

Заказчик – ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал»

ОКПД 2 27.12.10.190. Поставка оборудования и разработка рабочей документации на монтаж и наладку защит трансформаторов №1, 2, 3, 4
Чиркейской ГЭС

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Релейная защита и автоматика.**Расчёт уставок трансформатора ТБ 4Т и ТСН 24Т**

9/24-2-021-РЗА2.3

Том 7**Книга 2**

Изм.	№	Подпись	Дата

Заказчик – ПАО «РусГидро» - «Дагестанский филиал»

ОКПД 2 27.12.10.190. Поставка оборудования и разработка рабочей документации на монтаж и наладку защит трансформаторов №1, 2, 3, 4 Чиркейской ГЭС

РАБОЧАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Релейная защита и автоматика.

Расчёт уставок трансформатора ТБ 4Т и ТСН 24Т

9/24-2-021-РЗА2.3

Том 7

Книга 2

Технический директор по
проектированию



О. В. Елизаров

Изм.	№док.	Подпись	Дата

**Список исполнителей**

ГИП	Елизаров О. В.		10.2024
Руководитель проекта	Могонов А. А.		10.2024
Зав. сектором	Григорьева Т.В.		10.2024
Нормоконтроль	Ломакина И. Г.		10.2024

**Содержание**

Общие сведения	3
1 Параметры энергообъектов и измерительного оборудования.....	4
2 Расчет токов короткого замыкания	8
3 Выбор уставок защит блочного трансформатора и трансформатора собственных нужд на базе «ТОР 300 ДЗБ 6хх».....	11
3.1 Дифференциальная защита блочного трансформатора (ДЗТБ)	11
3.1.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала.....	11
3.1.2 Компенсация группы соединения	11
3.1.3 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны ВН.....	11
3.1.4 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны НН	12
3.1.5 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны ВН ТСН.....	12
3.1.6 Начальный дифференциальный ток срабатывания	13
3.1.7 Начальный тормозной ток второго участка	13
3.1.8 Коэффициент торможения второго участка	14
3.1.9 Начальный тормозной ток третьего участка.....	14
3.1.10 Коэффициент торможения третьего участка	14
3.1.11 Проверка чувствительности ДТЗ	15
3.1.12 Блокировка по второй гармонике.....	17
3.1.13 Контроль исправности токовых цепей	17
3.1.14 Выбор уставок ДТО	18
3.2 Дифференциальная защита ошиновки (ДЗО).....	20
3.2.1 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны ВН ТБ	20
3.2.2 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны СШ-330 кВ.....	20
3.2.3 Начальный дифференциальный ток срабатывания	20
3.2.4 Начальный тормозной ток второго участка	21
3.2.5 Коэффициент торможения второго участка	21
3.2.6 Начальный тормозной ток третьего участка.....	22
3.2.7 Коэффициент торможения третьего участка	22
3.2.8 Проверка чувствительности ДЗО	23
3.2.9 Блокировка по второй гармонике.....	24
3.2.10 Контроль исправности токовых цепей	24
3.2.11 Выбор уставок ДТО	25
3.2.12 Выбор выдержек времени ДЗО	26
3.2.13 Логика выявления отказа выключателя	26
3.3 Дифференциальная защита трансформатора собственных нужд (ДЗТСН)	28
3.3.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала.....	28
3.3.2 Компенсация группы соединения	28
3.3.3 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны ВН ТСН.....	28
3.3.4 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны НН ТСН	29
3.3.5 Начальный дифференциальный ток срабатывания	29
3.3.6 Начальный тормозной ток второго участка	30
3.3.7 Коэффициент торможения второго участка	30
3.3.8 Начальный тормозной ток третьего участка.....	31
3.3.9 Коэффициент торможения третьего участка	31
3.3.10 Проверка чувствительности ДТЗ	32
3.3.11 Блокировка по второй гармонике.....	33
3.3.12 Контроль исправности токовых цепей	33



3.3.13 Выбор уставок ДТО	34
3.4 Токовая защита нулевой последовательности ТБ.....	36
3.4.1 Выбор ИО тока нулевой последовательности первой ступени.....	36
3.4.2 Выбор ИО тока нулевой последовательности второй ступени.....	36
3.4.3 Выбор выдержек времени	37
3.5 Максимальная токовая защита ТСН со стороны ВН (МТЗ ВН ТСН)	39
3.5.1 Выбор уставки по току срабатывания МТЗ ВН ТСН.....	39
3.5.2 Выбор уставки по времени срабатывания МТЗ ВН ТСН	41
3.6 Защита от перегрузки трансформатора собственных нужд (ЗП ТСН)	43
3.7 Контроль тока ЗДЗ ТСН	44
3.7.1 Контроль тока ЗДЗ стороны ВН ТСН	44
3.7.2 Контроль тока ЗДЗ стороны НН ТСН.....	44
3.8 Контроль отсутствия напряжения и тока стороны НН ТБ (КОН и КОТ)	45
3.9 Реле тока блокировки РПН ТСН	46
3.10 Автоматика управления регулятором напряжения ТСН	47
3.10.1 Блок расчета действующего напряжения	47
3.10.2 Автоматическое регулирование напряжения.....	47
3.10.3 Запрет повышения напряжения.....	48
3.10.4 Быстрое понижение напряжения.....	49
3.10.5 Блокировка РПН по максимальному напряжению.....	49
3.10.6 Блокировка РПН по несимметричному напряжению	50
3.11 Комбинированный пуск по напряжению со стороны НН ТБ (КПН НН ТБ)	51
3.12 Защита при потере охлаждения ТБ (ЗПО ТБ)	52
3.13 Контроль изоляции вводов (КИВ).....	53



Общие сведения

Данный проект выполнен на основании технического задания на выполнение проектно-изыскательских работ для Чиркейской ГЭС с применением оборудования ООО «Релематика».

Проект выполнен в соответствии с нормативной документацией:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-ое издание, дополненное с исправлениями;
- Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)»;
- Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения»;
- Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.120.70.042-2010 «Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами»;
- Требованиям прочих нормативных документов, действующих на момент проектирования.

Определяющим при выборе принципов и типов устройств РЗА является выполнение основных требований, предъявляемых к их функционированию (селективность, быстродействие, чувствительность и надёжность), а также выполнение действующих нормативных и директивных документов.

**1 Параметры энергообъектов и измерительного оборудования**

Параметры силового блочного трансформатора 4Т Чиркейской ГЭС представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Параметры блочного трансформатора 4Т Чиркейской ГЭС

Наименование	Обозначение	Значение	Ед.изм.
Тип	ТЦ-360000/330-У1		
Номинальная мощность	$S_{\text{ном}}$	360	МВА
Номинальное напряжение ВН	$U_{\text{ном,ВН}}$	347	кВ
Номинальное напряжение НН	$U_{\text{ном,НН}}$	15,75	кВ
Номинальный ток обмотки ВН	$I_{\text{ном,ВН}}$	599	А
Номинальный ток обмотки НН	$I_{\text{ном,НН}}$	13197	А
Схема и группа соединения обмоток	Y0/Д-11		
Напряжение короткого замыкания ВН-НН	$U_{\text{к}}$	14	%

Параметры трансформатора собственных нужд 24Т Чиркейской ГЭС представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Параметры ТСН 24Т Чиркейской ГЭС

Наименование	Обозначение	Значение	Ед.изм.
Номинальная мощность	$S_{\text{ном,ТСН}}$	4	МВА
Номинальное напряжение ВН	$U_{\text{ном,ВН,ТСН}}$	15,75	кВ
Номинальное напряжение НН	$U_{\text{ном,НН,ТСН}}$	6,3	кВ
Номинальный ток обмотки ВН	$I_{\text{ном,ВН,ТСН}}$	147	А
Номинальный ток обмотки НН	$I_{\text{ном,НН,ТСН}}$	367	А
Схема соединения обмоток	Y0/Y-0		
Напряжение короткого замыкания ВН-НН	$U_{\text{к}}$	7,5	%
Диапазон регулирования РПН	$\Delta U_{\text{рпн}}$	$\pm 4 \times 2,5$	%

Параметры присоединений собственных нужд 6 кВ КРУ-1Р Чиркейской ГЭС представлены в таблицах 1.3 и 1.4.



Таблица 1.3 – Параметры КЛ-6 кВ сети собственных нужд 6 кВ КРУ-1Р ЧГЭС

Наименование	Марка	Сечение	Длина, м	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	R , Ом	X , Ом
КЛ к 51Т	АПВВнг(В) LS-10	3x50мм ²	130	0,641	0,126	0,083	0,016
КЛ к 52Т	АПВВнг(В) LS-10	3x50мм ²	140	0,641	0,126	0,09	0,018
КЛ к 53Т	АПВВнг(В) LS-10	3x50мм ²	95	0,641	0,126	0,06	0,012
КЛ к 54Т	АПВВнг(В) LS-10	3x50мм ²	140	0,641	0,126	0,09	0,018
КЛ к 57Т	АПВВнг(В) LS-10	3x50мм ²	210	0,641	0,126	0,135	0,026
КЛ к 58Т	АПВВнг(В) LS-10	3x50мм ²	165	0,641	0,126	0,106	0,02
КЛ к 59Т	АПВВнг(В) LS-10	3x50мм ²	40	0,641	0,126	0,026	0,005
КЛ к 60Т	АПВВнг(В) LS-10	3x50мм ²	данные отсутствуют	0,641	0,126		
КЛ к 63Т	АПВВнг(В) LS-10	3x50мм ²	50	0,641	0,126	0,032	0,006
КЛ к 64Т	АПВВнг(В) LS-10	3x50мм ²	40	0,641	0,126	0,026	0,005
КЛ к 65Т	АПВВнг(В) LS-10	3x50мм ²	60	0,641	0,126	0,038	0,008
КЛ к ЭТ-1ГА	ААШВ	3x35мм ²	данные отсутствуют	0,62	0,09		
КЛ к ЭТ-4ГА	ПВВГнг(А) LS-10	3x50мм ²	данные отсутствуют	0,387	0,126		
КЛ к ЭТ-2ГА	ПВВГнг(А) LS-10	3x50мм ²	данные отсутствуют	0,387	0,126		
КЛ к ЭТ-3ГА	ПВВГнг(А) LS-10	3x50мм ²	1500	0,387	0,126	0,58	0,189

