

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра _____ *электрических станций* _____
(полное название кафедры)

Утверждаю

Зав. кафедрой _____ *ЭлСт* _____

_____ *А.Г. Русина* _____
(подпись, инициалы, фамилия)

« ____ » _____ 2020 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

_____ *Жабин Филипп Михайловича* _____

(фамилия, имя, отчество студента – автора работы)

_____ *Сравнительный анализ защит трансформаторов при техническом перевооружении* _____

(тема работы)

_____ *тепловой станции* _____

_____ *Факультет энергетики* _____

(полное название факультета)

Направление подготовки _____ *13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника* _____

(код и наименование направления подготовки бакалавра)

**Руководитель
от НГТУ**

_____ *Фролова Е.И.* _____

(фамилия, имя, отчество)

_____ *Старший преподаватель* _____

(ученая степень, ученое звание)

_____ (подпись, дата)

**Автор выпускной
квалификационной работы**

_____ *Жабин Ф.М.* _____

(фамилия, имя, отчество)

_____ *ФЭН, ЭН1-63* _____

(факультет, группа)

_____ (подпись, дата)

Консультанты по разделам:

_____ *Экономическая часть* _____

(краткое наименование раздела)

_____ *Охрана труда* _____

(краткое наименование раздела)

_____ *Нормоконтроль* _____

(краткое наименование раздела)

_____ *Б.Н. Мошкин* _____

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

_____ *А.М. Парахин* _____

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

_____ *А.А. Осинцев* _____

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

Новосибирск 2020

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра _____ *электрических станций*
(полное название кафедры)

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой _____ *Русина А.Г.*
(фамилия, имя, отчество)

(подпись, дата)

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ БАКАЛАВРА**

студенту _____ *Жабину Филиппу Михайловичу*
(фамилия, имя, отчество)

Направление подготовки _____ *13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника*
(код и наименование направления подготовки бакалавра)

_____ *Факультет энергетики*
(полное название факультета)

Тема _____ *Сравнительный анализ защит трансформаторов при техническом
переворужении тепловой станции*
(полное название темы выпускной квалификационной работы бакалавра)

Исходные данные (или цель работы) _____ *Расчет параметров срабатывания защит
трансформаторов ТДНГУ-20000/110/6, установленных на подстанции 110кВ, а
также изучение и сравнительный анализ дифференциальной защиты
трансформатора различных производителей*

- Структурные части работы _____
- _____ *1. Исходные данные*
 - _____ *2. Расчет параметров схемы замещения*
 - _____ *3. Описание состава защит и методика расчета*
 - _____ *4. Дифференциальная токовая защита трансформатора*
 - _____ *5. Расчет параметров срабатывания*
 - _____ *6. Охрана труда*
 - _____ *7. Экономическая часть*

Задание согласовано и принято к исполнению.

**Руководитель
от НГТУ**

Фролова Е.И.

(фамилия, имя, отчество)

Старший преподаватель

(ученая степень, ученое звание)

02.03.20

(подпись, дата)

Студент

Жабин Ф.М.

(фамилия, имя, отчество)

ФЭН, ЭН1-63

(факультет, группа)

02.03.20

(подпись, дата)

Тема утверждена приказом по НГТУ № 1359/2 от « 05 » марта 202 0 г.

изменена приказом по НГТУ № _____ от « ____ » _____ 202 0 г.

ВКР сдана в ГЭК № 28.1, тема сверена с данными приказа

(подпись секретаря государственной экзаменационной комиссии по защите ВКР, дата)

Осинцев Анатолий Анатольевич

(фамилия, имя, отчество секретаря государственной
экзаменационной комиссии по защите ВКР)

Консультанты по разделам:

Экономическая часть

(краткое наименование раздела)

Охрана труда

(краткое наименование раздела)

02.03.20, Б.Н. Мошкин

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

02.03.20, А.М. Парахин

(подпись, дата, инициалы, фамилия)

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.....	8
2 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ	15
2.1 Общие положения	15
2.2 Параметры элементов	15
3 ОПИСАНИЕ СОСТАВА ЗАЩИТ И МЕТОДИКА РАСЧЕТА	22
3.1 Общие положения	22
3.2 Методика расчетов параметров срабатывания устройств РЗ	23
3.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита (ДЗТ)	23
3.2.2 Газовая защита трансформатора и его устройства РПН	26
3.2.3 Максимальные токовые защиты с комбинированным пуском по напряжению	27
3.2.4 Защита от перегрузки.....	31
3.2.5 Устройство резервирования при отказе выключателя.....	32
3.2.6 Логическая защита шин.....	32
4 ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ .	33
4.1 Общие положения	33
4.2 ДЗТ шкафа ШЭ2607 041 производства компании НПП «ЭКРА».....	33
4.3 ДЗТ устройства Seram T87 производства компании «Schneider Electric»	34
4.4 ДЗТ устройства SIPROTEC: 7UT6 производства компании «Siemens AG»	38
4.5 ДЗТ с реле типа РНТ-565.....	43
4.6 Сравнительный анализ методик ДЗТ	47
4.7 Сравнение микропроцессорных устройств релейной защиты по чувствительности к внутренним КЗ	50
5 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ	57
5.1 Расчет параметров срабатывания защит трансформатора на базе шкафа ШЭ2607 041	57

5.2 Расчет параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты трансформатора различных производителей	62
6 ОХРАНА ТРУДА	76
6.1 Общие положения	76
6.2 Защитное заземление подстанции ПС 110/6кВ.....	76
6.2.1 Исходные данные	76
6.2.2 Расчет защитного заземления	77
6.3 Меры безопасности при работе с устройствами релейной защиты.....	82
7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	85
7.1 Общие положения	85
7.2 Оценка экономической эффективности устройств релейной защиты и автоматики (РЗА)	85
7.3 Расчет оценки экономической эффективности устройств релейной защиты и автоматики	87
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	92
ПРИЛОЖЕНИЕ А	94
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	96
ПРИЛОЖЕНИЕ В	97
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	100

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетическая система – это сложная многозвенная система, предназначенная для производства, передачи и потребления электрической энергии. Ключевыми звеньями электроэнергетики являются электростанции и трансформаторные подстанции. В процессе их эксплуатации могут возникать различного рода повреждения и аварии, приводящие к выходу из строя оборудования и нарушению электроснабжения потребителей. Поэтому чтобы обеспечить бесперебойную работу системы необходимо организовать ее защиту. Релейная защита (РЗ) призвана обеспечить такую защиту. С помощью устройств РЗ происходит выявление поврежденного участка сети, и быстрое его отключение от неповрежденной части с помощью выключателей. Согласно ПУЭ к релейной защите предъявляется ряд требований: селективность, быстродействие, чувствительность, надёжность. С развитием энергетики повышаются требования к устойчивости электроэнергетических систем, а, следовательно, ужесточаются требования к РЗ. По этой причине идёт постоянный процесс развития технологии релейной защиты, которая направлена на создание более совершенных защит.

Целью данной работы является расчет параметров срабатывания защит трансформаторов ТДНГУ-20000/110/6, установленных на подстанции (ПС) 110кВ. Особенностью данной ПС является, что на низкой стороне установлен генератор. В качестве основной защиты трансформатора применяется продольная дифференциальная защита, обладающая абсолютной селективностью. Так же в цели работы входит изучение и сравнительный анализ дифференциальной защиты трансформатора от различных производителей.

Схема замещения рассматриваемого участка и расчет токов КЗ в характерных режимах работы сети выполнены в программном комплексе АРМ СРЗА.

Комплекс позволяет производить расчет параметров срабатывания защит (а также оценивать их чувствительность) и непосредственно выполнять расчет электрических величин для любого вида повреждения сети.

В расчетном комплексе АРМ для определения токов КЗ и выбора параметров срабатывания УРЗ расчетами определяется периодическая составляющая полного тока короткого замыкания (сверхпереходный ток). Для расчета несимметричных токов КЗ используется метод симметричных составляющих.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Принципиальная схема рассматриваемого участка Новосибирской энергосистемы представлена на рисунке 1.1. Питание ПС 110кВ осуществляется от двухцепной ЛЭП-110кВ. На ПС установлены два трансформатора мощностью 20кВА каждый, напряжением 110/6кВ. Низкая сторона трансформаторов имеет связь с РП-1, РП-8, РП-9 и РУ 6,3кВ посредством кабельных линий. На РУ 6,3кВ установлен генератор ТГП-6,3-6000-2У3.

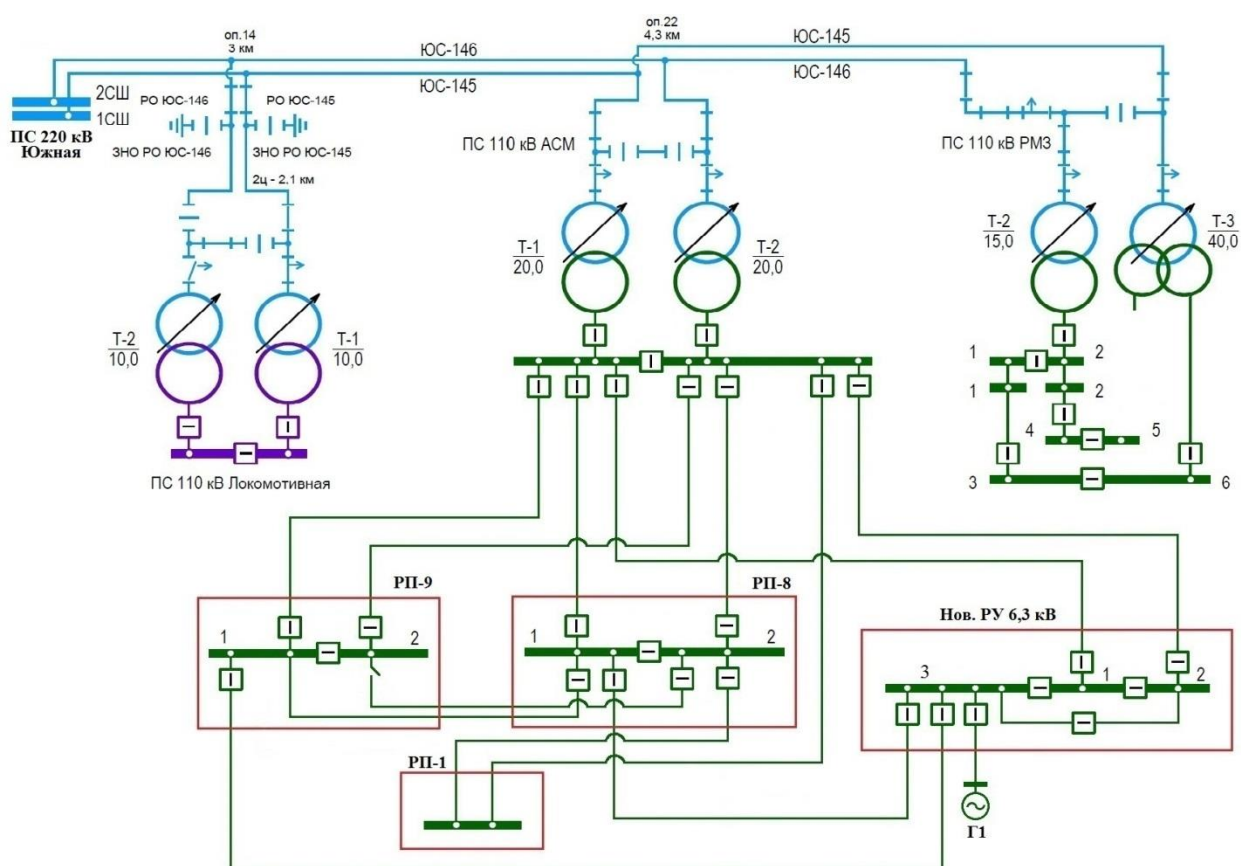


Рисунок 1.1 – Схема подстанции 110кВ в пределах первого пояса

Значения эквивалентных реактансов питающей системы рассматриваемого участка сети представлены в приложении А.

Параметры линий 110кВ представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Параметры линий 110кВ

Наименование линии	Марка провода	Длина линии, км
1 цепь	АС 240/32	3.04 + 1,178 + 0,472
	АС 120/19	2.142
2 цепь	АС 240/32	3 + 1,143 + 0,499 + 0,035
	АС 120/19	2,144

Параметры трансформаторов Т-1 и Т-2 ПС 110кВ представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Параметры трансформаторов Т-1 и Т-2

Тип	Мощность ($S_{\text{НОМ}}$), МВА	Напряжение ($U_{\text{НОМ}}$), кВ	U_k , %	$P_{\text{кз}}$, кВт
ТДНГУ-20000/110/6	20	$115 \pm 9 \times 2,5\% / 6$	10,5	95

Параметры генератора ТГП-6,3-6000-2УЗ приняты в соответствие с паспортом ИАЕЛ.651111.033 ПС и руководством по эксплуатации ИАЕЛ.651111.033 РЭ представлены в таблице 1.3-1.4.

Таблица 1.3 – Технические параметры генератора типа ТГП-6,3-6000-2УЗ

Наименование параметра	Значение параметра
Мощность активная, кВт	6000
Мощность полная, кВА	7500
Соединение фаз обмотки статора	«звезда»
Напряжение статора, В	6300
Ток статора, А	687
Отношение короткого замыкания, о.е., не менее	0,69
Статическая перегружаемость, не менее	1,86
Коэффициент мощности	0,8

Наименование параметра	Значение параметра
Частота электрического тока, Гц	50
Частота вращения, об/мин	3000
Коэффициент полезного действия, %	97,7
Число выводов	6 (3 линейных, 3 нулевых)
Номинальный ток возбуждения, А	287
Ток ротора при ХХ, номинальном возбуждении, соответствующей МДС воздушного зазора, А	109
Расчетное значение емкости всей обмотки статора в горячем состоянии, мкФ	0,17

Таблица 1.4 – Индуктивные сопротивления и постоянные времени

Индуктивные сопротивления, о.е.					Постоянные времени, с						
X''_d	X'_d	X_d	X_2	X_0	T_{d0}	T'_{d3}	T'_{d2}	T'_{d1}	T''_d	T_{a3}	T_{a1}
Генератор типа ТГП-6.3-6000-2У3											
0,102	0,175	0,1695	0,124	0,0495	4,24	0,44	0,7	0,79	0,05	0,1	0,08

Перечень электродвигателей 6кВ, установленных на механизмах ПС 110кВ представлены в таблице 1.5.

Технические данные двигателей представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.5 – Перечень электродвигателей 6кВ, установленных на механизмах ПС 110кВ

№п/п	Марка электродвигателя	Мощность кВт	Обороты об/мин	Место установки	Место присоединения
РП-8 РУ 6кВ I секция					
1	4А-450У-6У3	800	1000	Сетевой насос №4	яч. №1
2	А4-400Х-4У3	500	1500	Питательный насос №1	яч. №9
3	ДА304-450УК-8У1	400	750	Дымосос К-1	яч. №11
4	ДА304-400У-8У1	250	750	Дымосос К-2	яч. №13
5	ДА304-450УК-8У1	400	750	Мельница 1 «А»	яч. №17
Итого:		2350			

№п/п	Марка электродвигателя	Мощность кВт	Обороты об/мин	Место установки	Место присоединения
РП-8 РУ 6кВ II секция					
1	4А-450У-6У3	800	1000	Сетевой насос №5	яч. №2
2	ДА304-450УК-8У1	400	750	Мельница 1 «Б»	яч. №14
3	ДА304-450УК-8У1	400	750	Дымосос К-3	яч. №16
4	4А3М- 500/6000УХЛ4	500	2970	Питательный насос №2	яч. №22
Итого:		2100			
РП-9 РУ 6кВ I секция					
1	ДА304-450-10У	250	600	Дымосос К-4	яч. №10
2	А4-400У-4У3	630	1500	Сетевой насос №7	яч. №12
3	ДА304-400У-8У1	250	750	Мельница 2 «Б»	яч. №14
4	ДА304-400У-8У1	250	750	Мельница 3 «Б»	яч. №16
5	А4-400Х-4У3	500	1500	Питательный насос №5	яч. №20
Итого:		1880			
РП-9 РУ 6кВ II секция					
1	А4-400У-4У3	630	1500	Сетевой насос №6	яч. №11
2	ДА304-400У-8У1	250	750	Мельница 2 «А»	яч. №13
3	ДА304-400У-8У1	250	750	Мельница 3 «А»	яч. №15
4	А4-400Х-4У3	500	1500	Сетевой насос №3	яч. №19
Итого:		1630			
Новое РУ 6кВ I секция					
1	А4-400У-4У3	630	1500	Сетевой насос №8	яч. №6
2	А4-400У-4У3	630	1500	Сетевой насос №10	яч. №7
Итого:		1260			
Новое РУ 6кВ II секция					
1	А4-400У-4У3	630	1500	Сетевой насос №9	яч. №16
Итого:		630			

Таблица 1.6 – Технические данные двигателей 6кВ

№	Тип двигателя	Мощность двигателя, кВт	Обороты, об/мин	cosφ	К _п , о.е.	η, %
1	ДА304-450-10У	250	600	0,78	6	92,5
2	ДА304-400У-8У1	250	750	0,79	6	93,0
3	ДА304-450УК-8У1	400	750	0,81	6	93,8
4	А4-400Х-4У3	500	1500	0,87	6,2	94,8
5	4А3М-500/6000УХЛ4	500	2970	0,89	5,1	95,7
6	А4-400У-4У3	630	1500	0,88	6,5	95,2
7	А4-400У-4У3	630	1500	0,87	7	94,7
8	4А-450У-6У3	700	1000	0,83	4,5	95,2

Технические данные ТСН представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Технические данные ТСН-6/0,4кВ

ТСН	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность, кВА	U _к , %
ТСН-1	6,3/0,4	1000	8
ТСН-2	6,3/0,4	1000	8
ТСН-3	6,3/0,4	1000	8
ТСН-4	6,3/0,4	1000	8

Параметры кабельных линий сведены в таблицу 1.8 и 1.9.

Таблица 1.8 – Параметры кабельных линий 6кВ

№	Наименование кабельной линии	Длина, м	Число и сечение жил, мм ²
1	от яч.35 ПС до РП-1 яч.4 ввод 2	420	АСБ-6-3х150
2	от яч.6 ПС до РП-8 яч.7 ввод 1	390	АСБ-6-3х150
3		390	ААШВ-6 -3х185
4	от яч.33 ПС до РП-8 яч.24 ввод 2	390	2АСБ-6-3х150
5	от яч.19 ПС до РП-9 яч.17 ввод 1	280	АСБ-6-3х240

№	Наименование кабельной линии	Длина, м	Число и сечение жил, мм ²
6	от яч.17 ПС до РП-9 яч.18 ввод 2	280	АСБ-6-3х150
7		280	АСБ-6-3х240
8	от яч.12 ПС до РУ 6,3кВ яч.5 ввод 1	420	ВВГнг(А)-6-3х240
9	от яч.23 ПС до РУ 6,3кВ ч.18 ввод 2	420	ВВГнг(А)-6-3х240

Таблица 1.9 – Параметры кабельной линии от РУ-6,3кВ до генератора, двигателей, КЛ до РП-8(9) и ТСН-6,3/0,4кВ

№	Наименование кабельной линии	Длина, м	Число и сечение жил, мм ²
10	от РУ-6,3кВ яч.1 до Г-1	18	3хПВВнг(А)-LS-1х500
11	от РУ-6,3кВ яч.1 до Г-1 (от шинного моста до яч.1 ввода генератора)	12	3хВВГнг(А)-6-3х240
12	от РУ-6,3кВ яч.6 до СН-8	120	ВВГнг-6-3х150
13	от РУ-6,3кВ яч.7 до СН-10	120	ВВГнг-6-3х150
14	от РУ-6,3кВ яч.9 до ТСН-1	40	ВВГнг-6-3х150
15	от РУ-6,3кВ яч.10 до ТСН-3	90	ВВГнг-6-3х150
16	от РУ-6,3кВ яч.13 до ТСН-2	40	ВВГнг-6-3х150
17	от РУ-6,3кВ яч.14 до ТСН-4	90	ВВГнг-6-3х150
18	от РУ-6,3кВ яч.16 до СН-9	120	ВВГнг-6-3х150
19	от РУ-6,3кВ яч.3 до яч.9 РП-9	230	ВВГнг-6-3х150
20	от РУ-6,3кВ яч.4 до яч.21 РП-8	300	ВВГнг-6-3х150

В качестве расчетных режимов для определения параметров срабатывания защит и оценки их чувствительности будут рассмотрены следующие режимы работы рассматриваемого участка сети:

Таблица 1.10 – Режимы работы рассматриваемого участка сети

№ режима	Условия
Режимы работы сети 110кВ	
1	Максимальный режим (все включено)

№ режима	Условия
2	Отключение питающей линии 1 цепь (или 2 цепь)
3	Отключение линии 220кВ с максимальной подпиткой
4	Отключение 2СШ на ПС
Режимы работы сети 6кВ	
1	Все включено
2	Сеть 6кВ отключается по автоматики от сети 110кВ по шинам 6кВ

2 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ

2.1 Общие положения

Определение параметров элементов схемы замещения выполнялось согласно расчетным выражениям [1], [2].

