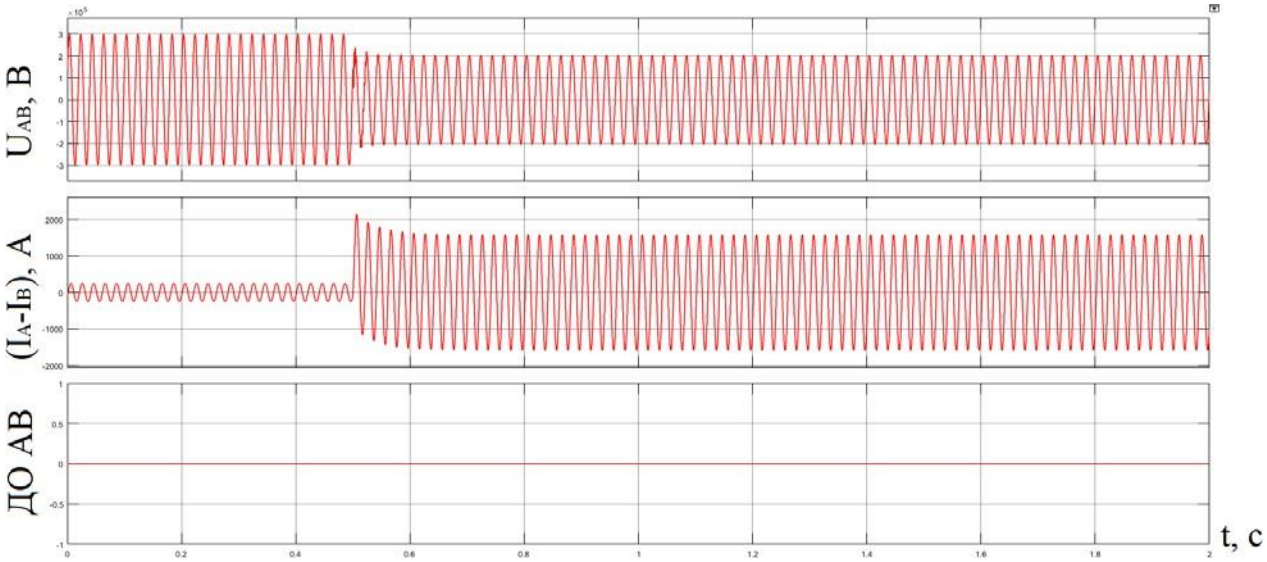

Рисунок 31 – Показания осциллографа «Scope_AB» при КЗ стороне НН

Выводы по разделу 4.

Рассмотрены виды дистанционной защиты на воздушных линиях 220кВ. Произведен для ВЛ-220кВ выбор шкафа защит и его комплектация. Рассмотрены структуры алгоритмов и работа блоков выбранного шкафа защит REL 521.

Также был рассмотрен алгоритм блока фильтра Фурье, как он может быть применен в электроэнергетике, его минусы и плюсы. Из плюсов преобразования Фурье можно оценить наглядность и простоту данного алгоритма.

Но стоит отметить, что данный метод, на практике будет неработоспособен, потому что при вызове данной функции даже с невысокой частотой 8000 Гц, она не успеет выполнится к моменту следующего вызова, т.е. не хватит быстродействия.

Заключение

В работе была проведена разработка релейной защиты элементов подстанции напряжением 220/110/10 кВ и питающей сети 220 кВ на базе микропроцессорных терминалов «ABB».

В электрической части был произведен выбор схем распределительных устройств, принципиальной, собственных нужд подстанции.

Выбор основного оборудования: коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов тока и напряжения, питающих и распределительных кабелей 10 кВ и анализ соответствия выбранного коммутационного электрооборудования заданным параметрам.

В основной части проекта были рассмотрены принципы выполнения релейной защиты основных элементов проектируемой подстанции, отходящих линий 220 кВ, а также рассчитаны параметры срабатывания (уставки) защит, выполненных на базе терминалов производства «ABB»: дифференциальной защиты сборных шин РУ 220 кВ и 110 кВ, типа REB 670; дифференциальной защиты линий 220 кВ, типа RED 670; дистанционной защиты автотрансформатора, типа REL 521; дифференциальной защиты автотрансформатора, типа RET 670 и некоторые защиты на стороне НН.