Таблица 1.4 – Параметры трансформаторов сети собственных нужд 6 кВ КРУ-1Р ЧГЭС

Наименование	Тип	$S_{ном}$, кВА	$U_{ном,ВН}$, кВ	$U_{ном,НН}$, кВ	U_k , %	ΔP_k , кВт	R_t , Ом	X_t , Ом
51Т-54Т, 57Т- 60Т, 63Т-65Т	ТСЗС- 630/10	630	6,3	0,4	7,91	7,336	0,73	4,98



Параметры генератора 4G Чиркейской ГЭС представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Параметры генератора 4G Чиркейской ГЭС

Наименование	Обозначение	Значение	Ед.изм.
Активная мощность	$P_{\text{ном}}$	275	МВт
Номинальное напряжение ВН	$U_{\text{ном}}$	15,75	кВ
Коэффициент мощности	$\cos\varphi$	0,85	о.е
Сверхпереходное сопротивление по продольной оси	X''_d	0,2	о.е
Сопротивление обратной последовательности	X_2	0,21	о.е
Сопротивление нулевой последовательности	X_0	0,17	о.е

Параметры реактора R 24Т Чиркейской ГЭС представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Параметры реактора R 24Т Чиркейской ГЭС

Наименование	Обозначение	Значение	Ед.изм.
Сопротивление	X_p	1,4	Ом
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}}$	15,75	кВ

Параметры измерительного оборудования, к которому производится подключение устройств РЗА ТБ 4Т, ТСН 24Т Чиркейской ГЭС приведены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Параметры ИТТ и ИТН

Наименование	Обозначение	Значение	Ед.изм.
Коэффициент трансформации ИТТ СШ-330 кВ, схема соединения обмоток	$K_{\text{тт,СШ}}$	2000/1, Y	A/A
Коэффициент трансформации ИТТ ВН блочного трансформатора 4Т, схема соединения обмоток	$K_{\text{тт,ВН}}$	2000/1, Y	A/A
Коэффициент трансформации ИТТ НН блочного трансформатора 4Т, схема соединения обмоток	$K_{\text{тт,НН}}$	14000/5, Y	A/A
Коэффициент трансформации ИТТ ВН ТСН 24Т защиты ТБ, схема соединения обмоток	$K_{\text{тт,ВН ТСН}}$	600/5, Y	A/A
Коэффициент трансформации ИТТ НН ТСН 24Т защиты ТСН, схема соединения обмоток	$K_{\text{тт,НН ТСН}}$	600/5, Y	A/A
Коэффициент трансформации ИТТ нейтрали ТБ	$K_{\text{тт,Н}}$	600/1	A/A
Коэффициент трансформации ИТН ВН блочного трансформатора 4Т	$K_{\text{тн,ВН}}$	$\frac{330}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1$	кВ/кВ/кВ/кВ



Наименование	Обозначение	Значение	Ед.изм.
Коэффициент трансформации ИТН НН блочного трансформатора 4Т	$K_{\text{тн,НН}}$	$\frac{15,75}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{3}$	кВ/кВ/кВ/кВ
Коэффициент трансформации ИТН НН ТСН 24Т	$K_{\text{тн,НН ТСН}}$	$\frac{6}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}}$	кВ/кВ

2 Расчет токов короткого замыкания

Значения токов короткого замыкания (ТКЗ) рассчитаны в программном комплексе «ТКЗ++» и приведены в таблице 2.1.

Схема участка рассматриваемой сети Чиркейской ГЭС приведена на рисунке 1.

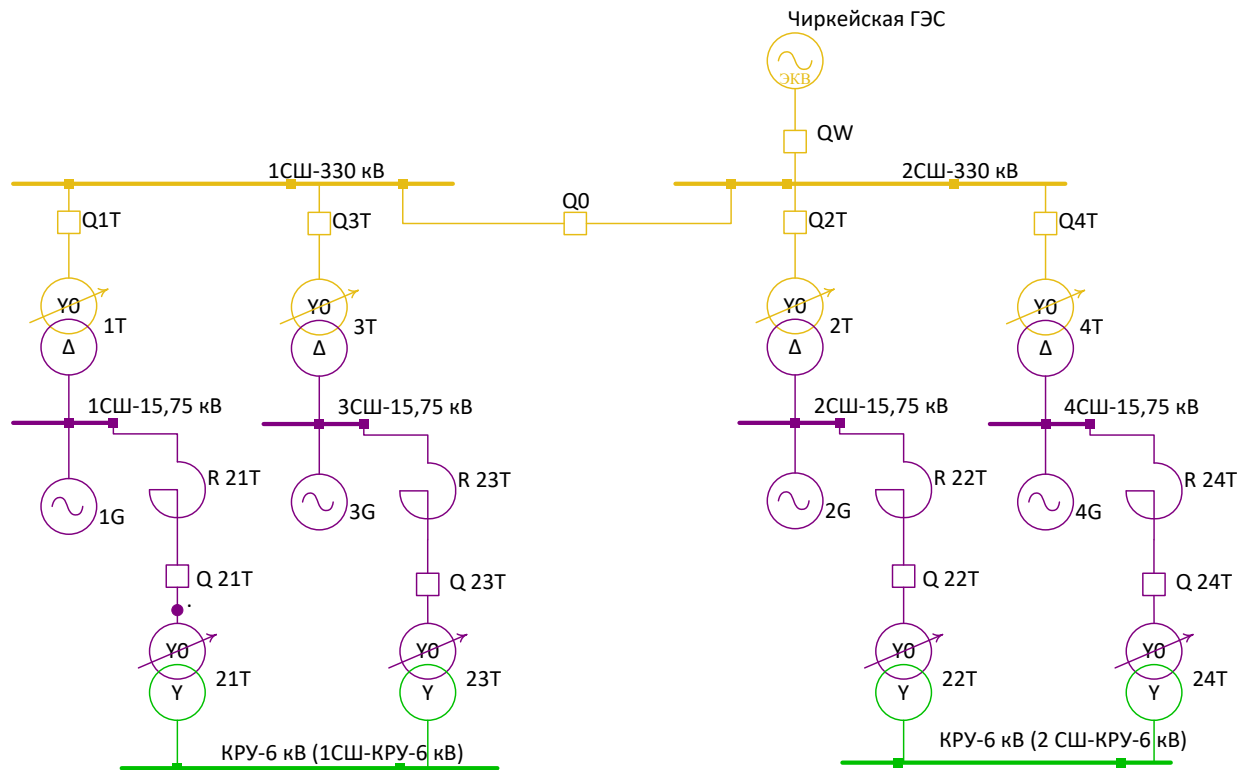


Рисунок 1 – Схема участка рассматриваемой сети Чиркейской ГЭС

Таблица 2.1 – Значения ТКЗ сети 330/15,75/6,3 кВ Чиркейской ГЭС

№ пп	Наименование	Шины, кВ	I ⁽³⁾ , А	I ⁽¹⁾ , А
Максимальный режим				
1	1СШ-330 кВ	330	13258	15730
1.1.	от системы	330	6650	6741
1.2.	от генератора 1G	330	1652	2247
1.3	от генератора 3G	330	1652	2247
1.4	от генератора 2G	330	1652	2247
1.5	от генератора 4G	330	1652	2247
2	2СШ-330 кВ	330	13258	15730
2.1	от системы	330	6650	6741
2.2	от генератора 1G	330	1652	2247
2.3	от генератора 3G	330	1652	2247
2.4	от генератора 2G	330	1652	2247
2.5	от генератора 4G	330	1652	2247
3	1СШ-15,75 кВ	15,75	127313	—
3.1	от трансформатора 4Т	15,75	67302	—
3.2	от генератора 4G	15,75	59290	—
4	1КРУ-6 кВ	6	7298	—



№ пп	Наименование	Шины, кВ	$I^{(3)}$, А	$I^{(1)}$, А
4.1	от трансформатора 4Т	6	598	—
4.2	от генератора 4G	6	4245	—
Минимальный режим				
1	1СШ-330 кВ	330	10780	13027
1.1	от системы	330	4172	4222
1.2	от генератора 1G	330	1652	2201
1.3	от генератора 3G	330	1652	2201
1.4	от генератора 2G	330	1652	2201
1.5	от генератора 4G	330	1652	2201
2	2СШ-330 кВ	330	10780	13027
2.1	от системы	330	4172	4222
2.2	от генератора 1G	330	1652	2201
2.3	от генератора 3G	330	1652	2201
2.4	от генератора 2G	330	1652	2201
2.5	от генератора 4G	330	1652	2201
3	1СШ-15,75 кВ	15,75	122938	-
3.1	от трансформатора 4Т	15,75	63052	-
3.2	от генератора 4G	15,75	59290	-
4	1КРУ-6 кВ	6	7317	-
4.1	от трансформатора 4Т	6	208	-
4.2	от генератора 4G	6	3865	-

Примечания:

1. Значения токов КЗ приведены к соответствующему уровню напряжения.
2. Значения токов КЗ приведены при нулевом положении РПН ТСН.