Величины сопротивлений элементов схемы замещения рассчитываются в именованных единицах. Сопротивления линий, генераторов, трансформаторов, двигателей приведены к своей ступени напряжения.

Схема замещения рассматриваемого участка сети представлена на рисунке 2.1.

2.2 Параметры элементов

Сопротивление воздушных и кабельных линий определяются по формуле:

$$z_l = (r_{уд} + j \cdot x_{уд}) \cdot l,$$

где $r_{уд}$ – удельное активное сопротивление прямой последовательности, Ом/км;

$x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности, Ом/км;

l – длина линии, км.

Результаты расчетов сопротивлений воздушных и кабельных линий сведены в таблицу 2.1, 2.2 и 2.3.

Таблица 2.1 – Расчет сопротивлений воздушных линий

№	$r_{уд}$, Ом/км	$x_{уд}$, Ом/км	$r_{уд0}$, Ом/км	$x_{уд0}$, Ом/км	l , км	z_l , Ом	$z_{л0}$, Ом
1	0,12	0,405	0,31	1,354	3,04	$0,365 + j \cdot 1,231$	$0,943 + j \cdot 4,117$
2	0,12	0,405	0,31	1,354	1,178	$0,141 + j \cdot 0,477$	$0,366 + j \cdot 1,595$
3	0,12	0,405	0,31	1,354	0,472	$0,057 + j \cdot 0,191$	$0,147 + j \cdot 0,639$
4	0,12	0,405	0,31	1,354	3	$0,363 + j \cdot 1,215$	$0,951 + j \cdot 3,974$

№	$\Gamma_{уд}$, Ом/км	$X_{уд}$, Ом/км	$\Gamma_{уд0}$, Ом/км	$X_{уд0}$, Ом/км	l , км	$z_{л}$, Ом	$z_{л0}$, Ом
5	0,12	0,405	0,31	1,354	1,143	$0,137 + j \cdot 0,463$	$0,363 + j \cdot 1,514$
6	0,12	0,405	0,31	1,354	0,499	$0,066 + j \cdot 0,202$	$0,171 + j \cdot 0,661$
7	0,249	0,427	0,455	1,421	2,142	$0,533 + j \cdot 0,915$	$0,974 + j \cdot 3,044$
8	0,249	0,427	0,455	1,421	2,144	$0,534 + j \cdot 0,915$	$0,975 + j \cdot 3,046$
9	0,12	0,405	0,31	1,354	0,035	$0,042 + j \cdot 0,014$	$0,011 + j \cdot 0,046$

Таблица 2.2 – Расчет сопротивлений кабельных линий 6кВ

№	$r_{уд}$, Ом/км	$x_{уд}$, Ом/км	l , км	$z_{л}$, Ом
1	0,231	0,074	0,42	$0,097 + j \cdot 0,031$
2	0,231	0,074	0,39	$0,09 + j \cdot 0,029$
3	0,182	0,074	0,39	$0,071 + j \cdot 0,029$
4	0,231	0,074	0,39	$0,09 + j \cdot 0,029$
5	0,146	0,071	0,28	$0,041 + j \cdot 0,02$
6	0,231	0,074	0,28	$0,065 + j \cdot 0,021$
7	0,146	0,071	0,28	$0,041 + j \cdot 0,02$
8	0,097	0,079	0,42	$0,041 + j \cdot 0,033$
9	0,097	0,079	0,42	$0,041 + j \cdot 0,033$

Таблица 2.3 – Расчет сопротивлений кабельной линии от РУ-6,3кВ до генератора, двигателей, КЛ до РП-8(9) и ТСН-6,3/0,4кВ

№	$r_{уд}$, Ом/км	$x_{уд}$, Ом/км	l , км	$z_{л}$, Ом
10	0,089	0,0366	0,018	$0,0016 + j \cdot 0,00066$
11	0,077	0,077	0,012	$0,00092 + j \cdot 0,00092$
12	0,158	0,079	0,12	$0,0189 + j \cdot 0,0095$
13	0,158	0,079	0,12	$0,0189 + j \cdot 0,0095$
14	0,158	0,079	0,04	$0,0063 + j \cdot 0,0032$
15	0,158	0,079	0,09	$0,0142 + j \cdot 0,0071$
16	0,158	0,079	0,04	$0,0063 + j \cdot 0,0032$

№	$r_{уд}, \text{ Ом/км}$	$x_{уд}, \text{ Ом/км}$	$l, \text{ км}$	$z_{л}, \text{ Ом}$
17	0,158	0,079	0,09	$0,0142 + j \cdot 0,0071$
18	0,158	0,079	0,12	$0,0189 + j \cdot 0,0095$
19	0,158	0,079	0,23	$0,0363 + j \cdot 0,0182$
20	0,158	0,079	0,3	$0,0474 + j \cdot 0,0237$

Сопротивление силовых трансформаторов определяется по формуле:

$$z_T = \frac{U_k \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_T};$$

$$r_T = \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_T^2};$$

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2},$$

где U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

S_T – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение соответствующей обмотки трансформатора, кВ;

$\Delta P_{\text{КЗ}}$ – мощность короткого замыкания, МВт.

Произведем расчет:

$$z_T = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 20} = 69,431 \text{ Ом};$$

$$r_T = 0,095 \cdot \frac{115^2}{20^2} = 3,141 \text{ Ом};$$

$$x_T = \sqrt{69,431^2 - 3,141^2} = 69,36 \text{ Ом}.$$

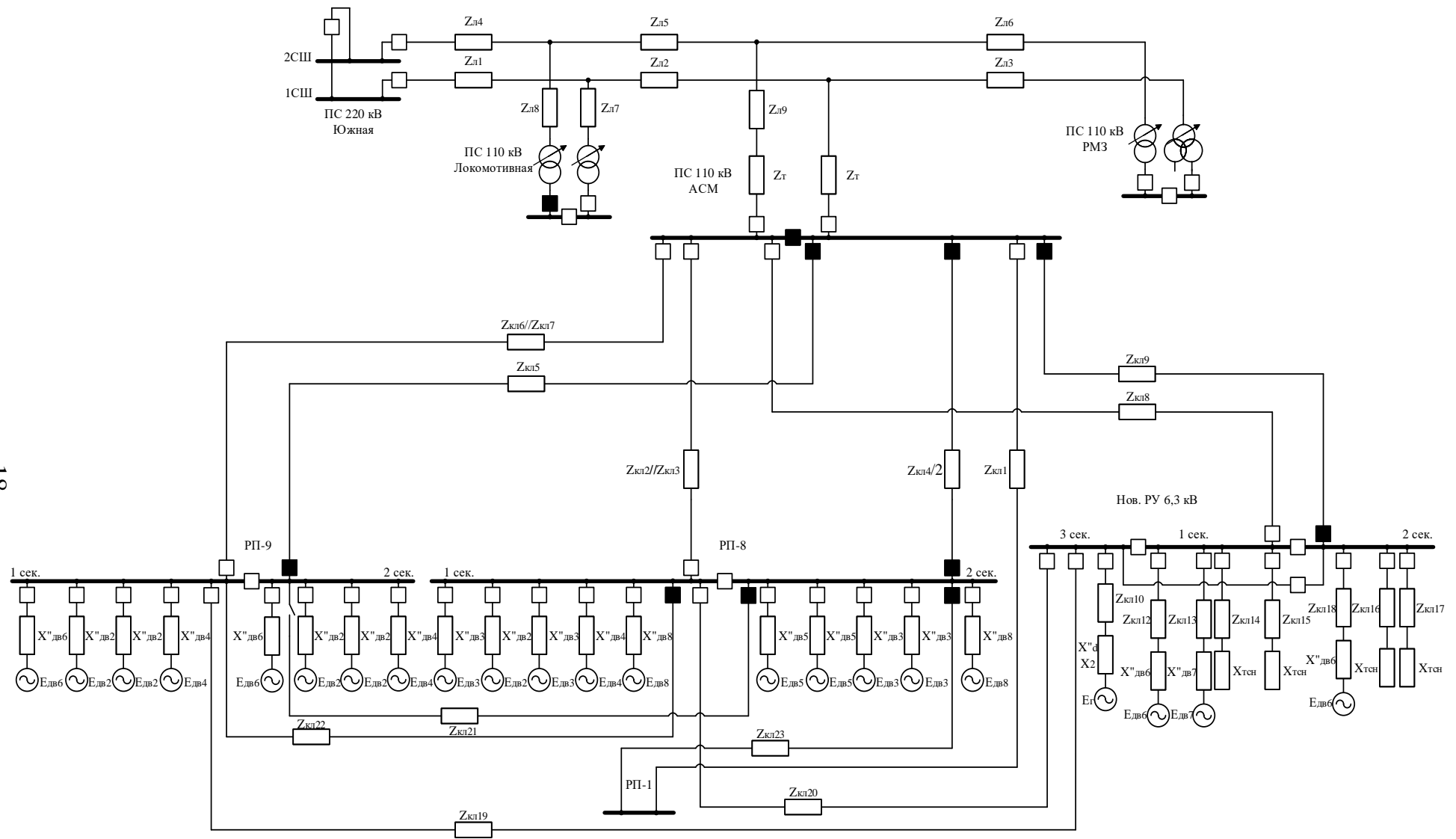


Рисунок 2.1 – Схема замещения рассматриваемого участка сети

Сопротивление генератора рассчитывается по формуле:

$$x''_{dГ} = x''_{d*} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ Г}};$$
$$x_2 = x_{2*} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ Г}},$$

где x''_{d*} – номинальное синхронное сверхпереходное сопротивление по продольной оси, о.е;

x_{2*} – номинальное сопротивление обратной последовательности, о.е;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение, кВ;

$S_{НОМ Г}$ – номинальная полная мощность, МВА.

Произведем расчет:

$$x''_{dГ} = 0,102 \cdot \frac{6,3^2}{7,5} = 0,54 \text{ Ом};$$
$$x_2 = 0,124 \cdot \frac{6,3^2}{7,5} = 0,656 \text{ Ом}.$$

ЭДС генератора определяется по формуле:

$$E_{Г} = \sqrt{(U_{НОМ} + I_{НОМ Г} \cdot x''_{dГ} \cdot \sin\varphi)^2 + (I_{НОМ Г} \cdot x''_{dГ} \cdot \cos\varphi)^2},$$

где $I_{НОМ Г}$ – номинальный ток статора генератора, кА.

Произведем расчет:

$$E_{Г} = \sqrt{(6,3 + 1,19 \cdot 0,54 \cdot 0,6)^2 + (1,19 \cdot 0,54 \cdot 0,8)^2} = 6,705 \text{ кВ}.$$

Сопротивление трансформаторов собственных нужд рассчитывается по формуле:

$$x_{Т} = \frac{U_k \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{Т}},$$

где U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$S_{Т}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение обмотки трансформатора, кВ.

Произведем расчет:

$$x_T = \frac{8 \cdot 6,3^2}{100 \cdot 1} = 3,175 \text{ Ом.}$$

Сопротивление двигателя рассчитывается по формуле:

$$x''_{дв} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot k_{п} \cdot I_{ном}},$$

где $U_{ном} = 6\text{кВ}$ – номинальное напряжение;

$k_{п}$ – кратность пускового тока двигателя;

$I_{ном}$ – номинальный ток двигателя, кА, рассчитывается:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\cos\varphi \cdot \eta \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}.$$

ЭДС двигателя:

$$E_{дв} = \sqrt{(U_{ном} - I_{ном} \cdot x''_{дв} \cdot \sin\varphi)^2 + (I_{ном} \cdot x''_{дв} \cdot \cos\varphi)^2}.$$

Результаты расчетов сопротивлений и ЭДС двигателей сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет сопротивлений и ЭДС двигателей

№	$I_{ном}, \text{кА}$	$x''_{дв}, \text{Ом}$	$E_{дв}, \text{кВ}$
1	0,033	17,316	5,657
2	0,033	17,633	5,664
3	0,051	11,397	5,681
4	0,058	9,578	5,745
5	0,056	12,024	5,722
6	0,072	7,365	5,766
7	0,074	6,726	5,772
8	0,097	7,902	5,607

Расчетная схема защищаемого участка сети с указанием значений сопротивлений и ЭДС элементов схемы замещения представлена в приложении Б.

3 ОПИСАНИЕ СОСТАВА ЗАЩИТ И МЕТОДИКА РАСЧЕТА

3.1 Общие положения

В расчетах параметров срабатывания и принципов работы устройств релейной защиты изначально учитываются ограничения в режиме работы генератора: при работе генератора параллельно с сетью ПС 110кВ длительность работы при КЗ в сети 6,3кВ не превышает 0,5 секунд (до начала проворота генератора относительно внешней сети), а при работе генератора на выделенную нагрузку (после работы АОДС) длительность работы при КЗ в сети 6,3кВ принята не превышающей 1,5 секунд.

Согласно [3,4] на трансформаторах должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) междуфазных коротких замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- 5) понижения уровня масла;
- 6) сверхтоков перегрузки.

В рамках этой работы для защиты трансформаторов будут рассмотрены следующие виды защит:

- 1) Газовые защиты трансформатора и его устройства РПН;
- 2) Продольная дифференциальная токовая защита;
- 3) Максимальная токовая защита (МТЗ) ВН и НН с пуском по напряжению;
- 4) Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- 5) Защита от перегрузки (ЗП).

Защита трансформаторов реализована на базе шкафа типа ШЭ2607 041 производства ООО НПП “ЭКРА”. Данный шкаф состоит из двух комплектов.

Первый комплект реализует следующие функции защит:

- дифференциальная токовая защита;
- МТЗ со всех сторон;
- токовая защита нулевой последовательности со стороны высокого напряжения;
- защита от перегрузки со всех сторон;
- устройства резервирования при отказе выключателя со стороны ВН;
- токовое реле для пуска автоматики охлаждения;
- реле тока для блокировки устройства РПН при перегрузке;
- реле максимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на повышение напряжения обратной последовательности для пуска по напряжению МТЗ СН, МТЗ НН1, МТЗ НН2;
- реле минимального напряжения сторон СН, НН1 и НН2, реагирующие на понижение междуфазного напряжения для блокировки РПН.

Кроме этого первый комплект получает сигналы от газовой защиты трансформатора, газовой защиты устройства РПН трансформатора, датчиков понижения и повышения уровня масла, неисправности цепей охлаждения.

При приеме сигналов от отключающих ступеней газовых защит трансформатора и устройства РПН второй комплект действует на отключение через две группы отключающих реле.

3.2 Методика расчетов параметров срабатывания устройств РЗ

Для описания методики расчетов параметров срабатывания были использованы методические указания [5].

3.2.1 Продольная дифференциальная токовая защита (ДЗТ)

Назначение: предназначена для защиты от внутренних замыканий и от повреждений на выводах.

Дифференциальная токовая защита трансформатора содержит дифференциальную защиту с торможением и дифференциальную отсечку.

Минимальный ток срабатывания ДЗТ выбирается по условию отстройки от тока небаланса в расчетном режиме и не должен приниматься менее 0,2:

$$I_{Д.0} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч*},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч*}$ – относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого трансформатора при малых сквозных токах, определяемый по формуле:

$$I_{нб.расч*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птг},$$

Где $K_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – относительная полная погрешность ТТ;

$\Delta U_{рпн}$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН;

$\Delta f_{выр}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$\Delta f_{птг}$ – относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора.

Ток начала торможения ДЗТ $I_{Т.0}$ задается в диапазоне от 0,60 до 1,00 от $I_{БАЗ}$. По рекомендациям фирмы изготовителя следует принять его равным 1,0 о.е.

Ток торможения блокировки ДЗТ выбирается по условию отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки защищаемого трансформатора и определяется по выражению:

$$I_{Т.БЛ} \geq K_{отс} \cdot K_{пред.нагр} \cdot I_{ном*},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$K_{пред.нагр}$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора;

$I_{\text{НОМ}^*}$ – относительный номинальный ток.

Коэффициент торможения – это отношение приращения дифференциального тока к приращению тормозного тока. Он определяет отстройку ДЗТ от внешних коротких замыканий. Значение коэффициента торможения рассчитывается по выражению:

$$K_T \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} - I_{\text{Д.0}}}{I_T - I_{\text{Т.0}}},$$

где $I_{\text{нб}}$ – расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому силовому трансформатору сквозного тока и рассчитываемый по выражению:

$$I_{\text{нб}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{птг}}) \cdot I_{\text{СКВ}^*},$$

где $I_{\text{СКВ}^*}$ – ток внешнего короткого замыкания;

$I_T = \sqrt{I_{\text{СКВ}^*} \cdot (I_{\text{СКВ}^*} - I_{\text{нб}}) \cdot \cos \beta}$ – ток торможения в режиме протекания по трансформатору максимальных сквозных токов;

где β – угол между вектором токов плеч защиты.

Блокировка по второй гармонике. Для защит трансформаторов следует принимать:

$$I_{\text{БЛ}} = 0,1$$

Ток срабатывания *дифференциальной отсечки* выбирается по следующим условиям:

- по отстройке от броска тока намагничивания силового трансформатора $I_{\text{отс}^*} \geq 6,5$;
- по отстройке от максимального тока небаланса:

$$I_{\text{отс}^*} = 1,5 \cdot I_{\text{КЗ}^*} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{птг}}),$$

где $I_{\text{КЗ}^*}$ – максимальный ток внешнего короткого замыкания.

Коэффициент чувствительности определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.min*}}}{I_{\text{с.з}}},$$

где $I_{\text{кз.min*}}$ – относительный минимальный ток двухфазного короткого замыкания на выводах низкой стороны трансформатора;

$I_{\text{с.з}}$ – ток срабатывания защиты.

Согласно ПУЭ [3] значение коэффициента чувствительности должно быть не меньше 2.

3.2.2 Газовая защита трансформатора и его устройства РПН

Назначение: предназначены для защиты от внутренних повреждений (замыканий внутри кожуха трансформатора, резкого понижения уровня масла).

Защита выполняется с помощью газовых реле, которые устанавливаются в трубопровод, находящийся между расширителем и баком трансформатора. При внутреннем замыкании под действием нагрева происходит разложение масла и образование пузырьков газа, которые начинают скапливаться в верхней части газового реле, вытесняя из него масло, что приводит к срабатыванию реле. Если процесс газообразования протекает не интенсивно, то реле действует на сигнал (сигнальная ступень), если же газообразования интенсивное – на отключение (отключающая ступень).

При нормальной работе процесс коммутации устройства РПН сопровождается незначительным газообразованием. Поэтому для его защиты использовать обычные газовые реле невозможно. С целью *защиты устройств РПН* применяют струйные реле, реагирующие на поток масла и действующие на отключение трансформатора.

В шкафах ШЭ2607 041 осуществляется прием сигналов от:

- сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты трансформатора (ГЗТ);
- газовой защиты устройства РПН трансформатора (ГЗ РПН).

3.2.3 Максимальные токовые защиты с комбинированным пуском по напряжению

Назначение: МТЗ ВН предназначена для отключения трансформатора при отказе его основной защиты и резервирования отключения КЗ на шинах низкого напряжения. МТЗ НН предназначена для отключения трансформатора при КЗ на шинах НН и для резервирования защит смежных элементов.

Параметры срабатывания для всех сторон определяются одинаково.

Первичный ток срабатывания МТЗ выбирается по следующим условиям:

а) по отстройке от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигателей:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_B} \cdot I_{раб.макс},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

K_B – коэффициент возврата;

$K_{зап}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки;

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

б) по согласованию с защитами отходящих элементов сети.

- согласование с МТЗ:

$$I_{C.3} = K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{C.3.пред},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$K_{ток}$ – коэффициент токораспределения;

$I_{C.3.пред}$ – ток срабатывания МТЗ смежного элемента, с защитой которого выполняется согласование.

- согласование с дистанционной защитой:

$$I_{с.з} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{Z_{\Sigma з}}{K'_{ток}} + \frac{Z_{с.з.см}}{K_{ток}} + \Delta Z \right)},$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора;

$Z_{с.з.см}$ – сопротивление срабатывания защиты смежного элемента, с которым идет согласование;

$Z_{\Sigma з}$ – результирующее сопротивление до места установки токовой;

ΔZ – сопротивление от места установки рассматриваемой токовой защиты до места установки защиты смежного элемента;

$K'_{ток}, K_{ток}$ – коэффициенты токораспределения.

Для дальнейших расчетов в качестве тока срабатывания следует принимать наибольшее значение из полученных.

