

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

_____ *Жабина Кирилла Михайловича* _____

(фамилия, имя, отчество студента – автора работы)

_____ *Анализ работы релейной защиты при техническом перевооружении тепловой* _____

(тема работы)

_____ *станции с целью увеличения генерации на собственные нужды* _____

_____ *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 К.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 Кириллу Михайловичу*
(фамилия, имя, отчество)

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

_____ *Факультет энергетики*
(полное название факультета)

Тема _____ *Анализ работы релейной защиты при техническом перевооружении тепловой станции с целью увеличения генерации на собственные нужды*
(полное название темы выпускной квалификационной работы бакалавра)

Исходные данные (или цель работы) _____ *Целью данной работы является расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты силовых трансформаторов понизительной подстанции 110/6кВ и сравнительный анализ дифференциальной токовой защиты трансформаторов на базе различных производителей.*

- Структурные части работы _____
- _____ *1. Исходные данные*
 - _____ *2. Расчет параметров схемы замещения*
 - _____ *3. Описания состава защит и методика расчета*
 - _____ *4. Сравнительный анализ дифференциальной защиты трансформатора*
 - _____ *5. Расчет параметров срабатывания защит трансформатора тднгу-20000/110/6*
 - _____ *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 К.М.

(фамилия, имя, отчество)

ФЭН, ЭН1-63

(факультет, группа)

02.03.20

(подпись, дата)

Тема утверждена приказом по НГТУ № 1359/2 от « 05 » марта 2020 г.

изменена приказом по НГТУ № _____ от « ____ » _____ 2020 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 ОПИСАНИЯ СОСТАВА ЗАЩИТ И МЕТОДИКА РАСЧЕТА.....	22
3.1 Общие положения	22
3.2 Методика расчетов параметров срабатывания устройств РЗ.....	23
3.2.1 Дифференциальная токовая защита (ДТО и ДЗТ).....	23
3.2.2 Максимальная токовая защита стороны НН с пуском по напряжению (МТЗ НН).....	27
3.2.3 Максимальная токовая защита стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН).....	33
3.2.4 Защита от перегрузки (ЗП).....	35
3.2.5 Логическая защита шин (ЛЗШ)	36
3.2.6 Логическая защита трансформатора (ЛЗТ)	37
3.2.7 Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ).....	37
3.2.8 Газовая защита трансформатора и устройства РПН	38
3.2.9 Устройство резервирования при отказах выключателя (УРОВ)	39
4 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА.....	40
4.1 Общие положения	40
4.2 ДЗТ устройства «Алтей-УЗТ» производства НПП «Микропроцессорные Технологии».....	40
4.3 ДЗТ устройства «RET 670» производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».....	42
4.4 ДЗТ устройства «Сириус-Т» производства АО «РАДИУС Автоматика»	46

4.5 ДЗТ с реле типа ДЗТ-11	49
4.6 Сравнительный анализ методик ДЗТ трансформатора	54
4.7 Метод сопоставления по чувствительности к внутренним КЗ	57
5 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРА ТДНГУ-20000/110/6.....	63
5.1 Расчет параметров срабатывания защит трансформатора на базе устройства «Алтей-УЗТ».....	63
5.2 Расчет параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты трансформатора на базе различных производителей	70
6 ОХРАНА ТРУДА	86
6.1 Общие положения	86
6.2 Защитное заземление подстанции.....	86
6.2.1 Исходные данные	86
6.2.2 Расчет защитного заземления подстанции 110кВ Тепловая Станция....	87
6.3 Меры безопасности при эксплуатации и обслуживании устройств РЗ.....	94
7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	97
7.1 Общие положения	97
7.2 Оценка экономической эффективности устройств РЗиА	97
7.3 Расчет оценки экономической эффективности устройств РЗиА	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	102
ПРИЛОЖЕНИЕ А	104
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	106
ПРИЛОЖЕНИЕ В	107
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	110

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика – это одна из наиболее ответственных отраслей, которая представляет собой некую совокупность станций, всего оборудования на них, электрических и тепловых сетей, соединённых между собой и участвующих в непрерывном процессе производства, передачи и потребления электроэнергии. Нарушение работы хотя бы одного элемента электроэнергетической системы (ЭЭС) приведет к нарушениям в режимах работы других, и несвоевременное отключение поврежденного оборудования может вызвать серьезные последствия. Поэтому без эффективной и надежной релейной защиты (РЗ) невозможно обеспечить бесперебойную работу энергосистемы. К РЗ предъявляются особые требования: быстродействие, чувствительность, селективность и надежность. Они возрастают по мере увеличения мощности станций, установки нового оборудования и агрегатов. Также особое внимание стоит уделить объектом малой генерации, внедрение которых в последние годы значительно возросло и их включение в энергосистему вызывает множество сложностей, таких как поддержание системной надежности и реализация релейной защиты для параллельной работы с ЭЭС. Выше сказанное обуславливает необходимость совершенствования устройств релейной защиты и автоматики и применения новейших достижений в области электроники и вычислительной техники.

Целью выпускной квалификационной работы бакалавра является:

- расчет параметров срабатывания устройств релейной защиты силовых трансформаторов понизительной подстанции 110/6кВ;
- сравнительный анализ дифференциальной токовой защиты трансформаторов на базе различных производителей.

Расчеты токов КЗ и параметров срабатывания УРЗ выполнены в специализированном расчетном комплексе – Автоматизированное рабочее

место служб расчетов уставок релейной защиты ОДУ и энергосистем – АРМ СРЗА ПК БРИЗ.

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 (КЗ) (сверхпереходный ток). Для расчета несимметричных токов КЗ используется метод симметричных составляющих.

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Тепловая Станция 110кВ соединена с подстанцией 220кВ Южная по линиям 110кВ (1 и 2 цепи). На подстанции установлены два трансформатора Т-1 и Т-2 мощностью 20кВА. От стороны 6кВ отходят кабельные линии до распределительных пунктов: РП-9, РП-8, РП-1 и Нов. РУ 6,3кВ, соединенных между собой. К шинам Нов. РУ 6,3кВ присоединен объект малой генерации Г1.

Схема рассматриваемого участка сети представлена на рисунке 1.1.

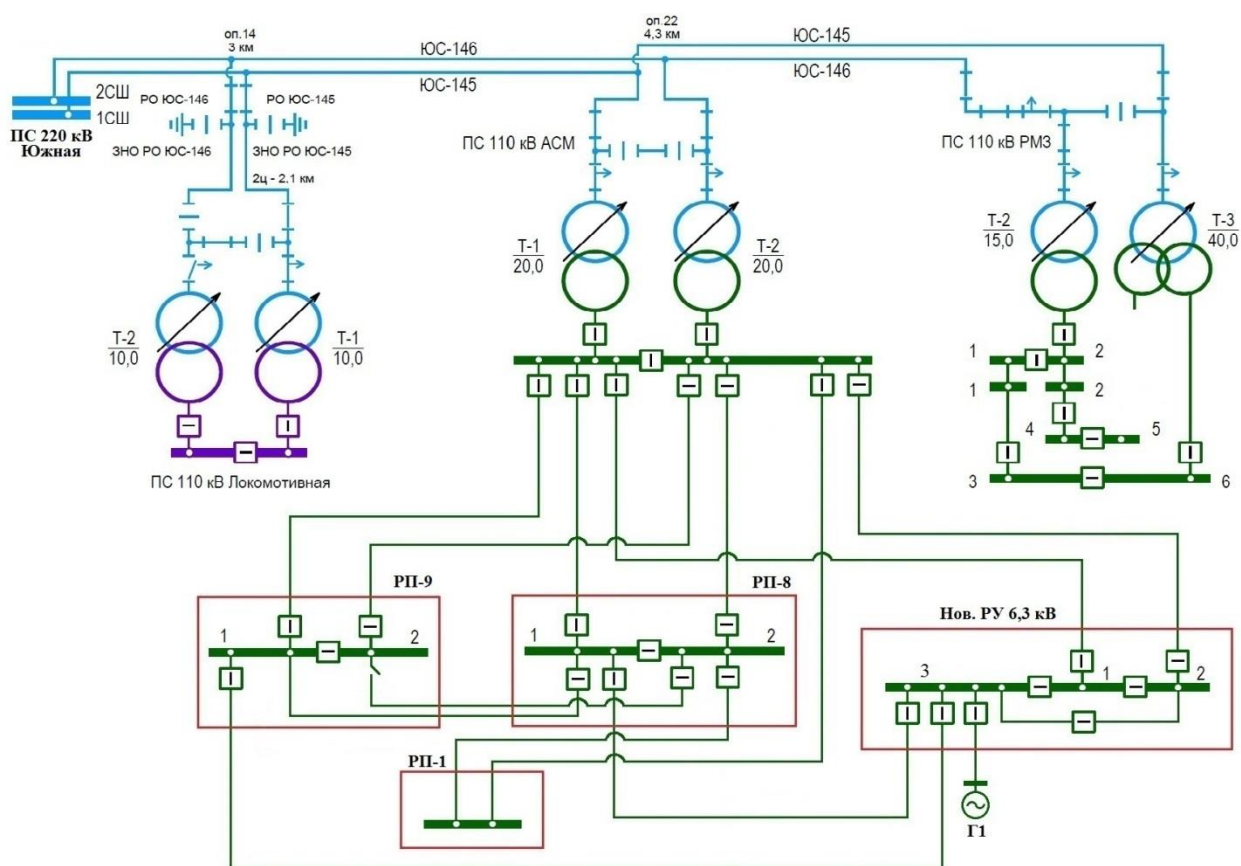


Рисунок 1.1 – Схема Тепловой Станции

Значения эквивалентных реактансов питающих систем рассматриваемого участка сети представлены в приложении А.

Параметры питающих линий 110кВ представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Параметры линий 110кВ ЮС-145, ЮС-146

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 Тепловой Станции 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±9х2,5%/6	10,5	95

Параметры генератора Г1 – ТГП-6,3-6000-2У3 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-6,3-6000-2У3

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

Наименование параметра	Значение параметра
Статическая перегружаемость, не менее	1,86
Коэффициент мощности	0,8
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 XX, 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 Тепловой Станции представлены в таблице 1.5

Технические данные двигателей представлены в таблице 1.6.

Таблица 1.5 – Перечень электродвигателей 6кВ, установленных на механизмах Тепловой Станции

№п/п	Марка электродвигателя	Мощность кВт	Обороты об/мин	Место установки	Место присоединения
РП-8 РУ 6 кВ I секция					
1	4А-450У-6У3	800	1000	Сетевой насос №4	яч. №1

№п/п	Марка электродвигателя	Мощность кВт	Обороты об/мин	Место установки	Место присоединения
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			
РП-8 РУ 6 кВ 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 6 кВ 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-8СУ1	250	750	Мельница 3 «Б»	яч. №16
5	А4-400Х-4СУ3	500	1500	Питательный насос №5	яч. №20
Итого:		1880			
РП-9 РУ 6 кВ 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	4А-400Х-4У3	500	1500	Сетевой насос №3	яч. №19
Итого:		1630			
Новое РУ 6 кВ 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 6 кВ II секция					

№п/п	Марка электродвигателя	Мощность кВт	Обороты об/мин	Место установки	Место присоединения
1	A4-400У-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	A4-400Х-4У3	500	1500	0,87	6,2	94,8
5	4А3М-500/6000УХЛ4	500	2970	0,89	5,1	95,7
6	A4-400У-4У3	630	1500	0,88	6,5	95,2
7	A4-400У-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_k , %
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
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

При определении параметров срабатывания защит и оценки их чувствительности будут рассмотрены следующие режимы работы сети, представленные в таблице 1.10.

Таблица 1.10 – Режимы работы сети

Режим	Условия
Режимы работы сети 110кВ	
Режим №1	Все включено
Режим №2	Отключение питающей линии
Режим №3	Отключение линии 220кВ с максимальной подпиткой
Режим №4	Отключение 2СШ на ПС Южная
Режимы работы сети 6кВ	
Режим №1	Все включено
Режим №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

Рассчитаем сопротивления воздушных и кабельных линий, для этого воспользуемся формулой:

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

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 линий сведены в таблицу 2.1, кабельных линий – в таблицу 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	$z_{л}$, 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	$0,057 + j \cdot 0,191$	$0,147 + j \cdot 0,639$

№	$\Gamma_{уд}$, Ом/км	$X_{уд}$, Ом/км	$\Gamma_{уд0}$, Ом/км	$X_{уд0}$, Ом/км	l , км	$z_{л}$, Ом	$z_{л0}$, Ом
4	0,12	0,405	0,31	1,354	3	$0,363 + j \cdot 1,215$	$0,951 + j \cdot 3,974$
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 бкВ

№	$r_{уд}$, 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	$0,009 + j \cdot 0,029$
3	0,182	0,074	0,39	$0,071 + j \cdot 0,29$
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	$0,0063 + j \cdot 0,0032$

№	$r_{уд}, \text{ Ом/км}$	$x_{уд}, \text{ Ом/км}$	$l, \text{ км}$	$z_{л}, \text{ Ом}$
15	0,158	0,079	0,09	$0,0142 + j \cdot 0,0071$
16	0,158	0,079	0,04	$0,0063 + j \cdot 0,0032$
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	$0,0474 + j \cdot 0,0237$

Рассчитаем сопротивления силовых трансформаторов, для этого воспользуемся формулами:

$$r_T = \Delta P_{кз} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_T^2};$$

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

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

где $\Delta P_{кз}$ – мощность короткого замыкания, МВт.

S_T – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

Расчет:

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

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

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

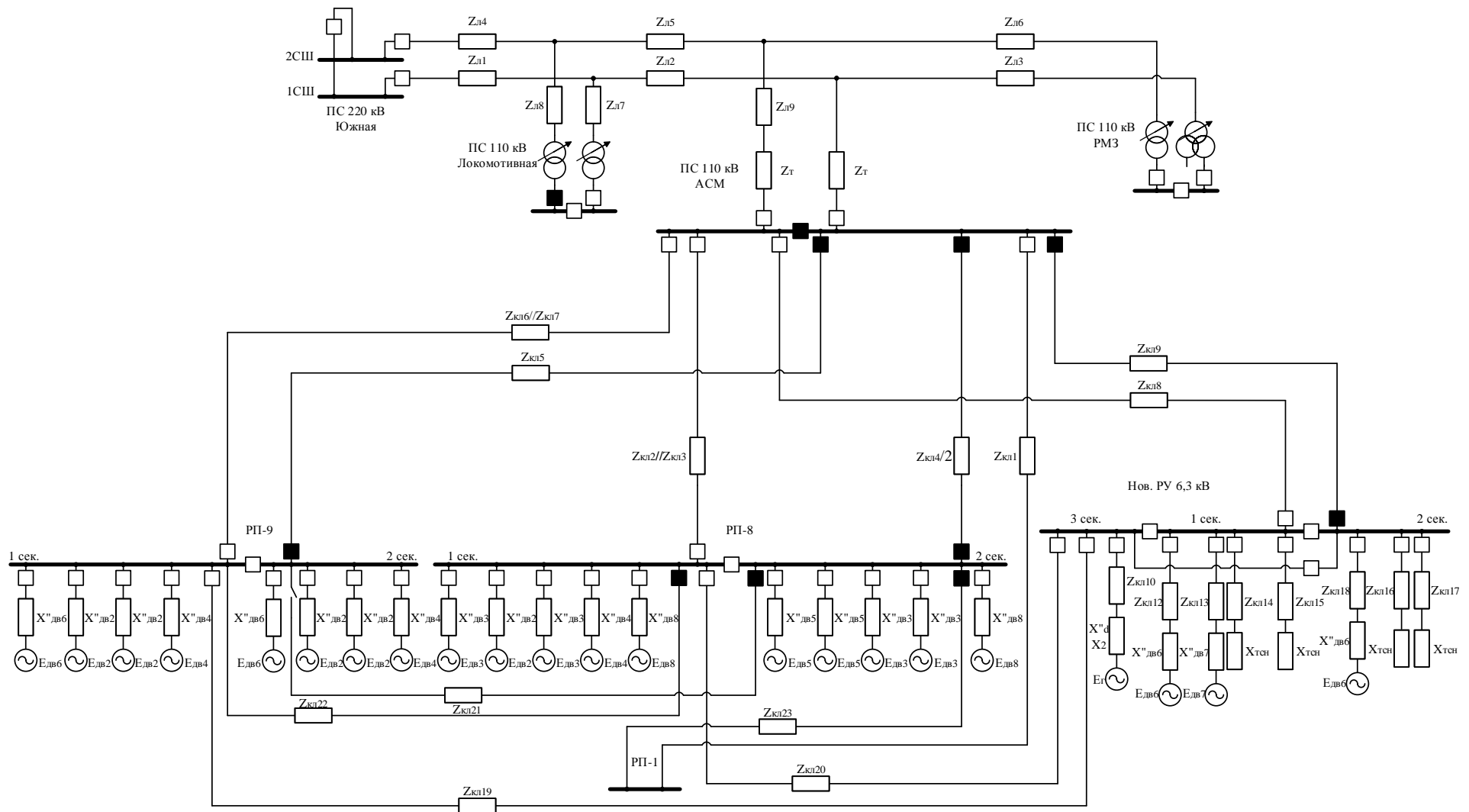


Рисунок 2.1 – Схема замещения Тепловой Станции

Рассчитаем сопротивления генератора, для этого воспользуемся формулой:

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

$$x_2 = x_{2*} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ Г}},$$

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.

Расчет:

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

$$x_2 = 0,124 \cdot \frac{6,3^2}{7,5} = 0,656 \text{ Ом}.$$

Рассчитаем ЭДС генератора, для этого воспользуемся формулой:

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

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

Расчет:

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

Рассчитаем сопротивления трансформаторов собственных нужд, для этого воспользуемся формулой:

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

где U_k – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

S_T – номинальная мощность трансформатора, МВА.

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

Расчет

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

Рассчитаем сопротивления двигателей, воспользуемся формулой:

$$x''_{\text{ДВ}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot k_{\text{П}} \cdot I_{\text{НОМ}}},$$

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

$k_{\text{П}}$ – кратность пускового тока двигателя;

$I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток двигателя, кА.

Номинальный ток двигателя рассчитывается по формуле:

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

Рассчитаем ЭДС двигателей, для этого воспользуемся формулой:

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

Результаты расчетов сопротивлений и ЭДС двигателей сведены в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Расчет сопротивлений и ЭДС двигателей

№	$I_{\text{НОМ}}$, кА	$x''_{\text{ДВ}}$, Ом	$E_{\text{ДВ}}$, кВ
1	0,033	17,316	5,657
2	0,033	17,633	5,664
3	0,051	11,397	5,681

№	$I_{\text{ном}}$, кА	$x''_{\text{дв}}$, Ом	$E_{\text{дв}}$, кВ
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 представлена в приложении Б с указанием значений сопротивлений и ЭДС элементов схемы замещения.

3 ОПИСАНИЯ 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 нормативно-технической документации [3-4] для силовых трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на их выводах;
- однофазных замыканий на землю;
- внутренних повреждений (витковых замыканий в обмотках и «пожара стали» магнитопровода);
- сверхтоков в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- сверхтоков в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- понижения уровня масла.

Для защиты двухобмоточных трансформаторов 110кВ должны быть предусмотрены следующие типы релейной защиты:

- Продольная дифференциальная токовая защита;
- Максимальная токовая защита (МТЗ) ВН и НН с возможностью пуска по напряжению;
- Защита от перегрузки (ЗП);
- Газовые защиты трансформатора и его устройства РПН;

– Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) ВН;
Для защиты каждого трансформатора рассматривается применение цифрового устройства релейной защиты и автоматики «Алтей-УЗТ» производства НПП «Микропроцессорные Технологии».