Значения токов аварийных режимов, используемых при выборе параметров срабатывания устройств РЗА, приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Значения ТКЗ при выборе параметров срабатывания устройств РЗА Чиркейской ГЭС

Вид КЗ	Место КЗ	Режим ЭЭС	Место наблюдения	Величина
АВС	шины 15,75 кВ 4Т	максимальный	сторона ВН 4Т*	$I_{\phi} = 3056 \text{ А}$
АВС	шины 330 кВ 4Т	максимальный	система + 1G+2G+3G*	$I_{\phi} = 11606 \text{ А}$
			генератор 4G*	$I_{\phi} = 1652 \text{ А}$
АВ	шины 15,75 кВ 4Т	минимальный + откл 1G, 2G, 3G	сторона ВН 4Т*	$I_{\phi} = 2060 \text{ А}$
АВ	шины 330 кВ 4Т	минимальный + откл 1G, 2G, 3G	генератор 4G*	$I_{\phi} = 1423 \text{ А}$
			система*	$I_{\phi} = 3616 \text{ А}$
А0	шины 330 кВ 4Т	минимальный режим	сторона ВН 4Т*	$3I_0 = 2615 \text{ А}$
АВС	шины 6 кВ КРУ	максимальный режим	сторона ВН ТСН 24Т**	$I_{\phi} = 1705 \text{ А}$
АВ	шины 6 кВ КРУ	минимальный режим+ откл 1G, 2G, 3G	сторона ВН ТСН 24Т**	$I_{\phi} = 1082 \text{ А}$
АВ	шины 6 кВ КРУ	питание только от 4G (Q4Т откл.)	сторона ВН ТСН 24Т**	$I_{\phi} = 1095 \text{ А}$

Примечания:

1. Значения токов КЗ в максимальном режиме приведены при крайнем отрицательном положении РПН ТСН – ($-4 \times 2,5\%$).
2. Значения токов КЗ в минимальном режиме приведены при крайнем положительном положении РПН ТСН – ($+4 \times 2,5\%$).
3. *Значения токов КЗ приведены к напряжению 330 кВ.
4. **Значения токов КЗ приведены к напряжению 15,75 кВ.



3 Выбор уставок защит блочного трансформатора и трансформатора собственных нужд на базе «ТОР 300 ДЗБ 6хх»

3.1 Дифференциальная защита блочного трансформатора (ДЗТБ)

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя:

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку.

3.1.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Вторичный номинальный ток защищаемого трансформатора со стороны ВН

$$I_{\text{ном, втор, ВН}} = \frac{I_{\text{ном, тр, ВН}}}{k_{\text{тт, ВН}}} \cdot k_{\text{сх, ВН}} = \frac{599}{2000/1} \cdot 1 = 0,3 \text{ А.}$$

Ток входа терминала со стороны ВН принимается равным $I_{\text{ном, ВН}} = 1 \text{ А}$.

Вторичный номинальный ток защищаемого трансформатора со стороны НН

$$I_{\text{ном, втор, НН}} = \frac{I_{\text{ном, тр, НН}}}{k_{\text{тт, НН}}} \cdot k_{\text{сх, НН}} = \frac{13197}{14000/5} \cdot 1 = 4,7 \text{ А.}$$

Ток входа терминала со стороны НН принимается равным $I_{\text{ном, НН}} = 5 \text{ А}$.

Вторичный номинальный ток ТСН со стороны ВН

$$I_{\text{ном, втор, ТСН}} = \frac{I_{\text{ном, тр, ТСН}}}{k_{\text{тт, ТСН}}} \cdot k_{\text{сх, НН}} = \frac{147}{600/5} \cdot 1 = 1,23 \text{ А.}$$

Ток входа терминала со стороны ВН ТСН принимается равным $I_{\text{ном, ТСН}} = 5 \text{ А}$.

3.1.2 Компенсация группы соединения

Компенсация группы соединения силового трансформатора производится цифровым способом, что позволяет использовать по всем сторонам ИТТ, соединенные в группу «звезда».

Схемы соединения вторичных обмоток ИТТ со стороны ВН – «звезда», со стороны НН – «звезда». При встречном соединении обмоток ИТТ для стороны ВН уставка «Схема1» задается равной 11, для сторон НН и ВН ТСН уставки «Схема2» и «Схема3» задаются равными 0.

Примечание – Значения уставок «Схема1», «Схема2» и «Схема3» рекомендуется уточнить при пуско-наладочных работах.

3.1.3 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны ВН

Коэффициент цифрового выравнивания стороны ВН для ДТЗ рассчитывается по формуле

$$k_{\text{выр, ВН}} = \frac{I_{\text{перв, ВН}} \cdot I_{\text{ном, ВН}}}{I_{\text{баз, ВН}} \cdot I_{\text{втор, ВН}}} \cdot 100 \% = \frac{2000 \cdot 1}{599 \cdot 1} \cdot 100 \% = 334 \%,$$

$$I_{\text{баз, ВН}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз, ВН}}} = \frac{360 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 347 \cdot 10^3} = 599 \text{ А,}$$

где $I_{\text{баз, ВН}} = 599 \text{ А}$ – базисный ток, рассчитанный для стороны ВН трансформатора;



$S_{\text{баз}} = 360 \text{ МВА}$ – базисная мощность, равная мощности трансформатора;

$U_{\text{баз,ВН}} = 347 \text{ кВ}$ – базисное напряжение, равное номинальному напряжению обмотки ВН трансформатора;

$I_{\text{перв,ВН}} = 2000 \text{ А}$ – номинальный первичный ток высоковольтного ИТТ стороны ВН;

$I_{\text{втор,ВН}} = 1 \text{ А}$ – номинальный вторичный ток высоковольтного ИТТ стороны ВН;

$I_{\text{ном,ВН}} = 1 \text{ А}$ – номинальный ток выбранного ответвления токового входа терминала, подключенного к ИТТ стороны ВН.

Уставка «Квыр1» принимается равной 334 %.

3.1.4 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны НН

Коэффициент цифрового выравнивания стороны НН для ДТЗ рассчитывается по формуле

$$k_{\text{выр, НН}} = \frac{I_{\text{перв, НН}} \cdot I_{\text{ном, НН}}}{I_{\text{баз, НН}} \cdot I_{\text{втор, НН}}} \cdot 100 \% = \frac{14000 \cdot 5}{13197 \cdot 5} \cdot 100 \% = 106 \%,$$

$$I_{\text{баз, НН}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз, НН}}} = \frac{360 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 10^3} = 13197 \text{ А},$$

где $I_{\text{баз, НН}} = 13197 \text{ А}$ – базисный ток, рассчитанный для стороны НН трансформатора;

$S_{\text{баз}} = 360 \text{ МВА}$ – базисная мощность, равная мощности трансформатора;

$U_{\text{баз, НН}} = 15,75 \text{ кВ}$ – базисное напряжение, равное номинальному напряжению обмотки НН трансформатора;

$I_{\text{перв, НН}} = 14000 \text{ А}$ – номинальный первичный ток высоковольтного ИТТ стороны НН;

$I_{\text{втор, НН}} = 5 \text{ А}$ – номинальный вторичный ток высоковольтного ИТТ стороны НН;

$I_{\text{ном, НН}} = 5 \text{ А}$ – номинальный ток выбранного ответвления токового входа терминала, подключенного к ИТТ стороны НН.

Уставка «Квыр2» принимается равной 106 %.

3.1.5 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны ВН ТСН

Коэффициент цифрового выравнивания стороны ВН ТСН для ДТЗ рассчитывается по формуле

$$k_{\text{выр, ТСН}} = \frac{I_{\text{перв, ТСН}} \cdot I_{\text{ном, ТСН}}}{I_{\text{баз, ТСН}} \cdot I_{\text{втор, ТСН}}} \cdot 100 \% = \frac{600 \cdot 5}{13197 \cdot 5} \cdot 100 \% = 4,5 \%,$$

$$I_{\text{баз, ТСН}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз, ТСН}}} = \frac{360 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 10^3} = 13197 \text{ А},$$

где $I_{\text{баз, ТСН}} = 147 \text{ А}$ – базисный ток, рассчитанный для стороны ВН ТСН;

$S_{\text{баз}} = 360 \text{ МВА}$ – базисная мощность, равная мощности трансформатора;



$U_{\text{баз,ТСН}} = 15,75 \text{ кВ}$ – базисное напряжение, равное номинальному напряжению обмотки ВН ТСН 23Т;

$I_{\text{перв,ТСН}} = 600 \text{ А}$ – номинальный первичный ток высоковольтного ИТТ стороны ВН ТСН;

$I_{\text{втор,ТСН}} = 5 \text{ А}$ – номинальный вторичный ток высоковольтного ИТТ стороны ВН ТСН;

$I_{\text{ном,ТСН}} = 5 \text{ А}$ – номинальный ток выбранного ответвления токового входа терминала, подключенного к ИТТ стороны ВН ТСН.

Уставка «**Квыр3**» принимается равной 5 %.

3.1.6 Начальный дифференциальный ток срабатывания

Начальный дифференциальный ток срабатывания выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора

$$I_{\text{д,нач}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч}} = 1,2 \cdot 0,12 = 0,144 \text{ о.е.},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас;

$I_{\text{нб,расч}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{расч}} = (1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0 + 0,02) \cdot 1,0 = 0,12 \text{ о.е.}$ – расчетный ток небаланса, определяемый для режима, соответствующего началу торможения;

$k_{\text{пер}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока);

$k_{\text{одн}} = 1,0$ – коэффициент однотипности ИТТ;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности ИТТ;

$\Delta U_{\text{рег}} = 0$ – погрешность, обусловленная РПН на сторонах защищаемого трансформатора, принимается равной половине используемого диапазона регулирования;

$f_{\text{выр}} = 0,02$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$I_{\text{расч}} = 1,0 \text{ о.е.}$ – относительный ток, равный номинальному.