Затем производится *проверка коэффициента чувствительности* при междуфазном КЗ за трансформатором в минимальном режиме, по выражению:

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗ.мин.вт}}{I_{уст}},$$

где $I_{КЗ.мин.вт}$ – ток в месте установки защиты, приведенный к вторичным величинам;

$I_{уст}$ – уставка тока срабатывания МТЗ;

При выполнении функций основной защиты коэффициент чувствительности должен быть не ниже 1,5, и не менее 1,2 при КЗ в конце зоны резервирования. Если чувствительность оказывается недостаточной, то есть необходимость использования комбинированного пуска по напряжению.

Первичный ток срабатывания МТЗ с комбинированным пуском по напряжению выбирается по следующим условиям:

а) по отстройке от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигателей:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}$$

- б) по согласованию с защитами отходящих элементов сети.
 - согласование с МТЗ:

$$I_{C.3} = K_{отс} \cdot K_{ток} \cdot I_{C.3.пред}$$

- согласование с дистанционной защитой:

$$I_{C.3} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{Z_{\Sigma 3}}{K'_{ток}} + \frac{Z_{C.3.см}}{K_{ток}} + \Delta Z \right)}$$

Ток срабатывания принимается равным наибольшему значению из полученных. Затем также проверяют чувствительность.

Выбор *параметра срабатывания минимального измерительного органа напряжения* осуществляют по следующим условиям:

- а) исходя из обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ:

$$U_{C.3} \leq \frac{U_{мин}}{K_{отс} \cdot K_B},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

K_B – коэффициент возврата;

$U_{мин}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ;

- б) исходя из отстройки от напряжения самозапуска при включении от АПВ или АВР заторможенных двигателей нагрузки:

$$U_{C.3} \leq \frac{U_{зап}}{K_{отс}},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$U_{зап}$ – междуфазное напряжения в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей при включении их от АПВ или АВР.

Наименьшее значение из полученных принимается в качестве напряжения срабатывания.

Затем проверяют *чувствительность минимального измерительного органа напряжения*, по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{уст}}}{U_{\text{КЗмакс.вт}}},$$

где $U_{\text{уст}}$ – принятое значение параметра срабатывания минимального ИО напряжения;

$U_{\text{КЗмакс.вт}}$ – междуфазное напряжение в месте установки ТН при металлическом междуфазном КЗ в расчетной точке в режиме, обуславливающим наибольшее значение этого напряжения, приведенное ко вторичным величинам.

Параметра срабатывания реле напряжения обратной последовательности выбирается по условию отстройки от напряжения в нагрузочном режиме. Рекомендуют принимать:

$$U_{2\text{с.з}} \leq (0,06 \div 0,1)U_{\text{ном}},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение защищаемого трансформатора;

Чувствительность органа напряжения обратной последовательности проверяют по выражению

$$K_{\text{ч}} = \frac{U_{2\text{КЗмин.вт}}}{U_{2\text{уст}}},$$

где $U_{2\text{уст}}$ – параметр срабатывания измерительного органа напряжения обратной последовательности;

$U_{2\text{КЗмин.вт}}$ – минимальное междуфазное напряжение обратной последовательности, в месте установки ТН при металлическом междуфазном КЗ в расчетной точке.

Выдержка времени должна быть согласована с последними, наиболее чувствительными ступенями защит смежных элементов. Расчет выполняется по выражению:

$$t_{с.з} = t_{с.зсм} + \Delta t,$$

где $t_{с.зсм}$ – время срабатывания наиболее чувствительных ступеней смежных защит;

Δt – степень селективности.

3.2.4 Защита от перегрузки

Назначение: предназначена для защиты трансформатора от длительных перегрузок. Защита действует на сигнал. На двухобмоточных трансформаторах с двусторонним питанием защиту от перегрузки необходимо устанавливать на обеих сторонах.

Расчет параметров срабатывания производится одинаково для всех сторон.

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

$$I_{зп.стор} = \frac{I_{ном.стор}}{K_{тт.стор}} \cdot \frac{K_{отс}}{K_{в}},$$

где $I_{ном.стор}$ – номинальный ток стороны трансформатора, где установлена защита;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки ЗП;

$K_{в}$ – коэффициент возврата;

$K_{тт.стор}$ – коэффициент трансформации ТТ.

Выбор времени срабатывания защиты от перегрузки производится по условию отстройки от режимов кратковременных перегрузок. Можно принять без расчета из диапазона от 9,0 до 10,0с.

3.2.5 Устройство резервирования при отказе выключателя

Назначение: предназначена для отключения трансформатора выключателями смежных элементов в случае отказа его выключателя.

Ток срабатывания УРОВ выбирается по условию обеспечения чувствительности и по возможности минимальным. Рекомендуется:

$$I_{\text{УРОВ}} = (0,05 \div 0,1) \cdot I_{\text{НОМ}},$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток стороны, на которой установлено УРОВ.

Выдержка времени УРОВ должна быть отстроена от времени отключения исправного выключателя с учетом времени возврата устройства и необходимого запаса, по выражению:

$$t_{\text{С.З}} = t_{\text{откл.в}} + t_{\text{возв.УРОВ}} + t_{\text{зап}},$$

где $t_{\text{возв.УРОВ}}$ – максимальное время возврата УРОВ;

$t_{\text{откл.в}}$ – время отключения выключателя;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса.

3.2.6 Логическая защита шин

Назначение: обеспечивает защиту шин.

Работает когда срабатывает МТЗ, соответствующей секции шин, а также при отсутствии срабатывания токовых защит на присоединениях, отходящих от этой секции шин.

Выдержки времени принимаются в диапазоне от 0,05с до 27.00с.

4 ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНАЯ ТОКОВАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

4.1 Общие положения

Продольная дифференциальная токовая защита трансформатора (ДЗТ) предназначена для отключения повреждений (любых видов КЗ) на всем защищаемом участке без выдержки времени. Принцип ее действия основан на сравнении токов сторон трансформатора. Преимуществами данной защиты является высокая чувствительность, быстродействие, абсолютная селективность. На сегодняшний день в качестве дифференциальной защиты трансформатора в большинстве случаев используют микропроцессорные устройства релейной защиты (МУРЗ), обеспечивающие безотказность защиты в 99,2% случаев. В данных защитах выравнивание вторичных токов выполняется программно.

В данной работе рассматриваются дифференциальные защиты трансформаторов следующих производителей:

- ООО НПП «ЭКРА»;
- Schneider Electric;
- Siemens AG;
- и дифференциальная токовая защита трансформатора на электромеханическом реле типа РНТ-565.

4.2 ДЗТ шкафа ШЭ2607 041 производства компании НПП «ЭКРА»

Данная защита содержит дифференциальную защиту с торможением и блокировкой по второй гармонике и дифференциальную отсечку. Характеристика срабатывания дифференциальной защиты с торможением приведена на рисунке 4.1.

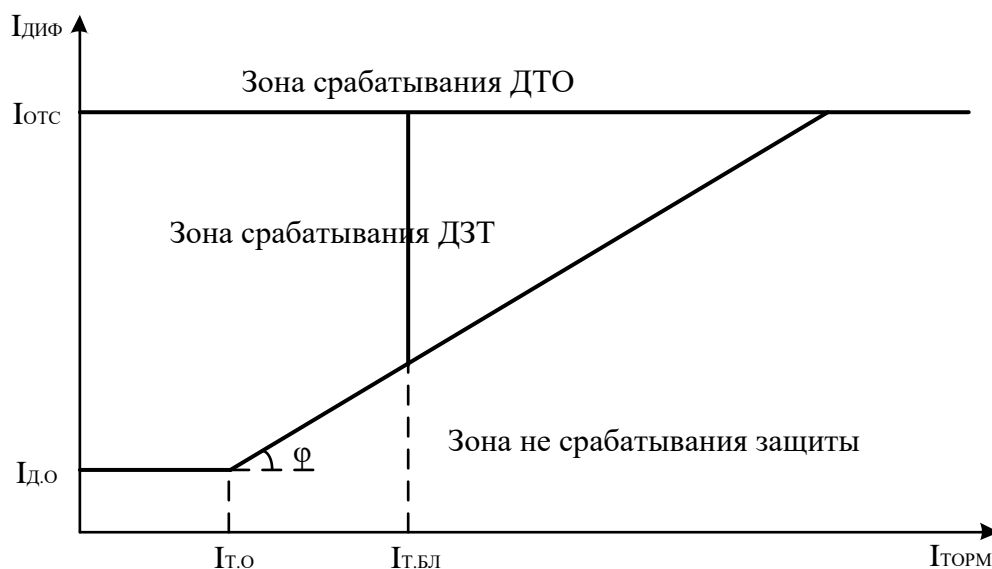


Рисунок 4.1 – Характеристика срабатывания ДЗТ шкафа ШЭ2607 041

Тормозная характеристика состоит из двух участков:

- горизонтального – от 0 до тормозного тока, который равен току начала торможения. На данном участке защита срабатывает при превышении тока срабатывания $I_{д.0}$;
- наклонного – до тормозного тока, который равен току торможения блокировки. Данный участок имеет наклон с коэффициентом торможения $K_T = \text{tg}\varphi$.

Расчет параметров срабатывания ДЗТ Т приведен в п. 3.2.1 настоящей работы.

4.3 ДЗТ устройства Sepam T87 производства компании «Schneider Electric»

Дифференциальная защита устройства Sepam T87 выполнена пофазной. Она чувствительную дифференциальную защиту с процентной тормозной характеристикой и блокировками по второй и пятой гармоникам, а также содержит дифференциальную отсечку. Характеристика срабатывания дифференциальной защиты с торможением приведена на рисунке 4.2.

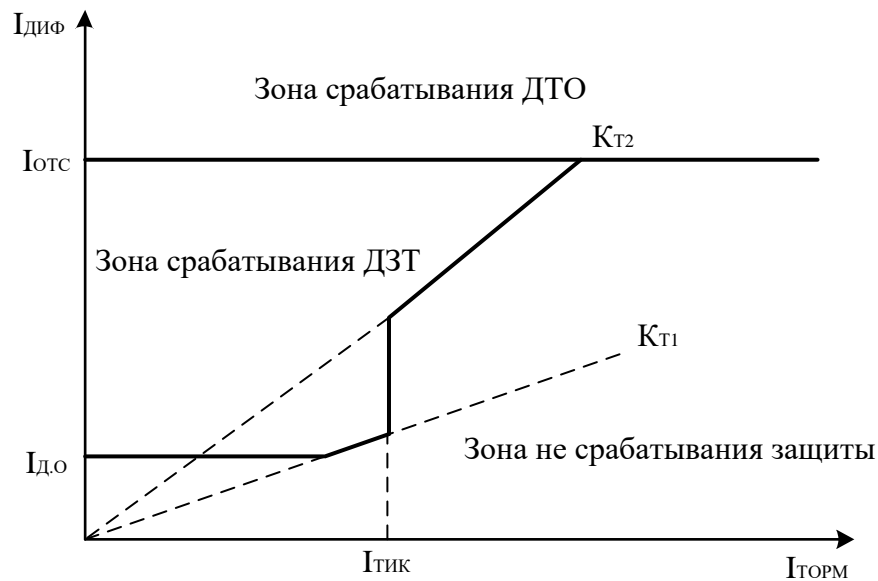


Рисунок 4.2 – Характеристика срабатывания ДЗТ устройства Seram T87

Тормозная характеристика имеет три участка:

- горизонтальный – срабатывание защиты определяется параметром срабатывания $I_{д.0}$
- первый наклонный – до тормозного тока, равного точке изменения крутизны. Данный участок имеет наклон с коэффициентом торможения $K_{Т1}$;
- второй наклонный – до максимально возможного значения тормозного тока. Данный участок имеет наклон с коэффициентом торможения $K_{Т2}$.

Помимо традиционной тормозной характеристики фирма Schneider Electric предлагает новое направление в создании цифровых реле – это самоадаптирующееся торможение на основе искусственной нейронной сети. В случае применения самоадаптирующегося торможения необходимо задать только тормозную характеристику, причем, только горизонтальную часть и первую наклонную часть. Все остальные характеристики не устанавливаются. Единственное ограничение, вводимое фирмой, применение искусственной нейронной схемы возможно на тех трансформаторах, для которых амплитудное значение броска тока намагничивания не превышает 8

кратного действующего значения номинального тока силового трансформатора.

Расчет параметров срабатывания ДЗТ осуществлен по методике, описанной в [6-7].

Проверка возможности использования *самоадаптирующегося торможения* осуществляется по формуле:

$$I_{\text{бр.нам}} < 8 \cdot I_{\text{ном.т}},$$

где $I_{\text{ном.т}}$ – номинальный ток трансформатора;

$I_{\text{бр.нам}}$ – амплитудное значение броска тока намагничивания, определяемое по формуле:

$$I_{\text{бр.нам}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{\text{ном}} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot (x_c + K_1 \cdot x_{\text{в*}} \cdot x_{\text{б}})},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение трансформатора;

A – относительное смещение оси синусоиды потокосцепления по отношению к точке перегиба характеристики намагничивания;

x_c – индуктивное сопротивление прямой последовательности до вводов трансформатора;

$x_{\text{в*}}$ – относительное индуктивное сопротивление трансформатора, приведенное к стороне подачи напряжения при включении;

$x_{\text{б}}$ – базовое сопротивление.

Минимальный ток срабатывания ДЗТ выбирается по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{\text{д.о}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч*}},$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент, учитывающий погрешности реле, ошибки расчетов, запас;

$I_{\text{нб.расч*}}$ – относительный ток небаланса, определяется по выражению:

$$I_{\text{нб.расч*}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{\text{пер}}}{1 - \Delta U_{\text{пер}}} + \Delta f,$$

где $K_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ;

$K_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

ε – относительная погрешность ТТ;

$\Delta U_{рег}$ – относительная величина напряжения диапазона РПН;

Δf – погрешность выравнивания, погрешность преобразования АЦП и т.п.

Уставка крутизны первого наклонного участка тормозной характеристики определяется по выражению:

$$K_{Т1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч}}{I_{торм}} = K_{отс} \cdot \left(K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + \Delta f \right).$$

Точка изменения крутизны (ТИК) тормозной характеристики по рекомендациям фирмы изготовителя определяется по формуле:

$$I_{ТИК} \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot I_{min.бр.нам}^{\left(\frac{4}{3}\right)} \cdot K_{Т1},$$

где $I_{min.бр.нам}$ – минимальное относительное значение броска тока намагничивания;

$K_{Т1}$ – выбранный коэффициент торможения первого наклонного участка характеристики.

По рекомендации фирмы Schneider Electric уставка крутизны второго наклонного участка тормозной характеристики принимается равной:

$$K_{Т1} = 0,6 \div 0,7.$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается из двух условий:

- отстройка от броска тока намагничивания (БТН):

$$I_{отс*} \geq K_{отс} \cdot I_{max.бр.нам},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$I_{max.бр.нам}$ – максимальное относительное значение БТН;

- отстройки от максимального тока небаланса в режиме внешнего короткого замыкания:

$$I_{\text{отс}^*} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{кз}^*},$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{нб}}$ – коэффициент небаланса;

$I_{\text{кз}^*}$ – максимальный ток внешнего КЗ.

Фирма изготовитель советует *уставки блокировок по второй и пятой гармоникам* принять равными:

$$I_{f2} = 0,15;$$

$$I_{f5} = 0,35.$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.min}^*}}{I_{\text{с.з}}},$$

где $I_{\text{кз.min}^*}$ – относительный минимальный ток двухфазного короткого замыкания на выводах низкой стороны трансформатора;

$I_{\text{с.з}}$ – ток срабатывания защиты.

Согласно ПУЭ [3] значение коэффициента чувствительности должно быть не меньше 2.

4.4 ДЗТ устройства SIPROTEC: 7UT6 производства компании «Siemens AG»

Дифференциальная защита устройства SIPROTEC: 7UT6 предназначена для защиты силовых трансформаторов, генераторов, двигателей, коротких линий. Большое число настраиваемых параметров позволяет максимально адаптировать устройство к защищаемому объекту. Данная защита включает в себя дифференциальную защиту с торможением и дифференциальную отсечку. Характеристика срабатывания дифференциальной защиты с торможением приведена на рисунке 4.3.

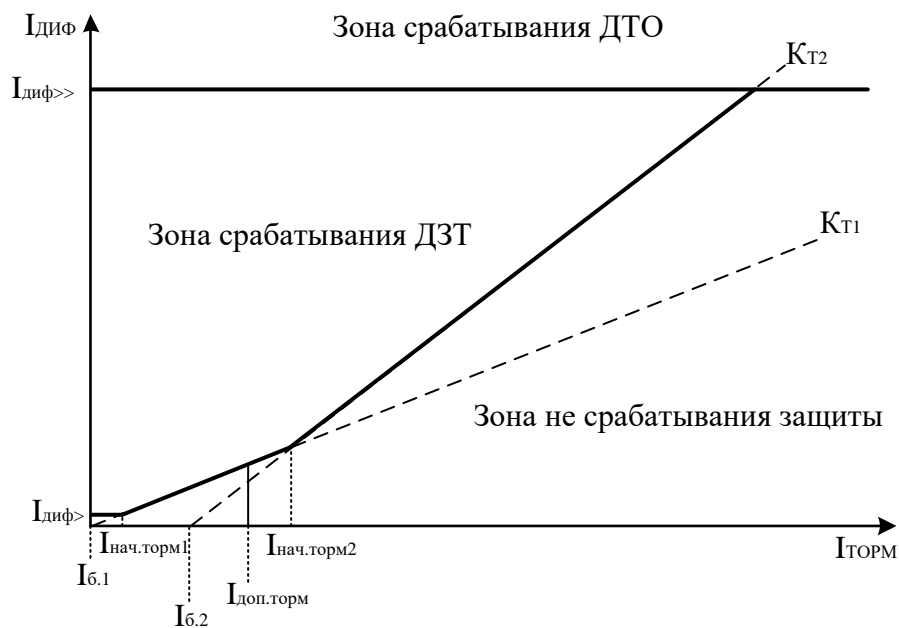


Рисунок 4.3 – Характеристика срабатывания ДЗТ устройства SIPROTEC:
7UT6

Тормозная характеристика имеет три участка:

- горизонтальный – от 0 до тормозного тока, который равен $I_{нач.торм1}$. На этом участке торможение отсутствует, срабатывание защиты определяется уставкой $I_{диф>}$;
- первый наклонный – до тормозного тока, который равен $I_{нач.торм2}$. Участок учитывает увеличение погрешности измерения, пропорционально току КЗ основных или промежуточных ТТ защиты в пределах допустимой величины (0,1) для ТТ, а также погрешности измерения токов внешних КЗ, вызванные действием РПН трансформатора;
- второй наклонный – обеспечивает дополнительное торможение при больших токах внешнего КЗ, которые могут вызвать насыщение ТТ и увеличение погрешности измерения ТТ.

Расчет параметров срабатывания ДЗТ представлен в соответствии с методикой, описанной в [8-9].

Минимальный ток срабатывания ДЗТ выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора:

$$I_{\text{диф}} > \geq K_{\text{отстр}} \cdot I_{\text{нб.торм.нач*}}$$

где $K_{\text{отстр}}$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.торм.нач*}}$ – относительный ток небаланса в режиме начала торможения, определяемый по формуле:

$$I_{\text{нб.торм.нач}} = K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}},$$

где $K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ;

ε – полная погрешность измерительных ТТ;

$\Delta U_{\text{рег}}$ – относительная величина напряжения диапазона РПН;

Δf – погрешность промежуточных ТТ и преобразования АЦП.

Определение наклона первого участка характеристики срабатывания. Начало наклонного участка характеристики срабатывания определяет ток базовой точки 1 характеристики торможения. Согласно рекомендациям изготовителя:

$$I_{\text{б.1}} = 0.$$

Тогда наклона первого участка:

$$K_{\text{Т1}} = \frac{K_{\text{отстр}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}})}{2 - \varepsilon - \Delta U_{\text{рег}} - \Delta f_{\text{выр}}},$$

где $K_{\text{отстр}}$ – коэффициент отстройки;

$K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока в переходном режиме внешнего КЗ;

ε – полная погрешность измерительных ТТ;

$\Delta U_{\text{рег}}$ – относительная величина напряжения диапазона РПН;

Δf – погрешность промежуточных ТТ и преобразования АЦП.

Ток начала торможения определяется по формуле:

$$I_{\text{нач.торм1}} = \frac{I_{\text{диф>}}}{K_{T1}},$$

где $I_{\text{диф>}}$ – принятая уставка минимального тока срабатывания ДЗТ;

K_{T1} – коэффициент торможения первого наклонного участка.

Параметры срабатывания второго участка характеристики торможения согласно рекомендациям изготовителя могут приниматься без расчетов.