Функции защиты:

- Дифференциальная токовая защита (ДТО и ДЗТ);
- Максимальная токовая защита стороны НН (МТЗ НН);
- Максимальная токовая защита стороны ВН (МТЗ ВН);
- Защита от перегрузки (ЗП);
- Логическая защита шин (ЛЗШ);
- Логическая защита трансформатора (ЛЗТ);
- Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ);
- Газовая защита (ГЗ);
- Устройство резервирования при отказах выключателя (УРОВ).

3.2 Методика расчетов параметров срабатывания устройств РЗ

Методика расчетов параметров срабатывания устройств РЗ описана согласно руководству по эксплуатации [5].

3.2.1 Дифференциальная токовая защита (ДТО и ДЗТ)

Назначение: защита трансформатора при повреждениях на выводах и внутренних повреждениях. Содержит две ступени дифференциальную токовую отсечку и дифференциальную защиту с торможением. ДТО предназначена для защиты от токов КЗ большой кратности и обладает наивысшим быстродействием. ДЗТ обладает высокой чувствительностью.

Ток срабатывания ДТО выбирается исходя из двух условий:

а) величины БТН в режиме включения трансформатора под напряжение.

В качестве значения уставки «Дто» по условию отстройки от БТН следует принять значение равное 6 о.е., которое обеспечивает надежную отстройку.

б) максимального тока небаланса в режиме внешнего КЗ.

Расчет значения «Дто» по условию отстройки от максимального тока небаланса в режиме внешнего КЗ следует выполнять по формуле:

$$I_{\text{дто}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.макс}}$$

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

$I_{\text{нб.расч.макс}}$ – максимальный ток небаланса в режиме внешнего КЗ, рассчитанный по формуле:

$$I_{\text{нб.расч.макс}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн}+(-)} + \Delta f}{100} \cdot \frac{I_{\text{кз.макс.НН}}}{I_{\text{ном.ВН}}},$$

где $k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме под действием апериодической составляющей тока КЗ;
 $\varepsilon_{\text{макс}}$ – полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме при токе через ТТ, соответствующем максимальному току внешнего КЗ;

$\Delta U_{\text{рпн}}$ – шаг регулирования напряжения устройством РПН;

$N_{\text{рпн}+(-)}$ – количество ступеней, используемых для регулирования напряжения;

Δf – относительная погрешность вычисления дифференциального тока устройством защиты;

$I_{\text{кз.макс.НН}}$ – первичное действующее значение максимального тока КЗ на выводах стороны НН, приведенное к стороне ВН;

$I_{\text{ном.ВН}}$ – первичное действующее значение максимального тока КЗ на выводах стороны НН, приведенное к стороне ВН.

ДТО является вспомогательным элементов ДЗТ, вследствие чего чувствительность ДТО не проверяют.

Выбор значений уставок токов начала торможения.

В качестве уставки « $I_{\text{торм1}}$ » рекомендуется принять значение равное 1 о.е. номинального тока трансформатора.

В качестве уставки « $I_{\text{торм2}}$ » рекомендуется принять значение, равное максимально допустимой кратковременной перегрузке трансформатора в аварийном режиме (2 о.е. – для маслонаполненных трансформаторов; 1,6 о.е. – для сухих трансформаторов).

Расчет значения уставки начального тока срабатывания ДЗТ.

Расчет значения начального тока срабатывания « $I_{\text{дзт}}$ » следует выполнять по формуле:

$$I_{\text{дзт}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч1}},$$

где $I_{\text{нб.расч1}}$ – ток небаланса, соответствующий значению тока торможения – « $I_{\text{торм1}}$ », рассчитанный по формуле:

$$I_{\text{нб.расч1}} = \frac{k_{\text{пер1}} \cdot \varepsilon_1 + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн+(-)}} + \Delta f}{100} \cdot I_{\text{торм1}},$$

где $k_{\text{пер1}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме, соответствующем началу торможения;

ε_1 – полная относительная погрешность ТТ.

Расчет значения уставки коэффициента торможения первого участка.

Расчет значения коэффициента торможения первого участка ДЗТ « $I_{\text{торм1}}$ » следует выполнять по формуле:

$$k_{\text{торм1}} = \frac{I_{\text{дзт2}} - I_{\text{дзт}}}{I_{\text{торм2}} - I_{\text{торм1}}},$$

где $I_{\text{дзт2}}$ – ток срабатывания ДЗТ при значении тока торможения, равном « $I_{\text{торм2}}$ », рассчитанный по формуле:

$$I_{\text{дзт2}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч2}},$$

где $I_{\text{нб.расч2}}$ – ток небаланса, соответствующий значению тока торможения – « $I_{\text{торм2}}$ », рассчитанный по формуле:

$$I_{\text{нб.расч2}} = \frac{k_{\text{пер2}} \cdot \varepsilon_2 + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн+(-)}} + \Delta f}{100} \cdot I_{\text{торм2}},$$

где $k_{\text{пер2}}$ – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме;

ε_2 – полная относительная погрешность ТТ.

Расчет значения уставки коэффициента торможения второго участка.

Расчет значения коэффициента торможения второго участка ДЗТ « $I_{\text{торм2}}$ » следует выполнять по формуле:

$$k_{\text{торм2}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.макс}} - I_{\text{дзт2}}}{I_{\text{торм дто}} - I_{\text{торм2}}},$$

где $I_{\text{торм дто}}$ – ток торможения, соответствующий максимальному току внешнего КЗ, рассчитанный по формуле:

$$I_{\text{торм дто}} = \frac{I_{\text{кз.внеш.макс}}}{I_{\text{ном.ВН}}} - \frac{I_{\text{нб.расч.макс}}}{2},$$

где $I_{\text{кз.внеш.макс}}$ – первичное действующее значение максимального тока КЗ на стороне НН, приведенное к стороне ВН.

Расчет значения уставки тока срабатывания ДЗТ грубого органа.

Расчет значения тока срабатывания « $I_{\text{дзт г}}$ » грубого органа ДЗТ следует выполнять исходя из условия обеспечения несрабатывания ДЗТ при повреждении вторичных цепей ТТ в режиме длительно допустимой перегрузки трансформатора по формуле:

$$I_{\text{дзт г}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{перегрузки}},$$

где $k_{\text{перегрузки}}$ – максимальная кратность реальной длительно возможной перегрузки трансформатора (относительно номинального тока трансформатора).

Выбор значения уставки функции блокирования ДЗТ по второй гармонике.

В качестве уставки «ИПБ 2г» рекомендуется принять значение, равное 0,15 о.е., которое обеспечит выявление как периодических, так и апериодических БТН.

Проверка чувствительности ДЗТ.

Согласно ПУЭ [3] чувствительность ДЗТ следует проверять при металлическом КЗ на выводах трансформатора в пределах защищаемой зоны, обеспечивающем минимальный ток КЗ. При питании трансформатора с одной стороны чувствительность следует проверять при КЗ на стороне без питания, при наличии питания с двух сторон – на стороне с минимально возможным значением тока КЗ. Значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 2,0.

Вычисление коэффициента чувствительности следует выполнять по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{дзт.сраб}}},$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – относительное значение минимального тока двухфазного КЗ на выводах стороны НН трансформатора;

$I_{\text{дзт.сраб}}$ – уставка срабатывания ДЗТ при токе $I_{\text{кз.мин}}$.

3.2.2 Максимальная токовая защита стороны НН с пуском по напряжению (МТЗ НН)

Назначение: МТЗ НН обеспечивает защиту шин стороны НН.

Расчет значения уставки тока срабатывания МТЗ НН.

В качестве значения уставки следует выбрать максимальное из двух значений, рассчитанных по условиям:

а) отстройки от увеличения рабочего тока в переходных режимах, как правило, при самозапуске электрических двигателей.

Расчет значения уставки по условию отстройки от увеличения рабочего тока в переходных режимах, как правило, при самозапуске электрических двигателей следует выполнять по формуле:

$$I_{\text{МТЗ НН}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}} \cdot k_{\text{перегрузки}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ ВН}},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас;

$k_{\text{зап}}$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока от заторможенной двигательной нагрузки;

$k_{\text{перегрузки}}$ – максимальная кратность реальной длительно возможной перегрузки трансформатора (относительно номинального тока трансформатора);

$k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата пускового органа;

$I_{\text{НОМ ВН}}$ – первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора.

б) согласования по чувствительности с уставками защит от многофазных КЗ предыдущих элементов.

Расчет значения уставки по условию согласования с уставками защит предыдущих элементов следует выполнять по формуле:

$$I_{\text{МТЗ НН}} = k_{\text{отс}} \cdot (I_{\text{МТЗ.пред.макс}} + \Sigma I_{\text{раб}}),$$

где $I_{\text{МТЗ.пред.макс}}$ – максимальное из значений уставок МТЗ предыдущих элементов, приведенное к первичным значениям на стороне ВН. В случае если максимальное значение соответствует уставке МТЗ одной из

параллельных линий, значение следует принять равным сумме уставок МТЗ таких параллельных линий;

$\Sigma I_{\text{раб}}$ – суммарное значение рабочих токов предыдущих элементов за исключением элементов, используемых при определении значения $I_{\text{МТЗ.пред.макс}}$.

Проверка чувствительности уставки по току МТЗ НН.

Чувствительность МТЗ НН следует проверять при металлическом двухфазном КЗ в реально возможном режиме, обеспечивающем минимальный ток КЗ при замыкании на выводах стороны НН и в наиболее удаленной точке зоны резервирования. Коэффициент чувствительности при этом должен быть: около 1,5 – при КЗ на выводах стороны НН трансформатора; около 1,2 – при КЗ в наиболее удаленной точке предыдущего элемента, входящего в зону резервирования.

Вычисление коэффициента чувствительности следует выполнять по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{кз.мин.НН}}}{2 I_{\text{МТЗ.НН}}},$$

где $I_{\text{кз.мин.НН}}$ – первичное действующее значение минимального тока трехфазного КЗ в расчетном режиме, приведенное к стороне ВН;

$I_{\text{МТЗ.НН}}$ – уставка срабатывания МТЗ НН.

При использовании функции ТЗОП НН чувствительность следует проверять при металлическом трехфазном КЗ. При этом множитель $\frac{\sqrt{3}}{2}$ в формуле следует исключить.

В случае если требуемое значение коэффициента чувствительности обеспечено быть не может, следует:

– использовать пуск по напряжению и выполнить пересчет уставки «I_{мтз} НН», если определяющим ее значение явилось условие отстройки от режима самозапуска двигательной нагрузки на стороне НН.

– рассмотреть возможность использования функций ТЗОП НН для защиты от несимметричных КЗ, либо выполнить мероприятия, способствующие снижению значений уставок срабатывания предыдущих элементов, если определяющим значение «I_{мтз} НН» явилось условие согласования с уставками защит предыдущих элементов.

Расчет значения уставки тока срабатывания МТЗ НН с пуском по напряжению.

В качестве значения уставки срабатывания МТЗ НН с пуском по напряжению следует выбрать максимальное из двух значений, рассчитанных по условиям:

- а) отстройки от максимального рабочего тока трансформатора;
- б) согласования по чувствительности с уставками защит от многофазных КЗ предыдущих элементов.

Расчет уставки следует выполнять аналогично расчету значения уставки тока срабатывания МТЗ НН учетом исключения коэффициента самозапуска $k_{\text{зап}}$.

Расчет значений уставок пускового органа по напряжению.

В качестве значения уставки «U_{мин.мтз}» следует выбрать минимальное из двух значений, рассчитанных по условиям:

- а) возврата пускового органа после отключения внешнего КЗ.

Расчет значения уставки по условию возврата пускового органа после отключения внешнего КЗ следует выполнять по формуле:

$$U_{\text{мин мтз}} = \frac{1}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}}} \cdot U_{\text{мин}}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас;

$k_в$ – коэффициент возврата пускового органа;

$U_{мин}$ – первичное действующее значение междуфазного напряжения на стороне НН в условиях самозапуска двигательной нагрузки после отключения внешнего КЗ.

б) отстройки от напряжения самозапуска заторможенных двигателей нагрузки на стороне НН от действия АПВ или АВР.

Расчет значения уставки по условию отстройки от напряжения самозапуска заторможенных двигателей следует выполнять по формуле:

$$U_{мин\ мтз} = \frac{1}{k_{отс}} \cdot U_{зап},$$

где $U_{зап}$ – первичное действующее значение междуфазного напряжения на стороне НН в условиях самозапуска двигательной нагрузки после срабатывания АПВ или АВР.

В качестве значения уставки «U2мтз» рекомендуется принять минимально возможное значение, равное 6В во вторичных величинах, в большинстве случаев обеспечивающее отстройку от напряжения обратной последовательности, возникающего при небалансе в нагрузочном режиме. Значение уставки «U2мтз» может быть уточнено по опыту эксплуатации, исходя из реальных значений напряжения небаланса.

Проверка чувствительности уставок пускового органа по напряжению.

Чувствительность уставок ПОН МТЗ НН следует проверять при металлическом КЗ в наиболее удаленной точке зоны резервирования.

Коэффициент чувствительности при этом должен быть около 1,2.

Вычисление коэффициента чувствительности пускового органа минимального напряжения следует выполнять по формуле:

$$k_{ч U} = \frac{U_{\text{мин МТЗ}}}{U_{\text{кз.макс.НН}}},$$

где $U_{\text{мин МТЗ}}$ – уставка срабатывания ПОН по линейному напряжению;

$U_{\text{кз.макс.НН}}$ – первичное действующее значение линейного напряжения на шинах НН при симметричном металлическом КЗ в наиболее удаленной точке зоны резервирования в режиме, обеспечивающем максимальное значение данного напряжения.

Вычисление коэффициента чувствительности пускового органа напряжения обратной последовательности следует выполнять по формуле:

$$k_{ч U2} = \frac{U_{2\text{кз.мин.НН}}}{U_{2\text{МТЗ}} \cdot k_{\text{ТН НН}}},$$

где $U_{2\text{МТЗ}}$ – уставка срабатывания ПОН по напряжению обратной последовательности;

$U_{2\text{кз.мин.НН}}$ – первичное действующее значение напряжения обратной последовательности на шинах НН при металлическом КЗ между двумя фазами в наиболее удаленной точке зоны резервирования в режиме, обеспечивающем минимальное значение данного напряжения;

$k_{\text{ТН НН}}$ – коэффициент трансформации основной обмотки ТН стороны НН.

Выбор значений уставок задержек срабатывания МТЗ НН.

Значение задержек срабатывания МТЗ НН следует принять на ступень селективности « Δt » больше задержек срабатывания защиты от несимметричных замыканий предыдущих элементов:

– «ТМТЗ НН СВ» – на ступень селективности больше максимальной из задержек срабатывания МТЗ присоединений обеих секций шин (равной уставке МТЗ секционного выключателя);

– «ТМТЗ НН» – на ступень селективности больше значения уставки «ТМТЗ НН СВ».

Рекомендуемое значение ступени селективности « Δt » составляет 0,3с.

В качестве значения задержки срабатывания «Т_{МТЗ НН Т}» отключения трансформатора со всех сторон следует принять значение, равное ступени селективности «Δt».

3.2.3 Максимальная токовая защита стороны ВН с пуском по напряжению (МТЗ ВН)

Назначение: МТЗ ВН обеспечивает защиту трансформатора от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ.

Расчет значения уставки тока срабатывания МТЗ ВН.

В качестве значения уставки следует выбрать максимальное из двух значений, рассчитанных по условиям:

а) отстройки от увеличения рабочего тока в переходных режимах, как правило, при самозапуске электрических двигателей.

Расчет значения уставки следует выполнять по формуле:

$$I_{\text{МТЗ ВН}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{зап}} \cdot k_{\text{перегрузки}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{НОМ ВН}}$$

б) согласования по чувствительности с уставками защит от многофазных КЗ предыдущих элементов.

Расчет значения уставки следует выполнять по формуле:

$$I_{\text{МТЗ ВН}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{МТЗ.пред}}$$

где $I_{\text{МТЗ.пред}}$ – значение уставки максимальной токовой защиты предыдущего элемента, приведенное к первичным значениям на стороне ВН. При наличии отдельного устройства защиты на выключателе ввода стороны НН в качестве $I_{\text{МТЗ.пред}}$ принять значение уставки МТЗ данного устройства. При отсутствии отдельного устройства защиты на выключателе ввода стороны НН в качестве $I_{\text{МТЗ.пред}}$ принять значение уставки $I_{\text{МТЗ НН}}$ срабатывания алгоритма МТЗ НН.

Проверка чувствительности уставки по току МТЗ ВН.

Чувствительность МТЗ ВН следует проверять при металлическом двухфазном КЗ на выводах стороны НН трансформатора в реально возможном режиме, обеспечивающем минимальный ток КЗ. Коэффициент чувствительности при этом должен быть: около 1,5 – в случае выполнения МТЗ ВН роли основной защиты (на трансформаторах мощностью менее 6,3МВА при отсутствии ДЗТ); около 1,2 – в случае выполнения МТЗ ВН роли резервной защиты.

Вычисление коэффициента чувствительности следует выполнять по формуле:

$$k_{\text{ч}} = k_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{кз.мин.НН}}}{I_{\text{МТЗ.ВН}}},$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы.

В случае если требуемое значение коэффициента чувствительности обеспечено быть не может, следует:

- использовать пуск по напряжению и выполнить пересчет уставки, если определяющим ее значение явилось условие отстройки от режима самозапуска двигательной нагрузки;
- выполнить мероприятия, способствующие снижению значения уставки срабатывания предыдущего элемента (например, рассмотреть возможность использования функций ТЗОП ВН и ТЗОП НН для защиты от несимметричных КЗ), если определяющим явилось условие согласования по чувствительности с уставками защит предыдущих элементов.

Расчет значения уставки тока срабатывания МТЗ ВН с пуском по напряжению.

В качестве значения уставки срабатывания МТЗ ВН с пуском по напряжению следует выбрать максимальное из двух значений, рассчитанных по условиям:

- а) отстройки от максимального рабочего тока трансформатора;

б) согласования по чувствительности с уставками защит от многофазных КЗ предыдущих элементов.

Расчет уставки следует выполнять аналогично расчету значения уставки тока срабатывания МТЗ ВН учетом исключения коэффициента самозапуска $k_{\text{зап}}$.

Расчет значений уставок пускового органа по напряжению.

Алгоритм МТЗ ВН имеет общие с алгоритмом МТЗ НН пусковые органы напряжения с уставками срабатывания «Uмин мтз» и «U2 мтз», расчет значений которых представлен выше. Проверку чувствительности уставок ПОН в режиме КЗ на выводах стороны НН трансформатора допустимо не выполнять.

Выбор значения уставки задержки срабатывания МТЗ ВН.

Значение задержки срабатывания «Тмтз ВН» следует принять на ступень селективности « Δt » больше задержки срабатывания защиты от несимметричных замыканий предыдущего элемента.

Рекомендуемое значение ступени селективности « Δt » составляет 0,3 с.

Выбранное значение уставки «Тмтз ВН» должно быть меньше задержки срабатывания резервной защиты от несимметричных замыканий последующего элемента на величину, не менее чем ступень селективности « Δt ».

3.2.4 Защита от перегрузки (ЗП)

Назначение: ЗП обеспечивает защиту трансформатора от длительных перегрузок. Уставка тока срабатывания должна быть отстроена от номинального тока трансформатора, уставка по времени срабатывания – от максимального времени действия резервных защит трансформатора.

Расчет значения уставки по току срабатывания.

Расчет значения уставки «Iзп» срабатывания ЗП по току следует выполнять по условию отстройки от номинального тока трансформатора по выражению:

$$I_{зп} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном\ ВН},$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$k_{в}$ – коэффициент возврата пускового органа;

$I_{ном\ ВН}$ – первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора.

Выбор значений уставок задержек срабатывания ЗП.

Значение задержки срабатывания «Тзп» предупредительной сигнализации при перегрузке трансформатора должно быть отстроено от максимального времени действия резервных защит трансформатора и пусковых режимов электрически двигателей на стороне НН. Допустимо без дополнительных расчетов в качестве уставки «Тзп» принять значение, равное 10с.