Уставка в устройстве обозначается «**Иднач**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки (от номинального тока стороны ВН). Для этого расчетное значение $I_{\text{д,нач}}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Иднач**» принимается равной минимальному значению из допустимого диапазона 20 %.

3.1.7 Начальный тормозной ток второго участка

Начальный тормозной ток второго участка принимается равным 1,0 о.е.

Уставка в устройстве обозначается «**Иторм2**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого выбранное значение $I_{\text{торм2}}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Иторм2**» принимается равной 100 %.



3.1.8 Коэффициент торможения второго участка

Коэффициент торможения второго участка рассчитывается по выражению

$$K_{\text{торм}2} = \frac{I_{\text{диф,расч}^*} - I_{\text{д,нач}^*}}{I_{\text{торм,расч}^*} - I_{\text{торм}2}^*} = \frac{1,35 - 0,2}{5,1 - 1,0} = 0,28,$$

где $I_{\text{диф,расч}^*} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч}^*} = 1,2 \cdot 1,122 = 1,35$ о.е. – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

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

$I_{\text{нб,расч}^*} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{торм,расч}^*} = (2,0 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0 + 0,02) \cdot 5,1 = 1,122$ о.е. – расчетный ток небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока);

$k_{\text{одн}} = 1,0$ – коэффициент однотипности ИТТ;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности ИТТ;

$\Delta U_{\text{рег}} = 0$ – погрешность, обусловленная РПН на сторонах защищаемого трансформатора, принимается равной половине используемого диапазона регулирования;

$f_{\text{выр}} = 0,02$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$I_{\text{д,нач}^*} = 0,2$ о.е. – принятое значение начального дифференциального тока срабатывания;

$I_{\text{торм,расч}^*} = I_{\text{КЗ,макс}^*} = 3056/599 = 5,1$ о.е. – тормозной ток в расчетном режиме; принимается равным максимальному току, проходящему через защищаемую зону при трехфазном КЗ на шинах НН рассматриваемого трансформатора;

$I_{\text{торм}2}^* = 1,0$ о.е. – начальный тормозной ток второго участка.

Уставка в устройстве обозначается «**Кторм2**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение $K_{\text{торм}2}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Кторм2**» принимается равной 28 %.

3.1.9 Начальный тормозной ток третьего участка

Начальный тормозной ток третьего участка принимается равным 2,5 о.е.

Уставка в устройстве обозначается «**Иторм3**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого выбранное значение $I_{\text{торм}3}^*$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Иторм3**» принимается равной 250 %.

3.1.10 Коэффициент торможения третьего участка

Коэффициент торможения третьего участка рассчитывается по выражению

$$K_{\text{торм}3} = \frac{I_{\text{диф,расч}^*} - I_{\text{диф,Кторм}2}}{I_{\text{торм,расч}^*} - I_{\text{торм}3}^*} = \frac{10,08 - 0,62}{20 - 2,5} = 0,54,$$



где $I_{\text{диф,расч}}^* = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч}}^* = 1,2 \cdot 8,4 = 10,08$ о.е. – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания;

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

$I_{\text{нб,расч}}^* = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{расч}}^* = (4,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0 + 0,02) \cdot 20 = 8,4$ о.е. – расчетный ток небаланса;

$k_{\text{пер}} = 4,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока);

$k_{\text{одн}} = 1,0$ – коэффициент однотипности ИТТ;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности ИТТ;

$\Delta U_{\text{рег}} = 0$ – погрешность, обусловленная РПН на сторонах защищаемого трансформатора, принимается равной половине используемого диапазона регулирования;

$f_{\text{выр}} = 0,02$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$I_{\text{расч}}^* = I_{\text{торм,расч}}^* = 20$ о.е. – расчетный ток. Принимается равным коэффициенту приведенной предельной кратности при реальной нагрузке k'_{10} , который допустимо принять равным 20;

$I_{\text{диф,Кторм2}}^* = I_{\text{д,нач}} + K_{\text{торм2}} \cdot (I_{\text{торм3}} - I_{\text{торм2}}) = 0,2 + 0,28 \cdot (2,5 - 1) = 0,62$ о.е. – относительный расчетный дифференциальный ток; соответствующий концу второго участка тормозной характеристики;

$I_{\text{д,нач}}^* = 0,2$ о.е. – принятое значение начального дифференциального тока срабатывания;

$K_{\text{торм2}} = 0,28$ - принятое значение коэффициента торможения второго участка;

$I_{\text{торм3}}^* = 2,5$ о.е. – принятое значение начального тормозного тока третьего участка;

$I_{\text{торм2}}^* = 1$ о.е. – принятое значение начального тормозного тока второго участка.

Уставка в устройстве обозначается «**Кторм3**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение $K_{\text{торм3}}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Кторм3**» принимается равной 54 %.

3.1.11 Проверка чувствительности ДТЗ

Проверка чувствительности ДЗТ производится при КЗ на выводах блочного трансформатора в минимальном режиме:

а) при КЗ на шинах НН ТБ в режиме подпитки тока КЗ только от системы

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф,расч}}^*}{I_{\text{диф,тх}}^*} = \frac{4,4}{0,29} = 15,1 > 2,0,$$

где $I_{\text{диф,расч}}^* = I_{\text{кз,расч}}^* = I_{\text{кз,мин}} / I_{\text{ном,ВН}} = 2060 / 599 = 3,4$ – относительный дифференциальный ток при минимальном токе внутреннего КЗ (с учетом принципа формирования дифференциального тока);

$I_{\text{кз,мин}} = 2060 \text{ А}$ – минимальный ток при междуфазном КЗ на выводах НН трансформатора, протекающий от системы и приведенный к стороне ВН ТБ;

$I_{\text{ном,ВН}} = 599$ – номинальный ток защищаемого трансформатора со стороны ВН;

$I_{\text{диф,тх}}^* = 0,3 \text{ о.е.}$ – расчетная точка дифференциального тока.

Чувствительность ДТЗ достаточная.

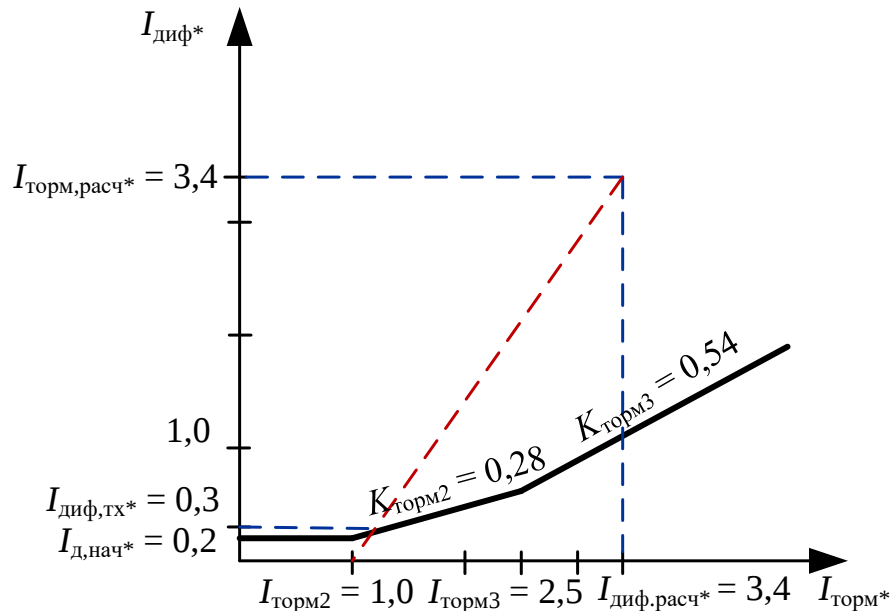


Рисунок 2 – Проверка чувствительности ДТЗ в режиме подпитки КЗ от системы
б) при КЗ на шинах ВН ТБ в режиме подпитки тока КЗ только от генератора

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф,расч}}^*}{I_{\text{д,нач}}^*} = \frac{2,37}{0,268} = 8,8 > 2,0,$$

где $I_{\text{диф,расч}}^* = I_{\text{кз,расч}}^* = I_{\text{кз,мин}}/I_{\text{ном,ВН}} = 1423/599 = 2,37$ – относительный дифференциальный ток при минимальном токе внутреннего КЗ (с учетом принципа формирования дифференциального тока);

$I_{\text{кз,мин}} = 1423 \text{ А}$ – минимальный ток при междуфазном КЗ на выводах ВН трансформатора, протекающий от генератора и приведенный к стороне ВН ТБ;

$I_{\text{ном,ВН}} = 599$ – номинальный ток защищаемого трансформатора со стороны ВН;

$I_{\text{диф,тх}}^* = 0,27 \text{ о.е.}$ – расчетная точка дифференциального тока.

Чувствительность ДТЗ достаточная.