Наклон *второго участка*:

$$K_{T2} = 0,6.$$

Ток начала торможения второго участка характеристики срабатывания:

$$I_{\text{нач.торм2}} = 5.$$

Уставка начальной точки характеристики определяется по формуле:

$$I_{б.2} = I_{\text{нач.торм2}} - \frac{I_{\text{диф1-2}}}{K_{T2}},$$

где $I_{\text{диф1-2}}$ определяется как:

$$I_{\text{диф1-2}} = K_{T1} \cdot (I_{\text{нач.торм2}} - I_{б.1}).$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки выбирается по двум условиям:

- отстройка от броска тока намагничивания

$$I_{\text{диф}} \gg \geq 8 \div 7.$$

- отстройка от максимального сквозного тока КЗ на стороне (шинах) СН или НН трансформатора, которая определяется границей защищаемой зоны:

$$I_{\text{диф}} \gg = \frac{1}{U_k},$$

где U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора.

Принимается максимальное расчетное значение $I_{\text{диф}} \gg$.

Для ДЗТ с большими сквозными токами при внешних повреждениях рационально использовать *дополнительное динамическое торможение*.

Уставка дополнительного торможения по току согласно рекомендациям изготовителя принимается:

$$I_{\text{доп.торм}} = 4.$$

Угол наклона характеристики принимается, как у первого наклонного участка характеристики срабатывания.

Уставка длительности дополнительного торможения:

$$T_{\text{доп.торм}} = T_{\text{сз.прис}} + T_{\text{откл.прис}},$$

где $T_{\text{сз.прис}}$ – максимальная выдержка времени защиты смежных присоединений;

$T_{\text{откл.прис}}$ – максимальное время отключения выключателя.

Гармоническое торможение. Уставки по второй и пятой гармоник задаются фирмой изготовителем:

$$I_{f2} = 15 \%;$$

$$I_{f5} = 30 \%.$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.min*}}}{I_{\text{с.з}}},$$

где $I_{\text{КЗ.min*}}$ – относительный минимальный ток двухфазного короткого замыкания на выводах низкой стороны трансформатора.

$I_{\text{с.з}}$ – ток срабатывания защиты.

Согласно ПУЭ [3] значение коэффициента чувствительности должно быть не меньше 2.

4.5 ДЗТ с реле типа РНТ-565

Защита, выполненная с реле типа РНТ-565, предназначена для защиты двух- и трехобмоточных трансформаторов.

В соответствии с [4] применять ДЗТ с реле серии РНТ-560 на проектируемых подстанциях не рекомендуется, потому что на трансформаторах с РПН такие защиты чаще всего не удовлетворяют требованиям чувствительности. Однако данные указания не запрещают использовать эти защиты в отдельных случаях (например, для защиты двухобмоточных трансформаторов мощностью менее 25 МВА).

Методика расчета параметров срабатывания ДЗТ представлена в соответствии с [4 и 10].

Выполняется расчет *первичных токов* для всех сторон защищаемого трансформатора в номинальном режиме работы. Исходя из коэффициентов трансформации и схемы соединения трансформаторов тока определяются вторичные токи в плечах защиты,.

Выбирается *предварительное значение первичного тока срабатывания защиты* по двум условиям:

- отстройка от броска тока намагничивания

$$I_{СЗ} \geq K \cdot K_{\text{выг}} \cdot I_{\text{ном}},$$

где $K_{\text{выг}}$ – коэффициент выгоды;

K – коэффициент надежности;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток трансформатора;

- отстройка от максимального тока небаланса в режиме внешнего короткого замыкания:

$$I_{СЗ} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}},$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч}}$ – расчетный ток небаланса, вычисляемый по формуле:

$$I_{\text{нб.расч}} = |I'_{\text{нб.расч}}| + |I''_{\text{нб.расч}}|,$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – ток небаланса, вызванный погрешностью трансформаторов тока;
 $I''_{\text{нб.расч}}$ – ток небаланса, вызванный регулированием напряжения защищаемого трансформатора.

Слагаемые тока небаланса определяются по выражениям:

$$I'_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к.мах}},$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим;

$K_{\text{одн}}$ – коэффициент однотипности ТТ;

ε – относительная погрешность ТТ;

$I_{\text{к.мах}}$ – периодическая составляющая максимального тока внешнего КЗ.

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U_{\text{рпн}} \cdot I_{\text{к.мах}},$$

где $\Delta U_{\text{рпн}}$ – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения.

В качестве расчетного тока срабатывания принимается наибольшее значение их двух условий.

Производится предварительная *проверка коэффициента чувствительности* по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}} \cdot K_{\text{сх}}^{(m)}}{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)}},$$

где $I_{\text{к.мин}}$ – минимальное значение периодической составляющей суммарного тока КЗ;

$K_{\text{сх}}^{(m)}$ – коэффициент схемы, определяемый видом повреждения (m), схемой соединения трансформаторов тока защиты со стороны источника питания и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора;

$K_{\text{сх}}^{(3)}$ – то же, но симметричного режима;

$I_{\text{сз}}$ – принятое значение тока срабатывания.

Согласно ПУЭ [3] коэффициент чувствительности должен быть не меньше 2.

Если полученное значение коэффициента чувствительности оказалось ниже допустимого, то следует перейти к расчету защиты с торможением. Если выше допустимого, то расчет необходимо продолжить как показано ниже.

Определяется *число витков обмотки насыщающегося трансформатора тока (НТТ) реле для основной стороны:*

$$\omega_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}},$$

где $F_{\text{ср}}$ – магнитодвижущая сила срабатывания реле;

$I_{\text{ср.осн}}$ – ток срабатывания реле, отнесенный к основной стороне. За основную принимается сторона с наибольшим вторичный ток в плечах защиты.

Ток срабатывания реле вычисляется по формуле:

$$I_{\text{ср.осн}} = \frac{I_{\text{СЗ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{ТТ}}}.$$

Найденное значение $\omega_{\text{осн.расч}}$ округляется до ближайшего целого меньшего значения, которое может быть установлено на НТТ реле.

Определяется *число витков обмотки НТТ реле для неосновной стороны:*

$$\omega_{1,\text{расч}} = \omega_{\text{осн}} \cdot \frac{I_{\text{осн.в}}}{I_{1,\text{в}}},$$

где $I_{1,\text{в}}$ – вторичный ток в плечах защиты для неосновной стороны;

$I_{\text{осн.в}}$ – вторичный ток в плечах защиты для основной стороны;

$\omega_{\text{осн}}$ – принятое число витков обмотки НТТ для основной стороны.

Найденное значение $\omega_{1,\text{расч}}$ округляется до ближайшего целого значения, которое может быть установлено на НТТ реле.

Определяется *уточненное значение тока срабатывания защиты:*

$$I_{C3} = K_{отс} \cdot (|I'_{нб.расч}| + |I''_{нб.расч}| + |I'''_{нб.расч}|),$$

где $I'''_{нб.расч}$ – слагаемая, обусловленная неточностью установки расчетного числа витков для неосновной стороны

Слагаемая тока срабатывания защиты, обусловленная неточностью установки расчетного числа витков определяется по формуле:

$$I'''_{нб.расч} = \left(\frac{\omega_{1.расч} - \omega_1}{\omega_{1.расч}} \right) \cdot I_{к.мах},$$

где $\omega_{1.расч}$ – расчетное число витков обмотки НТТ для неосновной стороны;

ω_1 – принятое (целое) число витков обмотки НТТ для неосновной стороны;

$I_{к.мах}$ – периодическая составляющая максимального тока внешнего КЗ.

Определяется действительный коэффициент отстройки защиты:

$$K_{отс} = \frac{I_{C3}}{I_{нб.расч}},$$

где I_{C3} – принятое значения тока срабатывания защиты;

$I_{нб.расч}$ – ток небаланса с учетом $I'''_{нб.расч}$.

Если $K_{отс} < 1,3$, то необходимо принять для основной стороны новое число витков, ближайшее меньшее по отношению к ранее принятому. И затем произвести пересчет числа витков для не основной стороны. Расчет проводится до тех пор, пока коэффициент отстройки не станет примерно равным или больше 1,3.

Если $K_{отс} \geq 1,3$, то определяется значение *коэффициент чувствительности*:

$$K_{ч} = \frac{I_{к.min} \cdot K_{сх}^{(m)}}{I_{C3} \cdot K_{сх}^{(3)}},$$

где $I_{к.min}$ – минимальное значение периодической составляющей суммарного тока КЗ;

$K_{сх}^{(m)}$ – коэффициент схемы, определяемый видом повреждения (m), схемой соединения трансформаторов тока защиты со стороны источника питания и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора;

$K_{сх}^{(m)}$ – то же, но симметричного режима;

$I_{сз}$ – принятое значение тока срабатывания.

4.6 Сравнительный анализ методик ДЗТ

Произведем сравнительный анализ рассматриваемых защит.

Сравнение по способу формирования дифференциального и тормозного токов.

В электромеханическом реле типа РНТ-565 формирования данных токов не происходит, поскольку данная защита не имеет торможение, а срабатывание защиты происходит при достижении уставки. В рассматриваемых микропроцессорных устройствах релейной защиты формирование дифференциального и тормозного тока осуществляется с помощью формирователя дифференциального и тормозного сигналов (ФДТС).

Так в дифференциальных защитах шкафа ШЭ2607 041, устройства SIPROTEC 7UT6 и устройства Sepam T87 дифференциальный ток представляет собой модуль суммы всех измеряемых токов сторон трансформатора. Для двухобмоточного трансформатора:

$$I_{\text{диф}} = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2|,$$

где \underline{I}_1 – вектор тока высокой стороны;

\underline{I}_2 – вектор тока низкой сторон.

Тормозной ток в шкафах ШЭ2607 041 определяется по формуле:

$$I_{\text{ТОРМ}} = \sqrt{|\underline{I}_1| \cdot |\underline{I}_2| \cdot \cos\alpha},$$

где $\underline{|I_1|}$ – наибольший по модулю ток стороны;

$\underline{|I_2|}$ – сумма оставшихся токов сторон;

α – угол между векторами I_1 и I_2 .

В качестве тормозного тока в устройстве Sepam T87 используется абсолютное значение наибольшего тока двух сторон трансформатора:

$$I_{\text{ТОРМ}} = \max(\underline{|I_1|}, \underline{|I_2|}),$$

где $\underline{I_1}$, $\underline{I_2}$ – вектора токов сторон трансформатора.

Тормозной ток в устройстве SIPROTEC 7UT6 определяется как сумма модулей всех измеряемых токов сторон трансформатора:

$$I_{\text{ТОРМ}} = \underline{|I_1|} + \underline{|I_2|},$$

где $\underline{I_1}$ – вектор тока высокой стороны;

$\underline{I_2}$ – вектор тока низкой сторон.

Сравнение по способу отстройки от броска тока намагничивания.

При включении силового трансформатора под напряжение происходит бросок тока намагничивания (БТН), величина которого может достигать 10 кратного значения номинального тока трансформатора. Поэтому для предотвращения ложного срабатывания дифференциальной защиты в этом режиме необходимо отстраиваться от данного тока.

В электромеханическом реле типа РНТ-565 для отстройки от БТН используется промежуточный быстронасыщающийся трансформатор тока (НТТ), в котором резко ухудшается трансформация при наличии апериодической составляющей в токе БТН или переходном токе небаланса внешнего КЗ. Достоинствами являются простота и достаточно высокая степень отстройки от однополярных дифференциальных токов. Недостаток заключается в задержке срабатывания при внутренних повреждениях (время срабатывания может значительно превышать 20мс).

Для отстройки от БТН в рассматриваемых микропроцессорных устройствах релейной защиты использован способ замера в дифференциальном токе величины 2 гармоники, которая появляется при включении трансформатора под напряжение. Основным достоинством данного метода является маленький начальный ток срабатывания. Недостаток – задержка в срабатывании защиты при насыщении трансформаторов тока.

Сравнение по коэффициентам торможения.

Дифференциальная защита на базе электромеханического реле типа РНТ-565 выполнена без торможения, поэтому выбор коэффициента торможения не требуется.

Микропроцессорные устройства релейной защиты имеют характеристики срабатывания с наклонными участками. Наклон участка характеризуется коэффициентом торможения.

Характеристика срабатывания ДЗТ шкафа ШЭ2607 041 имеет один наклонный участок. В данной защите коэффициент торможения рассчитывается и должен лежать в диапазоне от 0,2 до 0,7 о.е.

ДЗТ устройства Seram T87 производства компании «Schneider Electric» имеет характеристику срабатывания с двумя наклонными участками. Коэффициент торможения для первого участка рассчитывается, а для второго участка задается фирмой в диапазоне 60-70 %.

Характеристика срабатывания ДЗТ устройства SIPROTEC 7UT6 имеет два наклонных участка. В данной защите коэффициент торможения для первого участка рассчитывается и должен лежать в диапазоне от 0,1 до 0,5 о.е. Коэффициент торможения для второго участка задается фирмой и равен 0,6 о.е.

Сравнительный анализ защит, реализующих продольную ДЗТ приведен в табл.4.1.

Таблица 4.1 – Сравнительный анализ

Характеристика	ШЭ2607 041	Sepam T87	SIPROTEC 7UT6	РНТ- 565
Согласование по амплитуде и группе соединения	+	+	+	–
Дифференциальная токовая отсечка	+	+	+	+
Защита с торможением	+	+	+	–
Отстройка от БТН	+	+	+	+
Автоматическая компенсация токов небаланса, вносимых работой РПН	–	–	–	–
Количество коэффициентов торможения	1	2	2	0
Запись рабочих параметров	+	+	+	–
Механический износ	–	–	–	+

В ходе анализа проведенного в разделе можно сказать, что защита, выполненная на электромеханическом реле РНТ-565 во многом хуже микропроцессорных устройств релейной защиты. В свою очередь микропроцессорные защиты имеют незначительные различия между собой, которые связаны с принципами реализации защит. Наиболее показательным будет сравнить эти защиты по чувствительности.

4.7 Сравнение микропроцессорных устройств релейной защиты по чувствительности к внутренним КЗ

Сравнение осуществим по методике, описанной в [11]. В ДЗТ, реализованных на микропроцессорной базе, чувствительность к внутреннему короткому замыканию намного превышает нормированную ПУЭ величину, равную 2. Это связано с тем, что ток внутреннего КЗ значительно превышает начальную уставку срабатывания защиты. Поэтому сравнивать защиты по полученным в этом режиме коэффициентам чувствительности не совсем корректно. Также защиты различных производителей имеют свой способ формирования тормозного сигнала и свой вид тормозной характеристики.

Наиболее целесообразно оценивать чувствительность ДЗ при внутреннем КЗ через переходное сопротивление (рис.4.4), когда ток КЗ соизмерим с начальным током срабатывания. В этом режиме по одному плечу защиты, будет протекать сумма тока нагрузки и тока повреждения, а по другому – сквозной ток нагрузки.

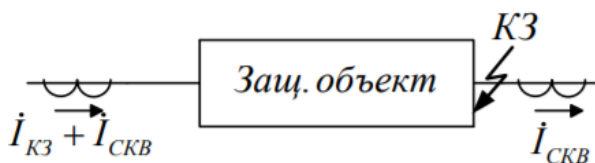


Рисунок 4.4 – Протекание токов при внутреннем КЗ

С точки зрения чувствительности, наиболее тяжелым является случай, когда угол тока КЗ совпадает с углом тока нагрузки. В таком режиме модуль дифференциального тока не изменяется, а модуль тока, протекающего через трансформаторы тока со одной из сторон, максимален, тогда максимален и тормозной сигнал.

Для оценки влияния таких режимов на работу дифференциальной защиты следует использовать характеристики срабатывания, отражающие зависимость тока срабатывания от сквозного тока нагрузки. Такие характеристики могут быть получены с помощью преобразования тормозных характеристик защит. Далее рассмотрим определение характеристик срабатывания для изучаемых в данной работе защит.

Характеристика срабатывания ДЗТ шкафа ШЭ2607 041.

Ранее были рассмотрены условия срабатывания и способ формирования тормозного сигнала данной защиты.

Тормозная характеристика (рис.4.1) имеет излом при токе начала торможения $I_{Т.0}$, то и характеристика срабатывания также должна иметь излом.

Координаты точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл}} = I_{Д,0};$$

$$I_{Т \text{ изл}} = I_{Т,0} = \sqrt{I_1 \cdot I_2} = \sqrt{(I_{СЗ \text{ изл}} + I_{СКВ \text{ изл}}) \cdot I_{СКВ \text{ изл}}}.$$

Для определения $I_{СКВ \text{ изл}}$ необходимо решить уравнение:

$$I_{СКВ \text{ изл}}^2 + I_{Д,0} \cdot I_{СКВ \text{ изл}} - I_{Т,0}^2 = 0.$$

Решением имеет вид:

$$I_{СКВ \text{ изл}} = \frac{\sqrt{I_{Д,0}^2 + 4 \cdot I_{Т,0}^2} - I_{Д,0}}{2}.$$

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки.

До точки излома зависимость представляет прямую параллельную оси абсцисс, $I_{СЗ} = I_{Д,0}$.

После первой точки излома:

$$I_{СЗ} = I_{Д,0} + K_T \cdot (I_T - I_{Т,0}) = I_{Д,0} + K_T \cdot \left(\sqrt{(I_{СЗ} + I_{СКВ}) \cdot I_{СКВ}} - I_{Т,0} \right);$$

$$I_{СЗ} = \frac{1}{2} \cdot \left(2 \cdot I_{Д,0} - 2 \cdot I_{Т,0} \cdot K_T + K_T^2 \cdot I_{СКВ} \right) + \frac{1}{2} \cdot \sqrt{K_T^2 \cdot I_{СКВ} \cdot \left(4 \cdot I_{Д,0} - 4 \cdot I_{Т,0} \cdot K_T + 4 \cdot I_{СКВ} + K_T^2 \cdot I_{СКВ} \right)}.$$

Параметр $I_{Т,БЛ}$ выбирается из условия отстройки от максимального рабочего тока трансформатора, поэтому при формировании характеристики срабатывания блокирование не учитывается.

Характеристика срабатывания ДЗТ устройства Serat T87.

Ранее были рассмотрены условия срабатывания и способ формирования тормозного сигнала данной защиты.

Тормозная характеристика защиты (рис.4.2) имеет два нелинейных участка, переход между которыми осуществляется скачкообразно. Характер изменения условий срабатывания в зависимости от сквозного тока нагрузки будет аналогичен. Определим величину последнего в момент скачка:

$$I_{T \text{ скач}} = I_{\text{ТИК}} = I_1 = I_{C3 \text{ скач}} + I_{СКВ \text{ скач}};$$

$$I_{СКВ \text{ скач}} = I_{\text{ТИК}} - I_{C3 \text{ скач}}.$$

По выведенному выше выражению следует, что сквозной ток в момент скачка зависит от текущей уставки срабатывания ДЗ. Однако при $I_T = I_{\text{ТИК}}$ значение I_{C3} для каждого из нелинейных участков различно, поэтому и значение сквозного тока, при котором происходит переход от одного участка к другому, также будет различно. Таким образом, переход характеристики с участка 1 на участок 2 произойдет при токе $I_{СКВ \text{ скач}1}$, при переходе в обратном направлении – $I_{СКВ \text{ скач}2}$. Определим координаты этих точек на характеристике срабатывания:

$$I_{C3 \text{ скач}1} = I_{\text{ТИК}} \cdot K_{T1};$$

$$I_{C3 \text{ скач}2} = I_{\text{ТИК}} \cdot K_{T2},$$

тогда

$$I_{СКВ \text{ скач}1} = I_{\text{ТИК}} - I_{\text{ТИК}} \cdot K_{T1};$$

$$I_{СКВ \text{ скач}2} = I_{\text{ТИК}} - I_{\text{ТИК}} \cdot K_{T2}.$$

Так как $K_{T2} > K_{T1}$, то $I_{СКВ \text{ скач}1}$ всегда будет больше $I_{СКВ \text{ скач}2}$. Получается в зависимости от направления скачка меняется зона срабатывания защиты. Для оценки чувствительности выбираем наихудший случай, когда область срабатывания минимальна, то есть переход с одного участка характеристики на другой произойдет при $I_{СКВ \text{ скач}2}$.