Выбор уставки «Тзп откл» задержки отключения трансформатора от тока перегрузки после срабатывания предупредительной сигнализации следует выполнять по условию ограничения длительности перегрузки, в соответствии с ПУЭ [3].

3.2.5 Логическая защита шин (ЛЗШ)

Назначение: ЛЗШ обеспечивает защиту шин стороны НН. ЛЗШ функционирует совместно с МТЗ НН и позволяет значительно повысить быстродействие защиты при повреждении на шинах.

Выбор уставок ЛЗШ.

Уставка «Тлзш» задержки срабатывания ЛЗШ должна быть отстроена от длительности формирования, передачи и приема блокирующего сигнала

от нижестоящих присоединений. Рекомендуется без дополнительных расчетов в качестве уставки «Тлзш» принять значение, равное 0,1с, с запасом обеспечивающее необходимую отстройку.

3.2.6 Логическая защита трансформатора (ЛЗТ)

Назначение: ЛЗТ обеспечивает защиту трансформатора от внутренних повреждений. ЛЗТ функционирует совместно с МТЗ ВН и позволяет значительно повысить быстродействие защиты при внутренних повреждениях трансформатора.

Выбор уставок ЛЗТ.

Уставка «Тлзт» задержки срабатывания ЛЗТ должна быть отстроена от:

- а) длительности формирования, передачи и приема блокирующего сигнала от МТЗ стороны НН;
- б) длительности затухания БТН.

По первому условию следует принять значение, равное 0,1с, с запасом обеспечивающее необходимую отстройку.

Определяющим значение уставки «Тлзт», как правило, является второе условие отстройки от длительности затухания БТН.

При отсутствии расчетных или опытных данных о максимальной длительности БТН значение уставки срабатывания «Тлзт» следует выбирать не менее 0,5с, в соответствии с тем, что снижение значения тока при БТН до значения меньше номинально происходит за 0,2 – 0,4с.

3.2.7 Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)

Назначение: ЗДЗ обеспечивает защиту шин стороны НН от повреждений, сопровождающихся возникновением электрической дуги. ЗДЗ обладает высоким быстродействием.

Выбор уставок ЗДЗ.

Расчет значения уставки «Iздз» следует выполнять по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора по формуле:

$$I_{зп} = \frac{k_{отс} \cdot k_{перегрузки}}{k_{в}} \cdot I_{ном ВН},$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, учитывающий неточность задания исходных данных, погрешность расчета и необходимый запас;

$k_{перегрузки}$ – максимальная кратность реальной длительно возможной перегрузки трансформатора;

$k_{в}$ – коэффициент возврата пускового органа;

$I_{ном ВН}$ – первичное действующее значение номинального тока обмотки ВН трансформатора.

3.2.8 Газовая защита трансформатора и устройства РПН

Назначение: обеспечивает защиту от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа и ускоренным протеканием масла из бака трансформатора (устройства РПН) в расширитель. Газовая защита позволяет обнаруживать развивающиеся повреждения на ранних стадиях, так как обладает высокой чувствительностью.

Для защиты трансформатора используют газовые реле, которые устанавливают в трубопровод, соединяющий расширитель с баком трансформатора. При нормальном режиме работы газовое реле заполнено маслом. Но при незначительных повреждениях под действием дуги происходит нагрев и разложение масла, в результате чего образуются пузырьки газа, которые начинают скапливаться в верхней части газового реле, вытесняя из него масло, что приводит к срабатыванию реле.

В процессе коммутации устройства РПН происходит незначительное газообразование. В связи с этим для защиты устройств РПН используют реле только с одной ступенью, реагирующей на поток масла – струйные реле, действующие на отключение трансформатора.

3.2.9 Устройство резервирования при отказах выключателя (УРОВ)

Назначение: отключение трансформатора выключателями смежных элементов в случае отказа его выключателя.

Выбор уставок УРОВ.

В качестве значения уставки «Туров» следует выбрать минимально возможное значение (0,1А – для номинального вторичного тока 1А; 0,5А – для номинального вторичного тока 5А).

Расчет задержки «Туров» срабатывания УРОВ следует выполнять по формуле:

$$T_{\text{уров}} = t_{\text{выкл}} + t_{\text{возвр}} + t_{\text{отс}}$$

где $t_{\text{выкл}}$ – максимальное полное время отключение выключателя, с учетом времени действия промежуточных реле в цепи отключения;

$t_{\text{возвр}}$ – максимальное время возврата токового пускового органа УРОВ;

$t_{\text{отс}}$ – время отстройки, обеспечивающее запас надежности отстройки УРОВ.

Минимально допустимое значение уставки «Туров» составляет 0,2с.

4 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА

4.1 Общие положения

Продольная дифференциальная токовая защита трансформатора обеспечивает защиту трансформатора при повреждениях на выводах и внутренних повреждениях.

В данном разделе рассматривается ДЗТ на базе различных производителей, а именно:

1. ДЗТ устройства «Алтей-УЗТ» производства НПП «Микропроцессорные Технологии»;
2. ДЗТ устройства «RET 670» производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»;
3. ДЗТ устройства «Сириус-Т» производства АО «РАДИУС Автоматика».
4. ДЗТ с реле типа ДЗТ-11.

Также будет произведен сравнительный анализ приведенных дифференциальных защит.

4.2 ДЗТ устройства «Алтей-УЗТ» производства НПП «Микропроцессорные Технологии»

Устройство Алтей-УЗТ предназначено для выполнения функций релейной защиты и автоматики объектов с номинальным напряжением до 220кВ. Таких как двухобмоточные трансформаторы, оснащенные устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН); токоограничивающих реакторов и линий электропередач малой протяженности.

ДЗТ устройства «Алтей-УЗТ» содержит две ступени: дифференциальную токовую отсечку и дифференциальную защиту с

торможением. ДТО обладает максимальным быстродействием и работает при токах КЗ большой кратности. ДЗТ обладает высокой чувствительностью и быстродействием. Торможение обеспечивает увеличение уставки срабатывания при повышении сквозного тока, компенсируя увеличение тока небаланса в защите.

Характеристика срабатывания ДТО и ДЗТ приведена на рисунке 4.1.

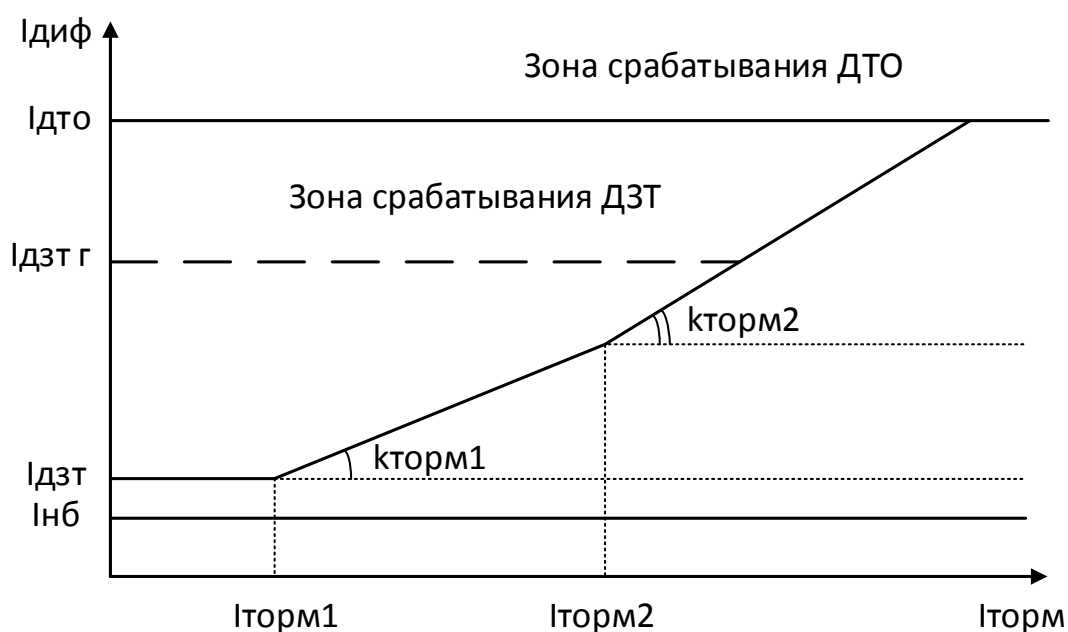


Рисунок 4.1 – Характеристика срабатывания ДЗТ устройства «Алтей-УЗТ»

Характеристика срабатывания ДЗТ имеет три участка:

1. Начальный участок срабатывания (величина тока торможения не превышает значения уставки « $I_{торм1}$ ») – уставка срабатывания ДЗТ постоянна и определяется уставкой « $I_{дзт}$ »;
2. Первый участок торможения (величина тока торможения находится в интервале значений от « $I_{торм1}$ » до « $I_{торм2}$ ») – уставка срабатывания ДЗТ увеличивается пропорционально росту тока торможения в коэффициент торможения раз, определяемый уставкой « $k_{торм1}$ »;

3. Второй участок торможения (величина тока торможения превышает значение уставки « $I_{\text{торм}2}$ ») – уставка срабатывания ДЗТ увеличивается пропорционально росту тока торможения в коэффициент торможения раз, определяемый уставкой « $k_{\text{торм}2}$ ».

Методика расчета параметров срабатывания ДЗТ устройства «Алтей-УЗТ» подробно представлена в п.3.2.1 данной работы.

4.3 ДЗТ устройства «RET 670» производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы»

Устройство защиты «RET 670» может применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов. Устройство обладает высокой надежностью аппаратного обеспечения и широкими возможностями конфигурирования.

ДЗТ устройства «RET 670» включает дифференциальную защиту с торможением и дифференциальную отсечку.

Характеристика срабатывания ДТО и ДЗТ приведена на рисунке 4.2.

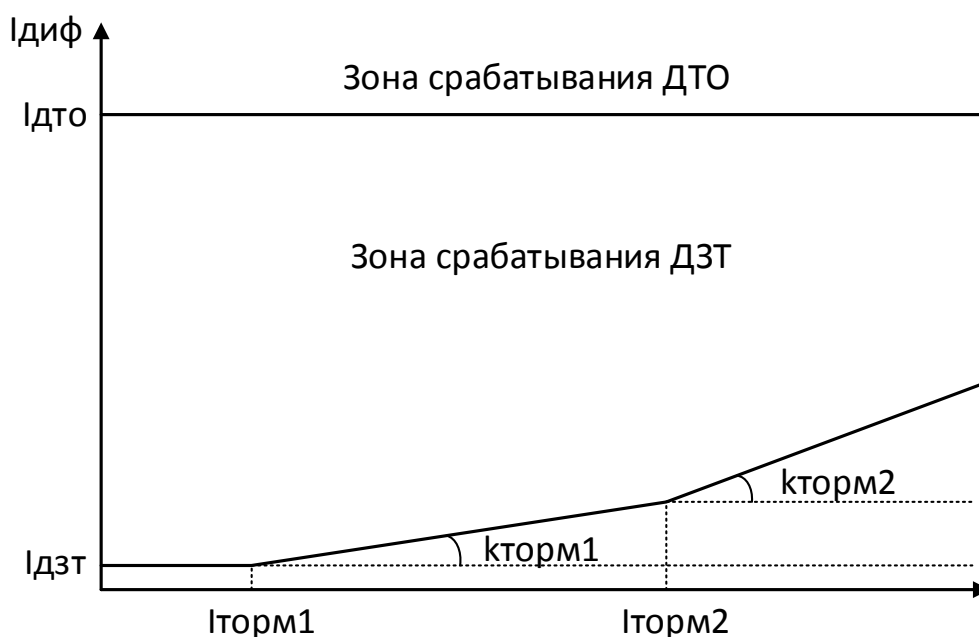


Рисунок 4.2 – Характеристика срабатывания ДЗТ устройства «RET 670»

Характеристика срабатывания ДЗТ состоит из трех участков:

1. Горизонтального – от 0 до «I_{торм1}». Срабатывание защиты на данном участке определяется параметром «I_{дзт}»;
2. Первого наклонного – от «I_{торм1}» до «I_{торм2}». Данный участок имеет наклон с «k_{торм1}»;
3. Второго наклонного – от «I_{торм2}» до максимального возможного значения тормозного тока. Данный участок имеет наклон с «k_{торм2}».

Методика расчета параметров срабатывания ДЗТ устройства «RET 670», приведенная в данном разделе, соответствует методическим указаниям [6-7].

Выбор начального тормозного тока.

Параметр «I_{торм1}» рекомендуется принимать равным не более 1,15 о.е.

Расчет начального дифференциального тока срабатывания.

Расчет выполняется по условию отстройки от токов небаланса при малых сквозных токах. Расчетное выражение:

$$I_{дзт} = K_{отс} \cdot K_{нб.расч1} \cdot I_{торм1},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$K_{нб.расч1}$ – расчетный коэффициент небаланса. Рассчитывается по формуле:

$$K_{нб.расч1} = \sqrt{(K'_{пер} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*})^2 + (\Delta U_{рег*} + \Delta f_{выр*})^2},$$

где $K'_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε_* – полная относительная погрешность ТТ;

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

$\Delta U_{рег*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора.

Выбор тормозного тока конца второго участка.

В условиях эксплуатации возможны перегрузки трансформаторов в течение относительно долгого времени. Поэтому в таких режимах, чтобы исключить значительное заглубление дифференциальной защиты, рекомендуется всегда принимать параметр «I_{торм2}» равным 2.

Расчет коэффициента торможения второго участка.

Значение «k_{торм1}» рассчитывается по формуле:

$$k_{\text{торм1}} = \frac{I_{\text{дзт2}} - I_{\text{дзт}}}{I_{\text{торм2}} + I_{\text{торм1}}} \cdot 100\%,$$

где $I_{\text{дзт2}}$ – расчетный дифференциальный ток при токе торможения «I_{торм2}», рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{дзт}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч2}} \cdot I_{\text{торм2}},$$

где $K_{\text{нб.расч2}}$ – расчетный коэффициент небаланса. Рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{нб.расч1}} = \sqrt{(K''_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}})^2 + (\Delta U_{\text{рег*}} + \Delta f_{\text{выр*}})^2},$$

где $K''_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс при аварийных токах.

Расчет коэффициента торможения третьего участка.

Значение параметра «k_{торм2}» рекомендуется без вычислений принимать равным (50 ÷ 65) %. Это связано с тем, что при токе короткого замыкания, превышающем $2I_{\text{ном}}$, блокировка дифференциальной защиты при больших переходных токах небаланса осуществляется в основном за счет других измерительных органов (блокировки по форме волны и блокировки по второй гармонике, которые работают всегда).

Проверка чувствительности дифференциальной защиты с торможением.

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

Вычисление коэффициента чувствительности следует выполнять по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{дзт.сраб}}},$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – относительное значение минимального тока двухфазного КЗ на выводах стороны НН трансформатора;

$I_{\text{дзт.сраб}}$ – уставка срабатывания ДЗТ при токе $I_{\text{кз.мин}}$.

Расчет тока срабатывания дифференциальной отсечки.

При выборе параметра срабатывания «ДТО» необходимо учитывать два условия, тех же самых что и в п.3.2.1.

По условию отстройки от БТН параметр срабатывания ДТО должен приниматься не менее 500%.

По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешних повреждениях, параметр срабатывания ДТО вычисляется по формуле:

$$I_{\text{дто}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб(1)}} \cdot I_{\text{кз.макс*}},$$

где $K_{\text{нб(1)}}$ – коэффициент небаланса;

$I_{\text{кз.макс*}}$ – относительный максимальный ток при внешнем КЗ.

Параметр срабатывания ДТО соответствует наибольшему значению из двух полученных.

Выбор параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике.

В качестве параметра рекомендуется принять значение, равное 14 %.

Выбор параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по пятой второй гармонике.

В качестве параметра рекомендуется принять значение, равное 25 %.

4.4 ДЗТ устройства «Сириус-Т» производства АО «РАДИУС Автоматика»

Устройство защиты «Сириус-Т» может применяться для защиты двухобмоточного трансформатора с высшим напряжением 35-220кВ. Также возможно использование в качестве продольной дифференциальной защиты реактора или мощного синхронного двигателя.

ДЗТ устройства «Сириус-Т» включает в себя дифференциальную защиту с торможением и дифференциальную отсечку.

Характеристика срабатывания ДТО и ДЗТ приведена на рисунке 4.3.

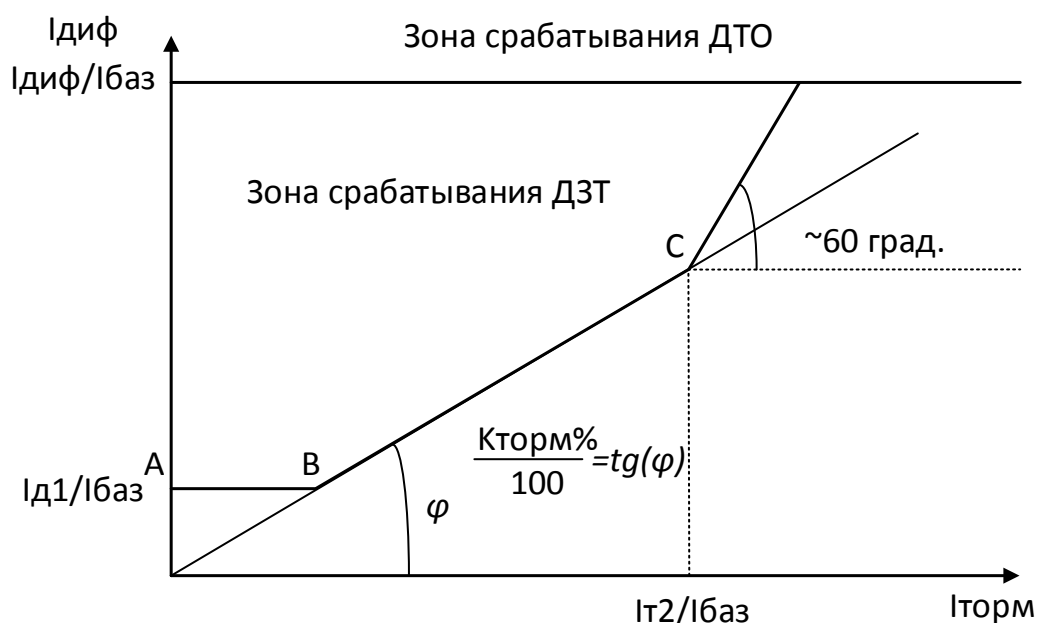


Рисунок 4.3 – Характеристика срабатывания ДЗТ устройства «Сириус-Т»

Характеристика ДЗТ имеет три участка:

1. Участок 1 (отрезок А–В): точка В получается как пересечение уставки « $I_{д1}/I_{баз}$ » с прямой, проходящей через начало координат и точку С.
2. Участок 2 (отрезок В–С): точка С определяется двумя уставками – наклоном прямой « $K_{торм}, \%$ » и « $I_{т2}/I_{баз}$ ».

3. Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Методика расчета параметров срабатывания ДЗТ устройства «Сириус-Т», приведенная в данном разделе, соответствует методическим указаниям и руководству по эксплуатации [8-9].

Расчет уставки дифференциального тока срабатывания на горизонтальном участке без торможения $I_{д1}/I_{баз}$.

Значение $I_{д1}/I_{баз}$ выбирается по условию отстройки от тока небаланса, при протекании номинального тока:

$$I_{д1}/I_{баз} = K_{отс} \cdot I_{НБ\text{ РАСЧ}*},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$I_{НБ\text{ РАСЧ}*}$ – относительный ток небаланса, рассчитанный по выражению:

$$I_{НБ\text{ РАСЧ}*} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{ДОБАВ},$$

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

ε – относительное значение полной погрешности ТТ;

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

$\Delta U_{рпн*}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора.