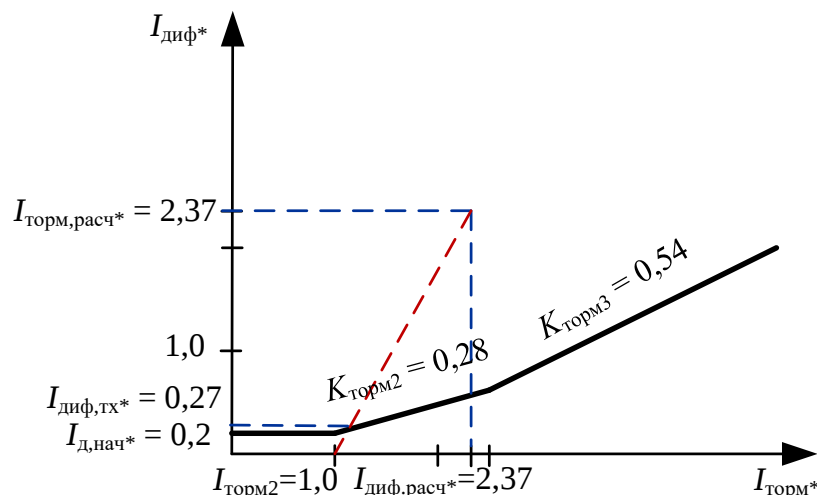


Рисунок 3 – Проверка чувствительности ДЗТ в режиме подпитки КЗ от генератора

3.1.12 Блокировка по второй гармонике

Для отстройки дифференциального органа от броска тока намагничивания вводится в работу функция блокировки по второй гармонике, программная накладка «**Нбвг**» устанавливается равной значению «1 – ввод». Рекомендуемое значение уставки, численно характеризующей отношение модуля второй гармоники дифференциального тока к модулю основной гармоники, составляет 10 %.

Уставка «**Kf2f1**» принимается равной 10 %.

3.1.13 Контроль исправности токовых цепей

Блокировка ДО ТХ вводится без «запоминания», программная накладка «**Нкитц**» выбирается равной «1 – без запом.».

Уставка медленнодействующего ИО КИТЦ ДТЗ рассчитывается по выражению

$$I_{\text{обрыв}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб, расч}} = 1,1 \cdot 0,07 = 0,077 \text{ о.е.},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб, расч}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{расч}} = (1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,05 + 0,02) \cdot 1,0 = 0,07 \text{ о.е.}$ – расчетный ток небаланса при $k_{\text{пер}} = 1$; $\varepsilon = 0,05$.

Уставка по току ИО КИТЦ ДТЗ в устройстве обозначается «**Иобрыв**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение $I_{\text{обрыв}}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Иобрыв**» принимается равной 8 %.

Уставка быстродействующего органа КИТЦ «**dИобрыв**» в случае отсутствия регулирования напряжения принимается равной 5 %.

При превышении уставки модуль КИТЦ немедленно действует на сигнал и на заглубление уровня срабатывания по начальному дифференциальному току до значения $I_{\text{д, загр}}$, которое должно быть отстроено от максимального нагрузочного режима в любом из плеч трансформатора

$$I_{\text{д, загр}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нагр, макс}} = 1,2 \cdot 1 = 1,2 \text{ о.е.},$$



где $k_{отс} = 1,1-1,3$ – коэффициент отстройки;
 $I_{нагр, макс*} = 1$ – максимальный нагрузочный относительный ток ТБ со стороны ВН.

Уставка «**Идзагр**» принимается равной 120 %.

Расчет выдержки времени ИО КИТЦ производится по следующей формуле

$$t_{обрыв} = t_{внеш, макс} + t_{зап} = 4500 + 500 = 5000 \text{ мс},$$

где $t_{внеш, макс} = 4500$ мс – максимально возможное время существования внешнего КЗ, приводящего к повышенному небалансу в дифференциальном токе с учетом возможных отказов выключателей, в том числе сопутствующих (время срабатывания резервных защит трансформатора);

$t_{зап} = 500$ с – время запаса.

Уставка «**Тобрыв**» принимается равной значению 5000 мс.

3.1.14 Выбор уставок ДТО

Уставка отстраивается от БНТ трансформатора и токов небаланса при внешних КЗ.

Отстройка от БНТ обеспечивается при выполнении условия $I_{дто} \geq 6,0$ о.е.

Отстройка от максимального тока небаланса при внешних КЗ производится по выражению

$$I_{дто*} \geq k_{отс} \cdot I_{нб, расч*} = 1,5 \cdot 2,142 = 3,213 \text{ о.е.},$$

где $k_{отс} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб, расч*} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + f_{выр}) \cdot I_{КЗ, макс*} = (4,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0 + 0,02) \cdot 5,1 = 2,142$ о.е.–
 относительный расчетный ток небаланса при $k_{пер} = 4,0$;

$I_{КЗ, макс*} = 3056/599 = 5,1$ о.е. – максимальный расчетный ток, проходящий через защищаемую зону при внешнем трехфазном КЗ на шинах НН трансформатора.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению из полученных выше. Уставка в устройстве обозначается «**Идто**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение $I_{дто*}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Идто**» принимается равной значению 600 %.

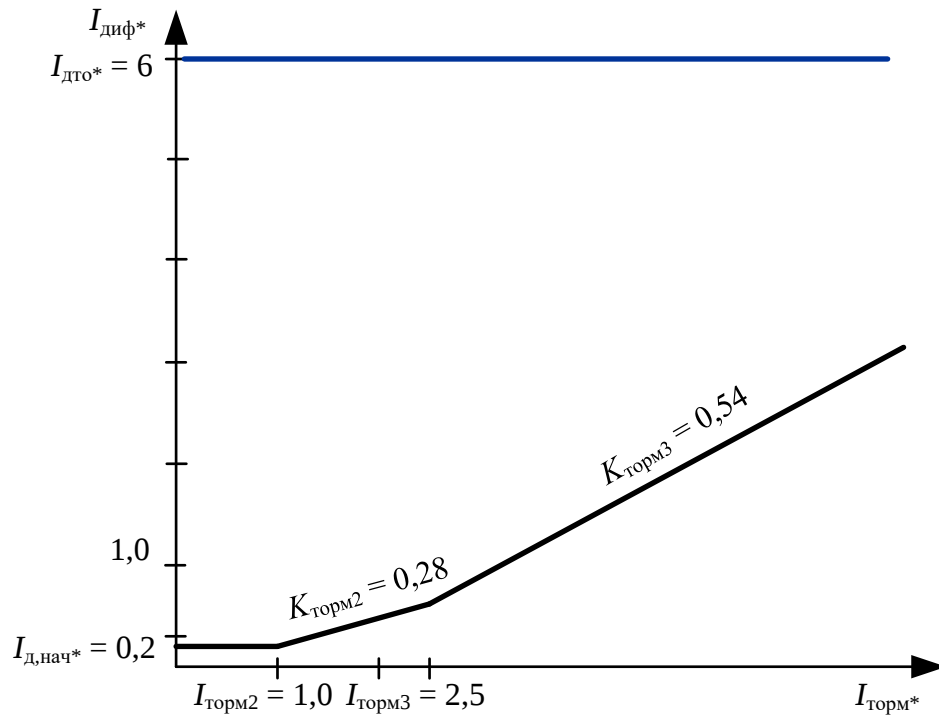


Рисунок 4 – Характеристика срабатывания ДТЗ



3.2 Дифференциальная защита ошиновки (ДЗО)

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя:

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку.

3.2.1 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны ВН ТБ

Коэффициент цифрового выравнивания стороны ВН ТБ рассчитывается по формуле

$$k_{\text{выр1}} = \frac{I_{\text{перв,ВН}} \cdot I_{\text{ном,ВН}}}{I_{\text{баз}} \cdot I_{\text{втор,ВН}}} \cdot 100\% = \frac{2000 \cdot 1}{2000 \cdot 1} \cdot 100\% = 100\%,$$

$$I_{\text{баз}} = \max \left(\frac{I_{\text{перв}} \cdot I_{\text{ном}}}{I_{\text{втор}}} \right) = 2000 \text{ А},$$

где $I_{\text{баз}} = 2000 \text{ А}$ – базисный ток, равный максимальному первичному току ИТТ;

$I_{\text{перв,ВН}} = 2000 \text{ А}$ – номинальный первичный ток высоковольтного ИТТ стороны ВН ТБ;

$I_{\text{втор,ВН}} = 1 \text{ А}$ – номинальный вторичный ток высоковольтного ИТТ стороны ВН ТБ;

$I_{\text{ном,ВН}} = 1 \text{ А}$ – номинальный ток выбранного ответвления токового входа терминала, подключенного к ИТТ стороны ВН ТБ.

Уставка «**Квыр1**» принимается равной 100 %.

3.2.2 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны СШ-330 кВ

Коэффициент цифрового выравнивания со стороны СШ-330 кВ рассчитывается по формуле

$$k_{\text{выр2}} = \frac{I_{\text{перв,СШ}} \cdot I_{\text{ном,СШ}}}{I_{\text{баз}} \cdot I_{\text{втор,СШ}}} \cdot 100\% = \frac{2000 \cdot 1}{2000 \cdot 1} \cdot 100\% = 100\%,$$

где $I_{\text{баз}} = 2000 \text{ А}$ – базисный ток, равный максимальному первичному току ИТТ;

$I_{\text{перв,СШ}} = 2000 \text{ А}$ – номинальный первичный ток высоковольтного ИТТ со стороны СШ-330 кВ;

$I_{\text{втор,СШ}} = 1 \text{ А}$ – номинальный вторичный ток высоковольтного ИТТ со стороны СШ-330 кВ;

$I_{\text{ном,СШ}} = 1 \text{ А}$ – номинальный ток выбранного ответвления токового входа терминала, подключенного к ИТТ со стороны СШ-330 кВ.

Уставка «**Квыр2**» принимается равной 100 %.

3.2.3 Начальный дифференциальный ток срабатывания

Начальный дифференциальный ток срабатывания выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора

$$I_{\text{д,нач}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч}} = 2 \cdot 0,12 = 0,24 \text{ о.е.},$$



где $k_{отс} = 2$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас;

$I_{нб,расч*} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + f_{выр}) \cdot I_{расч*} = (1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,02) \cdot 1,0 = 0,12$ о.е. – расчетный ток небаланса, определяемый для режима, соответствующего началу торможения;

$k_{пер} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока);

$k_{одн} = 1,0$ – коэффициент однотипности ИТТ;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности ИТТ;

$f_{выр} = 0,02$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$I_{расч*} = 1,0$ о.е. – относительный ток, равный номинальному.