Был разработан алгоритм дистанционной защиты автотрансформатора, в результате исследований алгоритм работал правильно, что свидетельствует о правильности выбора уставок защиты.

Все принятые решения технически обоснованы и отвечают требованиям соответствующих нормативных документов.

Использовались теоретические и прикладные работы отечественных и зарубежных авторов, нормативные документы в области электроэнергетики РФ, материалы научно-технических конференций, периодических печатных изданий.

Список используемой литературы

1. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов.- М.:Издательство МЭИ,2004
2. Инструкции по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. СО153-34.21.122-03. ОАО РАО «ЕЭС». 2003.
3. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М:Энергоатомиздат,1989
4. Никитин А.А. Микропроцессорные реле. Основы теории построения измерительной части. ООО НПП «Экра». Чебоксары. 2009.
5. Нормы технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Приложение к приказу ОАО «ФСК ЕЭС» №136 от 13.04.2009
6. Правила устройств электроустановок (ПУЭ).– М.: действующие главы 6 и 7 издания, 2022. 499 с.
7. Правила устройства электроустановок.// Министерство энергетики Российской федерации.Санкт-Петербург.2012.
8. Раховский В.И. Физические основы коммутации электрического тока в вакууме. Издательство «Наука». Москва. 1970.
9. Руководство по продукту «ABB» Шкаф дифференциальной защиты линии типа RED 670.
10. Руководство по продукту «ABB» Шкаф защиты сборных шин напряжением 110-220 кВ типа REB 670.
11. Руководство по продукту «ABB» Шкаф резервной защиты трансформатора типа REL 521.
12. Руководящие указания по релейной защите «Дистанционная защита линий 35-330 кВ, Седьмой выпуск» 1966 года.
13. СТО 56947007-29.240.044-2010 «Методические указания по

обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства». ОАО «ФСК ЕЭС». 2010г.

14. СТО 56947007-29.120.70.200-2015 ОАО «ФСК» «Методические указания по расчету и выбору параметров настройки (уставок) микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики производства ООО НПП «ЭКРА», «ABB», «GE Multilin», «ALSTOM Grid»/ «AREVA» для воздушных и кабельных линий с односторонним питанием напряжением 110-330 кВ».

15. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010- 2008 Станадарт организации ОАО «ФСК ЕЭС. 2007г.

16. Файбисович Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей.– М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005 г.–320 с.

17. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей: Учеб. пособие для вузов - . М., Энергоатомиздат, 1984 г.- 520

18. Филатов А.Н., Сизганова Е.Ю. Расчетные методы оценки электромагнитной обстановки на объектах электроэнергетики.// Вестник ИрГУ.№9 2015.

19. Фрид Ю.В., Козлов В.Д., Величко Ю.К. Электросветосигнальное оборудование аэродромов.// Издательство «Воздушный транспорт» 1988.

20. Фриск В.В. Основы теории цепей. Учебное пособие. Издательство «Радио Софт». Москва. 2002г.

21. Халилов Ф.Х. Классификация перенапряжений. Внутренние перенапряжения. Учебное пособие. Издание НОУ «Центр подготовки кадров энергетики». Санкт-Петербург 2012г.

22. Чернобровов Н.В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов. Изд. 5-е., перераб. и доп. М., «Энергия», 1974, 680 с. с ил.

23. Чернышев А.И., Шиняков Ю.А. Особенности помеховых электромагнитных полей в ближней зоне излучения от импульсных

преобразователей электрической энергии. // Проблемы энергетики. 2003. № 1-2.

24. Шалин А.И. Об эффективности новых устройств РЗА // Энергетика и промышленность России. 2006. № 1(65).

25. Abbas A. J. Modeling and Control of the Saturation's Transformer// A. J. Abbas, K. S. Gaeid, I. K. Salih // Tikrit Journal of Engineering Science. – 2013 – Vol 17.-No 1. – PP. 16-27.

26. Brando G. A Distribution Power Electronic Transformer with MMC// G. Brando, B. Bova, A. Cervone. A. Del Pizzo, A. Dannier // Applied Sciences. – 2018 – PP. 1-12.

27. Chraygane M. Improved modeling of new three-phase high voltage transformer with magnetic shunts // M. Chraygane, N. El Ghazal // Archives of Electrical Engineering. – 2015. - Volume 64. - Issue 1. – PP. 157-172.