Расчет коэффициента торможения $K_{торм}$.

Коэффициент торможения в процентах определяется по формуле:

$$K_{торм} = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot I_{НБ\text{ РАСЧ}*}}{K_{СН.Т}},$$

где $K_{СН.Т}$ – коэффициент снижения тормозного тока, рассчитанный по формуле:

$$K_{СН.Т} = 1 - 0,5 \cdot I_{НБ\text{ РАСЧ}*}.$$

Первая точка излома характеристики ДЗТ вычисляется в устройстве автоматически.

Расчет второй точки излома характеристики ДЗТ $I_{m2}/I_{баз}$.

В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ($I_m/I_{баз} = 1$), режим допустимых длительных перегрузок ($I_m/I_{баз} = 1,3$). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок ($I_m/I_{баз} = 1,5 - 2$).

Рекомендуемый диапазон уставки: 1,0 – 2,0.

Выбор уставки блокировки по второй гармонике $I_{d2}/I_{dг}$.

На основании опыта эксплуатации рекомендуется принимать значение на уровне 12 – 15%.

Расчет уставки дифференциальной токовой отсечки $I_{диф}/I_{баз}$.

При расчете уставки необходимо учитывать два условия, тех же самых что и в п.3.2.1.

По условию отстройки от БНТ:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq 6.$$

По условию отстройки от тока небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{диф}/I_{баз} = K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{добав}) \cdot I_{кз\ вн\ макс*},$$

где $I_{кз\ вн\ макс*}$ – расчетный ток максимального внешнего КЗ.

Проверка чувствительности дифференциальной защиты.

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности должен ДЗТ быть не менее 2.

Вычисление коэффициента чувствительности следует выполнять по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{дзт.сраб}}}$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – относительное значение минимального тока двухфазного КЗ на выводах трансформатора;

$I_{\text{дзт.сраб}}$ – уставка срабатывания ДЗТ при токе $I_{\text{кз.мин}}$.

4.5 ДЗТ с реле типа ДЗТ-11

Реле серии ДЗТ-11 может применяться для защиты двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов, а также автотрансформаторов. В ДЗТ-11 имеется одна тормозная обмотка в насыщающемся трансформаторе тока (НТТ) реле, что дает возможность обеспечить торможение от тока в одном комплекте ТТ. Характеристика срабатывания реле при наличии торможения зависит от угла между рабочим током и тормозным током в НТТ реле.

На рисунке 4.4 приведены характеристики реле для углов, при которых обеспечивается максимальное (кривая I) и минимальное (кривая II) торможение.

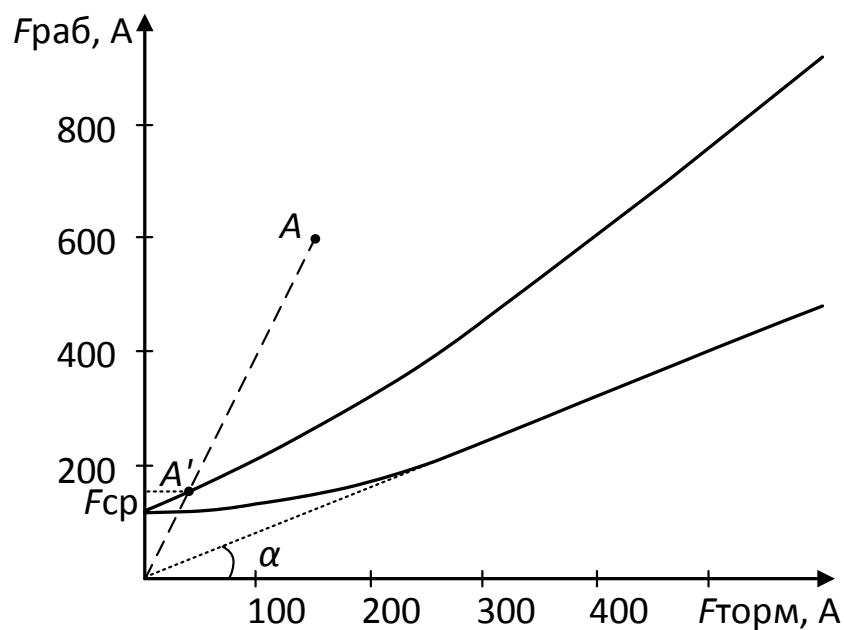


Рисунок 4.4 – Тормозные характеристики реле серии ДЗТ-11

Методика расчета параметров срабатывания ДЗТ с реле типа ДЗТ-11, приведенная в данном разделе, соответствует руководящим указаниям [4] и методическим указаниям [10].

Определяется основная сторона трансформатора. Для этого необходимо рассчитать первичные токи на сторонах трансформатора. По этим токам определить вторичные токи в плечах защиты. Сторона с наибольшим вторичным током в плече защиты называется основной.

Определяется первичный ток срабатывания по условию отстройки от БТН:

$$I_{сз\ min} = K_{отс} \cdot I_{ном},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$I_{ном}$ – первичный номинальный ток основной стороны.

Рассчитывается число витков первичной обмотки НТТ по выражению:

$$w_{д,расч} = \frac{F_{ср\ min}}{I_{ср.осн}},$$

где $F_{ср\ min}$ – минимальная МДС срабатывания реле, для ДЗТ-11 при отсутствии торможения равна 100А;

$I_{ср.осн}$ – ток срабатывания реле, отнесенный к плечу основной стороны, рассчитывается по выражению:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз\ min} \cdot K_{сх}}{K_I}.$$

Рассчитанное число витков дифференциальной обмотки округляется до ближайшего целого в меньшую сторону ($w_d \leq w_{д,расч}$). По выбранному значению можно определить первичный ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{F_{ср\ min} \cdot K_I}{w_d \cdot K_{сх}}.$$

Рассчитывается число витков уравнивающей обмотки определяется по выражению:

$$(w_y + w_d) \cdot I_{пл1} = w_d \cdot I_{пл2},$$

где $I_{пл1}$ и $I_{пл2}$ – токи в плечах защиты.

Рассчитанное число витков дифференциальной обмотки округляется до ближайшего целого.

Выбирается сторона, к ТТ которой присоединить тормозную обмотку НТТ, чтобы обеспечить наибольшую чувствительность защиты.

Определяется число витков тормозной обмотки НТТ реле по тормозной характеристике. Для расчета тормозная характеристика заменяется касательной, проведенной из начала координат. При расчете используется тангенс угла наклона касательной ($tg\alpha$).

Несрабатывание защиты при внешнем КЗ обеспечивается, если удовлетворяется неравенство:

$$w_T \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб\ расч} \cdot w_{раб}}{I_T \cdot tg\alpha},$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$w_{раб}$ – число витков рабочей обмотки;

I_T – первичный тормозной ток при КЗ;

$tg\alpha$ – может приниматься равным 0,75;

$I_{нб\ расч}$ – первичный ток небаланса, определенный по выражению:

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

где $I'_{нб}$ – слагаемое, обусловленное погрешностью трансформатора тока;

$I''_{нб}$ – слагаемое, обусловленное регулированием коэффициента трансформации;

$I'''_{нб}$ – слагаемое, обусловленное округлением числа витков уравнивающей обмотки.

Ток $I'_{нб}$ определяется по формуле:

$$I'_{нб} = \varepsilon \cdot K_{одн} \cdot K_a \cdot I_{K max}^{(3)}$$

где ε – полная погрешность трансформатора тока;

$K_{одн}$ – коэффициент однотипности ТТ;

K_a – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока КЗ;

$I_{K max}^{(3)}$ – максимальное действующее значение периодической составляющей тока, протекающего через трансформатор при внешнем трехфазном металлическом КЗ.

Ток $I''_{нб}$ определяется по формуле:

$$I''_{нб} = \Delta U \cdot I_{K max}^{(3)}$$

где ΔU – относительное изменение коэффициента трансформации.

Ток $I'''_{нб}$ определяется по формуле:

$$I'''_{нб} = \frac{W_{у.расч} - W_{у.факт}}{W_{у.расч} + W_d} I_{K max}^{(3)}$$

Определяется коэффициент чувствительности по выражению:

$$k_{ч} = \frac{I_{K min}^{(m)} \cdot K_{сх}^{(m)}}{I_{сз} \cdot K_{сх}^{(3)}}$$

где $I_{K min}^{(m)}$ – минимальное значение тока КЗ рассматриваемого вида (m) в защищаемой зоне;

$I_{сз}$ – ток срабатывания защиты;

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

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

В соответствии с ПУЭ коэффициент чувствительности должен быть не менее 2.

Коэффициент чувствительности, когда имеет место торможение, вычисляется по формуле:

$$k_{ч.т} = \frac{F_{раб}}{F_{ср}},$$

где $F_{сраб}$ – рабочая МДС НТТ реле при рассматриваемом металлическом КЗ;
 $F_{ср}$ – МДС срабатывания реле в условиях, когда защита находится на грани срабатывания при рассматриваемом КЗ, но не металлическом, а через переходное сопротивление.

Рабочая МДС определяется по формуле:

$$F_{раб} = \sum_{n=1}^2 I_{раб\ n} \cdot w_{раб\ n},$$

где $w_{раб\ n}$ – число витков рабочей обмотки НТТ реле, используемого на стороне n ;

$I_{раб\ n}$ – ток, подводимый к рабочей обмотке НТТ реле с числом витков $w_{раб\ n}$ при рассматриваемом КЗ.

МДС срабатывания определяется по тормозной характеристике реле (кривая I на рисунке 4.4).

Определяется тормозная МДС НТТ реле:

$$F_T = I_{т.р} \cdot w_T,$$

где $I_{т.р}$ – тормозной ток, подводимый к тормозной обмотке реле;

На плоскость (рис. 4.4) наносится точка, соответствующая $F_{раб}$ и F_T (точка А). Затем проводится прямая линия, соединяющая эту точку с началом

координат (прямая OA). МДС срабатывания $F_{ср}$ по точке пересечения прямой OA с тормозной характеристикой 1 (точка A').

4.6 Сравнительный анализ методик ДЗТ трансформатора

В работе рассматриваются защиты на базе электромеханических и микропроцессорных реле. Использование микропроцессорных устройств дает ряд преимуществ, поскольку они являются более надежными, удобными в обслуживании и эксплуатации, позволяют регистрировать все события и анализировать повреждения в системе. Поэтому многие производители прекращают производство электромеханических реле. Однако в эксплуатации еще остается много защит на электромеханике.

Все рассматриваемые защиты имеют как общие, так и индивидуальные особенности, что будет рассмотрено ниже.

Способ формирования тормозного и дифференциального тока.

Формирование тормозного и дифференциального тока производится для каждой фазы. Дифференциальный ток для всех защит равен сумме первичных токов плеч защиты, приведенных к основной стороне:

$$I_{\text{диф}} = |\Sigma I_n|,$$

где I_n – вектор тока n-ого плеча.

Тормозной ток для реле серии ДЗТ-11 равен току того плеча защиты, на стороне которого предусмотрено торможение.

Тормозной ток ДЗТ устройства «РЕТ 670» производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» равен току плеча, имеющего максимальное значение модуля первой гармоники:

$$I_{\text{торм}} = \max(|I_n|).$$

Тормозной ток ДЗТ устройства «Алтей-УЗТ» определяется по выражению:

$$I_{\text{торм}} = \frac{1}{2} \cdot \Sigma |L_n|.$$

Тормозной ток ДЗТ устройства «Сириус-Т» определяется по выражению (для двухобмоточного трансформатора):

$$I_{\text{торм}} = \frac{1}{2} \cdot |L_1 - L_2|.$$

Способ отстройки от броска тока намагничивания.

В реле ДЗТ-11 для отстройки от БТН использован промежуточный быстронасыщающийся трансформатор тока (НТТ), в котором ухудшается трансформация при наличии апериодической составляющей в токе. Преимуществом является простота и высокая отстроенность от однополярных дифференциальных токов. Недостаток реле с НТТ заключается в задержке срабатывания при внутренних повреждениях.

Во всех микропроцессорных защитах бросок тока намагничивания выявляется на основе соотношения второй и первой гармоник дифференциального тока. Данный метод позволяет получить наименьший начальный ток срабатывания. Недостатком является задержка в срабатывании защиты при насыщении ТТ под действием апериодических составляющих токов внутреннего КЗ.

Также в устройстве «RET 670» бросок тока намагничивания дополнительно выявляется на основе пятой гармоники, что дает большую чувствительность.

Сравнение по коэффициентам торможения.

По характеристикам срабатывания всех рассматриваемых устройств релейной защиты можно заметить следующее:

- реле ДЗТ-11 имеет один коэффициент торможения;
- все защиты на микропроцессорной базе имеют по два коэффициента торможения.

Среди микропроцессорных защит стоит отметить устройство «Сириус-Т», которое имеет постоянный коэффициент торможения на втором наклонном участке. Также стоит отметить, что для устройства «RET 670» коэффициент торможения на втором наклонном участке не рассчитывается, а принимается в диапазоне от 50÷65%.

Дальнейший сравнительный анализ защит, реализующих продольную дифференциальную токовую защиту трансформатора, приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Сравнительный анализ защит

Характеристика	Алтей-УЗТ	RET 670	Сириус-Т	ДЗТ-11
Дифференциальная токовая отсечка	+	+	+	–
Тормозная характеристика срабатывания	+	+	+	+
Согласование по амплитуде и группе соединения	+	+	+	–
Автоматическая компенсация токов небаланса в дифференциальной цепи, вносимых работой РПН	+	+	+	–
Запись рабочих параметров	+	+	+	–
Механического износ	–	–	–	+

По результатам сравнительного анализа можно сделать следующие выводы:

1. Защиты на электромеханической базе по многим показателям уступают микропроцессорным устройствам;
2. Все защиты на микропроцессорной базе имеют незначительные различия, которые в основном связаны с принципами реализации защит. Поэтому выбор защиты сводится к наиболее чувствительной.

4.7 Метод сопоставления по чувствительности к внутренним КЗ

Для рассмотренных микропроцессорных дифференциальных токовых защит начальная уставка срабатывания достигла очень малых значений, поэтому чувствительность этих устройств к внутреннему КЗ значительно превышает нормированную величину. В таких случаях целесообразно оценивать чувствительность дифференциальной защиты при значениях токов, соизмеримых с начальным током срабатывания ДЗ и наличии тока нагрузки. Это объясняется тем, что каждый из алгоритмов дифференциальной защиты имеет свой способ формирования тормозного сигнала и свой вид тормозной характеристики.

Рассмотрим внутреннее короткое замыкание через переходное сопротивление. В этом режиме по одному плечу защиты будет протекать сумма тока нагрузки и тока повреждения, а по другому плечу сквозной ток нагрузки (рисунок 4.5).

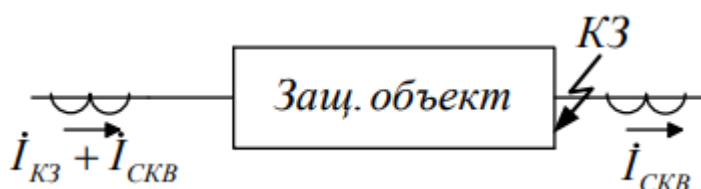


Рисунок 4.5 – Распределение токов при внутреннем коротком замыкании

Наиболее тяжелым, с точки зрения чувствительности, является режим внутреннего КЗ при совпадении угла тока КЗ с углом сквозного тока. В этом случае модуль дифференциального тока не изменяется, а модуль тока, протекающего через трансформатор тока с одной из сторон трансформатора, максимален, то есть максимален и тормозной сигнал. Поэтому целесообразно использовать характеристики срабатывания, отражающие зависимость тока срабатывания от сквозного тока нагрузки, которые могут быть получены путём преобразования тормозных характеристик [11].

Далее рассмотрим определение характеристик срабатывания для ДЗТ устройств «Алтей-УЗТ», «RET 670» и «Сириус-Т».

В п.3.2.1 и п.4.6 рассмотрены условия срабатывания и способ формирования тормозного сигнала ДЗТ устройства «Алтей-УЗТ». Тормозная характеристика защиты (рисунок 4.1) имеет две точки излома, поэтому характеристика срабатывания также будет иметь два излома.

Координаты первой точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл1}} = I_{дзт},$$

$$I_{Т \text{ изл1}} = I_{торм1} = \frac{I_1 + I_2}{2} = \frac{I_{СЗ \text{ изл1}} + I_{СКВ \text{ изл1}} + I_{СКВ \text{ изл1}}}{2} = \frac{I_{дзт} + 2 \cdot I_{СКВ \text{ изл1}}}{2},$$

тогда

$$I_{СКВ \text{ изл1}} = I_{торм1} - \frac{I_{дзт}}{2}.$$

Определим координаты второй точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл2}} = I_{дзт} + (I_{торм2} - I_{торм1}) \cdot k_{торм1};$$

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

тогда

$$I_{СКВ \text{ изл2}} = I_{торм2} \cdot \left(1 - \frac{k_{торм1}}{2}\right) - \frac{I_{дзт}}{2} + \frac{I_{торм1} \cdot k_{торм1}}{2}.$$

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки до первого излома – до излома зависимость представляет собой прямую параллельную оси абсцисс со значением тока срабатывания равным $I_{дзт}$.

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки после первого излома характеристики:

$$I_{C3} = I_{дзт} + (I_T - I_{торм1}) \cdot k_{торм1} = I_{дзт} + \left(\frac{I_{C3} + 2 \cdot I_{СКВ}}{2} - I_{торм1} \right) \cdot k_{торм1};$$

$$I_{C3} = \frac{2 \cdot I_{дзт} + 2 \cdot k_{торм1} \cdot (I_{СКВ} - I_{торм1})}{2 - k_{торм1}}.$$

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки после первого излома характеристики:

$$I_{C3} = I_{дзт} + (I_{торм2} - I_{торм1}) \cdot k_{торм1} + (I_T - I_{торм2}) \cdot k_{торм2} =$$

$$= I_{дз} + (I_{торм2} - I_{торм1}) \cdot k_{торм1} + \left(\frac{I_{C3} + 2 \cdot I_{СКВ}}{2} - I_{торм2} \right) \cdot k_{торм2};$$

$$I_{C3} = \frac{2 \cdot I_{дзт} + 2 \cdot k_{торм1} \cdot (I_{торм2} - I_{торм1}) + 2 \cdot k_{торм2} \cdot (I_{СКВ} - I_{торм2})}{2 - k_{торм2}}.$$

В п.4.3 и п.4.6 рассмотрены условия срабатывания и способ формирования тормозного сигнала ДЗТ устройства «RET 670». Тормозная характеристика защиты (рисунок 4.2) имеет две точки излома, поэтому характеристика срабатывания также будет иметь два излома.

Координаты первой точки излома:

$$I_{C3 \text{ изл1}} = I_{дзт};$$

$$I_T \text{ изл1} = I_{торм1} = I_1 = I_{C3 \text{ изл1}} + I_{СКВ \text{ изл1}} = I_{дзт} + I_{СКВ \text{ изл1}},$$

тогда

$$I_{СКВ \text{ изл1}} = I_{торм1} - I_{дзт}.$$

Определим координаты второй точки излома:

$$I_{C3 \text{ изл2}} = I_{дзт} + (I_{торм2} - I_{торм1}) \cdot k_{торм1};$$

$$I_T \text{ изл2} = I_{торм2} = I_1 = I_{C3 \text{ изл2}} + I_{СКВ \text{ изл2}},$$

тогда

$$I_{СКВ \text{ изл2}} = I_{торм2} \cdot (1 - k_{торм1}) - I_{дзт} + I_{торм1} \cdot k_{торм1}.$$

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки до первого излома – до излома зависимость представляет собой прямую параллельную оси абсцисс со значением тока срабатывания равным $I_{дзт}$.