Уставка в устройстве обозначается «**Иднач**» и задается в процентах от базисного тока. Для этого расчетное значение $I_{д,нач*}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Иднач**» принимается равной 24 %.

3.2.4 Начальный тормозной ток второго участка

Начальный тормозной ток второго участка принимается равным 1,0 о.е.

Уставка в устройстве обозначается «**Иторм2**» и задается в процентах от базисного тока. Для этого выбранное значение $I_{торм2*}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Иторм2**» принимается равной 100 %.

3.2.5 Коэффициент торможения второго участка

Коэффициент торможения второго участка рассчитывается по выражению

$$K_{торм2} = \frac{I_{диф,расч*} - I_{д,нач*}}{I_{торм,расч*} - I_{торм2*}} = \frac{5,99 - 0,24}{22,7 - 1,0} = 0,27,$$

где $I_{диф,расч*} = k_{отс} \cdot I_{нб,расч*} = 1,2 \cdot 4,99 = 5,99$ о.е. – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб,расч*} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + f_{выр}) \cdot I_{торм,расч*} = (2,0 \cdot 1,0 \cdot 1 + 0,02) \cdot 22,7 = 4,99$ о.е. – расчетный ток небаланса;

$k_{пер} = 2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока);

$k_{одн} = 1,0$ – коэффициент однотипности ИТТ;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности ИТТ;

$f_{выр} = 0,02$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$I_{д,нач*} = 0,24$ о.е. – принятое значение начального дифференциального тока срабатывания;

$I_{торм,расч*} = I_{КЗ,макс*} = 13589/599 = 22,7$ о.е. – тормозной ток в расчетном режиме; принимается равным максимальному току, проходящему через защищаемую зону при



однофазном КЗ на ошиновке ВН рассматриваемого ТБ (питание от системы и трех генераторов);

$I_{\text{торм}2*} = 1,0$ о.е. – начальный тормозной ток второго участка.

Уставка в устройстве обозначается «**Кторм2**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение $K_{\text{торм}2}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Кторм2**» принимается равной 27 %.

3.2.6 Начальный тормозной ток третьего участка

Начальный тормозной ток третьего участка принимается равным 2,5 о.е.

Уставка в устройстве обозначается «**Иторм3**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого выбранное значение $I_{\text{торм}3*}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Иторм3**» принимается равной 250 %.

3.2.7 Коэффициент торможения третьего участка

Коэффициент торможения третьего участка рассчитывается по выражению

$$K_{\text{торм}3} = \frac{I_{\text{диф,расч}*} - I_{\text{диф,Кторм}2}}{I_{\text{торм,расч}*} - I_{\text{торм}3*}} = \frac{10,08 - 0,645}{20 - 2,5} = 0,54,$$

где $I_{\text{диф,расч}*} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч}*} = 1,2 \cdot 8,4 = 10,08$ о.е. – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания;

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

$I_{\text{нб,расч}*} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{расч}*} = (4,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,02) \cdot 20 = 8,4$ о.е. – расчетный ток небаланса;

$k_{\text{пер}} = 4,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока);

$k_{\text{одн}} = 1,0$ – коэффициент однотипности ИТТ;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности ИТТ;

$f_{\text{выр}} = 0,02$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$I_{\text{расч}*} = I_{\text{торм,расч}*} = 20$ о.е. – расчетный ток. Принимается равным коэффициенту приведенной предельной кратности при реальной нагрузке k'_{10} , который допустимо принять равным 20;

$I_{\text{диф,Кторм}2*} = I_{\text{д,нач}} + K_{\text{торм}2} \cdot (I_{\text{торм}3} - I_{\text{торм}2}) = 0,24 + 0,27 \cdot (2,5 - 1) = 0,645$ о.е. – относительный расчетный дифференциальный ток; соответствующий концу второго участка тормозной характеристики;

$I_{\text{д,нач}*} = 0,24$ о.е. – принятое значение начального дифференциального тока срабатывания;

$K_{\text{торм}2} = 0,27$ - принятое значение коэффициента торможения второго участка;

$I_{\text{торм}3*} = 2,5$ о.е. – принятое значение начального тормозного тока третьего участка;

$I_{\text{торм}2*} = 1$ о.е. – принятое значение начального тормозного тока второго участка.

Уставка в устройстве обозначается «**Кторм3**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение $K_{\text{торм}3}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Кторм3**» принимается равной 54 %.

3.2.8 Проверка чувствительности ДЗО

Проверка чувствительности ДЗО производится при КЗ на ошиновке ВН блочного трансформатора в минимальном режиме:

а) при КЗ на ошиновке ВН ТБ в режиме подпитки тока КЗ только от системы

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф, расч}^*}}{I_{\text{диф, тх}^*}} = \frac{6}{0,29} = 20,6 > 2,0,$$

где $I_{\text{диф, расч}^*} = I_{\text{кз, расч}^*} = I_{\text{кз, мин}}/I_{\text{ном, ВН}} = 3616/599 = 6$ – относительный дифференциальный ток при минимальном токе внутреннего КЗ (с учетом принципа формирования дифференциального тока);

$I_{\text{кз, мин}} = 3616$ А – минимальный ток при междуфазном КЗ на ошиновке ВН трансформатора, протекающий от системы и приведенный к стороне ВН ТБ;

$I_{\text{ном, ВН}} = 599$ – номинальный ток защищаемого трансформатора со стороны ВН;

$I_{\text{диф, тх}^*} = 0,29$ о.е. – расчетная точка дифференциального тока.

Чувствительность ДЗО достаточная.

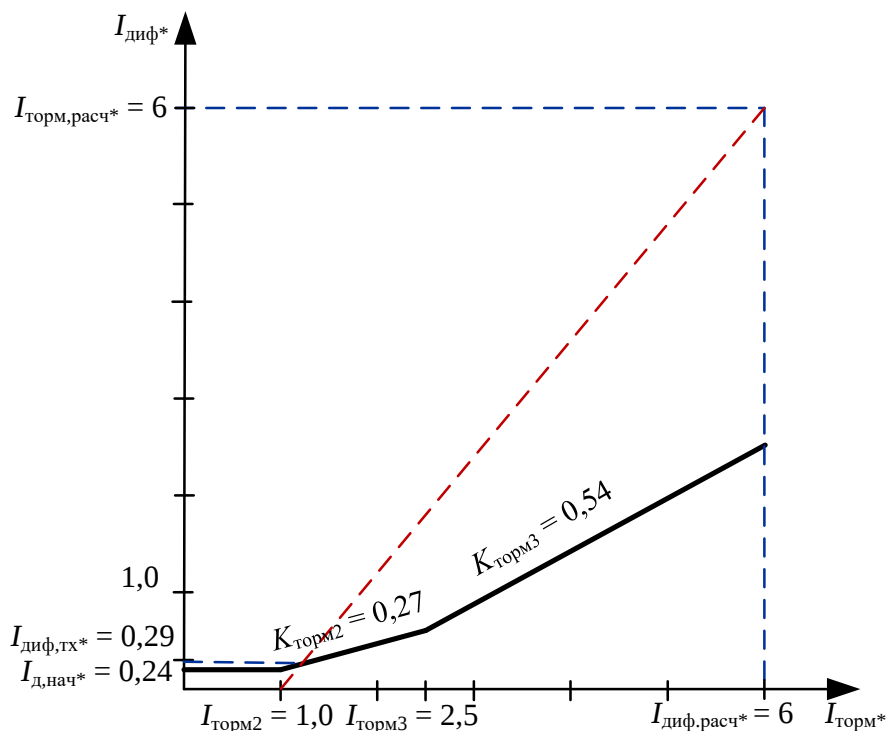


Рисунок 5 – Проверка чувствительности ДЗО в режиме подпитки КЗ от системы

б) при КЗ на ошиновке ВН ТБ в режиме подпитки тока КЗ только от генератора

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф, расч}^*}}{I_{\text{д, нач}^*}} = \frac{2,3}{0,27} = 8,5 > 2,0,$$

где $I_{\text{диф, расч}^*} = I_{\text{кз, расч}^*} = I_{\text{кз, мин}}/I_{\text{ном, ВН}} = 1423/599 = 2,3$ – относительный дифференциальный ток при минимальном токе внутреннего КЗ (с учетом принципа формирования дифференциального тока);

$I_{\text{кз, мин}} = 1423$ А – минимальный ток при междуфазном КЗ на ошиновке ВН трансформатора, протекающий от генератора и приведенный к стороне ВН 3Т;

$I_{\text{ном, ВН}} = 599$ – номинальный ток защищаемого трансформатора со стороны ВН;

$I_{\text{диф, тх}^*} = 0,27$ о.е. – расчетная точка дифференциального тока.

Чувствительность ДЗО достаточная.