28. Jurcik J. Analysis of transient actions influence in power transformer// Jurcik. J, Gutten. M, Korenciak. D // Advances in Electrical and Electronic Engineering. – 2013. – Volume 9. – Number 2. – PP. 65-69.

29. Zamboti M. Software to manage transformers using intelligent electronic device // M. Z. Fortes, H.S. Fernandes, M. B. Moura, P.Guadelupe, N. C. Fernandes // Ingeniería e Investigación. – 2016 – V 36.-N 1. – PP. 85-89.

30. Sarhan M.A. A New Lifetime Distribution and Its Power Transformation // M.A. Sarhan, T. Lotfi, D.C. Hamilton // Journal of Probability and Statistics. – 2014 – Volume 2014.- Article ID 532024.- PP. 1-14.

Приложение А

Модель подстанции в Matlab

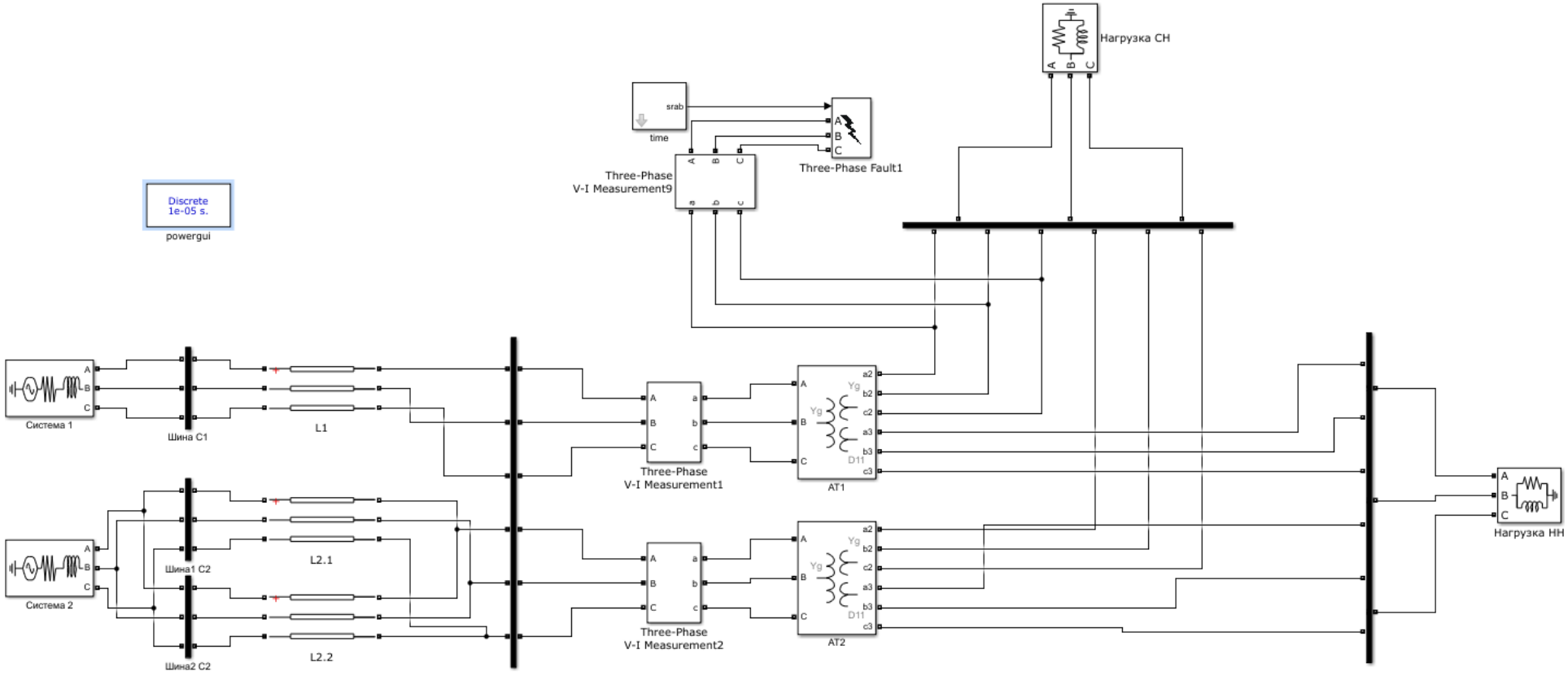

Рисунок А.1 – Модель подстанции в Matlab