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки после первого излома характеристики:

$$I_{СЗ} = I_{дзт} + (I_T - I_{торм1}) \cdot k_{торм1} = I_{дзт} + (I_{СЗ} + I_{СКВ} - I_{торм1}) \cdot k_{торм1};$$

$$I_{СЗ} = \frac{I_{дзт} + k_{торм1} \cdot (I_{СКВ} - I_{торм1})}{1 - k_{торм1}}.$$

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки после первого излома характеристики:

$$I_{СЗ} = I_{дзт} + (I_{торм2} - I_{торм1}) \cdot k_{торм1} + (I_T - I_{торм2}) \cdot k_{торм2} =$$

$$= I_{дзт} + (I_{торм2} - I_{торм1}) \cdot k_{торм1} + (I_{СЗ} + I_{СКВ} - I_{торм2}) \cdot k_{торм2};$$

$$I_{СЗ} = \frac{I_{дзт} + k_{торм1} \cdot (I_{торм2} - I_{торм1}) + k_{торм2} \cdot (I_{СКВ} - I_{торм2})}{1 - k_{торм2}}.$$

В п.4.4 и п.4.6 рассмотрены условия срабатывания и способ формирования тормозного сигнала ДЗТ устройства «Сириус-Т». Тормозная характеристика защиты (рисунок 4.3) имеет две точки излома, поэтому характеристика срабатывания также будет иметь два излома.

Координаты первой точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл1}} = I_{дзт};$$

$$I_{Т \text{ изл1}} = \frac{I_{дзт}}{K_{торм}} = \frac{|I_1 - I_2|}{2} = \frac{I_{СЗ \text{ изл1}} + 2 \cdot I_{СКВ \text{ изл1}}}{2} = \frac{I_{дзт} + 2 \cdot I_{СКВ \text{ изл1}}}{2},$$

тогда

$$I_{СКВ \text{ изл1}} = I_{дзт} \cdot \left(\frac{1}{K_{торм}} - \frac{1}{2} \right).$$

Определим координаты второй точки излома:

$$I_{C3 \text{ изл2}} = I_{\text{торм2}} \cdot K_{\text{торм}};$$

$$I_T \text{ изл2} = I_{\text{торм2}} = \frac{|I_1 - I_2|}{2} = \frac{I_{C3 \text{ изл2}} + 2 \cdot I_{\text{СКВ изл2}}}{2},$$

тогда

$$I_{\text{СКВ изл2}} = \frac{I_{\text{торм2}} \cdot (2 - K_{\text{торм}})}{2}.$$

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки до первого излома – до излома зависимость представляет собой прямую параллельную оси абсцисс со значением тока срабатывания равным $I_{\text{дзт}}$.

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки после первого излома характеристики:

$$I_{C3} = I_T \cdot K_{\text{торм}} = \left(\frac{I_{C3} + 2 \cdot I_{\text{СКВ}}}{2} \right) \cdot K_{\text{торм}};$$

$$I_{C3} = \frac{2 \cdot I_{\text{СКВ}} \cdot K_{\text{торм}}}{2 - K_{\text{торм}}}.$$

Определим зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки после первого излома характеристики:

$$I_{C3} = I_{\text{торм2}} \cdot K_{\text{торм}} + (I_T - I_{\text{торм2}}) \cdot \text{tg}(60^\circ)$$

$$= I_{\text{торм2}} \cdot K_{\text{торм}} + \left(\frac{I_{C3} + 2 \cdot I_{\text{СКВ}}}{2} - I_{\text{торм2}} \right) \cdot \text{tg}(60^\circ);$$

$$I_{C3} = \frac{2 \cdot I_{\text{торм2}} \cdot K_{\text{торм}} + 2 \cdot (I_{\text{СКВ}} - I_{\text{торм2}}) \cdot \text{tg}(60^\circ)}{2 - \text{tg}(60^\circ)}.$$

Для построения характеристики срабатывания ДЗТ трансформатора предварительно рассчитываются все необходимые уставки.

Все характеристики срабатывания ДЗТ различных производителей можно построить в одних осях, что позволяет наглядно сравнить рассматриваемые защиты по чувствительности.

5 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ СРАБАТЫВАНИЯ ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРА ТДНГУ-20000/110/6

5.1 Расчет параметров срабатывания защит трансформатора на базе устройства «Алтей-УЗТ»

В таблице 5.1 произведен расчет общих параметров защиты трансформатора.

Таблица 5.1 – Расчет общих параметров защиты

Наименование величины	Расчетное выражение	Числовое значение для стороны	
		ВН (115кВ)	НН (6кВ)
Номинальный первичный ток, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	100,4	1924,5
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	150/5	2000/5
Схема соединения трансформаторов тока	Y, D	Y	Y
Номинальный вторичный ток, А	$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВТОР}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_I} \cdot K_{\text{СХ}}$	3,35	4,81

Расчитанные вторичные токи сторон проверяем на попадание в допустимый диапазон выравнивания, определяемый номинальным током входа устройства. Для $I_{\text{НОМ}} = 5\text{А}$ вторичные токи должны входить в диапазон 0,5 – 500А. Значения 3,35 и 4,81 входят в указанный диапазон.

Расчет параметров срабатывания защит трансформатора на базе устройства «Алтей-УЗТ» приведен в таблице 5.2.

Расчет токов КЗ произведен с использованием программы АРМ СРЗА, протоколы расчетов приведены в приложении В.

Таблица 5.2 – Расчет общих параметров защиты на базе устройства «Алтей-УЗТ»

Наименование величины	Расчетное выражение	Значения параметров срабатывания	
		Расчетные	Принятые
Дифференциальная токовая защита (ДТО и ДЗТ)			
Максимальный ток небаланса в режиме внешнего КЗ, о.е	$I_{\text{нб.расч.макс}} = \frac{k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_{\text{макс}} + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн}+(-)} + \Delta f}{100} \cdot \frac{I_{\text{кз.внеш.макс}}}{I_{\text{ном.ВН}}}$ $k_{\text{пер}} = 2,5; \varepsilon_{\text{макс}} = 10; N_{\text{рпн}+(-)} = 9; \Delta U_{\text{рпн}} = 2,5; \Delta f = 5; I_{\text{кз.внеш.макс}} = 923 \text{ А}$	$I_{\text{нб.расч.макс}} = 4,826 \text{ о. е.}$	–
Уставка срабатывания ДТО по условию отстройки от тока небаланса, о.е.	$I_{\text{дто}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.макс}}$ $k_{\text{отс}} = 1,3$	$I_{\text{дто}} = 6,274 \text{ о. е.}$	$I_{\text{дто}} = 6,28 \text{ о. е.}$
Уставка срабатывания ДТО по условию отстройки от БТН, о.е.	–	$I_{\text{дто}} = 6,0 \text{ о. е.}$	
Уставка ток начала торможения первого участка ДЗТ, о.е.	–	–	$I_{\text{торм1}} = 1 \text{ о. е.}$
Уставка ток начала торможения второго участка ДЗТ, о.е.	–	–	$I_{\text{торм2}} = 2 \text{ о. е.}$
Ток небаланса, соответствующий току начала торможения первого участка, о.е.	$I_{\text{нб.расч1}} = \frac{k_{\text{пер1}} \cdot \varepsilon_1 + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн}+(-)} + \Delta f}{100} \cdot I_{\text{торм1}}$ $k_{\text{пер1}} = 1; \varepsilon_1 = 10$	$I_{\text{нб.расч1}} = 0,375 \text{ о. е.}$	–
Уставка начального тока срабатывания ДЗТ, о.е.	$I_{\text{дзт}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч1}}$ $k_{\text{отс}} = 1,3$	$I_{\text{дзт}} = 0,4875 \text{ о. е.}$	$I_{\text{дзт}} = 0,49 \text{ о. е.}$

Наименование величины	Расчетное выражение	Значения параметров срабатывания	
		Расчетные	Принятые
Ток небаланса, соответствующий току начала торможения второго участка, о.е.	$I_{\text{нб.расч2}} = \frac{k_{\text{пер2}} \cdot \varepsilon_2 + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot N_{\text{рпн+(-)}} + \Delta f}{100} \cdot I_{\text{торм2}},$ $k_{\text{пер2}} = 1,5; \varepsilon_2 = 10$	$I_{\text{нб.расч2}} = 0,85 \text{ о. е.}$	–
Ток срабатывания ДЗТ при токе торможения, равном току начала торможения второго участка, о.е	$I_{\text{дзт2}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч2}},$ $k_{\text{отс}} = 1,3$	$I_{\text{дзт2}} = 1,105 \text{ о. е.}$	–
Уставка коэффициента торможения первого участка ДЗТ	$k_{\text{торм1}} = \frac{I_{\text{дзт2}} - I_{\text{дзт}}}{I_{\text{торм2}} - I_{\text{торм1}}}$	$k_{\text{торм1}} = 0,618 \text{ о. е.}$	$k_{\text{торм1}} = 0,62 \text{ о. е.}$
Ток торможения, соответствующий максимальному току внешнего КЗ, о.е.	$I_{\text{торм дто}} = \frac{I_{\text{кз.внеш.макс}}}{I_{\text{ном.ВН}}} - \frac{I_{\text{нб.расч.макс}}}{2},$	$I_{\text{торм дто}} = 6,78 \text{ о. е.}$	–
Уставка коэффициента торможения второго участка ДЗТ	$k_{\text{торм2}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.макс}} - I_{\text{дзт2}}}{I_{\text{торм дто}} - I_{\text{торм2}}},$	$k_{\text{торм2}} = 1,081 \text{ о. е.}$	$k_{\text{торм2}} = 1,08 \text{ о. е.}$
Уставка тока срабатывания ДЗТ грубого органа, о.е	$I_{\text{дзт г}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{перегрузки}},$ $k_{\text{отс}} = 1,1; k_{\text{перегрузки}} = 1,4$	$I_{\text{дзт г}} = 1,54 \text{ о. е.}$	$I_{\text{дзт г}} = 1,54 \text{ о. е.}$
Уставка блокирования ДЗТ по второй гармонике, о.е.	–	–	ИПБ 2г = 0,15 о. е.
Относительное значение минимального тока КЗ на выводах трансформатора, о.е	$I_{\text{кз.мин}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{ном.ВН}}},$ $I_{\text{кз.мин}} = 763 \text{ А}$	$I_{\text{кз.мин}} = 7,6 \text{ о. е.}$	–
Уставка срабатывания ДЗТ при минимальном токе КЗ на выводах трансформатора, о.е.	$I_{\text{дзт.сраб}} = (I_{\text{T}} - I_{\text{торм2}}) \cdot k_{\text{торм2}} + I_{\text{дзт2}};$ $I_{\text{T}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{2}$	$I_{\text{дзт.сраб}} = 3,05 \text{ о. е.}$	–

Наименование величины	Расчетное выражение	Значения параметров срабатывания	
		Расчетные	Принятые
Коэффициент чувствительности ДЗТ	$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{дзт.сраб}}} = \frac{7,6}{3,05} = 2,5 > 2$	–	–
Коэффициент чувствительности грубого органа ДЗТ	$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{дзт.г}}} = \frac{7,6}{1,54} = 4,9 > 2$	–	–
Максимальная токовая защита стороны НН (МТЗ НН)			
Уставка тока срабатывания МТЗ НН по условию отстройки от режима длительно допустимой перегрузки (без учета самозапуска), А	$I_{\text{МТЗ НН}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{перегрузки}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном ВН}},$ $k_{\text{отс}} = 1,2; k_{\text{зап}} = 5; k_{\text{в}} = 0,95; k_{\text{перегрузки}} = 1,4$	$I_{\text{МТЗ НН}} = 177,55 \text{ А}$ $k_{\text{тр}} = \frac{115}{6};$ $k_{I \text{ НН}} = \frac{2000}{5}$	$I_{\text{МТЗ НН}} = 8,51 \text{ А}$
Коэффициент чувствительности МТЗ НН к КЗ на шинах НН	$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{МТЗ.НН}}} = \frac{761}{177,55} = 4,29 > 1,5$	–	–
Коэффициент чувствительности МТЗ НН к КЗ в конце зоны резервирования	$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{МТЗ.НН}}} = \frac{651}{177,55} = 3,67 > 1,2$	–	–
Уставка линейного напряжения срабатывания ПОН по условию возврата пускового органа после отключения внешнего КЗ, В	$U_{\text{мин МТЗ}} = \frac{1}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}}} \cdot U_{\text{мин}},$ $k_{\text{отс}} = 1,2; k_{\text{в}} = 1,05; U_{\text{мин}} = 0,85 \cdot U_{\text{ном}}$	$U_{\text{мин МТЗ}} = 4047,62 \text{ В}$	$U_{\text{мин МТЗ}} = 58,33 \text{ В}$
Уставка линейного напряжения срабатывания ПОН по условию отстройки от напряжения самозапуска, В	$U_{\text{мин МТЗ}} = \frac{1}{k_{\text{отс}}} \cdot U_{\text{зап}},$ $k_{\text{отс}} = 1,2; U_{\text{зап}} = 0,7 \cdot U_{\text{ном}}$	$U_{\text{мин МТЗ}} = 3500 \text{ В}$ $k_U = \frac{6000}{100}$	

Наименование величины	Расчетное выражение	Значения параметров срабатывания	
		Расчетные	Принятые
Уставка напряжения обратной последовательности срабатывания ПОН, В	–	–	$U_{2 \text{ МТЗ}} = 6 \text{ В}$
Коэффициент чувствительности уставки линейного напряжения ПОН к КЗ в конце зоны резервирования	$k_{ч \text{ U}} = \frac{U_{\text{мин МТЗ}}}{U_{\text{кз.макс.НН}}} = \frac{3500}{1351} = 2,59 > 1,2$ $U_{\text{кз.макс.НН}} = 1351 \text{ В}$	–	–
Коэффициент чувствительности уставки напряжения обратной последовательности ПОН к КЗ в конце зоны резервирования	$k_{ч \text{ U2}} = \frac{U_{2\text{кз.мин.НН}}}{U_{2 \text{ МТЗ}} \cdot k_{\text{U}}} = \frac{1610}{6 \cdot 60} = 4,47 > 1,2$ $U_{2\text{кз.мин.НН}} = 1610 \text{ В}$	–	–
Уставка задержки срабатывания МТЗ НН на отключение СВ НН, с	$T_{\text{МТЗ НН СВ}} = 1 \text{ с}$	$T_{\text{МТЗ НН СВ}} = 1 \text{ с}$	$T_{\text{МТЗ НН СВ}} = 1 \text{ с}$
Уставка задержки срабатывания МТЗ НН на отключение ВВ НН, с	$T_{\text{МТЗ НН}} = T_{\text{МТЗ НН СВ}} + \Delta t$ $\Delta t = 0,3 \text{ с}$	$T_{\text{МТЗ НН}} = 1,3 \text{ с}$	$T_{\text{МТЗ НН}} = 1,3 \text{ с}$
Уставка задержки отключения трансформатора от МТЗ НН, с	$T_{\text{МТЗ НН Т}} = \Delta t = 0,3 \text{ с}$	$T_{\text{МТЗ НН Т}} = 0,3 \text{ с}$	$T_{\text{МТЗ НН Т}} = 0,30 \text{ с}$
Максимальная токовая защита стороны ВН (МТЗ ВН)			
Уставка тока срабатывания МТЗ ВН по условию отстройки от режима длительно допустимой перегрузки, А	$I_{\text{МТЗ ВН}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{перегрузки}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном ВН}}$	$I_{\text{МТЗ ВН}} = 177,55 \text{ А}$	–

Наименование величины	Расчетное выражение	Значения параметров срабатывания	
		Расчетные	Принятые
Уставка тока срабатывания МТЗ НН по условию согласования с МТЗ предыдущего элемента, А	$I_{\text{МТЗ ВН}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{МТЗ НН}},$ $k_{\text{отс}} = 1,1; I_{\text{МТЗ НН}} = 177,55 \text{ А}$	$I_{\text{МТЗ ВН}} = 195,305 \text{ А}$ $k_{I \text{ ВН}} = \frac{150}{5}$	$I_{\text{МТЗ ВН}} = 6,51 \text{ А}$
Коэффициент чувствительности МТЗ НН к КЗ на шинах НН	$k_{\text{ч}} = k_{\text{сх}} \cdot \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{МТЗ.ВН}}} = 1 \cdot \frac{761}{195,305} = 3,89 > 1,2$	–	–
Уставка задержки срабатывания МТЗ ВН, с	$T_{\text{МТЗ ВН}} = T_{\text{МТЗ НН}} + \Delta t$	$T_{\text{МТЗ ВН}} = 1,6 \text{ с}$	$T_{\text{МТЗ ВН}} = 1,6 \text{ с}$
Защита от перегрузки (ЗП)			
Уставка тока срабатывания защиты от перегрузки со стороны ВН, А	$I_{\text{зп}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном ВН}},$ $k_{\text{отс}} = 1,05; k_{\text{в}} = 0,95$	$I_{\text{зп}} = 110,97 \text{ А}$ $k_{I \text{ ВН}} = \frac{150}{5}$	$I_{\text{зп}} = 3,70 \text{ А}$
Уставка тока срабатывания защиты от перегрузки со стороны НН, А	$I_{\text{зп}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном НН}}$	$I_{\text{зп}} = 2127,1 \text{ А}$ $k_{I \text{ ВН}} = \frac{2000}{5}$	$I_{\text{зп}} = 5,32 \text{ А}$
Уставка задержки срабатывания ЗП, с	–	–	$T_{\text{зп}} = 10,00 \text{ с}$
Логическая защита шин (ЛЗШ)			
Уставка задержки срабатывания ЛЗШ, с	–	–	$T_{\text{лш}} = 0,10 \text{ с}$
Логическая защита трансформатора (ЛЗТ)			
Уставка задержки срабатывания ЛЗТ, с	–	–	$T_{\text{лзт}} = 0,50 \text{ с}$

Наименование величины	Расчетное выражение	Значения параметров срабатывания	
		Расчетные	Принятые
Защита от дуговых замыканий (ЗДЗ)			
Уставка пускового органа ЗДЗ по току, А	$I_{\text{здз}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{перегрузки}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{ном ВН}},$ $k_{\text{отс}} = 1,2; k_{\text{в}} = 0,95; k_{\text{перегрузки}} = 1,4$	$I_{\text{здз}} = 177,55 \text{ А}$ $k_{I \text{ ВН}} = \frac{150}{5}$	$I_{\text{здз}} = 5,92 \text{ А}$
Устройство резервирования при отказах выключателя (УРОВ)			
Уставка токового органа УРОВ, А	–	–	$I_{\text{уров}} = 0,5 \text{ А}$
Уставка задержки срабатывания УРОВ, с	$T_{\text{уров}} = t_{\text{выкл}} + t_{\text{возвр}} + t_{\text{отс}},$ $t_{\text{выкл}} = 0,05; t_{\text{возвр}} = 0,02; t_{\text{отс}} = 0,1$	$T_{\text{уров}} = 0,17 \text{ с}$	$T_{\text{уров}} = 0,20 \text{ с}$

5.2 Расчет параметров срабатывания дифференциальной токовой защиты трансформатора на базе различных производителей

Расчет параметров срабатывания ДЗТ устройства «Алтей-УЗТ» производства НПП «Микропроцессорные Технологии» произведен в п.5.1 данного раздела.

Произведем расчет параметров срабатывания ДЗТ устройства «RET 670» производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».

В первую очередь необходимо проверить попали ли рассчитанные в таблице 5.1 вторичные токи сторон в допустимый диапазон выравнивания (0,5 – 20А). Значения 3,35 и 4,81 входят в указанный диапазон. Так как вторичные токи в номинальном режиме входят в диапазон 1 – 5А, то относительная погрешность выравнивания $\Delta f_{\text{выр}^*} = 0,02$.