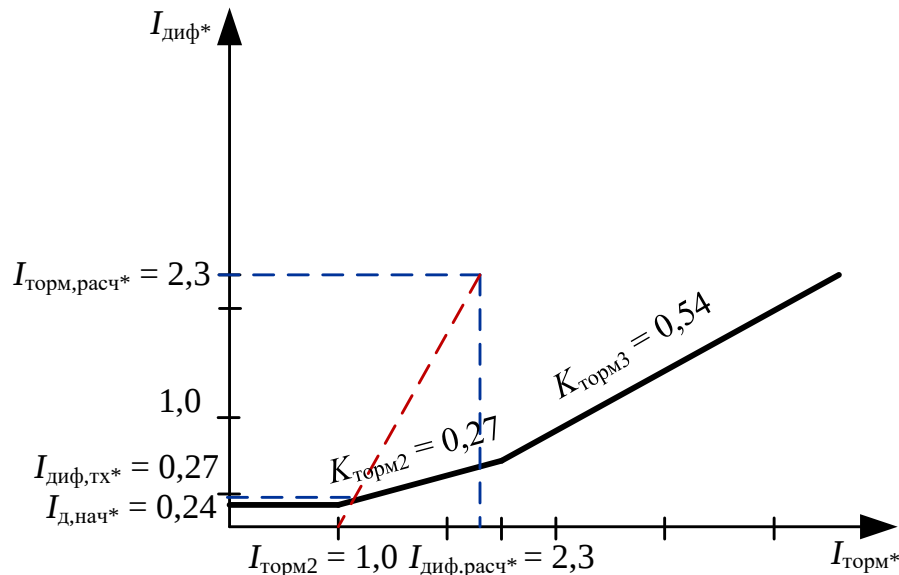


Рисунок 6 – Проверка чувствительности ДЗО в режиме подпитки КЗ от генератора

3.2.9 Блокировка по второй гармонике

Для отстройки дифференциального органа от броска тока намагничивания вводится в работу функция блокировки по второй гармонике, программная накладка «НактБлkf2» устанавливается равной значению «1 – постоянно». Рекомендуемое значение уставки, численно характеризующей отношение модуля второй гармоники дифференциального тока к модулю основной гармоники, составляет 10 %.

Уставка «Kf2f1» принимается равной 10 %.

3.2.10 Контроль исправности токовых цепей

Уставка медленнодействующего ИО КИТЦ ДЗО рассчитывается по выражению

$$I_{\text{обрыв}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб, расч}^*} = 1,1 \cdot 0,07 = 0,077 \text{ о.е.},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,1$ – коэффициент отстройки;



$I_{\text{нб,расч}}^* = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{расч}}^* = (1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,05 + 0,02) \cdot 1,0 = 0,07 \text{ о.е.}$ – расчетный ток небаланса при $k_{\text{пер}} = 1$; $\varepsilon = 0,05$.

Уставка по току ИО КИТЦ ДЗО в устройстве обозначается «**Иобрыв**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение $I_{\text{обрыв}}^*$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Иобрыв**» принимается равной 8 %.

Уставку быстродействующего органа КИТЦ рекомендуется принимать равной 0,05 о.е.

Уставка «**дИобрыв**» принимается равной 5 %.

При превышении уставки модуль КИТЦ немедленно действует на сигнал и на загрузку уровня срабатывания по начальному дифференциальному току до значения $I_{\text{д,загр}}$, которое должно быть отстроено от максимального нагрузочного режима в любом из плеч ДЗО

$$I_{\text{д,загр}}^* \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нагр,макс}}^* = 1,2 \cdot 1 = 1,2 \text{ о.е.},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,1\text{--}1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нагр,макс}}^* = 1$ – максимальный нагрузочный относительный ток плеча ДЗО.

Уставка «**Идзагр**» принимается равной 120 %.

Расчет выдержки времени ИО КИТЦ производится по следующей формуле

$$t_{\text{обрыв}} = t_{\text{внеш, макс}} + t_{\text{зап}} = 4500 + 500 = 5000 \text{ мс},$$

где $t_{\text{внеш, макс}} = 4500 \text{ мс}$ – максимально возможное время существования внешнего КЗ, приводящего к повышенному небалансу в дифференциальном токе с учетом возможных отказов выключателей, в том числе сопутствующих (время срабатывания ТЗНП ТБ);

$t_{\text{зап}} = 500 \text{ с}$ – время запаса.

Уставка «**Тобрыв**» принимается равной значению 5000 мс.

3.2.11 Выбор уставок ДТО

Отстройка от максимального тока небаланса при внешних КЗ производится по выражению

$$I_{\text{дто}}^* \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб, расч}}^* = 1,5 \cdot 9,5 = 14 \text{ о.е.},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб, расч}}^* = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{КЗ, макс}}^* = (4,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,02) \cdot 22,7 = 9,5 \text{ о.е.}$ – относительный расчетный ток небаланса при $k_{\text{пер}} = 4,0$;

$I_{\text{КЗ, макс}}^* = 13589/599 = 22,7 \text{ о.е.}$ – максимальный расчетный ток, проходящий через защищаемую зону при внешнем однофазном КЗ на ошиновке ВН ТБ.

Уставка в устройстве обозначается «**Идто**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение $I_{\text{дто}}^*$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Идто**» принимается равной значению 1400 %.



3.2.12 Выбор выдержек времени ДЗО

Уставка элемента времени «ТфиксОткл» должна перекрывать время срабатывания выходных реле ДЗО, время отключения, время АПВ и время включения всех выключателей ошиновки в цикле АПВ.

Уставка рассчитывается следующим образом

$$t_{\text{фикс,Откл}} = t_{\text{сраб,ДЗО}} + t_{\text{откл}} + t_{\text{АПВ}} + t_{\text{вкл}} + t_{\text{зап}} = 20 + 65 + 500 = 585 \text{ мс},$$

где $t_{\text{сраб,ДЗО}} = 20 \text{ мс}$ – время срабатывания выходных реле ДЗО;

$t_{\text{откл}} = 55 + 10 = 65 \text{ мс}$ – время отключения выключателей, которое принимается равным наибольшему времени отключения среди всех выключателей;

Примечание – Помимо собственного времени отключения выключателя в данном параметре должно учитываться время срабатывания промежуточного реле или контактора, если действие на ЭМО выключателя производится только через него.

$t_{\text{АПВ}} = 0 \text{ мс}$ – время АПВ выключателя присоединения, которым производится опробование ошиновки;

$t_{\text{вкл}} = 0 \text{ мс}$ – время включения выключателя присоединения, которым производится опробование ошиновки;

$t_{\text{зап}} = 500 \text{ мс}$ – время запаса.

В случае, если АПВ ошиновки не используется, времена $t_{\text{АПВ}}$ и $t_{\text{вкл}}$ следует принимать нулевыми.

Уставка «ТфиксОткл» принимается равной 585 мс.

3.2.13 Логика выявления отказа выключателя

Наличие напряжения на шинах контролируется ИО максимального фазного напряжения.

Уставка ИО максимального фазного напряжения выбирается из следующего условия

$$U_{\text{отказ}} \geq \frac{U_{\text{мин}}}{k_{\text{зап}}} = \frac{7,7}{1,3} = 5,92 \text{ кВ},$$

где $U_{\text{мин}} = \frac{0,85 \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3}} = \frac{0,85 \cdot 15,75}{\sqrt{3}} = 7,7 \text{ кВ}$ – фазное напряжение в месте установки защиты после отключения КЗ;

$k_{\text{зап}} = 1,2-1,3$ – коэффициент запаса.

Уставка в устройстве задается в процентах от номинального напряжения входа терминала

$$U, \% = \frac{U_{\text{отказ}}}{U_{\text{терм}}} \cdot \frac{U_{\text{втор,ИТН}}}{U_{\text{перв,ИТН}}} \cdot 100 \% = \frac{5,92}{100} \cdot \frac{100 / \sqrt{3}}{15,75 / \sqrt{3}} \cdot 100 \% = 38 \%.$$

Уставка в устройстве обозначается «Uотказ» принимается равной 38 %.



Предусмотрена выдержка времени на срабатывание в логике выявления отказа выключателя для отстройки от затухающих переходных процессов во вторичных цепях ИТН после отключения КЗ. Уставка в устройстве обозначается «ТотказU» и уточняется по результатам анализа осциллограмм аварийных отключений.



3.3 Дифференциальная защита трансформатора собственных нужд (ДЗТСН)

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя:

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку.

3.3.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Вторичный номинальный ток защищаемого ТСН со стороны ВН

$$I_{\text{ном,втор,ВН}} = \frac{I_{\text{ном,тр,ВН}}}{k_{\text{тг,ВН}}} \cdot k_{\text{сх,ВН}} = \frac{147}{600/5} \cdot 1 = 1,23 \text{ А.}$$

Ток входа терминала со стороны ВН принимается равным $I_{\text{ном,ВН}} = 5 \text{ А.}$

Вторичный номинальный ток защищаемого ТСН со стороны НН

$$I_{\text{ном,втор,НН}} = \frac{I_{\text{ном,тр,НН}}}{k_{\text{тг,НН}}} \cdot k_{\text{сх,НН}} = \frac{367}{600/5} \cdot 1 = 3,06 \text{ А.}$$

Ток входа терминала со стороны НН принимается равным $I_{\text{ном,НН}} = 5 \text{ А.}$

3.3.2 Компенсация группы соединения

Компенсация группы соединения силового трансформатора производится цифровым способом, что позволяет использовать по всем сторонам ИТТ, соединенные в группу «звезда».

Схемы соединения вторичных обмоток ИТТ со стороны ВН – «звезда», со стороны НН – «звезда». При встречном подключении ИТТ для стороны ВН уставка «Схема1» задается равной 12, для стороны НН уставка «Схема2» задается равной 24.

Примечание – Значения уставок «Схема1» и «Схема2» рекомендуется уточнить при пуско-наладочных работах.