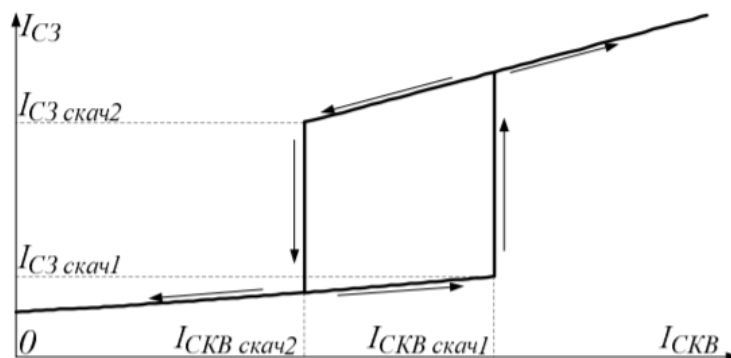


Рисунок 4.5 – Изображение скачка на характеристике срабатывания

Координаты первой точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл1}} = I_{Д.0};$$
$$I_{Т \text{ изл1}} = \frac{I_{Д.0}}{K_{Т1}} = I_{СЗ \text{ изл1}} + I_{СКВ \text{ изл1}},$$

тогда

$$I_{СКВ \text{ изл1}} = I_{Д.0} \cdot \left(\frac{1}{K_{Т1}} - 1 \right).$$

Координаты второй точки излома:

$$I_{СКВ \text{ изл2}} = I_{СКВ \text{ скач2}} = I_{ТИК} - I_{ТИК} \cdot K_{Т2};$$
$$I_{Т \text{ изл2}} = \frac{I_{СЗ \text{ изл2}}}{K_{Т1}} = I_{СЗ \text{ изл2}} + I_{СКВ \text{ изл2}},$$

тогда

$$I_{СЗ \text{ изл2}} = \frac{I_{СКВ \text{ изл2}} \cdot K_{Т1}}{1 - K_{Т1}}.$$

Координаты третьей точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл3}} = I_{СЗ \text{ скач2}} = I_{ТИК} \cdot K_{Т2};$$
$$I_{СКВ \text{ изл3}} = I_{СКВ \text{ скач2}} = I_{ТИК} - I_{ТИК} \cdot K_{Т2}.$$

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки.

До первой точки излома зависимость представляет прямую параллельную оси абсцисс, $I_{СЗ} = I_{Д.0}$.

После первой точки излома:

$$I_{СЗ} = K_{Т1} \cdot I_{Т} = K_{Т1} \cdot (I_{СЗ} + I_{СКВ}),$$

тогда

$$I_{СЗ} = \frac{K_{Т1} \cdot I_{СКВ}}{1 - K_{Т1}}.$$

После второй точки излома зависимость представляет прямую параллельную оси ординат, $I_{СКВ} = I_{СКВ \text{ скач2}}$.

После третьей точки излома:

$$I_{СЗ} = K_{Т2} \cdot I_{Т} = K_{Т2} \cdot (I_{СЗ} + I_{СКВ}),$$

тогда

$$I_{СЗ} = \frac{K_{Т2} \cdot I_{СКВ}}{1 - K_{Т2}}.$$

Характеристика срабатывания ДЗТ устройства SIPROTEC: 7UT6.

Ранее были рассмотрены условия срабатывания и способ формирования тормозного сигнала данной защиты.

Тормозная характеристика защиты (рис.4.3) имеет две точки излома, поэтому оба излома также будут присутствовать на характеристике срабатывания.

Координаты первой точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл1}} = I_{\text{диф>}};$$

$$I_{Т \text{ изл1}} = \frac{I_{\text{диф>}}}{K_{Т1}} + I_{6.1} = I_1 + I_2 = I_{СЗ \text{ изл1}} + 2 \cdot I_{СКВ \text{ изл1}},$$

тогда

$$I_{СКВ \text{ изл1}} = I_{\text{диф>}} \cdot \left(\frac{1 - K_{Т1}}{2 \cdot K_{Т1}} \right) + \frac{I_{6.1}}{2}.$$

Координаты второй точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл2}} = (I_{\text{нач.торм2}} - I_{6.2}) \cdot K_{Т2};$$

$$I_{Т \text{ изл2}} = I_{\text{нач.торм2}} = I_1 + I_2 = I_{СЗ \text{ изл2}} + 2 \cdot I_{СКВ \text{ изл2}},$$

тогда

$$I_{СКВ \text{ изл2}} = I_{\text{нач.торм2}} \cdot \left(\frac{1 - K_{Т2}}{2} \right) + \frac{I_{6.2} \cdot K_{Т2}}{2}.$$

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки.

До первой точки излома зависимость представляет прямую параллельную оси абсцисс, $I_{C3} = I_{\text{диф}}$.

После первой точки излома:

$$I_{C3} = K_{T1} \cdot (I_T - I_{6.1}) = K_{T1} \cdot (I_{C3} + 2 \cdot I_{СКВ} - I_{6.1}),$$

тогда

$$I_{C3} = \frac{K_{T1} \cdot (2 \cdot I_{СКВ} - I_{6.1})}{1 - K_{T1}}.$$

После второй точки излома:

$$I_{C3} = K_{T2} \cdot (I_T - I_{6.2}) = K_{T2} \cdot (I_{C3} + 2 \cdot I_{СКВ} - I_{6.2}),$$

тогда

$$I_{C3} = \frac{K_{T2} \cdot (2 \cdot I_{СКВ} - I_{6.2})}{1 - K_{T2}}.$$

Благодаря построению характеристик срабатывания представляется возможным изображение данных характеристик различных производителей в одних осях. Что позволяет наглядно сопоставить по чувствительности рассматриваемые ДЗТ.

Построим характеристики срабатывания после расчета всех уставок защит, т.к. они необходимы для построения.

5 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ

5.1 Расчет параметров срабатывания защит трансформатора на базе шкафа ШЭ2607 041

Произведем выбор общих параметров защиты (табл. 5.1).

Таблица 5.1 – Расчет общих параметров защиты

Наименование величины	Метод определения и обозначение	Числовые значения для стороны	
		115кВ	6кВ
Номинальный первичный ток, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	100,4А	1924,5А
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	150/5	2000/5
Схема соединения ТТ	–	Y	Y
Вторичные токи в плечах защиты	$I_{\text{НОМ.В}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_I}$	3,35А	4,81А

Полученные базисные токи сторон попадают в диапазон выравнивания (0,251 ÷ 16А).

Расчет параметров срабатывания защит трансформатора на ПС 110кВ АСМ представлен в таблице 5.2. Расчеты токов короткого замыкания произведен с использованием программы АРМ СРЗА, протоколы расчетов представлены в приложении В.

Таблица 5.2 – Расчет параметров срабатывания защит трансформатора на базе шкафа ШЭ2607 041

Наименование параметра срабатывания	Расчетное выражение	Значение параметра срабатывания	
		Расчетное	Принятое
Продольная дифференциальная токовая защита			
Относительный ток небаланса в переходном режиме работы трансформатора	$I_{\text{нб.расч}^*} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{птг}},$ $K_{\text{пер}} = 2; K_{\text{одн}} = 1; \varepsilon = 0,1; \Delta U_{\text{рпн}} = 0,225;$ $\Delta f_{\text{выр}} = 0,02; \Delta f_{\text{птг}} = 0$	$I_{\text{нб.расч}^*} = 0,445 \text{ о. е.}$	–
Минимальный ток срабатывания ДЗТ	$I_{\text{д.о}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}^*},$ $K_{\text{отс}} = 1,3$	$I_{\text{д.о}} = 0,5785 \text{ о. е.}$	$I_{\text{д.о}} = 0,58 \text{ о. е.}$
Ток начала торможения ДЗТ	–	–	$I_{\text{т.о}} = 1 \text{ о. е.}$
Ток торможения блокировки ДЗТ	$I_{\text{т.бл}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пред.нагр}} \cdot I_{\text{ном}^*},$ $K_{\text{отс}} = 1,1; K_{\text{пред.нагр}} = 1,8$	$I_{\text{т.бл}} = 1,98 \text{ о. е.}$	$I_{\text{т.бл}} = 2 \text{ о. е.}$
Коэффициент торможения	$K_{\text{т}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} - I_{\text{д.о}}}{I_{\text{т}} - I_{\text{т.о}}}$ $I_{\text{скв}^*} = \frac{I_{\text{скв}}}{I_{\text{ном.вн}}}$ $I_{\text{нб}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{скв}^*}$ $I_{\text{т}} = \sqrt{I_{\text{скв}^*} \cdot (I_{\text{скв}^*} - I_{\text{нб}}) \cdot \cos \beta}$ $\beta = 20^\circ; K_{\text{отс}} = 1,1$ $I_{\text{скв}} = 923 \text{ А}$	$I_{\text{скв}^*} = 9,19$ $I_{\text{нб}} = 4,091 \text{ о. е.}$ $I_{\text{т}} = 6,64 \text{ о. е.}$ $K_{\text{т}} = 0,695$	$K_{\text{т}} = 0,7$
Уровень блокировка по второй гармонике	–	$I_{\text{бл}} = 0,1 \text{ о. е.}$	$I_{\text{бл}} = 0,1 \text{ о. е.}$
Ток срабатывания дифференциальной отсечки	$I_{\text{отс}^*} \geq 6.5$ $I_{\text{отс}^*} = 1.5 \cdot I_{\text{кз}^*} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{выр}})$ $K_{\text{пер}} = 3; I_{\text{кз}^*} = I_{\text{скв}^*} = 9,19 \text{ о. е.}$	$I_{\text{отс}^*} = 7,51 \text{ о. е.}$	$I_{\text{отс}^*} = 7,6 \text{ о. е.}$

Наименование параметра срабатывания	Расчетное выражение	Значение параметра срабатывания	
		Расчетное	Принятое
Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.min*}}}{I_{\text{С.З}}}$ $I_{\text{КЗ.min*}} = \frac{I_{\text{КЗ.min}}}{I_{\text{НОМ.ВН}}}$ $I_{\text{С.З}} = I_{\text{Д.О}} + (I_{\text{T}} - I_{\text{T.О}}) \cdot K_{\text{T}}$ $I_{\text{T}} = \sqrt{I_1 \cdot I_2 \cdot \cos\beta}$ $I_{\text{КЗ.min}} = 763 \text{ А}$	$I_{\text{КЗ.min*}} = 7,6 \text{ о. е.}$ $I_{\text{T}} = 2,76 \text{ о. е.}$ $I_{\text{С.З}} = 1,81 \text{ о. е.}$ $K_{\text{ч}} = 4,2 > 2$	—
Максимальная токовая защита НН с комбинированным пуском по напряжению			
Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению	$I_{\text{С.З}} \geq \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}$ $I_{\text{раб.макс}} = K_{\text{перегруз}} \cdot I_{\text{НОМ НН}}$ $K_{\text{отс}} = 1,2; K_{\text{в}} = 0,9; K_{\text{перегруз}} = 1,4$	$I_{\text{раб.макс}} = 2694,3 \text{ А}$ $I_{\text{С.З}} = 3592,4 \text{ А}$	$I_{\text{С.З}} = 8,99 \text{ А}$
Коэффициента чувствительности (ближнее резервирование)	$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин.вт}}}{I_{\text{уст}}}$ $I_{\text{КЗ.мин.вт}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин}}}{K_{I_{\text{НН}}}}; I_{\text{КЗ.мин}} = 14577 \text{ А}$	$I_{\text{КЗ.мин.вт}} = 36,4 \text{ А}$ $K_{\text{ч}} = 4,04 > 1,5$	—
Коэффициента чувствительности (дальнее резервирование)	$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин.вт}}}{I_{\text{уст}}}$ $I_{\text{КЗ.мин.вт}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин}}}{K_{I_{\text{НН}}}}; I_{\text{КЗ.мин}} = 12472 \text{ А}$	$I_{\text{КЗ.мин.вт}} = 31,2 \text{ А}$ $K_{\text{ч}} = 3,47 > 1,2$	—
Напряжение срабатывания реле минимального напряжения	$U_{\text{С.З}} \leq \frac{U_{\text{мин}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{в}}}$ $U_{\text{мин}} = 0,85 \cdot U_{\text{НОМ НН}}; K_{\text{отс}} = 1,2; K_{\text{в}} = 1,1$	$U_{\text{С.З}} = 3863,64 \text{ В}$ $U_{\text{С.З}} = 3500 \text{ В}$ $K_U = \frac{6000}{100}$	$U_{\text{С.З}} = 64,3 \text{ В}$

Наименование параметра срабатывания	Расчетное выражение	Значение параметра срабатывания	
		Расчетное	Принятое
	$U_{С.3} \leq \frac{U_{зап}}{K_{отс}}$ $U_{зап} = 0,7 \cdot U_{ном НН}$		
Коэффициента чувствительности реле минимального напряжения	$K_{ч} = \frac{U_{уст}}{U_{КЗмакс.вт}}$ $U_{КЗмакс.вт} = \frac{U_{КЗмакс}}{K_U}; U_{КЗмакс} = 1351 \text{ В}$	$U_{КЗмакс.вт} = 22,52 \text{ В}$ $K_{ч} = 2,56 > 1,5$	—
Напряжение срабатывания реле напряжения обратной последовательности	$U_{2С.3} \leq (0.06 \div 0.1)U_{ном}$	$U_{2С.3} = 360 \text{ В}$	$U_{2С.3} = 6 \text{ В}$
Коэффициента чувствительности напряжения обратной последовательности	$K_{ч} = \frac{U_{2КЗмин.вт}}{U_{2уст}}$ $U_{2КЗмин.вт} = \frac{U_{2КЗмин}}{K_U}; U_{2КЗмин} = 1610 \text{ В}$	$U_{2КЗмин.вт} = 26,83 \text{ В}$ $K_{ч} = 4,47 > 1,5$	—
Выдержка времени	$t_{С.3} = t_{С.3см} + \Delta t$ $t_{С.3см} = 1 \text{ с}, \Delta t = 0,4 \text{ с}$	$t_{С.3} = 1,4 \text{ с}$	$t_{С.3} = 1,4 \text{ с}$
Максимальная токовая защита ВН с комбинированным пуском по напряжению			
Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению	$I_{С.3} \geq \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{раб.макс}$ $I_{раб.макс} = K_{перегруз} \cdot I_{ном ВН}$ $K_{отс} = 1,2; K_B = 0,9; K_{перегруз} = 1,4$ $I_{С.3} = K_{отс} \cdot I_{С.3.мтз НН}$ $K_{отс} = 1,1; I_{С.3.мтз НН} = 187,62 \text{ А}$	$I_{раб.макс} = 140,56 \text{ А}$ $I_{С.3} = 187,41 \text{ А}$ $I_{С.3} = 206,38 \text{ А}$	$I_{С.3} = 6,88 \text{ А}$

Наименование параметра срабатывания	Расчетное выражение	Значение параметра срабатывания	
		Расчетное	Принятое
Коэффициента чувствительности	$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин.ВТ}}}{I_{\text{уст}}}$ $I_{\text{КЗ.мин.ВТ}} = \frac{I_{\text{КЗ.мин}}}{K_{I,\text{НН}}}; I_{\text{КЗ.мин}} = 761 \text{ А}$	$I_{\text{КЗ.мин.ВТ}} = 25,37 \text{ А}$ $K_{\text{ч}} = 3,69 > 1,5$	—
Уставки по напряжению такие же, как у МТЗ НН			
Выдержка времени	$t_{\text{С.З}} = t_{\text{МТЗНН}} + \Delta t$ $t_{\text{С.Зсм}} = 1,4 \text{ с}$	$t_{\text{С.З}} = 1,8 \text{ с}$	$t_{\text{С.З}} = 1,8 \text{ с}$
Защита от перегрузки			
Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне ВН	$I_{\text{ЗП.ВН}} = \frac{I_{\text{НОМ.ВН}}}{K_{I,\text{ВН}}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}}$ $K_{\text{отс}} = 1,05; K_{\text{в}} = 0,9$ $I_{\text{НОМ.ВН}} = 100,4 \text{ А};$	$I_{\text{ЗП.ВН}} = 3,904 \text{ А}$	$I_{\text{ЗП.ВН}} = 3,91 \text{ А}$
Ток срабатывания защиты от перегрузки на стороне НН	$I_{\text{ЗП.НН}} = \frac{I_{\text{НОМ.НН}}}{K_{I,\text{НН}}} \cdot \frac{K_{\text{отс}}}{K_{\text{в}}}$ $I_{\text{НОМ.НН}} = 1924,5 \text{ А};$	$I_{\text{ЗП.НН}} = 5,613 \text{ А}$	$I_{\text{ЗП.НН}} = 5,62 \text{ А}$
Время срабатывания защиты от перегрузки	—	—	$t_{\text{ЗП}} = 10 \text{ с}$
Устройство резервирования при отказе выключателя			
Ток срабатывания УРОВ	$I_{\text{УРОВ}} = (0,05 \div 0,1) \cdot I_{\text{НОМ.ВН}}$	$I_{\text{УРОВ}} = 10,04 \text{ А}$	$I_{\text{УРОВ}} = 0,34 \text{ А}$
Выдержка времени УРОВ	$t_{\text{С.З}} = t_{\text{откл.В}} + t_{\text{возв.УРОВ}} + t_{\text{зап}}$ $t_{\text{откл.В}} = 0,05 \text{ с}; t_{\text{возв.УРОВ}} = 0,02 \text{ с}; t_{\text{зап}} = 0,1$	$t_{\text{С.З}} = 0,17 \text{ с}$	$t_{\text{С.З}} = 0,2 \text{ с}$
Логическая защита шин			
Выдержка времени ЛЗШ	—	—	$t_{\text{ЛЗШ}} = 0,1 \text{ с}$

5.2 Расчет параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты трансформатора различных производителей

Расчет параметров срабатывания ДЗТ шкафа ШЭ2607 041 производства компании НПП «ЭКРА» был произведен ранее в п. 5.1.

Расчет параметров срабатывания ДЗТ устройства Seram T87 производства компании «Schneider Electric». По рекомендациям фирмы сначала необходимо определить пригодность выбранных ТТ по условию выравнивания вторичных токов плеч:

$$0,1 \cdot I_{\text{ном Т}} < I_{\text{ном ТТ}} < 2,5 \cdot I_{\text{ном Т}}$$

Номинальные токи силового трансформатора были рассчитаны ранее (см. табл. 5.1).

Для стороны ВН условие:

$$0,1 \cdot 100,4 = 10,4 < 150 < 2,5 \cdot 100,4 = 251 - \text{соблюдено.}$$

Для стороны НН условие:

$$0,1 \cdot 1924,5 = 195,45 < 2000 < 2,5 \cdot 1924,5 = 4811,25 - \text{соблюдено.}$$

Расчет параметров срабатывания представлен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Расчет параметров срабатывания ДЗТ устройства Seram T87

Наименование параметра срабатывания	Расчетное выражение	Значение параметра срабатывания	
		Расчетное	Принятое
Амплитудное значение броска тока намагничивания со стороны ВН	$I_{бр.нам.вн} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{ном.вн} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot (x_c + K_1 \cdot x_{в*} \cdot x_6)}$ $A = 0,39; K_1 = 1,1$ $x_c = x_1 + x_2$ $x_{в*} = 0,094 + 0,74 \cdot \frac{U_k}{100}$ $x_6 = \frac{U_{ном.вн}^2}{S_{ном}}$	$x_c = 0,506 \text{ Ом}$ $x_{в*} = 0,172 \text{ о. е.}$ $x_6 = 661,25 \text{ Ом}$ $I_{бр.нам.вн} = 1142,5 \text{ А}$	–
Амплитудное значение броска тока намагничивания со стороны НН	$I_{бр.нам.нн} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{ном.нн} \cdot (1 + A)}{\sqrt{3} \cdot (x_c + K_1 \cdot x_{в*} \cdot x_6)}$ $A = 0,39; K_1 = 1,1$ $x_c = x_8$ $x_{в*} = 0,094 + 0,74 \cdot \frac{U_k}{100}$ $x_6 = \frac{U_{ном.нн}^2}{S_{ном}}$	$x_c = 0,041 \text{ Ом}$ $x_{в*} = 0,172 \text{ о. е.}$ $x_6 = 1,8 \text{ Ом}$ $I_{бр.нам.нн} = 17846,9 \text{ А}$	–
Проверка возможности использования самоадаптирующегося торможения	$I_{бр.нам} < 8 \cdot I_{ном.т}$	$1142,5 \text{ А} > 803,2 \text{ А}$ $17846,9 \text{ А} > 15396 \text{ А}$	–
Следовательно, применяем традиционное торможение.			
Относительный ток небаланса	$I_{нб.расч*} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{пер}}{1 - \Delta U_{пер}} + \Delta f$	$I_{нб.расч*} = 0,41 \text{ о. е.}$	–

Наименование параметра срабатывания	Расчетное выражение	Значение параметра срабатывания	
		Расчетное	Принятое
	$K_{пер} = 1; K_{одн} = 1; \varepsilon = 0,1; \Delta U_{рег} = 0,225;$ $\Delta f = 0,02.$		
Минимальный ток срабатывания ДЗТ	$I_{Д.О} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч*}$ $K_{отс} = 1,1$	$I_{Д.О} = 0,45 \text{ о. е.}$	$I_{Д.О} = 45 \%$
Уставка крутизны первого наклонного участка	$K_{Т1} = K_{отс} \cdot \left(K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{\Delta U_{рег}}{1 - \Delta U_{рег}} + \Delta f \right)$ $K_{отс} = 1,1; K_{пер} = 2$	$K_{Т1} = 0,56 \text{ о. е.}$	$K_{Т1} = 56 \%$
Точка изменения крутизны (ТИК)	$I_{ТИК} \leq 2 + \frac{3}{4} \cdot I_{min.бр.нам}^{(4/3)} \cdot K_{Т1}$ $I_{min.бр.нам} = \frac{I_{бр.нам.нн}}{\sqrt{2} \cdot I_{ном.нн}}$	$I_{min.бр.нам} = 6,58 \text{ о. е.}$ $I_{ТИК} = 7,17 \text{ о. е.}$	$I_{ТИК} = 7 \text{ о. е.}$
Уставка крутизны второго наклонного участка	–	–	$K_{Т1} = 70 \%$
Ток срабатывания дифференциальной отсечки	$I_{отс*} \geq K_{отс} \cdot I_{max.бр.нам}$ $I_{max.бр.нам} = \frac{I_{бр.нам.вн}}{\sqrt{2} \cdot I_{ном.вн}}; K_{отс} = 1,4$ $I_{отс*} = K_{отс} \cdot K_{нб} \cdot I_{кз*}$ $K_{отс} = 1,2; K_{нб} = 0,7; I_{кз*} = 9,19 \text{ о. е.}$	$I_{max.бр.нам} = 8,05 \text{ о. е.}$ $I_{отс*} = 11,24 \text{ о. е.}$ $I_{отс*} = 7,72 \text{ о. е.}$	$I_{отс*} = 12 \text{ о. е.}$
Уставки блокировок по второй и пятой гармоникам	–	–	$I_{f2} = 15 \%$ $I_{f5} = 35 \%$
Коэффициент чувствительности	$K_{ч} = \frac{I_{кз.min*}}{I_{с.з}}$ $I_{кз.min*} = \frac{I_{кз.min}}{I_{ном.вн}}$	$I_{кз.min*} = 7,6 \text{ о. е.}$ $I_{т} = 7,6 \text{ о. е.}$ $I_{с.з} = 5,32 \text{ о. е.}$ $K_{ч} = 1,43 < 2$	–

Наименование параметра срабатывания	Расчетное выражение	Значение параметра срабатывания	
		Расчетное	Принятое
	$I_{с.з} = I_T \cdot K_{Т2}$ $I_T = \max(I_1, I_2)$ $I_{кз.min} = 763 \text{ A}$		

Произведем расчет параметров срабатывания ДЗТ устройства SIPROTEC: 7UT6 производства компании «Siemens AG». Согласно техническим данным изготовителя максимально возможная величина отношения номинального тока защищаемого объекта к номинальному току ТТ должна находиться в пределах $(0,125 \div 8)$ о. е.