Расчет параметров срабатывания ДЗТ устройства «RET 670» производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы» приведен в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Расчет общих параметров дифференциальной токовой защиты устройства «RET 670»

Наименование величины	Расчетное выражение	Значения параметров срабатывания	
		Расчетные	Принятые
Начальный тормозной ток, о.е.	–	–	$I_{\text{торм1}} = 1,15 \text{ о.е.}$
Начальный дифференциальный ток срабатывания, о.е.	$I_{\text{дзт}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч1}} \cdot I_{\text{торм1}},$ $K_{\text{отс}} = 1,2;$ $K_{\text{нб.расч1}} = \sqrt{(K'_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{\text{рег}*} + \Delta f_{\text{выр}*})^2 + (\Delta U_{\text{рег}*} + \Delta f_{\text{выр}*})^2},$ $K'_{\text{пер}} = 1,5; \varepsilon_* = 0,1; \Delta U_{\text{рег}*} = 0,225; \Delta f_{\text{выр}*} = 0,02$	$K_{\text{нб.расч1}} = 0,308 \text{ о.е.}$ $I_{\text{дзт}} = 0,425 \text{ о.е.}$	$I_{\text{дзт}} = 0,43 \text{ о.е.}$
Тормозной ток конца второго (первого наклонного) участка, о.е.	–	–	$I_{\text{торм2}} = 2 \text{ о.е.}$
Коэффициент торможения второго (первого наклонного) участка, %	$k_{\text{торм1}} = \frac{I_{\text{дзт2}} - I_{\text{дзт}}}{I_{\text{торм2}} + I_{\text{торм1}}} \cdot 100\%,$ $I_{\text{дзт2}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч2}} \cdot I_{\text{торм2}},$ $K_{\text{отс}} = 1,1;$ $K_{\text{нб.расч1}} = \sqrt{(K''_{\text{пер}} \cdot \varepsilon_*)^2 \cdot (1 + \Delta U_{\text{рег}*} + \Delta f_{\text{выр}*})^2 + (\Delta U_{\text{рег}*} + \Delta f_{\text{выр}*})^2},$ $K''_{\text{пер}} = 2,5$	$K_{\text{нб.расч1}} = 0,396 \text{ о.е.}$ $I_{\text{дзт2}} = 0,871 \text{ о.е.}$ $k_{\text{торм1}} = 45,3\%$	$k_{\text{торм1}} = 45,3\%$
Коэффициент торможения третьего (второго наклонного) участка, %	–	–	$k_{\text{торм2}} = 50\%$

Наименование величины	Расчетное выражение	Значения параметров срабатывания	
		Расчетные	Принятые
Проверка чувствительности дифференциальной защиты, о.е.	$I_{\text{кз.мин}^*} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{ном.ВН}}} = \frac{763}{100,4} = 7,6 \text{ о. е.}$ $I_{\text{кз.мин}} = 763 \text{ А}$ $I_{\text{дзт.сраб}} = (I_T - I_{\text{торм2}}) \cdot k_{\text{торм2}} + I_{\text{дзт2}};$ $I_T = I_{\text{кз.мин}^*} = 7,6 \text{ о. е.}$ $k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{дзт.сраб}}} = \frac{7,6}{3,671} = 2,1 > 2$	–	–
Ток срабатывания дифференциальной отсечки по условию отстройки от тока небаланса, о.е.	$I_{\text{дто}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}(1)} \cdot I_{\text{кз.макс}^*},$ $K_{\text{отс}} = 1,2; K_{\text{нб}(1)} = 0,65$ $I_{\text{кз.макс}^*} = \frac{I_{\text{кз.внеш.макс}}}{I_{\text{ном.ВН}}}$ $I_{\text{кз.внеш.макс}} = 923 \text{ А};$	$I_{\text{кз.макс}^*} = 9,19 \text{ о. е.}$ $I_{\text{дто}} = 7,17 \text{ о. е.}$	$I_{\text{дто}} = 7,17 \text{ о. е.}$
Ток срабатывания дифференциальной отсечки по условию отстройки от БТН, о.е.	–	$I_{\text{дто}} = 5 \text{ о. е.}$	
Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике, %	–	–	ИПБ 2г = 14 %
Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по пятой гармонике, %	–	–	ИПБ 5г = 25 %

Произведем расчет параметров срабатывания ДЗТ устройства «Сириус-Т» производства АО «РАДИУС Автоматика».

В первую очередь необходимо проверить попали ли рассчитанные в таблице 5.1 вторичные токи сторон в допустимый диапазон выравнивания (1,01 – 10,00А). Значения 3,35 и 4,81 входят в указанный диапазон.

Расчет параметров срабатывания ДЗТ устройства «Сириус-Т» производства АО «РАДИУС Автоматика» приведен в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Расчет общих параметров дифференциальной токовой защиты устройства «Сириус-Т»

Наименование величины	Расчетное выражение	Значения параметров срабатывания	
		Расчетные	Принятые
Начальный дифференциальный ток срабатывания, о.е.	$I_{дзт} = K_{отс} \cdot I_{НБ РАСЧ*},$ $K_{отс} = 1,2;$ $I_{НБ РАСЧ*} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{ДОБАВ},$ $K_{пер} = 2,5; \varepsilon = 0,1; \Delta U_{рпн} = 0,225; \Delta f_{ДОБАВ} = 0,04$	$I_{НБ РАСЧ*} = 0,515 \text{ о. е.}$ $I_{дзт} = 0,618 \text{ о. е.}$	$I_{дзт} = 0,62 \text{ о. е.}$
Коэффициент торможения первого наклонного участка, %	$K_{торм} = \frac{100 \cdot K_{отс} \cdot I_{НБ РАСЧ*}}{K_{СН.Т}},$ $K_{отс} = 1,3;$ $K_{СН.Т} = 1 - 0,5 \cdot I_{НБ РАСЧ*}$	$K_{СН.Т} = 0,7425 \text{ о. е.}$ $K_{торм} = 90,2 \%$	$K_{торм} = 90 \%$
Значение уставки второй точки излома, о.е.	–	–	$I_{торм2} = 2 \text{ о. е.}$
Проверка чувствительности дифференциальной защиты, о.е.	$I_{кз.мин*} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{ном.ВН}} = \frac{763}{100,4} = 7,6 \text{ о. е.}$ $I_{кз.мин} = 763 \text{ А}$ $I_{торм расч*} = \frac{1}{2} \cdot I_{кз.мин*} = \frac{1}{2} \cdot 7,6 = 3,8 \text{ о. е.}$ $I_{дзт.сраб} = I_{торм расч*} \cdot tg60^{\circ} + I_{торм2} \cdot \frac{K_{торм}}{100}$ $I_{дзт.сраб} = 3,8 \cdot tg60^{\circ} + 2 \cdot \frac{90}{100} = 8,38$ $k_{ч} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{дзт.сраб}} = \frac{7,6}{8,38} = 0,9 < 2$	–	–

Наименование величины	Расчетное выражение	Значения параметров срабатывания	
		Расчетные	Принятые
Ток срабатывания дифференциальной отсечки по условию отстройки от тока небаланса, о.е.	$I_{\text{дто}} = K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} + \Delta f_{\text{ДОБАВ}}) \cdot I_{\text{КЗ ВН МАКС*}}$ $K_{\text{отс}} = 1,5; K_{\text{пер}} = 3; \varepsilon = 0,1; \Delta U_{\text{рпн}} = 0,225; \Delta f_{\text{ДОБАВ}} = 0,04$ $I_{\text{КЗ ВН МАКС*}} = \frac{I_{\text{КЗ.ВН.ЕШ.МАКС}}}{I_{\text{НОМ.ВН}}}$ $I_{\text{КЗ.ВН.ЕШ.МАКС}} = 923 \text{ А};$	$I_{\text{КЗ ВН МАКС*}} = 9,19 \text{ о. е.}$ $I_{\text{дто}} = 7,79 \text{ о. е.}$	$I_{\text{дто}} = 7,79 \text{ о. е.}$
Ток срабатывания дифференциальной отсечки по условию отстройки от БТН, о.е.	—	$I_{\text{дто}} = 6 \text{ о. е.}$	
Параметр срабатывания блокировки дифференциальной защиты по второй гармонике, о.е.	—	—	ИПБ 2г = 0,15 о. е.

Произведем расчет параметров срабатывания ДЗТ с реле типа ДЗТ-11.

В первую очередь необходимо пересчитать общие параметры защиты, так как выравнивание токов одноименных фаз защищаемого трансформатора по фазе производится за счет установки ТТ с соответствующими соединениями обмоток.

Таблица 5.5 – Пересчет общих параметров защиты

Наименование величины	Расчетное выражение	Числовое значение для стороны	
		ВН (115кВ)	НН (6кВ)
Номинальный первичный ток, А	$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}$	100,4	1924,5
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	200/5	2500/5
Схема соединения трансформаторов тока	Y, D	D	Y
Коэффициент схемы	$K_{\text{СХ}}$	$\sqrt{3}$	1
Номинальный вторичный ток, А	$I_{\text{НОМ}}^{\text{ВТОР}} = \frac{I_{\text{НОМ}}}{K_I} \cdot K_{\text{СХ}}$	4,35	3,85

Согласно рассчитанным значениям, основной стороной трансформатора является сторона ВН.

Расчет параметров срабатывания ДЗТ с реле типа ДЗТ-11 приведен в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Расчет общих параметров дифференциальной токовой защиты с реле типа ДЗТ-11

Наименование величины	Расчетное выражение	Значения параметров срабатывания	
		Расчетные	Принятые
Минимальный первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз\ min} = K_{отс} \cdot I_{ном},$ $K_{отс} = 1,5; I_{ном} = 100,4\text{ А}$	$I_{сз\ min} = 150,6\text{ А}$	-
Число витков первичной обмотки НТТ	$w_{д,расч} = \frac{F_{ср\ min}}{I_{ср.осн}},$ $F_{ср\ min} = 100\text{ А};$ $I_{ср.осн} = \frac{I_{сз\ min} \cdot K_{сх}}{K_I},$ $K_I = 150/5; K_{сх} = \sqrt{3}$	$I_{ср.осн} = 8,7\text{ А}$ $w_{д,расч} = 11,5$	$w_d = 11$
Пересчитанный минимальный первичный ток срабатывания защиты, А	$I_{сз} = \frac{F_{ср\ min} \cdot K_I}{w_d \cdot K_{сх}}$	$I_{сз} = 157,5\text{ А}$	-
Число витков уравнивающей обмотки	$w_{у,расч} = \frac{w_d \cdot I_{ном\ ВН}^{втор}}{I_{ном\ НН}^{втор}} - w_d$	$w_{у,расч} = 1,43$	$w_y = 1$
Первичный ток небаланса	$I_{нб\ расч} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб} ,$ $I'_{нб} = \varepsilon \cdot K_{одн} \cdot K_a \cdot I_{K\ max}^{(3)};$ $I''_{нб} = \Delta U \cdot I_{K\ max}^{(3)};$ $I'''_{нб} = \frac{w_{у,расч} - w_{у,факт}}{w_{у,расч} + w_d} I_{K\ max}^{(3)};$ $\varepsilon = 0,1; K_{одн} = 1; K_a = 1; \Delta U = 0,225; I_{K\ max}^{(3)} = 923\text{ А}$	$I'_{нб} = 92,3\text{ А}$ $I''_{нб} = 207,68\text{ А}$ $I'''_{нб} = 32,67$ $I_{нб\ расч} = 332,65\text{ А}$	-

77

Наименование величины	Расчетное выражение	Значения параметров срабатывания	
		Расчетные	Принятые
Число витков тормозной обмотки	<p>Тормозную обмотку НТТ целесообразно присоединить к трансформаторам тока стороны высшего напряжения.</p> $w_T \geq \frac{K_{отс} \cdot I_{нб\ расч} \cdot w_{раб}}{I_T \cdot tg\alpha},$ <p>$K_{отс} = 1,5; tg\alpha = 0,75; I_T = 923 \text{ A}; w_{раб} = w_y + w_d$</p>	$w_{раб} = 12$ $w_T \geq 8,65$	$w_T = 9$
Проверка чувствительности дифференциальной защиты, о.е.	Расчет приведен ниже.		

Проверка чувствительности ДЗТ-11.

Расчет коэффициента чувствительности производится по выражениям, приведенным в п.4.5.

Чтобы найти МДС необходимо знать токораспределение в цепях защиты при двухфазном КЗ в зоне защиты на стороне низшего напряжения (рисунок 5.1). Значения токов в расчетной точке приведены в приложении В.

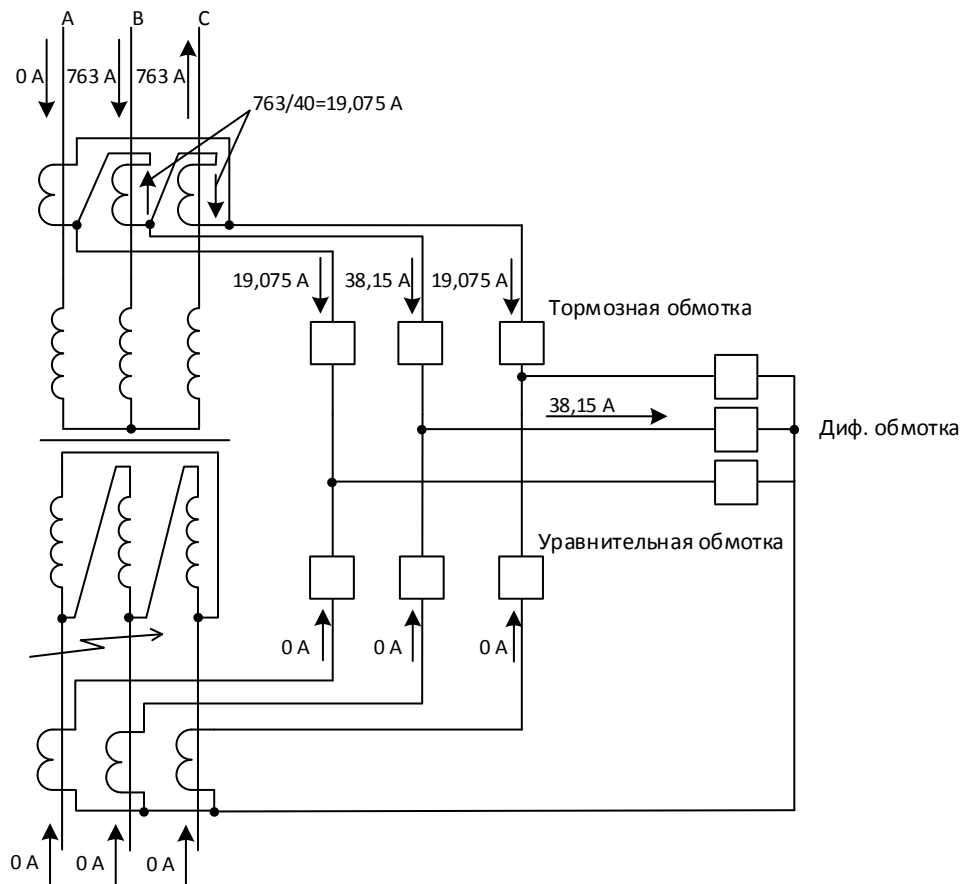


Рисунок 5.1 – Токораспределение в цепях защиты при двухфазном КЗ на НН

Дифференциальная обмотка обтекается суммарным током плеч:

$$F_d = w_d \cdot I_d = 11 \cdot 38,15 = 419,65 \text{ A.}$$

Уравнительная обмотка обтекается током неосновного плеча:

$$F_y = w_y \cdot I_y = 0 \text{ A.}$$

Тогда рабочая МДС:

$$F_{\text{раб}} = F_{\text{д}} + F_{\text{у}} = 419,65 + 0 = 419,65 \text{ А.}$$

Тормозная обмотка обтекается током основного плеча, при этом в ней наводится МДС, равная:

$$F_{\text{т}} = w_{\text{т}} \cdot I_{\text{т}} = 9 \cdot 38,15 = 343,35 \text{ А.}$$

На характеристике срабатывания (рисунок 5.2) отмечаем точку, соответствующую рассчитанным рабочей и тормозной МДС.

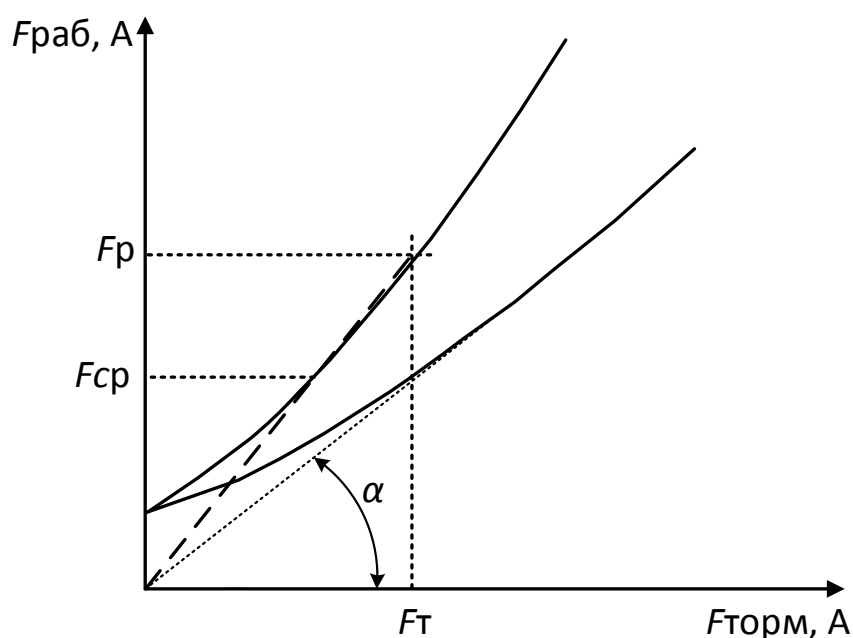


Рисунок 5.2 – Характеристика срабатывания ДЗТ-11

Проводим прямую линию к началу координат. На пересечении этой прямой и кривой, соответствующей наибольшему торможению, определяем МДС срабатывания:

$$F_{\text{сп}} = 280 \text{ А.}$$

Тогда коэффициент чувствительности равен:

$$K_{\text{ч}} = \frac{419,65}{280} = 1,5 < 2.$$

Для наглядного сравнения защит сведем рассчитанные параметры срабатывания ДЗТ от различных производителей в таблицу 5.7.

Таблица 5.7 – Параметры срабатывания ДЗТ от различных производителей

Параметр	Алтей-УЗТ	RET 670	Сириус-Т	ДЗТ-11
Ток срабатывания ДТО	6,28 о.е.	7,17 о.е.	7,79 о.е.	–
Начальный ток срабатывания ДЗТ	0,49 о.е.	0,43 о.е.	0,62 о.е.	1,57 о.е.**
Ток начала торможения первого участка ДЗТ	1 о.е.	1,15 о.е.	–	–
Ток начала торможения второго участка ДЗТ	2 о.е.	2 о.е.	2 о.е.	–
Коэффициент торможения первого участка ДЗТ	0,62 о.е.	0,45 о.е.*	0,9 о.е.*	0,75 о.е.
Коэффициент торможения второго участка ДЗТ	1,08 о.е.	0,5 о.е.*	1,73 о.е. (tg60°)	–
Ток срабатывания ДЗТ грубого органа	1,54 о.е.	–	–	–
Уставка блокирования ДЗТ по второй гармонике	0,15 о.е.	0,15 о.е.*	0,15 о.е.	–
Уставка блокирования ДЗТ по пятой гармонике	–	0,25 о.е.*	–	–
Коэффициент чувствительности	2,5	2,1	0,9	1,5
* – Значение уставки переведено в о.е. путем деления на 100%.				
** – Значение уставки переведено в о.е. путем деления на $I_{\text{ном.ВН}}$.				

Из анализа таблицы 5.7 следует, что для защиты исследуемого трансформатора наиболее приоритетным является использование дифференциальной токовой защиты на базе микропроцессорных реле, так

как начальный ток срабатывания ДЗТ примерно в три раза меньше, чем у ДЗТ-11, что обеспечивает наибольшую чувствительность. ДЗТ устройства «Сириус-Т» не обеспечивает должную чувствительность, поэтому ее применение в данных условиях недопустимо.

Параметры срабатывания ДЗТ устройств «Алтей-УЗТ» и «RET 670» имеют незначительные отличия, поэтому имеет место воспользоваться выражениями, приведенными в п.4.7 и построить характеристики срабатывания двух защит в одних осях. По построенным характеристикам будет наглядно видно, какая из защит обладает наибольшей чувствительностью. Для общей картины также построим характеристику срабатывания ДЗТ устройства «Сириус-Т».

Расчет параметров характеристики срабатывания ДЗТ устройства «Алтей-УЗТ»

Координаты первой точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл1}} = 0,49 \text{ о. е.};$$

$$I_{СКВ \text{ изл1}} = 1 - \frac{0,49}{2} = 0,755 \text{ о. е.}$$

Координаты второй точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл2}} = 0,49 + (2 - 1) \cdot 0,62 = 1,11 \text{ о. е.};$$

$$I_{СКВ \text{ изл2}} = 2 \cdot \left(1 - \frac{0,62}{2}\right) - \frac{0,49}{2} + \frac{1 \cdot 0,62}{2} = 1,445 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{СЗ}(I_{СКВ}) = 0,49 \text{ о. е.}$$

Зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки после первого излома:

$$I_{C3}(I_{CKB}) = \frac{2 \cdot 0,49 + 2 \cdot 0,62 \cdot (I_{CKB} - 1)}{2 - 0,62} = 0,899 \cdot I_{CKB} - 0,188.$$

Зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки после первого излома:

$$\begin{aligned} I_{C3}(I_{CKB}) &= \frac{2 \cdot 0,49 + 2 \cdot 0,62 \cdot (2 - 1) + 2 \cdot 1,08 \cdot (I_{CKB} - 2)}{2 - 1,08} = \\ &= 2,348 \cdot I_{CKB} - 2,282. \end{aligned}$$

Расчет параметров характеристики срабатывания ДЗТ устройства «RET 670»

Координаты первой точки излома:

$$\begin{aligned} I_{C3 \text{ изл1}} &= 0,43 \text{ о. е.}; \\ I_{CKB \text{ изл1}} &= 1,15 - 0,43 = 0,72 \text{ о. е.} \end{aligned}$$

Координаты второй точки излома:

$$\begin{aligned} I_{C3 \text{ изл2}} &= 0,43 + (2 - 1,15) \cdot 0,45 = 0,8125 \text{ о. е.}; \\ I_{CKB \text{ изл2}} &= 2 \cdot (1 - 0,45) - 0,43 + 1,15 \cdot 0,45 = 1,1875 \text{ о. е.} \end{aligned}$$

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

$$I_{C3}(I_{CKB}) = 0,43 \text{ о. е.}$$

Зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки после первого излома:

$$I_{C3}(I_{CKB}) = \frac{0,43 + 0,45 \cdot (I_{CKB} - 1,15)}{1 - 0,45} = 0,818 \cdot I_{CKB} - 0,159.$$

Зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки после первого излома:

$$I_{C3}(I_{CKB}) = \frac{0,43 + 0,45 \cdot (2 - 1,15) + 0,5 \cdot (I_{CKB} - 2)}{1 - 0,5} = I_{CKB} - 0,375.$$

Расчет параметров характеристики срабатывания ДЗТ устройства «Сириус-Т»

Координаты первой точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл1}} = 0,62 \text{ о. е.};$$
$$I_{СКВ \text{ изл1}} = 0,62 \cdot \left(\frac{1}{0,9} - \frac{1}{2} \right) = 0,379 \text{ о. е.}$$

Координаты второй точки излома:

$$I_{СЗ \text{ изл2}} = 2 \cdot 0,9 = 1,8 \text{ о. е.};$$
$$I_{СКВ \text{ изл2}} = \frac{2 \cdot (2 - 0,9)}{2} = 1,1 \text{ о. е.}$$

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

$$I_{СЗ}(I_{СКВ}) = 0,62 \text{ о. е.}$$

Зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки после первого излома:

$$I_{СЗ}(I_{СКВ}) = \frac{2 \cdot I_{СКВ} \cdot 0,9}{2 - 0,9} = 1,636 \cdot I_{СКВ}.$$

Зависимость тока срабатывания защиты от сквозного тока нагрузки после первого излома:

$$I_{СЗ}(I_{СКВ}) = \frac{2 \cdot 2 \cdot 0,9 + 2 \cdot (I_{СКВ} - 2) \cdot \text{tg}(60^\circ)}{2 - \text{tg}(60^\circ)} = 12,928 \cdot I_{СКВ} - 12,421.$$

Характеристики срабатывания рассматриваемых микропроцессорных дифференциальных защит трансформатора изображены на рисунке 5.3.

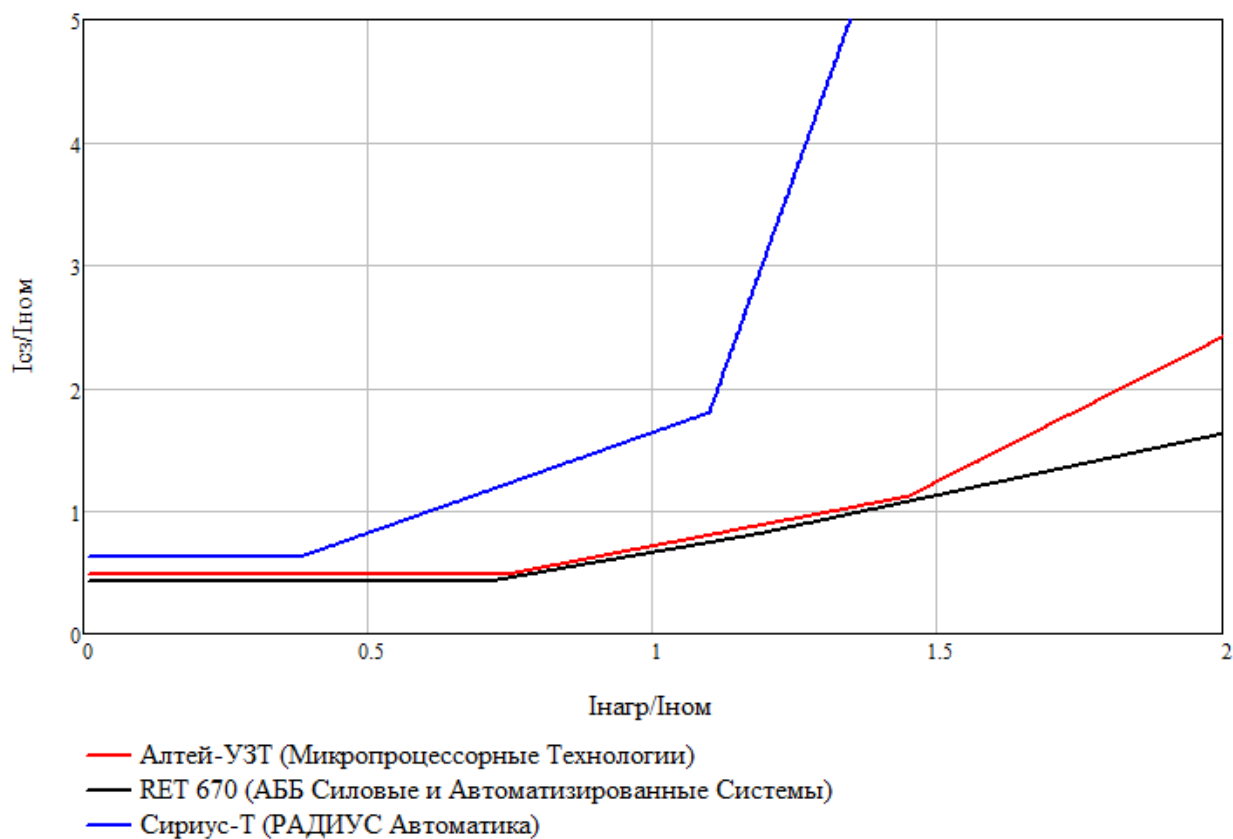


Рисунок 5.3 – Характеристики срабатывания ДЗТ различных производителей

Из рисунка 5.1 следует, что приоритетной защитой для исследуемого трансформатора является ДЗТ устройства «RET 670» производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы», так как она обладает наибольшей чувствительностью.

6 ОХРАНА ТРУДА

6.1 Общие положения

Охрана труда – это важная составляющая деятельности любого предприятия, в том числе и энергетического.

В данном разделе будут рассмотрены основные меры безопасности при работе с оборудованием релейной защиты и автоматики, а также рассчитано защитное заземление подстанции 110/6кВ Тепловая Станция.

6.2 Защитное заземление подстанции

Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение открытых проводящих частей электрооборудования, которые могут оказаться под напряжением, с заземляющим устройством.

Заземляющим устройством называется совокупность заземлителя, проводящей части или совокупности соединенных между собой проводящих частей и заземляющих проводников, соединяющих заземляемую точку с заземлителем.

На подстанциях используют контурные заземляющие устройства, состоящие из вертикально погруженных в землю стальных труб (угловой стали, металлизированных стержней) и горизонтально проложенных стальных полос (круглой стали), соединяющих вертикальные стержни.

6.2.1 Исходные данные

Размеры подстанции:

$$A = 100 \text{ м};$$

$$B = 90 \text{ м}.$$

Заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением 40х4 мм.

Длина и диаметр вертикальных стержневых электродов:

$$l_B = 5 \text{ м};$$
$$d = 12 \text{ мм.}$$

Глубина заложения электродов в землю:

$$t_B = 0,8 \text{ м.}$$

Удельные сопротивления верхнего и нижнего слоев грунта:

$$\rho_1 = 230 \text{ Ом} \cdot \text{м};$$

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

Мощность верхнего слоя грунта:

$$h_1 = 2,5 \text{ м.}$$

6.2.2 Расчет защитного заземления подстанции 110кВ Тепловая Станция

Для расчета будет использован метод наведенных потенциалов по допустимому напряжению прикосновения, изложенный в [12].

Примем контурный тип заземлителя и составим его примерный вид (рисунок 6.1).

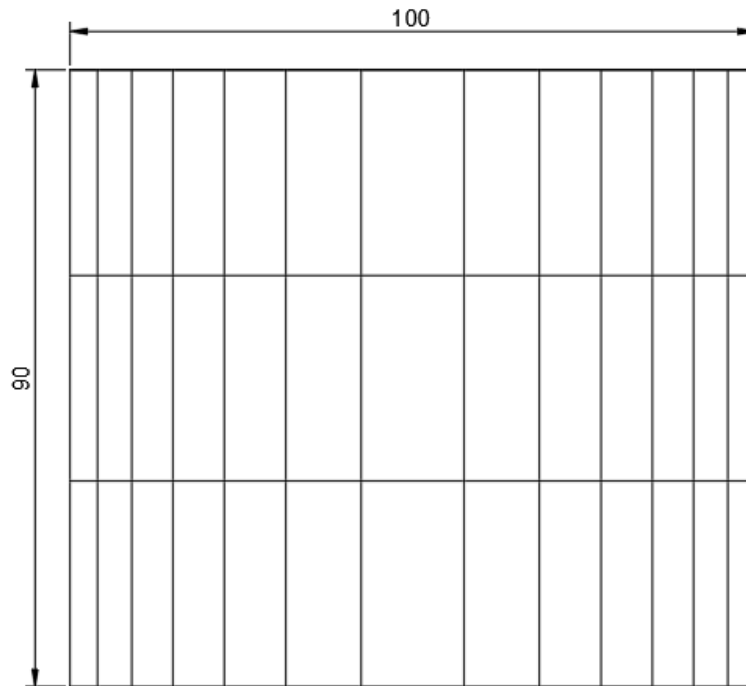


Рисунок 6.1 – Предварительная схема заземлителя

По предварительной схеме определим суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_{\Gamma} = 14 \cdot 90 + 4 \cdot 100 = 1660 \text{ м.}$$

Напряжение на заземлителе определяется по формуле:

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

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

K_{Π} – коэффициент напряжения прикосновения.

Наибольшее допустимое напряжение прикосновения определяется по таблице 2 [12] и зависит от длительности воздействия тока КЗ. Так как на подстанции 110кВ установлены быстродействующие дифференциальные защиты, примем время отключения выключателя 0,05с. Тогда допустимое напряжение прикосновения равно:

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

Коэффициент напряжения прикосновения определяется по формуле:

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

где M – параметр, зависящий от соотношения удельных сопротивлений верхнего и нижнего слоев грунта;

β – коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступеней;

a – расстояние между вертикальными электродами, равное 5 м;

S – площадь заземляющего устройства.

Отношение удельных сопротивлений верхнего и нижнего слоев грунта:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{230}{100} = 2,3 \text{ о. е.}$$

По таблице 9 [12] определим величину параметра M с помощью линейной интерполяции:

$$M = 0,641 \text{ о. е.}$$

Коэффициент β определяется по формуле:

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

где $R_{\text{ч}}$ – сопротивление тела человека, принимаемое 1000 Ом;

$R_{\text{с}}$ – сопротивление растекания тока от ступеней.

Сопротивление растекания тока от ступеней определяется по формуле:

$$R_{\text{с}} = 1,5 \cdot \rho_1 = 1,5 \cdot 230 = 345 \text{ Ом.}$$

Тогда коэффициент β равен:

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 345} = 0,743 \text{ о. е.}$$

Площадь заземляющего устройства определяется по формуле:

$$S = A \cdot B = 100 \cdot 90 = 9000 \text{ м}^2.$$

Коэффициент напряжения прикосновения равен:

$$K_{\text{п}} = \frac{0,641 \cdot 0,743}{\left(\frac{5 \cdot 1660}{5 \cdot \sqrt{9000}} \right)^{0,45}} = 0,131 \text{ о. е.}$$

Тогда напряжение на заземлителе равно:

$$U_3 = \frac{650}{0,131} = 4961,83 \text{ В.}$$

Напряжение на заземлителе меньше 10кВ, значит, удовлетворяет требованиям ПУЭ [3].

Допустимое сопротивление заземляющего устройства определяется по формуле:

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

где I_3 – ток, стекающий с заземляющего устройства при однофазном замыкании на землю.

Ток однофазного КЗ на землю на стороне 110кВ был определен с помощью программы АРМ СРЗА и равен:

$$I_3 = 8841 \text{ А.}$$

Расчет с программы АРМ СРЗА приведен в приложение Г.

Допустимое сопротивление заземлителя равно:

$$R_{\text{з,доп}} \leq \frac{4961,83}{8841} = 0,561 \text{ Ом.}$$

Построим расчетную схему заземлителя, преобразовав ее в квадрат со стороной:

$$x = \sqrt{S} = \sqrt{9000} = 94,87 \text{ м.}$$

Число ячеек по стороне расчетной схемы определяется по формуле:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{1660}{2 \cdot 94,87} - 1 = 7,75 \text{ шт.}$$

Принимаем $m = 8$ шт.

Длина горизонтальных полос расчетной схемы определяется по формуле:

$$L'_{\Gamma} = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot 94,87 \cdot (8 + 1) = 1707,7 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки определяется по формуле:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{94,87}{8} = 11,86 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру расчетной схемы определяется по формуле:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{a} = \frac{94,87 \cdot 4}{5} = 75,9 \text{ шт.}$$

Принимаем $n_B = 76$ шт.

Расчетная схема приведена на рисунке 6.2.

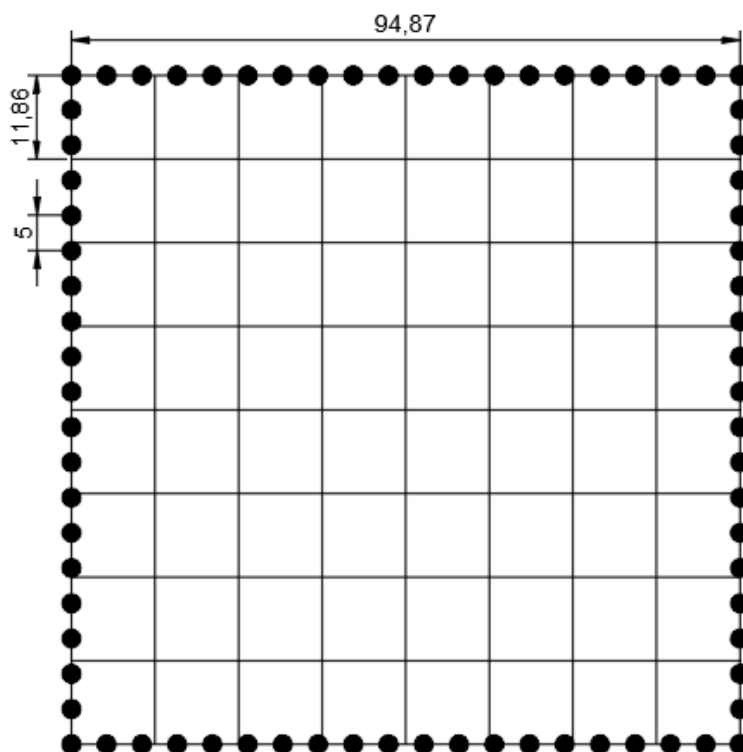


Рисунок 6.2 – Расчетная схема заземлителя

Сопротивление растеканию тока сложного заземлителя в виде квадратной горизонтальной сетки определяется по формуле:

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

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 определяется по формуле:

$$L_B = l_B \cdot n_B = 5 \cdot 76 = 380 \text{ м.}$$

Относительная глубина погружения вертикальных заземлителей определяется по формуле:

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_B + t_B}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,8}{94,87} = 0,06 \text{ о. е.}$$

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

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot t_{\text{отн}} = 0,393 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление земли определяется по формуле:

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

где k – параметр, зависящий от соотношения удельных сопротивлений верхнего и нижнего слоев грунта.

Так как $1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10$, то коэффициент k определяется по формуле:

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

где $l_{\text{отн}}$ – относительная длина вертикального электрода.

Относительная длина вертикального электрода определяется по формуле:

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_B}{l_B} = \frac{2,5 - 0,8}{5} = 0,34 \text{ о. е.}$$

Тогда коэффициент k равен:

$$k = 0,43 \cdot \left(0,34 + 0,272 \cdot \ln \frac{5 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0,187 \text{ о. е.}$$

Эквивалентное сопротивление земли равно:

$$\rho_{\text{э}} = 100 \cdot \left(\frac{230}{100}\right)^{0,187} = 116,85 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Рассчитаем сопротивление заземлителя:

$$R_3 = 0,393 \cdot \frac{116,85}{94,87} + \frac{116,85}{1707,7 + 380} = 0,54 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления заземлителя оказалось меньше допустимого $R_{3,\text{доп}} = 0,561 \text{ Ом}$.

Рассчитаем напряжение прикосновения по формуле:

$$U_3 = K_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3 = 0,131 \cdot 8841 \cdot 0,54 = 625,4 \text{ В.}$$

Полученное значение напряжение прикосновения оказалось меньше предельно допустимого $U_{\text{пр,доп}} = 650 \text{ В}$.

6.3 Меры безопасности при эксплуатации и обслуживании устройств РЗ

Указания по мерам безопасности при эксплуатации и обслуживании устройств релейной защиты и автоматики приведены в стандарте организации ОАО «ФСК ЕЭС» [13]. В данном документе стоит отметить следующие основные меры безопасности:

- Техническое обслуживание устройств релейной защиты и автоматики производится согласно требованиям нормативных документов по наряду.
- Персонал, который непосредственно принимает участие в работах, должен пройти медицинскую комиссию, получить необходимую группу по технике безопасности, получить инструктажи по технике безопасности и освоить методику выполнения работ.
- Работа должна осуществляться только с применением спецодежды и средств индивидуальной защиты.
- При техническом обслуживании устройств релейной защиты и автоматики следует обратить внимание на следующие указания:
 - а. Собираемые для наладки оборудования схемы должны выполняться на специальных столах. При этом столы не должны быть с

металлической рабочей поверхностью или с металлическим обрамлением. Изоляция проводников, которые используются в схеме, не должна быть нарушена.