Для стороны ВН:

$$\frac{I_{\text{НОМ.ТТ}}}{I_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{150}{100,4} = 1,49 \text{ о. е. — условие соблюдено.}$$

Для стороны НН условие:

$$\frac{I_{\text{НОМ.ТТ}}}{I_{\text{НОМ.ВН}}} = \frac{2000}{1924,5} = 1,04 \text{ о. е. — условие соблюдено.}$$

Расчет параметров срабатывания представлен в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Расчет параметров срабатывания ДЗТ устройства SIPROTEC: 7UT6

Наименование параметра срабатывания	Расчетное выражение	Значение параметра срабатывания	
		Расчетное	Принятое
Относительный ток небаланса в режиме начала торможения	$I_{\text{нб.торм.нач*}} = K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}$ $K_{\text{одн}} = 1; \varepsilon = 0,1; \Delta U_{\text{рег}} = 0,225; \Delta f_{\text{выр}} = 0,05$	$I_{\text{нб.торм.нач}} = 0,375 \text{ о. е.}$	–
Минимальный ток срабатывания ДЗТ	$I_{\text{диф>}} \geq K_{\text{отстр}} \cdot I_{\text{нб.торм.нач*}}$ $K_{\text{отстр}} = 1,5$	$I_{\text{диф>}} = 0,5625 \text{ о. е.}$	$I_{\text{диф>}} = 0,6 \text{ о. е.}$
Ток базовой точки 1	–	–	$I_{\text{б.1}} = 0 \text{ о. е.}$
Уставка коэффициента торможения первого наклонного участка	$K_{\text{T1}} = \frac{K_{\text{отстр}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}})}{2 - \varepsilon - \Delta U_{\text{рег}} - \Delta f_{\text{выр}}}$ $K_{\text{отстр}} = 1,5; K_{\text{пер}} = 2; \varepsilon = 0,1$	$K_{\text{T1}} = 0,438$	$K_{\text{T1}} = 0,44$
Ток начала торможения	$I_{\text{нач.торм1}} = \frac{I_{\text{диф>}}}{K_{\text{T1}}}$	$I_{\text{нач.торм1}} = 1,14 \text{ о. е.}$	
Уставка коэффициента торможения второго наклонного участка	–	–	$K_{\text{T2}} = 0,6$
Ток базовой точки 2	$I_{\text{б.2}} = I_{\text{нач.торм2}} - \frac{I_{\text{диф1-2}}}{K_{\text{T2}}}$ $I_{\text{нач.торм2}} = 5 \text{ о. е.}$ $I_{\text{диф1-2}} = K_{\text{T1}} \cdot (I_{\text{нач.торм2}} - I_{\text{б.1}})$	$I_{\text{диф1-2}} = 2,2 \text{ о. е.}$ $I_{\text{б.2}} = 1,33 \text{ о. е.}$	$I_{\text{б.2}} = 1,33 \text{ о. е.}$
Ток срабатывания дифференциальной отсечки	$I_{\text{диф>>}} \geq 8 \div 7$ $I_{\text{диф>>}} = \frac{1}{U_k}$ $U_k = 10,5\%$	$I_{\text{диф>>}} = 9,52 \text{ о. е.}$	$I_{\text{диф>>}} = 10 \text{ о. е.}$
Уставка дополнительного	–	–	$I_{\text{доп.торм}} = 4 \text{ о. е.}$

Наименование параметра срабатывания	Расчетное выражение	Значение параметра срабатывания	
		Расчетное	Принятое
торможения по току			
Уставка длительности дополнительного торможения	–	–	$T_{\text{доп.торм}} =$ $= 100$ периодов
Уставки блокировок по второй и пятой гармоникам	–	–	$I_{f2} = 15 \%$ $I_{f5} = 30 \%$
Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ.min}^*}}{I_{\text{С.3}}}$ $I_{\text{КЗ.min}^*} = \frac{I_{\text{КЗ.min}}}{I_{\text{НОМ.ВН}}}$ $I_{\text{С.3}} = (I_{\text{T}} - I_{6.2}) \cdot K_{\text{T2}}$ $I_{\text{T}} = I_1 + I_2$ $I_{\text{КЗ.min}} = 763 \text{ A}$	$I_{\text{КЗ.min}^*} = 7,6 \text{ о. е.}$ $I_{\text{T}} = 7,6 \text{ о. е.}$ $I_{\text{С.3}} = 3,76 \text{ о. е.}$ $K_{\text{ч}} = 2,02 > 2$	–

Расчет параметров срабатывания ДЗТ с реле типа РНТ-565. В данном реле выравнивание токов плеч защиты по фазе происходит не программно, а с помощью выбора схем соединения ТТ по сторонам силового трансформатора. Поэтому необходимо заново произвести расчет общих параметров защиты (табл. 5.5).

Таблица 5.5 – Расчет общих параметров защиты

Наименование величины	Метод определения и обозначение	Числовые значения для стороны	
		115кВ	6кВ
Номинальный первичный ток, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	100,4 А	1924,5 А
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	200/5	2500/5
Схема соединения ТТ	–	Δ	Y
Коэффициент схемы	$K_{\text{СХ}}$	$\sqrt{3}$	1
Вторичные токи в плечах защиты	$I_{\text{НОМ.В}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_I}$	4,35 А	3,85 А

По вычисленным значениям основной стороной является сторона ВН, так как в ее вторичной обмотке протекает наибольший ток.

Расчет параметров срабатывания представлен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчет параметров срабатывания ДЗТ с реле типа РНТ-565

Наименование параметра срабатывания	Расчетное выражение	Значение параметра срабатывания	
		Расчетное	Принятое
Предварительное значение первичного тока срабатывания защиты	$I_{C3} \geq K \cdot K_{\text{выг}} \cdot I_{\text{ном.вн}}$ $K = 1,3; K_{\text{выг}} = 1;$ $I_{C3} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}$ $I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} =$ $= (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}}) \cdot I_{\text{к.мах}}$ $K_{\text{пер}} = 1; K_{\text{одн}} = 1; \varepsilon = 0,1; \Delta U_{\text{рпн}} = 0,225$ $I_{\text{к.мах}} = 923 \text{ A}$	$I_{C3} = 130,52 \text{ A}$ $I_{\text{нб.расч}} = 299,975 \text{ A}$ $\underline{I_{C3} = 389,97 \text{ A}}$	–
Предварительная проверка коэффициента чувствительности	$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}} \cdot K_{\text{сх}}^{(2)}}{I_{C3} \cdot K_{\text{сх}}^{(3)}}$ $I_{\text{к.мин}} = 257 \text{ A}; \frac{K_{\text{сх}}^{(2)}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} = \frac{2}{\sqrt{3}}$	$K_{\text{ч}} = 0,8 < 1,5$	
Полученное значение коэффициента чувствительности оказалось ниже допустимого, поэтому необходимо установить защиту с торможением (например с реле ДЗТ-11). В данной работе расчет такой защиты не производится.			

70

Исходя из выполненных расчетов, можно сделать вывод, что организовать дифференциальную защиту для трансформатора ТДНГУ-20000/110/6 с реле РНТ-565 невозможно!

Для наглядности сведем все параметры ДЗТ по всем производителя в одну таблицу.

Таблица 5.7 – Параметры срабатывания ДЗТ

Параметр	ШЭ2607 041	Sepam T87	SIPROTEC 7UT6	PHT-565
Минимальный ток срабатывания ДЗТ	0,58 о.е.	0,45 о.е.*	0,6 о.е.	3,9 о.е.**
Ток начала торможения ДЗТ первого наклонного участка	1 о.е.	–	1,14 о.е.	–
Коэффициент торможения первого наклонного участка	0,7	0,56*	0,44	–
Ток торможения блокировки ДЗТ	2 о.е.	–	–	–
Ток базовой точки 1	–	–	1 о.е.	–
Точка изменения крутизны (ТИК)	–	7 о.е.*	–	–
Ток начала торможения ДЗТ второго наклонного участка	–	–	5 о.е.	–
Коэффициент торможения второго наклонного участка	–	0,7*	0,6	–
Ток базовой точки 2	–	–	1,33 о.е.	–
Ток срабатывания дифференциальной отсечки	7,6 о.е.	12 о.е.	10 о.е.	–
Уставка блокировки по второй гармонике	0,1 о.е	0,15 о.е.*	0,15 о.е.*	–
Уставка блокировки по пятой гармонике	–	0,3 о.е.*	0,3 о.е.*	–
Коэффициент чувствительности	4,2	1,43	2,02	0,8
* – Для наглядности были переведены из процентов в относительные единицы путем деления на 100%.				
** – Для наглядности были переведены из ампер в относительные единицы путем деления на номинальный первичный ток ВН (100,4 А).				

По рассчитанным значениям уставок, можно сделать вывод, что для защиты трансформатора лучше использовать микропроцессорные реле, так

как у этих защит минимальный ток срабатывания в разы меньше, чем у электромеханического реле. Так же исследуемое электромеханическое реле не обеспечивает необходимую чувствительность, поэтому ее применение невозможно.

У ДЗТ устройства Seram коэффициент чувствительности получился меньше 2, поэтому она также не подходит для исследуемого трансформатора

Выбор из оставшихся МУРЗ сводится к сопоставлению защит по чувствительности, так как параметры срабатывания имеют один порядок и незначительно отличаются друг от друга. Для сопоставления воспользуемся методикой описанной в п.4.7. Для наглядности построим и характеристику срабатывания для устройства релейной защиты фирмы Schneider Electric.

Характеристика срабатывания ДЗТ шкафа ШЭ2607 041.

Координаты точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл}} = 0,58 \text{ о. е.};$$

$$I_{СКВ \text{ изл}} = \frac{\sqrt{0,58^2 + 4 \cdot 1^2} - 0,58}{2} = 0,75 \text{ о. е.}$$

Зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки до точки излома:

$$I_{СЗ}(I_{СКВ}) = 0,58 \text{ о. е.}$$

После точки излома:

$$I_{СЗ}(I_{СКВ}) = \frac{1}{2} \cdot (2 \cdot 0,58 - 2 \cdot 1 \cdot 0,7 + 0,7^2 \cdot I_{СКВ}) +$$

$$+ \frac{1}{2} \cdot \sqrt{0,7^2 \cdot I_{СКВ} \cdot (4 \cdot 0,58 - 4 \cdot 1 \cdot 0,7 + 4 \cdot I_{СКВ} + 0,7^2 \cdot I_{СКВ})} =$$

$$= -0,12 + 0,245 \cdot I_{СКВ} + \frac{1}{2} \cdot \sqrt{2,2 \cdot I_{СКВ}^2 - 0,2352 \cdot I_{СКВ}}.$$

Характеристика срабатывания ДЗТ устройства Seram T87.

Координаты первой точки излома:

$$I_{C3 \text{ изл1}} = 0,45 \text{ о. е.};$$

$$I_{СКВ \text{ изл1}} = 0,45 \cdot \left(\frac{1}{0,56} - 1 \right) = 0,3536 \text{ о. е.}$$

Координаты второй точки излома:

$$I_{СКВ \text{ изл2}} = 7 - 7 \cdot 0,7 = 2,1 \text{ о. е.};$$

$$I_{C3 \text{ изл2}} = \frac{2,1 \cdot 0,56}{1 - 0,56} = 2,673 \text{ о. е.}$$

Координаты третьей точки излома:

$$I_{C3 \text{ изл3}} = 7 \cdot 0,7 = 4,9 \text{ о. е.};$$

$$I_{СКВ \text{ изл3}} = 7 - 7 \cdot 0,7 = 2,1 \text{ о. е.}$$

Зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки до первой точки излома:

$$I_{C3}(I_{СКВ}) = 0,45 \text{ о. е.}$$

После первой точки излома:

$$I_{C3}(I_{СКВ}) = \frac{0,56 \cdot I_{СКВ}}{1 - 0,56} = 1,273 \cdot I_{СКВ}.$$

После второй точки излома:

$$I_{СКВ}(I_{C3}) = 2,1 \text{ о. е.}$$

После третьей точки излома:

$$I_{C3} = \frac{0,7 \cdot I_{СКВ}}{1 - 0,7} = 2,333 \cdot I_{СКВ}.$$

Характеристика срабатывания ДЗТ устройства SIPROTEC: 7UT6.

Координаты первой точки излома:

$$I_{C3 \text{ изл1}} = 0,6 \text{ о. е.};$$

$$I_{СКВ \text{ изл1}} = 0,6 \cdot \left(\frac{1 - 0,44}{2 \cdot 0,44} \right) + \frac{0}{2} = 0,382 \text{ о. е.}$$

Координаты второй точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл}2} = (5 - 1,33) \cdot 0,6 = 2,2 \text{ о. е.};$$

$$I_{СКВ \text{ изл}2} = 5 \cdot \left(\frac{1 - 0,6}{2} \right) + \frac{1,33 \cdot 0,6}{2} = 1,4 \text{ о. е.}$$

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки до первой точки излома:

$$I_{СЗ} = 0,6 \text{ о. е.}$$

После первой точки излома:

$$I_{СЗ} = \frac{0,44 \cdot (2 \cdot I_{СКВ} - 0)}{1 - 0,44} = 1,571 \cdot I_{СКВ}.$$

После второй точки излома:

$$I_{СЗ} = \frac{0,6 \cdot (2 \cdot I_{СКВ} - 1,33)}{1 - 0,6} = 3 \cdot I_{СКВ} - 2.$$

Характеристики срабатывания изучаемых в работе микропроцессорных защит представлены на рисунке 5.1.

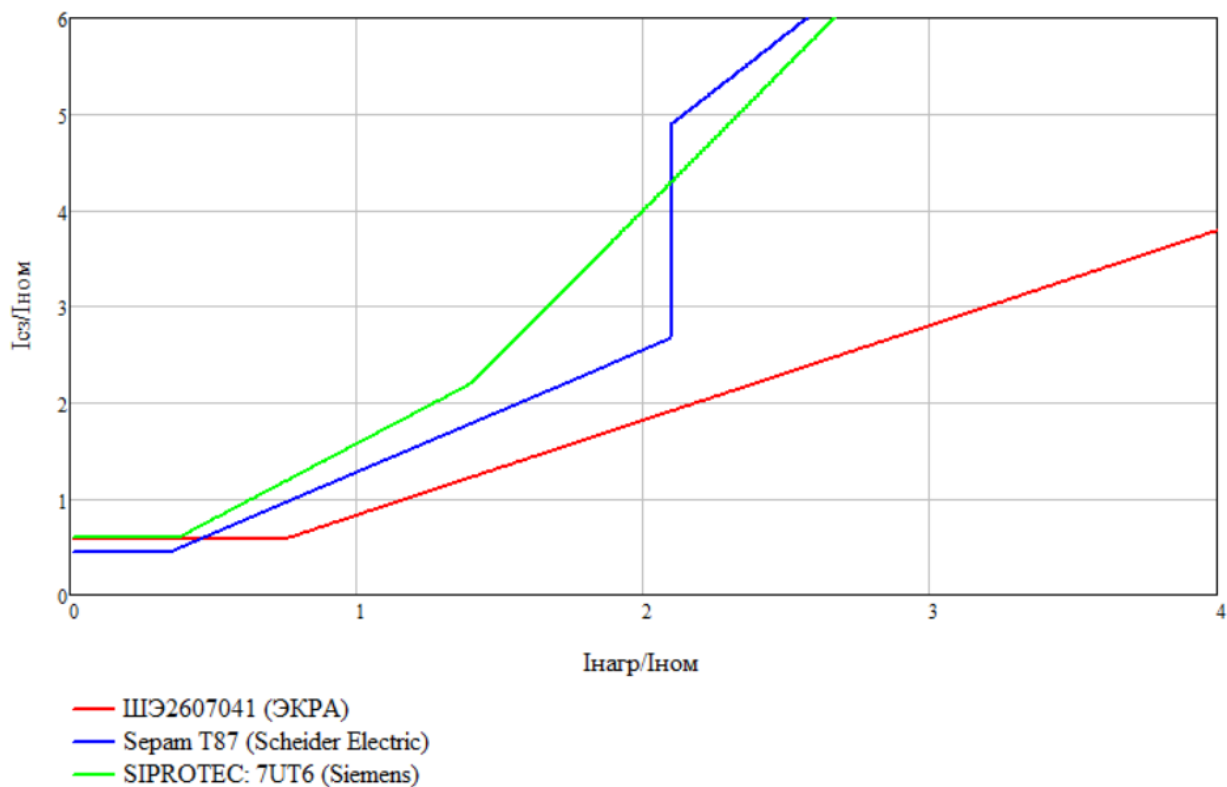


Рисунок 5.1 – Характеристики срабатывания микропроцессорных дифференциальных защит

Более выгодной в плане чувствительности для рассматриваемого трансформатора является защита производства компании НПП «ЭКРА», так как она имеет наибольшую область срабатывания.

6 ОХРАНА ТРУДА

6.1 Общие положения

В данной главе будет рассчитано защитное заземление подстанции 110кВ, а также рассмотрены основные меры безопасности при работе с оборудованием релейной защиты и автоматики.

6.2 Защитное заземление подстанции ПС 110/6кВ

Средством защиты от поражения током при переходе напряжения на нетоковедущие части электроустановок является защитное заземление.

Заземлением называется преднамеренное электрическое соединение открытых проводящих частей электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением, с землей или ее эквивалентом (вода реки, каменный уголь в карьерах).

Заземляющим устройством является совокупность заземлителя, проводящей части и заземляющих проводников, соединяющих заземляемую точку с заземлителем.

На подстанциях используют контурные заземляющие устройства, которые состоят из вертикально погруженных в землю стальных труб и горизонтально проложенных стальных полос, соединяющих вертикальные стержни.

6.2.1 Исходные данные

Территория подстанции:

$$S = A \cdot B = 100 \cdot 80 = 8000 \text{ м}^2.$$

Рекомендуется заземлитель выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением 40х4 мм и вертикальных стержневых электродов длиной 5 м, диаметром 12 мм. Глубина заложения электродов в землю 0,8 м.