б. Временные линии, необходимые для питания схемы, должны выполняться с использованием изолированного провода или кабеля и быть надежно закреплены, а также подняты на высоту не менее 2,5 м в местах прохода людей.

в. Какие-либо работы в схеме запрещается проводить при наличии напряжения, а также при отсутствии видимого разрыва цепи.

г. Во время перерывов и окончания работ по техническому обслуживанию линия временного питания должна быть отключена и создан видимый разрыв.

д. Корпуса (металлические) переносных аппаратов и проборов должны быть заземлены.

е. Место выполнения работ должно быть удобным и достаточно освещенным.

ж. При выполнении работ не допускается, чтобы левая и правая руки одновременно прикасались к частям схемы, находящиеся под напряжением 36 В и больше, а так же к заземленным аппаратам.

з. Работы необходимо производить согласно исполнительным схемам (без схем работа запрещена).

– Работник, который производит дистанционное включение и отключение первичных коммутационных аппаратов должен действовать с разрешения дежурного персонала.

– При работе во вторичных цепях ТТ и ТН следует учитывать:

а. Постоянное заземление должны иметь все вторичные обмотки измерительных ТТ и ТН.

б. Запрещено снимать заземление со вторичных обмоток ТН и ТТ, когда на них подано напряжение.

в. Вторичные токовые цепи измерений и защиты можно подсоединять к выводам вторичных обмоток ТТ при условии полного окончания монтажа всех цепей.

7 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

7.1 Общие положения

В данном разделе будет дана оценка экономической эффективности применения устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на понизительной подстанции 110/6кВ. Под эффективностью устройств РЗА понимается ликвидация и минимизация негативных последствий после аварийных ситуаций.

Методика расчета эффективности, приведенная в данном разделе, соответствует методическим указаниям [14-15].

7.2 Оценка экономической эффективности устройств РЗА

Выбор релейной защиты и автоматики и расчет уставок релейной защиты производится в соответствии с усредненными типовыми решениями, а также личным опытом и предпочтениями проектировщика и заказчика и при этом без какого-либо экономического обоснования. В результате чего экономическая оценка эффективности защиты сводится к простейшему случаю, когда считается, что стоимость подсистемы РЗА должна составлять 5 – 20% от стоимости сети.

Повышение надёжности и эффективности функционирования самой электрической сети и электроснабжения потребителей является итогом разработки, создания и эксплуатации РЗ, что приводит к снижению ущерба, как при различных отказах элементов электрической сети, так и при отказах и ложных срабатываниях устройств РЗ. Так как добиться абсолютной надёжности любой технической системы невозможно, необходима минимизация возможного ущерба путем совершенствования устройства, принципов действия и алгоритмов работы РЗА.

Поскольку ущерб энергосистемы от устойчивого повреждения достаточно большой, применение устройств РЗА для силовых объектов

электроустановок всегда эффективно. Однако стоимость устройств РЗиА также не мала. Поэтому задача оценки экономической эффективности применения устройств РЗиА является актуальной.

Экономический эффект применения устройств РЗиА определяется предотвращенным ущербом:

$$E = Y - Y_{\text{РЗиА}},$$

где Y – ущерб при отсутствии устройств РЗиА;

$Y_{\text{РЗиА}}$ – ущерб при применении устройств РЗиА.

Ущерб – это потери в денежной форме, вызванные повреждениями электрооборудования или несогласованной работой потребителей и систем энергоснабжения, а расходы, связанные с перерывами в электроснабжении и ухудшением качества электрической энергии.

Ущерб сетевой организации состоит из двух основных составляющих: затраты сетевой организации на аварийно-восстановительные ремонты отказавшего оборудования и сумма расходов на возмещение ущерба потребителям. Другие ущербы определяются сложнее, поэтому их либо вообще не считают, либо находят приближенные значения, если нельзя пренебречь их в суммарных расходах ущерба.

Среднегодовое значение ущерба определяется по выражению:

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

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

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

Ущерб простоя:

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

где y_0 – удельный ущерб от простоя;

$P_{\text{макс}}$ – отключенная мощность;

$T_{\text{макс}}$ – годовое число часов использования максимума активной мощности;

K_B – коэффициент вынужденного простоя;

ε – коэффициент, учитывающий долю отключенной нагрузки.

Коэффициент вынужденного простоя определяется по выражению:

$$K_B = \omega_{\text{ср}} \cdot T_B,$$

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

T_B – среднее время восстановления.

Ущерб от факта внезапности отказа:

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

где $y_{0 \text{ откл}}$ – удельный ущерб от факта внезапности отказа.

7.3 Расчет оценки экономической эффективности устройств РЗиА

Определим эффективность применения устройств РЗиА для защиты трансформатора 110/6кВ мощностью 20МВт.

В соответствии со справочными данными [14] удельный ущерб от простоя: $y_0 = 4$ долл/кВт·ч, а годовое число часов использования максимума активной мощности $T_{\text{макс}} = 3600$ ч.

Рассматриваемая подстанция питает завод электромашиностроения и электроаппаратуры, поэтому в соответствии со справочными данными [16] удельный ущерб от факта отключения: $y_{0 \text{ откл}} = 204,26$ руб/кВт.

В соответствии со справочными данными [14] для трансформатора напряжением 110кВ и мощностью 20МВт средняя частота отключений в год: $\omega_{\text{ср}} = 0,015$ откл/г и время восстановления: $T_B = 8 \cdot 10^{-3}$ лет.

Значение коэффициента, учитывающего долю отключенной нагрузки, приме: $\varepsilon = 1$, что соответствует полному отключению нагрузки потребителей.

Переведем удельные ущербы от простоя из долл. в руб.:

$$y_0 = 4 \cdot 73,58 = 294,3 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч.}$$

Среднегодовой ущерб при отсутствии устройств РЗиА:

$$Y = y_0 \cdot P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot K_B \cdot \varepsilon + y_{0 \text{ откл}} \cdot P_{\text{ср}} \cdot \omega_{\text{ср}} = 294,3 \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot 3600 \cdot 0,015 \cdot 8 \cdot 10^{-3} \cdot 1 + 204,26 \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot 0,015 = 2604030 \text{ руб.}$$

Применение устройств РЗиА хоть и снижает величину ущерба, но не до нуля, так как есть ущербы, которые определяются отказами защит и их ложными или неправильными срабатываниями.

В применяемых микропроцессорных защитах процент неправильных действий релейной защиты составляет 5%.

Тогда средняя частота отключений в год:

$$\omega_{\text{ср}} = 0,05 \cdot 0,015 = 0,00075 \text{ откл/г.}$$

Среднегодовой ущерб при применении устройств РЗиА:

$$Y_{\text{РЗиА}} = y_0 \cdot P_{\max} \cdot T_{\max} \cdot K_B \cdot \varepsilon + y_{0 \text{ откл}} \cdot P_{\text{ср}} \cdot \omega_{\text{ср}} = 294,3 \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot 3600 \cdot 0,00075 \cdot 8 \cdot 10^{-3} \cdot 1 + 204,26 \cdot 20 \cdot 10^3 \cdot 0,00075 = 130201,5 \text{ руб.}$$

Годовой экономический эффект применения устройств РЗиА:

$$E = Y - Y_{\text{РЗиА}} = 2604030 - 130201,5 = 2473828,5 \text{ руб.}$$

Использование устройств РЗиА приводит к значительному снижению ущерба у потребителей.

Таким образом, технико-экономическое обоснование показывает целесообразность использования устройств РЗиА для защиты исследуемого трансформатора.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выпускной квалификационной работы бакалавра рассмотрен вопрос работы релейной защиты при техническом перевооружении тепловой станции с целью увеличения генерации на собственные нужды.

В ходе работы составлена схема замещения рассматриваемого участка системы в специализированном расчетном комплексе АРМ СРЗА, описана методика выбора уставок релейной защиты трансформатора ТДНГУ-20000/110/6кВ на базе устройства «Алтей-УЗТ» производства НПП «Микропроцессорные Технологии». Произведен расчет токов короткого замыкания в различных режимах работы системы и уставок срабатывания основных и резервных защит исследуемого трансформатора. Все рассчитанные уставки защит удовлетворяют условиям чувствительности, установленными ПУЭ [3].

В данной работе также дан обзор дифференциальным токовым защитами трансформаторов на базе различных производителей и проанализированы основные критерии для их сравнительного анализа. В результате сравнительного анализа и построения характеристик срабатывания ДЗТ различных производителей в одних координатных осях выявлено, что приоритетной защитой для исследуемого трансформатора является защита на базе устройства «RET 670» производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы».

В разделе охраны труда произведен расчет заземляющего устройства подстанции 110/6кВ и рассмотрены основные меры безопасности при работе с оборудованием релейной защиты и автоматики.

В экономической части работы дана численная оценка экономической эффективности применения устройств релейной защиты и автоматики на исследуемом объекте.

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. – 96 с.
5. Руководство по эксплуатации МТ.АЛТЕЙ.УЗТ.01.13.РЭ1 от 24.06.2019.
6. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы». СТО 56947007-29.120.70.098-2011. – 182 с.
7. Рекомендации по применению и выбору уставок функции дифференциальной защиты шин устройства «REB 670». Методическое пособие. АББЧ.650031.003. Редакция от 20.01.2009. Разработал: Арсентьев А.П. Проверил: Дмитренко А.М. Утвердил: Григорьев С.А., Калачев Ю.Н. ООО «АББ Автоматизация», Россия.
8. Рекомендации по выбору уставок устройства защиты двухобмоточного трансформатора «Сириус-Т» от 08.07.2010 г.
9. Руководство по эксплуатации. Микропроцессорное устройство защиты «Сириус-Т» от 11.05.18.

10. Испытание дифференциальной защиты трансформатора: методические указания к лабораторным работам / Новосиб. гос. техн. ун-т ; [сост.: В. А. Давыдов, О. В. Танфильев].

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. Типовая инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики подстанций. СТО 56947007-33.040.20.181-2014. – 223 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 ПИТАЮЩИХ СИСТЕМ

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

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 CIII 6,3 KB)							
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

106

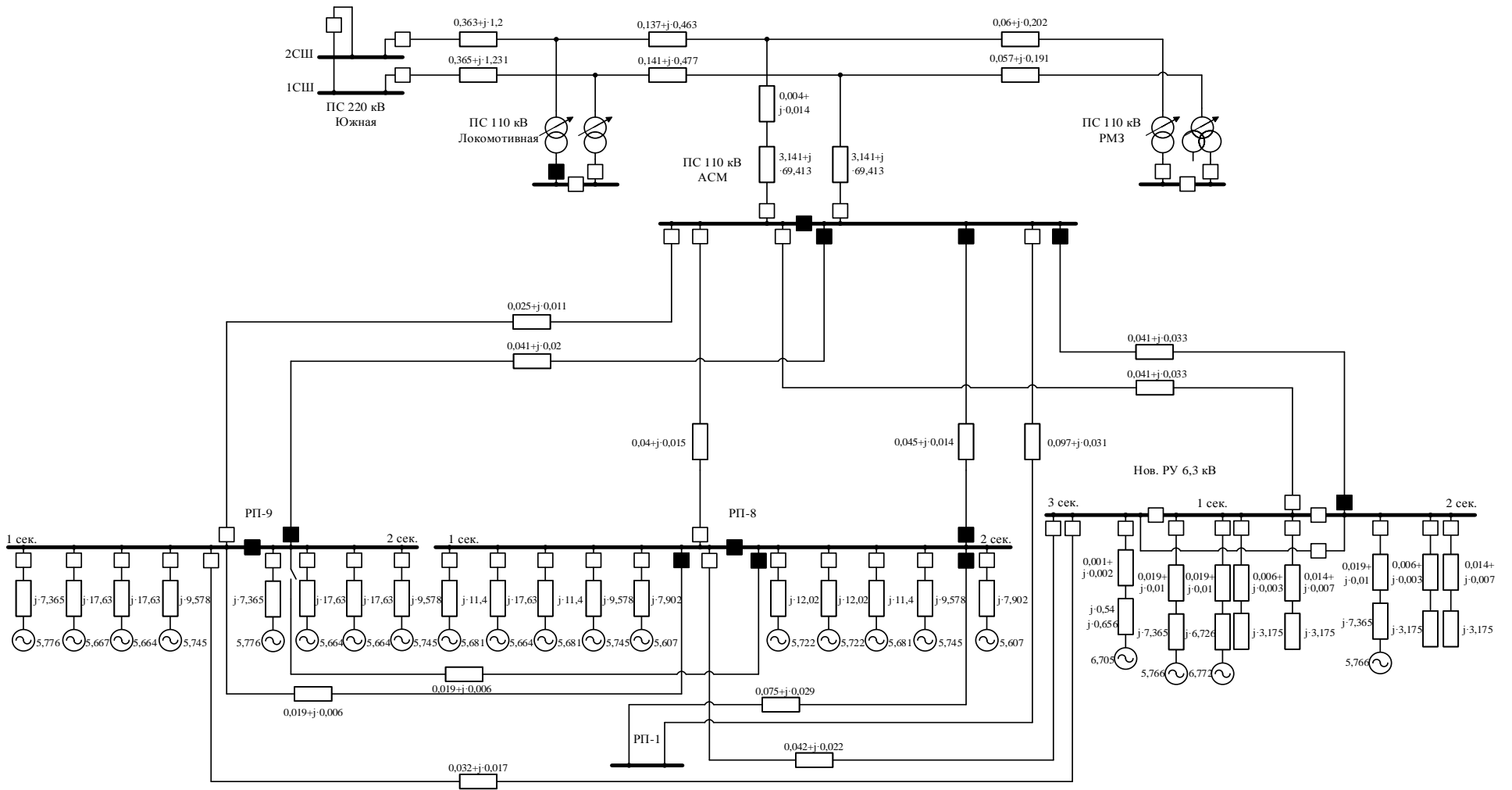


Рисунок Б.1 – Расчетная схема защищаемого участка сети

ПРИЛОЖЕНИЕ В

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Режимы работы сети 110кВ – Отключение линии 110кВ;

Режимы работы сети 6кВ – Все включено;

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

Протокол расчета:

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
1769 3-трехфазное КЗ (АВС)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
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
 IАсум      26313   94   IВсум      26313  -26   IСсум      26313  -146
 IАВсум     45575  124   IВСсум     45575   4   IСАсум     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
```

Режимы работы сети 110кВ – Отключение 2СШ на ПС Южная;

Режимы работы сети 6кВ – Сеть 6кВ отключается по автоматики от сети 110кВ по шинам 6кВ;

Расчетный вид и место КЗ – двухфазное КЗ на выводах низкой стороны трансформатора.

Протокол расчета:

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
1761 2-двухфазное КЗ (BC)
      РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА
-----
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
 IАсум       0   0   IВсум     14621   3   IСсум     14621  -177
 IАВсум     14621  -177   IВСсум     29242   3   IСАсум     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
```

Режимы работы сети 110кВ – Отключение 2СШ на ПС Южная;

Режимы работы сети 6кВ – Все включено;

Расчетный вид и место КЗ – двухфазное КЗ на шинах

Протокол расчета:

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
**** 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:
Uпа=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
```

Режимы работы сети 110кВ – Отключение 2СШ на ПС Южная;

Режимы работы сети 6кВ – Все включено;

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

Протокол расчета:

```
===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
3002 2-двухфазное КЗ (BC)
      Р Е З У Л Ь Т А Т Ы      Р А С Ч Е Т А
-----
Суммарные величины в узле КЗ:
Uпа=6.4/-0  Z1=0.020+j0.156  Z2=0.022+j0.164  Z0=0.000-j-0.000
I1сум  11539  97  I2сум  11540  -83  3I0сум  1  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
```

Режимы работы сети 110кВ – Все включено;

Режимы работы сети 6кВ – Все включено;

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

Протокол расчета:

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****

3002 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:

Uпа=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 ICАсум 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
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

Режимы работы сети 110кВ – Отключение 2СШ на ПС Южная;

Режимы работы сети 6кВ – Все включено;

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

Протокол расчета:

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК БРИЗ =====

**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****

3002 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:

Uпа=6.4/-0 Z1=0.020+j0.153 Z2=0.023+j0.160 Z0=0.000-j-0.000

I1сум 11741 98 I2сум 11742 -82 3I0сум 0 0

IAсум 0 0 IBсум 20337 8 ICсум 20337 -172

IABсум 20338 -172 IBСсум 40674 8 ICАсум 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
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 ТОК ОДНОФАЗНОГО КЗ НА ЗЕМЛЮ НА СТОРОНЕ 110КВ ПОДСТАНЦИИ ТЕПЛОВАЯ СТАНЦИЯ

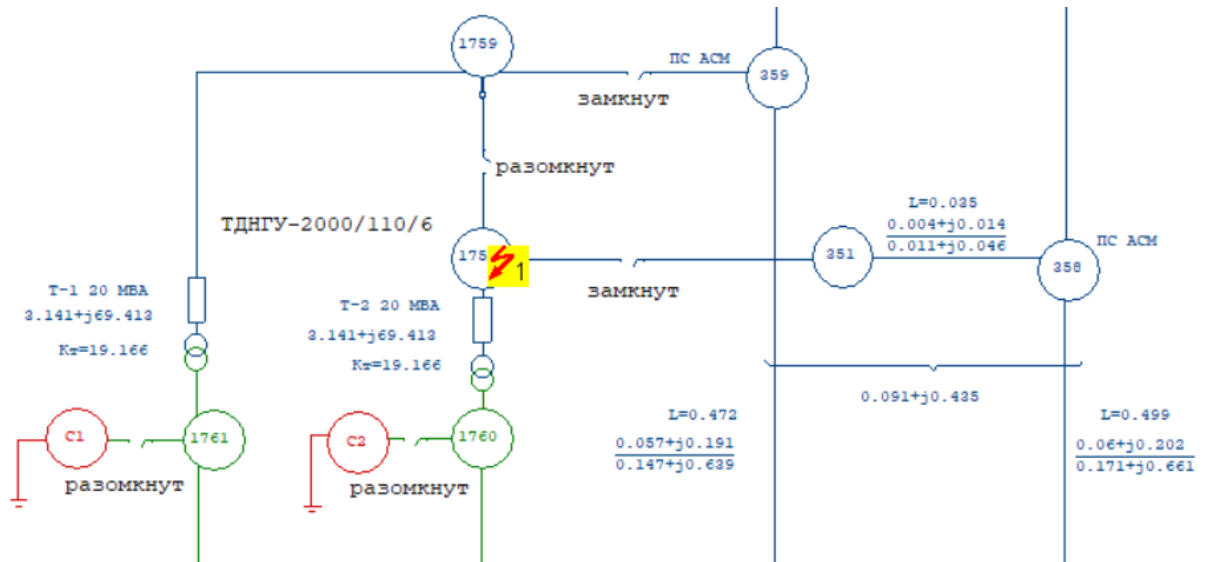


Рисунок Г.1 – Расчетная схема однофазного КЗ на землю

Протокол расчета:

```

===== АРМ СРЗА г.Новосибирск ПК ВРИЗ =====
**** П О В Р Е Ж Д Е Н И Я ****
1758 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=123.6/-1  Z1=1.288+j7.666  Z2=1.288+j7.681  Z0=1.611+j8.511
I1сум      2947   99  I2сум      2947   99  3I0сум      8841   99
IAсум      8841   99  IBсум         0    0  ICсум         0    0
IABсум     8841   99  IBCсум         0    0  ICAsум      8841  -81
-----

```