Грунт, в котором предполагается разместить электроды, состоит из двух слоев: верхний – супесок, нижний – суглинок. Удельные сопротивления слоев:

$$\rho_1 = 220 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

$$\rho_2 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Мощность верхнего слоя грунта:

$$h_1 = 2,6 \text{ м}.$$

6.2.2 Расчет защитного заземления

Расчет защитного заземления выполним методом наведенных потенциалов по допустимому напряжению прикосновения, описанному в [12].

В соответствии с рекомендациями [12] изобразим план заземляющего устройства (рис. 6.1).

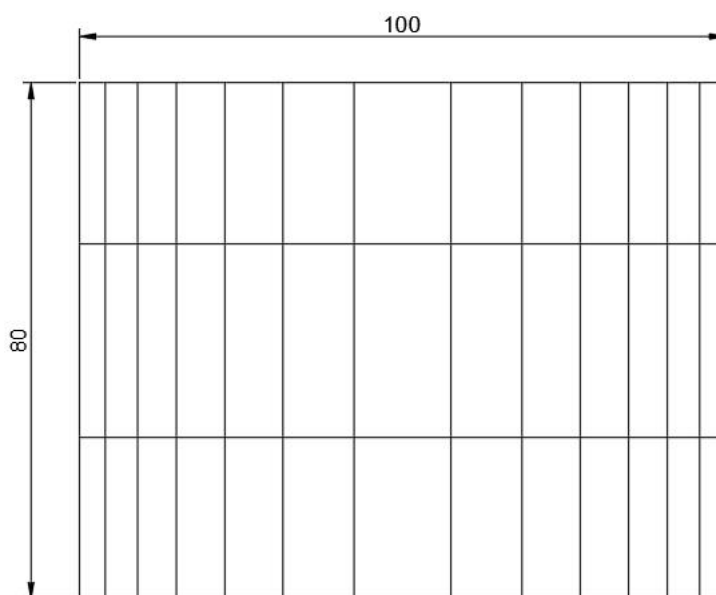


Рисунок 6.1 – План заземляющего устройства

По этому плану можно определить суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_{\Gamma} = 14 \cdot 80 + 4 \cdot 100 = 1520 \text{ м}.$$

Напряжение на заземлителе определяется по формуле:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{K_{\text{п}}},$$

где $U_{\text{пр.доп}}$ – наибольшее допустимое напряжение прикосновения;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент напряжения прикосновения.

Наибольшее допустимое напряжение прикосновения определяется по таблице 2 [12] при длительности воздействия тока КЗ $\tau_{\text{в}} = 0,06$ с, которое суммируется из времени срабатывания РЗ и полного времени отключения выключателя:

$$U_{\text{пр.доп}} = 650 \text{ В.}$$

Коэффициент напряжения прикосновения определяется по выражению:

$$K_{\text{п}} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_{\text{в}} \cdot L_{\text{Г}}}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0,45}},$$

где M – параметр, зависящий от соотношения сопротивлений слоев грунта;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека ($R_{\text{ч}}$) и сопротивлению растекания тока от ступеней ($R_{\text{с}}$);

$l_{\text{в}}$ – длина вертикального электрода;

a – расстояние между вертикальными электродами, равное 5 м.

Определим величину M по отношению сопротивлений грунта:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{220}{100} = 2,2 \text{ о. е.}$$

По таблице 9 [12] принимаем параметр M :

$$M = 0,634 \text{ о. е.}$$

Определим коэффициент β по формуле:

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}},$$

где $R_q = 1000 \text{ Ом}$, а $R_c = 1,5 \cdot \rho_1 = 1,5 \cdot 220 = 330 \text{ Ом}$.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 330} = 0,752 \text{ о. е.}$$

Найдем коэффициент напряжения прикосновения:

$$K_{\Pi} = \frac{0,634 \cdot 0,752}{\left(\frac{5 \cdot 1520}{5 \cdot \sqrt{8000}}\right)^{0,45}} = 0,13 \text{ о. е.}$$

Тогда напряжение на заземлителе:

$$U_3 = \frac{650}{0,13} = 5000 \text{ В.}$$

Согласно требованиям ПУЭ [3] напряжение на заземлителе не должно превышать 10 кВ. Требование выполняется.

Допустимое сопротивление заземляющего устройства определяется по выражению:

$$R_{з, \text{доп}} \leq \frac{U_3}{I_3},$$

где I_3 – ток стекающий с заземлителя при однофазном замыкании на землю.

Ток однофазного короткого замыкания был определен с помощью специализированного расчетного комплекса АРМ СРЗА и равен: $I_3 = 8795 \text{ А}$. Сам расчет приведен в приложении Г.

Тогда допустимое сопротивление заземлителя:

$$R_{з, \text{доп}} \leq \frac{5000}{8795} = 0,568 \text{ Ом.}$$

Преобразуем план заземляющего устройства в расчетную модель в виде квадрата со стороной, равной $\sqrt{S} = \sqrt{8000} = 89,44 \text{ м}$.

Количество ячеек по одной стороне квадрата:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{1520}{2 \cdot \sqrt{8000}} - 1 = 7,5 \text{ шт.}$$

Принимаем $m = 8$ шт.

Длина горизонтальных электродов в расчётной модели:

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{8000} \cdot (8 + 1) = 1609,97 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{8000}}{8} = 11,18 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей, расположенных по периметру квадрата:

$$n_b = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{8000}}{5} = 71,55 \text{ шт.}$$

Принимаем $n_b = 72$ шт.

Расчетная модель заземлителя приведена на рисунке 6.2.

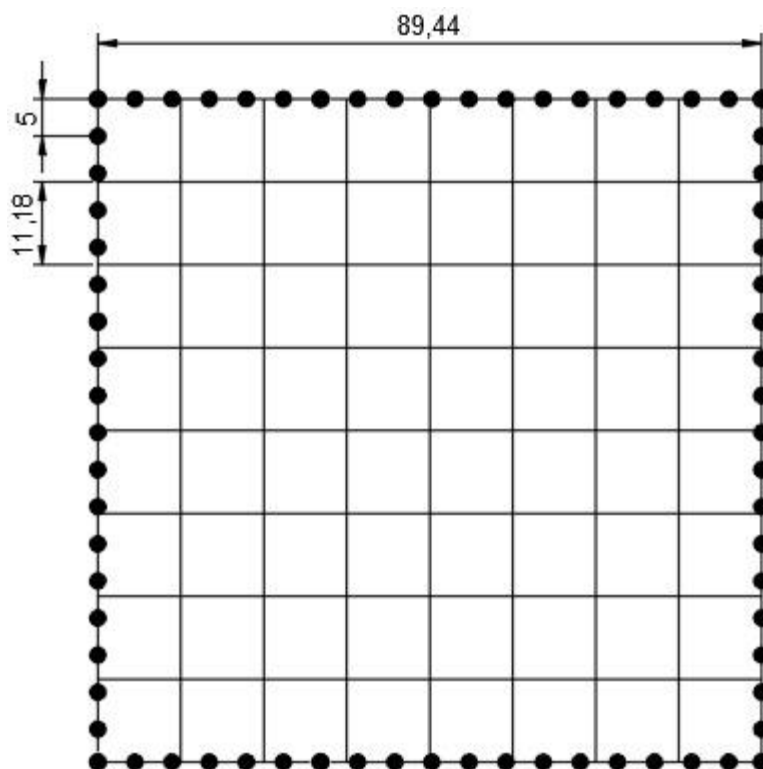


Рисунок 6.2 – Расчетная модель заземлителя

Определим общее сопротивление сложного заземлителя по формуле:

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L'_Г + L_B},$$

где A – коэффициент, зависящий от относительной глубины погружения вертикальных заземлителей;

ρ_3 – эквивалентное сопротивление земли;

L_B – общая длина вертикальных заземлителей.

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = n_B \cdot l_B = 72 \cdot 5 = 360 \text{ м.}$$

Определим величину коэффициента A . Относительная глубина погружения вертикальных заземлителей:

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_B + t_B}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,8}{\sqrt{8000}} = 0,065 \text{ о. е.}$$

Так как $0 \leq t_{\text{отн}} \leq 0,1$, тогда коэффициент A определяется по формуле:

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot t_{\text{отн}} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,065 = 0,389 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление земли определяется по формуле:

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k,$$

где показатель степени k при расчетном соотношении сопротивлений грунта $1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10$ определяется как:

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

где $l_{\text{отн}}$ – относительная длина вертикального электрода, определяемая по выражению:

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_B}{l_B} = \frac{2,6 - 0,8}{5} = 0,36 \text{ о. е.}$$

Тогда

$$k = 0,43 \cdot \left(0,36 + 0,272 \cdot \ln \frac{5 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0,195.$$

Эквивалентное сопротивление земли:

$$\rho_3 = 100 \cdot \left(\frac{220}{100} \right)^{0,195} = 116,62 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определим общее сопротивление заземлителя:

$$R_3 = 0,389 \cdot \frac{116,62}{\sqrt{8000}} + \frac{116,62}{1609,97 + 360} = 0,566 \text{ Ом}.$$

Расчитанное сопротивление заземления меньше допустимого значения.

Расчитаем напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,13 \cdot 8795 \cdot 0,566 = 647,14 \text{ В}.$$

Расчитанное напряжение прикосновения не превышает предельно допустимого значения.

6.3 Меры безопасности при работе с устройствами релейной защиты

Персоналу, проводящему работы с устройствами РЗ, для собственной безопасности, а также для недопущения ошибочных действий следует соблюдать следующие требования, указанные в [13]:

1. Работы должны производиться только по нарядам или распоряжениям в соответствии нормативно-правовой документацией.
2. Каждый работник перед выполнением работ обязан пройти медицинское освидетельствование и контроль знаний правил техники безопасности. Также ознакомиться с рабочим местом и получить инструктаж по выполнению работы.

3. Персонал при выполнении работ должен использовать специальные электротехнические инструменты.

4. Во время проведения работ с устройствами РЗ персонал должен руководствоваться следующими указаниями:

- Временные схемы требуется осуществлять на специальных столах (без металлического обрамления).

- Линии для питания схем временного назначения должны быть реализованы изолированным проводом и прочно закреплены.

- Для проверок и испытаний временных схем, их питание должно производиться через автоматический выключатель. Также создания видимого разрыва последовательно с выключателем должен устанавливаться штепсельный разъем.

- Работы необходимо выполнять после снятия напряжения и создания видимого разрыва цепи питания.

- При выполнении работ необходимо, чтобы металлические корпуса аппаратов были заземлены.

- Место выполнения работ должно быть удобным и достаточно освещенным в соответствии нормативной документацией.

- Во время выполнения работ персоналу следует строго следить, чтобы обе руки одновременно не касались элемента схемы, находящегося под напряжением 36В и более. Также проводить работы сухими руками.

- При работе в цепях с конденсаторами, необходимо чтобы последние были разряжены.

- Работа без исполнительных схем запрещается.

5. Работник должен производить дистанционное управление коммутационных аппаратов только с разрешения дежурного персонала.

6. Во время выполнения работ в цепях вторичных обмоток трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) следует руководствоваться следующими указаниями:

- Все вторичные обмотки измерительных ТТ и ТН должны быть заземлены.
- Снимать заземление с ТТ и ТН, находящихся под рабочим напряжением, запрещается.
- После выполнения монтажа вторичные токовые цепи защиты должны быть присоединены к выводам вторичных обмоток ТТ.

7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

7.1 Общие положения

В данной главе будет рассмотрена основы оценки экономической эффективности устройств релейной защиты и автоматики. Также будет рассчитана оценка экономической эффективности, заключающаяся в снижении ущерба за счет внедрения защиты трансформатора на ПС 110кВ. Расчет произведем по методике, описанной в [14-15].

7.2 Оценка экономической эффективности устройств релейной защиты и автоматики (РЗА)

В наше время совершенствование РЗА осуществляется с использованием самой современной элементной базы: микропроцессоров, микросхемных элементов, полупроводниковых приборов, миниатюрных реле с герметизированными контактами и т.д. Однако, на такое бурное развитие релейной защиты, типовая методика оценки экономической эффективности релейной защиты, которая позволила бы осуществить выбор из нескольких вариантов исполнения, отсутствует. В основном работники релейной службы при выборе опираются на руководящие указания, в которых описаны типовые решения и на свой личный опыт.

В итоге экономическая оценка эффективности сводится к учету стоимости РЗ, равной 5-20% стоимости сети, в которой будет эксплуатироваться.

Главной целью релейной защиты является повышение надежности и эффективности электрической сети и электроснабжения потребителей. Это приводит к уменьшению отказов различных элементов электрической сети и ложных срабатываний релейной защиты. Поскольку невозможно получить абсолютную надежность любой технической системы, необходимо уменьшить потенциальный ущерб за счет улучшения оборудования, принципов и алгоритмов работы РЗА.

Использование устройств РЗиА для силовых объектов электроустановок всегда эффективно, поскольку ущерб от устойчивого повреждения огромен. Однако стоимость современной сложной аппаратуры релейной защиты не мала. Поэтому задача количественной оценки экономической эффективности внедряемой аппаратуры актуальна.

Экономический эффект при внедрении средств РЗиА определяется предотвращенным ущербом:

$$E = U - U_{\text{РЗиА}},$$

где U – ущерб при отсутствии аппаратуры РЗиА на объекте;

где $U_{\text{РЗиА}}$ – ущерб при наличии внедренной аппаратуры на ранее неавтоматизированном объекте.

Ущерб – стоимостное выражение реакции сетевой организации, потребителей электроэнергии и смежных систем на изменение или ухудшение межсистемных режимов.

Во время эксплуатации выделяют следующие ущербы от отказов элементов сети:

- ущерб отключенных потребителей электроэнергии;
- ущерб сетевой организации;
- ущерб окружающей природной среде;
- ущерб социальный;
- ущерб моральный.

Ущерб сетевой организации состоит из двух составляющих: затраты сетевой организации на аварийно восстановительные (внеплановые) ремонты отказавшего оборудования; сумма расходов на возмещение ущерба потребителям, предъявленных в судебном порядке. Определение других ущербов затруднено, поэтому их либо вообще не считают, либо находят приближенные значения.

Среднегодовой ущерб определяется как:

$$Y = Y_{\text{пр}} + Y_{\text{откл}},$$

где $Y_{\text{пр}}$ – ущерб от простоя;

$Y_{\text{откл}}$ – ущерб от факта внезапности отказа;

Среднегодовой ущерб от простоя определяется по выражению:

$$Y_{\text{пр}} = y_0 \cdot P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot K_{\text{в}} \cdot \varepsilon,$$

где y_0 – удельный ущерб от простоя;

P_{max} – отключенная мощность;

T_{max} – годовое число часов использования максимума активной мощности;

ε – коэффициент, учитывающий долю отключенной нагрузки;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент вынужденного простоя, определяется по формуле:

$$K_{\text{в}} = T_{\text{в}} \cdot \omega_{\text{ср}},$$

где $T_{\text{в}}$ – среднее время восстановления;

$\omega_{\text{ср}}$ – среднее количество отказов в год.

Среднегодовой ущерб от факта внезапности отказа определяется по выражению:

$$Y_{\text{откл}} = y_{0 \text{откл}} \cdot P_{\text{max}} \cdot \omega_{\text{ср}},$$

где $y_{0 \text{откл}}$ – удельный ущерб от факта отключения;

P_{max} – отключенная мощность;

7.3 Расчет оценки экономической эффективности устройств релейной защиты и автоматики

Определим эффективность внедрения устройств релейной защиты на подстанции для защиты трансформатора с мощностью $P = 20$ МВт.

Согласно справочным данным [14], удельный ущерб от простоя: $y_0 = 3$ долл/КВт·ч, также годовое число часов использования максимума активной мощности $T_{\text{max}} = 3600$ ч.

Согласно справочным данным [16], удельный ущерб от факта отказа:
 $y_0 \text{ откл} = 204,26 \text{ руб/КВт}$ (основной потребитель завод электромашиностроения и электроаппаратуры).

В соответствии со справочными данными [14], среднее количество отказов в год для трансформатора мощность 20 МВА и напряжением 110 кВ:
 $\omega_{\text{ср}} = 0,015 \text{ откл/г}$, среднее время восстановления: $T_{\text{в}} = 70 \text{ ч} = 8 \cdot 10^{-3} \text{ лет}$.

Рассмотрим случай, при котором происходит полное отключение нагрузки потребителя. Тогда $\varepsilon = 1$.

Переведем удельный ущерб от простоя из долларов в рубли:

$$y_0 = y_0 \cdot \text{Курс} = 3 \cdot 73,89 = 221,67 \text{ руб/КВт} \cdot \text{ч}.$$

Среднегодовой ущерб при отсутствии устройств РЗиА на объекте:

$$\begin{aligned} Y &= Y_{\text{пр.год}} + Y_{\text{откл.год}} = y_0 \cdot P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot T_{\text{в}} \cdot \omega_{\text{ср}} \cdot \varepsilon + y_0 \text{ откл} \cdot P_{\text{max}} \cdot \omega_{\text{ср}} = \\ &= 221,67 \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot 3600 \cdot 8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,015 \cdot 1 + 204,26 \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot 0,015 = \\ &= 1976506,8 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Так как абсолютной надежности устройств РЗиА добиться трудно, то всегда есть ущербы от ненадежности. Они определяются отказами защит, их ложными срабатываниями.

Процент неправильных действий устройств релейной защиты на микропроцессорной базе 5%. Тогда средняя частота отключений составит:

$$\omega_{\text{ср.РЗиА}} = \frac{5}{100} \cdot \omega_{\text{ср}} = \frac{5}{100} \cdot 0,015 = 0,00075 \text{ откл/г}.$$

Среднегодовой ущерб при наличии устройств РЗиА на объекте:

$$\begin{aligned} Y_{\text{РЗиА}} &= y_0 \cdot P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}} \cdot T_{\text{в}} \cdot \omega_{\text{ср.РЗиА}} \cdot \varepsilon + y_0 \text{ откл} \cdot P_{\text{max}} \cdot \omega_{\text{ср.РЗиА}} = \\ &= 221,67 \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot 3600 \cdot 8 \cdot 10^{-3} \cdot 0,00075 \cdot 1 + 204,26 \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot 0,00075 \\ &= 98825,34 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Годовой экономический эффект при внедрении устройств РЗиА:

$$E_{\text{э}} = Y - Y_{\text{РЗиА}} = 1976506,8 - 98825,34 = 1877681,46 \text{ руб.}$$

Использование устройств РЗиА приводит к значительному снижению ущерба у потребителей. Годовой экономический эффект составил 1877681,46 рублей. Следовательно, произведенные расчеты показывают целесообразность внедрения устройств РЗиА для защиты трансформаторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был рассмотрен участок сети с ПС 110кВ, на которой установлены трансформаторы ТДНГУ-20000/110/6. В качестве основной защиты для трансформаторов выбрана и рассчитана продольная дифференциальная токовая защита. Также рассмотрены следующие резервные защиты: газовая защита трансформатора и его устройства РПН, МТЗ НН и ВН с комбинированным пуском по напряжению, защита от перегрузки, УРОВ, логическая защита шин. Защита трансформатора реализована на базе шкафа типа ШЭ2607 041 производства ООО НПП «ЭКРА». Все уставки основных и резервных защит трансформатора, установленных на ПС 110кВ, удовлетворяют условиям чувствительности.

Получены навыки владения специализированным расчетным комплексом АРМ СРЗА, в котором была составлена схема замещения рассматриваемого участка и выполнены расчеты токов короткого замыкания.

Произведен сравнительный анализ дифференциальных защит трансформаторов при техническом перевооружении тепловой станции. Для этого были изучены ДЗТ различных производителей и рассчитаны параметры срабатывания этих защиты. Установлено, что ДЗТ, выполненная на электромеханическом реле РНТ-565, не обеспечивает необходимую чувствительность.

Для сравнения микропроцессорных устройств защит была рассмотрена методика сравнения по чувствительности при внутреннем КЗ через переходное сопротивление когда ток КЗ соизмерим с начальным током срабатывания. В результате оказалось, что более выгодной в плане чувствительности для рассматриваемого трансформатора является защита производства компании НПП «ЭКРА», так как она имеет наибольшую область срабатывания.

В разделе охраны труда рассмотрены основные меры безопасности при работе с оборудованием релейной защиты и автоматики. Также произведен

расчет защитного заземления ПС 110кВ методом наведенных потенциалов по допустимому напряжению прикосновения.

В заключительной главе бакалаврской работы рассмотрен вопрос оценки экономической эффективности устройств релейной защиты и автоматики. Результаты расчета экономической эффективности за счет внедрения защиты трансформатора на ПС 110кВ показали, что использование устройств РЗА приводит к значительному снижению ущерба у потребителей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Руководящие указания по релейной защите/ Выпуск 11. Расчет токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики 110-750 кВ. - М.: Энергия, 1979. - 152 с. ил.
2. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98.
3. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Госэнергонадзор. Москва 2002 г.
4. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты.-М.: Энергоатомиздат, 1985
5. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА»/ Стандарт организации. - М.: Изд-во ОАО «ФСК ЕЭС», 2009. – 214 с.
6. Техническая коллекция Schneider Electric. Выпуск 9. Методика расчета уставок дифференциальной защиты трансформаторов.
7. Документация Schneider Electric по Sepam 80 серии. Руководство по измерению, защите, контролю и управлению. Руководство по установке, применению, 2005.
8. Mueller N. Дифференциальная защита трансформаторов 7UT6: Задание уставок [Электронный ресурс]: презентация / N. Mueller. – Nuremberg. – 16 слайдов.
9. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА серии SIPROTEC (Siemens AG) трансформаторов с высшим напряжением 110-220 кВ. СТО 56947007-29.120.70.137-2012.
10. Копьев В.Н. Релейная защита. Проектирование: Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 2012. - 100с.

11. Осинцев А. А. Разработка методов и средств повышения устойчивости функционирования дифференциальной защиты генератора : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.02 / Осинцев Анатолий Анатольевич ; науч. рук. В. Е. Глазырин ; Новосиб. гос. техн. ун-т. - Новосибирск, 2013. - 182 с.

12. Проектирование и расчет защитного заземления: метод. пособие для ФЭН по курсовому и дипломному проектированию и выполнению расчетно-граф. работ / Новосиб. гос. техн. ун-т ; сост.: А. М. Парахин, О. В. Тихонова. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2013. - 47 с.

13. Инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электростанций и подстанций. СТО 56947007-29.240.30.004-2008. – 152 с.

14. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.

15. Надежность электроснабжения: учеб. Пособие / Ю.А. Секретарев. – Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2010. – 104 с.

16. Непомнящий, В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ЭКВИВАЛЕНТНЫЕ РЕАКТАНСЫ ПИТАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК ВРИЗ =====

УЗЛЫ-ЕКВ 1769 1768 В28 В27 В29 В30
 ПОДРЕЖИМ 1
 ОТКЛ 0 В3-В23
 ОТКЛ 0 В24-3002
 ОТКЛ 0 В6-3001
 ОТКЛ 0 В7-3002
 ОТКЛ 0 3011-3002
 ОТКЛ 0 В013-3002
 ОТКЛ 0 В3-В017
 ОТКЛ 0 В015-В3
 ОТКЛ 0 3019-В3
 ОТКЛ 0 3001-17
 ОТКЛ 0 3001-3127
 ОТКЛ 0 1768-3029
 ОТКЛ 0 3030-1769
 ОТКЛ 0 3027-1768
 ОТКЛ 0 3028-1769
 ОТКЛ 0 3031-1768

 Подрежим 1
 ОТКЛ 0 В3-В23 (2 СШ - -)
 ОТКЛ 0 В24-3002 (- - 1 СШ)
 ОТКЛ 0 В6-3001 (- - 3 СШ)
 ОТКЛ 0 В7-3002 (- - 1 СШ)
 ОТКЛ 0 3011-3002 (- - 1 СШ)
 ОТКЛ 0 В013-3002 (- - 1 СШ)
 ОТКЛ 0 В3-В017 (2 СШ - -)
 ОТКЛ 0 В015-В3 (- - 2 СШ)
 ОТКЛ 0 3019-В3 (- - 2 СШ)
 ОТКЛ 0 3001-17 (3 СШ - -)
 ОТКЛ 0 3001-3127 (3 СШ - -)
 ОТКЛ 0 1768-3029 (2 СШ 6,3 КВ - -)
 ОТКЛ 0 3030-1769 (- - 1 СШ 6,3 КВ)
 ОТКЛ 0 3027-1768 (- - 2 СШ 6,3 КВ)
 ОТКЛ 0 3028-1769 (- - 1 СШ 6,3 КВ)
 ОТКЛ 0 3031-1768 (- - 2 СШ 6,3 КВ)

Узлы эквивалентирования
 Узел U по шкале U расчетное (модуль, фаза)
 В27 () 6.3 6.3 -0.2
 В28 () 6.3 6.3 -0.2
 В29 () 6.3 6.3 -0.1
 В30 () 6.3 6.3 -0.1
 1768 (2 СШ 6,3 КВ) 6.3 6.4 -0.5
 1769 (1 СШ 6,3 КВ) 6.3 6.3 -0.3

 ЭКВИВАЛЕНТНАЯ СХЕМА ЗАМЕЩЕНИЯ
 Ветвь R1+jX1 R0+jX0 Ктр E (мод, фаза)
 0-В27 0.001 3.127 - - - 5.7 0.0
 R2+jX2= 0.001 3.127
 (0 - *)
 0-В28 0.007 8.634 - - - 5.6 0.0
 R2+jX2= 0.007 8.634
 (0 - *)
 0-В29 0.003 2.559 - - - 5.6 0.0
 R2+jX2= 0.003 2.559
 (0 - *)
 0-В30 0.002 2.193 - - - 5.6 0.0
 R2+jX2= 0.002 2.193
 (0 - *)
 0-1768 0.015 0.228 0.016 0.231 - 6.5 -0.6
 R2+jX2= 0.015 0.228
 (0 - 2 СШ 6,3 КВ)

0-1769	0.015	0.228	0.016	0.231	-	6.5	-0.6
R2+jX2=	0.015	0.228					
(0 - 1 CIII 6,3 KB)							
1768-1769	-0.052	2.559	-0.092	2.396	-	-	-
R2+jX2=	-0.052	2.559					
(2 CIII 6,3 KB - 1 CIII 6,3 KB)							

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

96

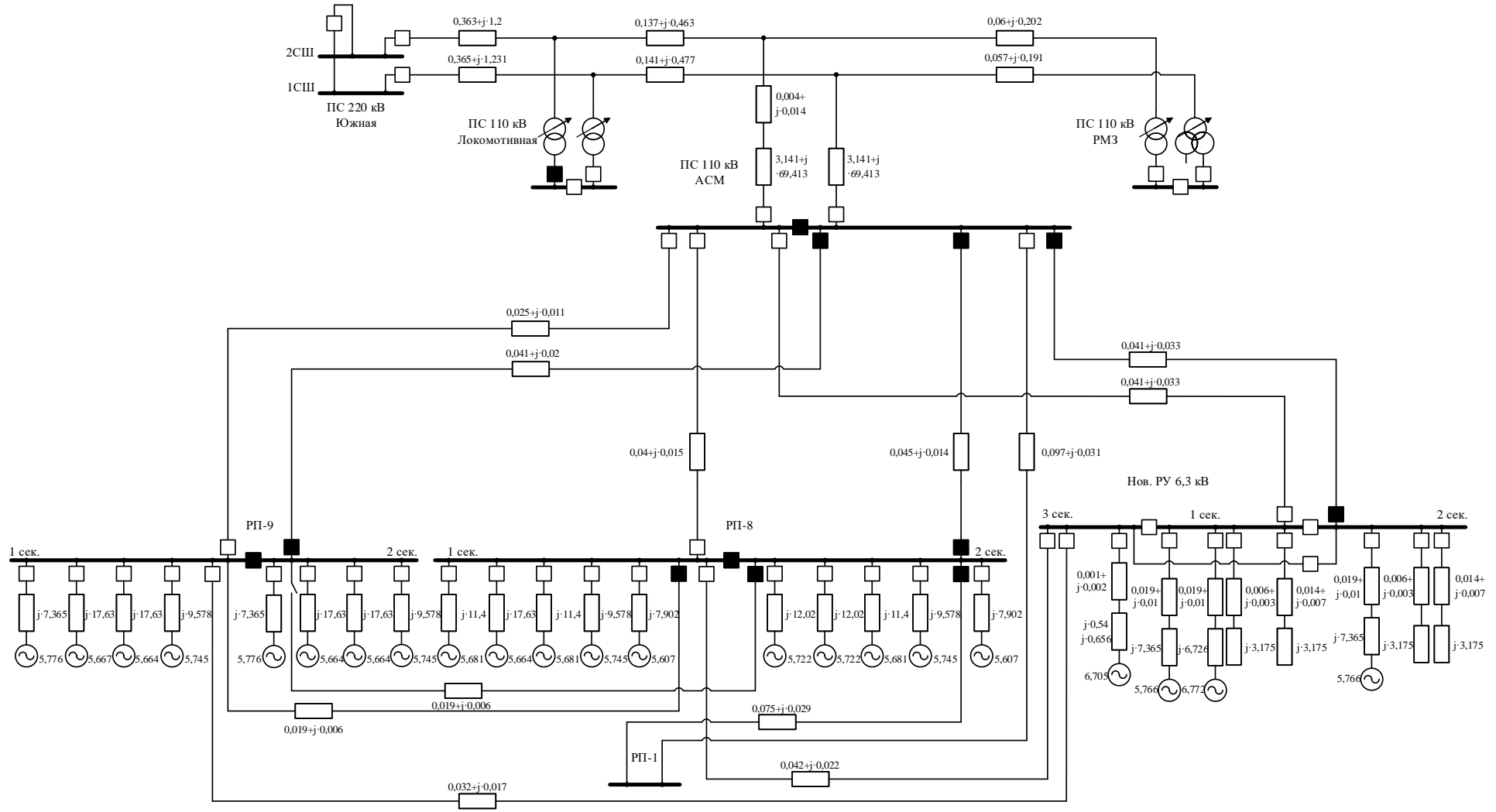


Рисунок Б.1 – Расчетная схема замещения защищаемого участка

ПРИЛОЖЕНИЕ В

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Режим работы сети 110кВ – отключение питающей линии 1(2) цепь.

Режим работы сети 6кВ – все включено.

Расчетный вид и место КЗ – трехфазное КЗ на шинах НН.

Протокол расчета:

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-ЮТС_полная_1508_1209 (1) ДАТА-05.05.2020. ВРЕМЯ-17:51:25. #1
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
1769 3-трехфазное КЗ (АВС)
                Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Упа=6.4/-0   Z1=0.010+j0.141   Z2=0.010+j0.147   Z0=0.013+j0.213
I1сум      26313   94   I2сум      0   0   3I0сум      0   0
IAсум      26313   94   IBсум      26313  -26   ICсум      26313  -146
IABсум     45575  124   IBCсум     45575   4   ICАсум     45575  -116
-----
1759-1761  IA      923  -87   IB      923  153   IC      923  33
           I1      923  -87   I2      0   0   3I0     0   0
           UA     64.14  0   UB     64.14 -120   UC     64.14  120
           U1     64.14  0   U2     0.00  0   3U0     0.00  0
1761-1769  IA     17693 -87   IB     17693 153   IC     17693 33
           I1     17693 -87   I2      0   0   3I0     0   0
           UA      0.00  0   UB      0.00  0   UC      0.00  0
           U1      0.00  0   U2      0.00  0   3U0     0.00  0
```

Режим работы сети 110кВ – отключение 2СШ на ПС.

Режим работы сети 6кВ – отключение по автоматике от сети 110кВ по
шинам 6кВ.

Расчетный вид и место КЗ – двухфазное КЗ на низкой стороне.

Протокол расчета:

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-ЮТС_полная_1508_1209 (1) ДАТА-08.05.2020. ВРЕМЯ-17:54:44. #3
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
1761 2-двухфазное КЗ (ВС)
                Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Упа=6.5/-1   Z1=0.013+j0.221   Z2=0.013+j0.221   Z0=0.013+j0.219
I1сум      8441   93   I2сум      8441  -87   3I0сум      0   0
IAсум      0   0   IBсум     14621   3   ICсум     14621 -177
IABсум     14621 -177   IBCсум     29242   3   ICАсум     14621 -177
-----
1759-1761  IA      0   0   IB      763 -177   IC      763   3
           I1     440 -87   I2     440  93   3I0     0   0
           UA     71.65 -1   UB     63.56 -124   UC     64.39  124
           U1     66.43 -0   U2     5.24  -5   3U0     0.00  0
1761-1769  IA      0   0   IB      0   0   IC      0   0
           I1      0   0   I2      0   0   3I0     0   0
           UA      3.74 -1   UB      1.87  179   UC      1.87  179
           U1      1.87 -1   U2      1.87 -1   3U0     0.00  0
```

Режим работы сети 110кВ – отключение 2СШ на ПС.

Режим работы сети 6кВ – все включено.

Расчетный вид и место КЗ – двухфазное КЗ на шинах НН.

Протокол расчета:

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-ЮТС_полная_1508_1209 (1) ДАТА-05.05.2020. ВРЕМЯ-18:11:34. #1
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
1769 2-двухфазное КЗ (BC)
      Р Е З У Л Ь Т А Т Ы   Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Упа=6.4/-0   Z1=0.011+j0.145   Z2=0.010+j0.152   Z0=0.013+j0.219
I1сум      12490   94   I2сум      12490  -86   3I0сум      0   0
IAсум       0     0   IBсум      21633   4   ICсум      21633 -176
IABсум      21633 -176  IBCсум      43267   4   ICАсум      21633 -176
-----
1759-1761  IA      14  112      IB      761 -177      IC      765   2
           I1      434 -87      I2      447   93      3I0      0   0
           UA     71.82 -1      UB     63.62 -124      UC     64.42 124
           U1     66.51 -0      U2      5.32 -5      3U0      0.00 0
1761-1769  IA      278  112      IB     14577 -177      IC     14666  2
           I1     8310 -87      I2     8573   93      3I0      0   0
           UA      3.80 -0      UB      1.90 180      UC      1.90 180
           U1      1.90 -0      U2      1.90 -0      3U0      0.00 00
```

Режим работы сети 110кВ – отключение 2СШ на ПС.

Режим работы сети 6кВ – все включено.

Расчетный вид и место КЗ – двухфазное КЗ на шинах нов. РУ 6,3кВ.

Протокол расчета:

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-ЮТС_полная_1508_1209 (1) ДАТА-05.05.2020. ВРЕМЯ-17:55:28. #1
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
В24 2-двухфазное КЗ (BC)
      Р Е З У Л Ь Т А Т Ы   Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Упа=6.4/-0   Z1=0.020+j0.156   Z2=0.022+j0.164   Z0=0.000-j-0.000
I1сум      11539   97   I2сум      11539  -83   3I0сум      0   0
IAсум       0     0   IBсум      19987   7   ICсум      19987 -173
IABсум      19987 -173  IBCсум      39974   7   ICАсум      19987 -173
-----
1759-1761  IA      16  104      IB      651 -168      IC      652  11
           I1      368 -79      I2      384  101      3I0      0   0
           UA     71.84 -1      UB     65.42 -124      UC     64.82 123
           U1     67.28 -1      U2      4.57   3      3U0      0.00 0
1761-1769  IA      300  104      IB     12472 -168      IC     12487  11
           I1     7055 -79      I2     7354  101      3I0      0   0
           UA      3.80 -0      UB      2.37 -168      UC      1.57 161
           U1      2.21 -7      U2      1.63   8      3U0      0.00 0
1769      UA      3.80 -0      UB      2.37 -168      UC      1.57 161
           U1      2.21 -7      U2      1.63   8      3U0      0.00 0
```

Режим работы сети 110кВ – все включено.

Режим работы сети 6кВ – все включено.

Расчетный вид и место КЗ – трехфазное КЗ на шинах нов. РУ 6,3кВ.

Протокол расчета:

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-ЮТС_полная_1508_1209 (1) ДАТА-05.05.2020. ВРЕМЯ-18:08:16. #3
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
В24 3-трехфазное КЗ (АВС)
      Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Upa=6.4/-0  Z1=0.020+j0.152  Z2=0.022+j0.160  Z0=0.000-j-0.000
I1сум  24250  97  I2сум  0  0  3I0сум  0  0
IAсум  24250  97  IBсум  24250  -23  ICсум  24251  -143
IABсум  42003  127  IBСсум  42003  7  ICAсум  42003  -113
-----
1759-1761  IA  781  -78  IB  781  162  IC  781  42
           I1  781  -78  I2  0  0  3I0  0  0
           UA  65.18  -1  UB  65.18  -121  UC  65.18  119
           U1  65.18  -1  U2  0.00  0  3U0  0.00  0
1761-1769  IA  14972  -78  IB  14972  162  IC  14973  42
           I1  14972  -78  I2  0  0  3I0  0  0
           UA  0.78  -39  UB  0.78  -159  UC  0.78  81
           U1  0.78  -39  U2  0.00  0  3U0  0.00  0
1769      UA  0.78  -39  UB  0.78  -159  UC  0.78  81
           U1  0.78  -39  U2  0.00  0  3U0  0.00  0
```

Режим работы сети 110кВ – отключение линии 220кВ с максимальной подпиткой.

Режим работы сети 6кВ – все включено.

Расчетный вид и место КЗ – двухфазное КЗ на шинах нов. РУ 6,3кВ.

Протокол расчета:

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-ЮТС_полная_1508_1209 (1) ДАТА-05.05.2020. ВРЕМЯ-18:25:49. #1
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
В24 2-двухфазное КЗ (ВС)
      Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Upa=6.4/-0  Z1=0.020+j0.153  Z2=0.023+j0.160  Z0=0.000-j-0.000
I1сум  11742  98  I2сум  11742  -82  3I0сум  0  0
IAсум  0  0  IBсум  20337  8  ICсум  20337  -172
IABсум  20337  -172  IBСсум  40674  8  ICAсум  20337  -172
-----
1759-1761  IA  17  104  IB  669  -167  IC  670  11
           I1  378  -78  I2  395  102  3I0  0  0
           UA  71.44  -1  UB  66.42  -123  UC  66.20  122
           U1  67.98  -1  U2  3.47  1  3U0  0.00  0
1761-1769  IA  331  104  IB  12829  -167  IC  12840  11
           I1  7244  -78  I2  7575  102  3I0  0  0
           UA  3.79  -0  UB  2.38  -168  UC  1.56  160
           U1  2.21  -7  U2  1.61  8  3U0  0.00  0
1769      UA  3.79  -0  UB  2.38  -168  UC  1.56  160
           U1  2.21  -7  U2  1.61  8  3U0  0.00  0
```

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

РАСЧЕТ ТОКА ОДНОФАЗНОГО КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ НА СТОРОНЕ 110 КВ РАССМАТРИВАЕМОЙ ПС

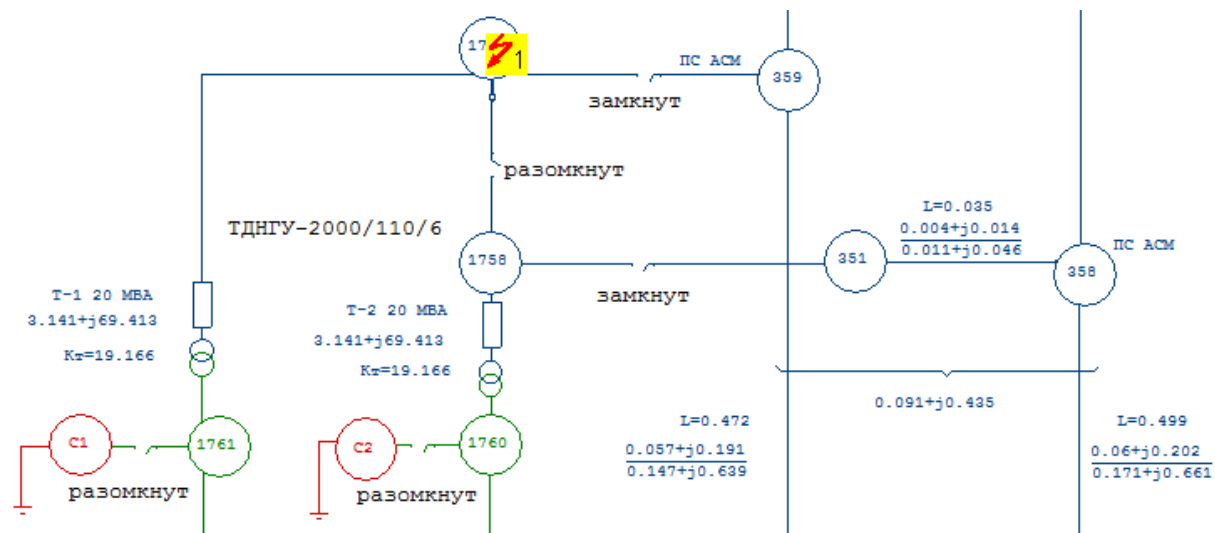


Рисунок Г.1 – Часть расчетной схемы

Протокол расчета:

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
ЗАДАНИЕ- СЕТЬ-ЮТС_полная_1508_1209 ДАТА-28.04.2020. ВРЕМЯ-13:48:26. #9
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
1759 1-однофазное КЗ (А0)
                Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Upa=123.7/-1  Z1=1.274+j7.645  Z2=1.277+j7.669  Z0=1.596+j8.689
I1сум      2932   99  I2сум      2932   99  3I0сум      8795   99
IAсум      8795   99  IBсум         0    0  ICсум         0    0
IABсум     8795   99  IBCсум         0    0  ICАсум      8795  -81
-----
    
```