3.3.3 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны ВН ТСН

Коэффициент цифрового выравнивания стороны ВН ТСН для ДТЗ рассчитывается по формуле

$$k_{\text{выр,ВН,ТСН}} = \frac{I_{\text{перв,ВН,ТСН}} \cdot I_{\text{ном,ВН,ТСН}}}{I_{\text{баз,ВН,ТСН}} \cdot I_{\text{втор,ВН,ТСН}}} \cdot 100\% = \frac{600 \cdot 5}{147 \cdot 5} \cdot 100\% = 408\%,$$

$$I_{\text{баз,ВН,ТСН}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз,ВН,ТСН}}} = \frac{4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 15,75 \cdot 10^3} = 147 \text{ А,}$$

где $I_{\text{баз,ВН,ТСН}} = 147 \text{ А}$ – базисный ток, рассчитанный для стороны ВН ТСН;

$S_{\text{баз}} = 4 \text{ МВА}$ – базисная мощность, равная мощности трансформатора;

$U_{\text{баз,ВН,ТСН}} = 15,75 \text{ кВ}$ – базисное напряжение, равное номинальному напряжению обмотки ВН ТСН;

$I_{\text{перв,ВН,ТСН}} = 600 \text{ А}$ – номинальный первичный ток высоковольтного ИТТ стороны ВН ТСН;

$I_{\text{втор,ВН,ТСН}} = 5 \text{ А}$ – номинальный вторичный ток высоковольтного ИТТ стороны ВН ТСН;



$I_{\text{ном,ВН,ТСН}} = 5 \text{ А}$ – номинальный ток выбранного ответвления токового входа терминала, подключенного к ИТТ стороны ВН ТСН.

Уставка «**Квыр1**» принимается равной 408 %.

3.3.4 Цифровое выравнивание измеряемых токов со стороны НН ТСН

Коэффициент цифрового выравнивания стороны НН для ДТЗ рассчитывается по формуле

$$k_{\text{выр, НН,ТСН}} = \frac{I_{\text{перв, НН,ТСН}} \cdot I_{\text{ном, НН,ТСН}}}{I_{\text{баз, НН,ТСН}} \cdot I_{\text{втор, НН,ТСН}}} \cdot 100 \% = \frac{600 \cdot 5}{367 \cdot 5} \cdot 100 \% = 164 \%,$$

$$I_{\text{баз, НН,ТСН}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз, НН,ТСН}}} = \frac{4 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 6,3 \cdot 10^3} = 367 \text{ А},$$

где $I_{\text{баз, НН,ТСН}} = 367 \text{ А}$ – базисный ток, рассчитанный для стороны НН ТСН;

$S_{\text{баз}} = 4 \text{ МВА}$ – базисная мощность, равная мощности трансформатора;

$U_{\text{баз, НН,ТСН}} = 6,3 \text{ кВ}$ – базисное напряжение, равное номинальному напряжению обмотки НН ТСН;

$I_{\text{перв, НН,ТСН}} = 600 \text{ А}$ – номинальный первичный ток высоковольтного ИТТ стороны НН ТСН;

$I_{\text{втор, НН,ТСН}} = 5 \text{ А}$ – номинальный вторичный ток высоковольтного ИТТ стороны НН ТСН;

$I_{\text{ном, НН,ТСН}} = 5 \text{ А}$ – номинальный ток выбранного ответвления токового входа терминала, подключенного к ИТТ стороны НН ТСН.

Уставка «**Квыр2**» принимается равной 164 %.

3.3.5 Начальный дифференциальный ток срабатывания

Начальный дифференциальный ток срабатывания выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора

$$I_{\text{д,нач}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч}} = 1,2 \cdot 0,22 = 0,264 \text{ о.е.},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас;

$I_{\text{нб,расч}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{расч}} = (1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,02) \cdot 1,0 = 0,22 \text{ о.е.}$ – расчетный ток небаланса, определяемый для режима, соответствующего началу торможения;

$k_{\text{пер}} = 1,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока);

$k_{\text{одн}} = 1,0$ – коэффициент однотипности ИТТ;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности ИТТ;

$\Delta U_{\text{рег}} = 0,1$ – погрешность, обусловленная РПН на сторонах защищаемого трансформатора, принимается равной половине используемого диапазона регулирования;



$f_{\text{выр}} = 0,02$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$I_{\text{расч}}^* = 1,0$ о.е. – относительный ток, равный номинальному.

Уставка в устройстве обозначается «**Иднач**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки (от номинального тока стороны ВН). Для этого расчетное значение $I_{\text{д,нач}}^*$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Иднач**» принимается равной минимальному значению из допустимого диапазона 27 %.

3.3.6 Начальный тормозной ток второго участка

Начальный тормозной ток второго участка принимается равным 1,0 о.е.

Уставка в устройстве обозначается «**Иторм2**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого выбранное значение $I_{\text{торм2}}^*$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Иторм2**» принимается равной 100 %.

3.3.7 Коэффициент торможения второго участка

Коэффициент торможения второго участка рассчитывается по выражению

$$K_{\text{торм2}} = \frac{I_{\text{диф,расч}}^* - I_{\text{д,нач}}^*}{I_{\text{торм,расч}}^* - I_{\text{торм2}}^*} = \frac{4,45 - 0,27}{11,6 - 1,0} = 0,39,$$

где $I_{\text{диф,расч}}^* = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч}}^* = 1,2 \cdot 3,7 = 4,45$ о.е. – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

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

$I_{\text{нб,расч}}^* = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{торм,расч}}^* = (2,0 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,02) \cdot 11,6 = 3,7$ о.е. – расчетный ток небаланса;

$k_{\text{пер}} = 2,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока);

$k_{\text{одн}} = 1,0$ – коэффициент однотипности ИТТ;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности ИТТ;

$\Delta U_{\text{рег}} = 0,1$ – погрешность, обусловленная РПН на сторонах защищаемого трансформатора, принимается равной половине используемого диапазона регулирования;

$f_{\text{выр}} = 0,02$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$I_{\text{д,нач}}^* = 0,27$ о.е. – принятое значение начального дифференциального тока срабатывания;

$I_{\text{торм,расч}}^* = I_{\text{КЗ,макс}}^* = 1705/147 = 11,6$ о.е. – тормозной ток в расчетном режиме; принимается равным максимальному току, проходящему через защищаемую зону при трехфазном КЗ на шинах НН рассматриваемого трансформатора;

$I_{\text{торм2}}^* = 1,0$ о.е. – начальный тормозной ток второго участка.

Уставка в устройстве обозначается «**Кторм2**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение $K_{\text{торм2}}$ необходимо умножить на 100 %.



Уставка «**Кторм2**» принимается равной 39 %.

3.3.8 Начальный тормозной ток третьего участка

Начальный тормозной ток третьего участка принимается равным 2,5 о.е.

Уставка в устройстве обозначается «**Иторм3**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого выбранное значение $I_{\text{торм3}*}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Иторм3**» принимается равной 250 %.

3.3.9 Коэффициент торможения третьего участка

Коэффициент торможения третьего участка рассчитывается по выражению

$$K_{\text{торм3}} = \frac{I_{\text{диф,расч}*} - I_{\text{диф,Кторм2}}}{I_{\text{торм,расч}*} - I_{\text{торм3}*}} = \frac{12,48 - 0,86}{20 - 2,5} = 0,66,$$

где $I_{\text{диф,расч}*} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч}*} = 1,2 \cdot 10,4 = 12,48$ о.е. – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания;

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

$I_{\text{нб,расч}*} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{расч}*} = (4,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,02) \cdot 20 = 10,4$ о.е. – расчетный ток небаланса;

$k_{\text{пер}} = 4,0$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие аperiodической составляющей тока);

$k_{\text{одн}} = 1,0$ – коэффициент однотипности ИТТ;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности ИТТ;

$\Delta U_{\text{рег}} = 0,1$ – погрешность, обусловленная РПН на сторонах защищаемого трансформатора, принимается равной половине используемого диапазона регулирования;

$f_{\text{выр}} = 0,02$ – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$I_{\text{расч}*} = I_{\text{торм,расч}*} = 20$ о.е. – расчетный ток. Принимается равным коэффициенту приведенной предельной кратности при реальной нагрузке k'_{10} , который допустимо принять равным 20;

$I_{\text{диф,Кторм2}*} = I_{\text{д,нач}} + K_{\text{торм2}} \cdot (I_{\text{торм3}} - I_{\text{торм2}}) = 0,27 + 0,39 \cdot (2,5 - 1) = 0,86$ о.е. – относительный расчетный дифференциальный ток; соответствующий концу второго участка тормозной характеристики;

$I_{\text{д,нач}*} = 0,27$ о.е. – принятое значение начального дифференциального тока срабатывания;

$K_{\text{торм2}} = 0,39$ - принятое значение коэффициента торможения второго участка;

$I_{\text{торм3}*} = 2,5$ о.е. – принятое значение начального тормозного тока третьего участка;

$I_{\text{торм2}*} = 1$ о.е. – принятое значение начального тормозного тока второго участка.

Уставка в устройстве обозначается «**Кторм3**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение $K_{\text{торм3}}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «Кторм3» принимается равной 66 %.

3.3.10 Проверка чувствительности ДТЗ

Проверка чувствительности ДЗТ производится при КЗ на выводах НН ТСН в минимальном режиме:

а) при КЗ на шинах НН ТСН в режиме подпитки тока КЗ от системы и одного генератора

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф, расч}^*}}{I_{\text{диф, тх}^*}} = \frac{7,3}{0,4} = 18,25 > 2,0,$$

где $I_{\text{диф, расч}^*} = I_{\text{кз, расч}^*} = I_{\text{кз, мин}}/I_{\text{ном, ВН}} = 1082/147 = 7,3$ – относительный дифференциальный ток при минимальном токе внутреннего КЗ (с учетом принципа формирования дифференциального тока);

$I_{\text{кз, мин}} = 1082$ А – минимальный ток при междуфазном КЗ на выводах НН ТСН, протекающий от системы и одного генератора, приведенный к стороне ВН ТСН;

$I_{\text{ном, ВН, ТСН}} = 147$ – номинальный ток защищаемого ТСН со стороны ВН;

$I_{\text{диф, тх}^*} = 0,4$ о.е. – расчетная точка дифференциального тока.

Чувствительность ДТЗ достаточная.

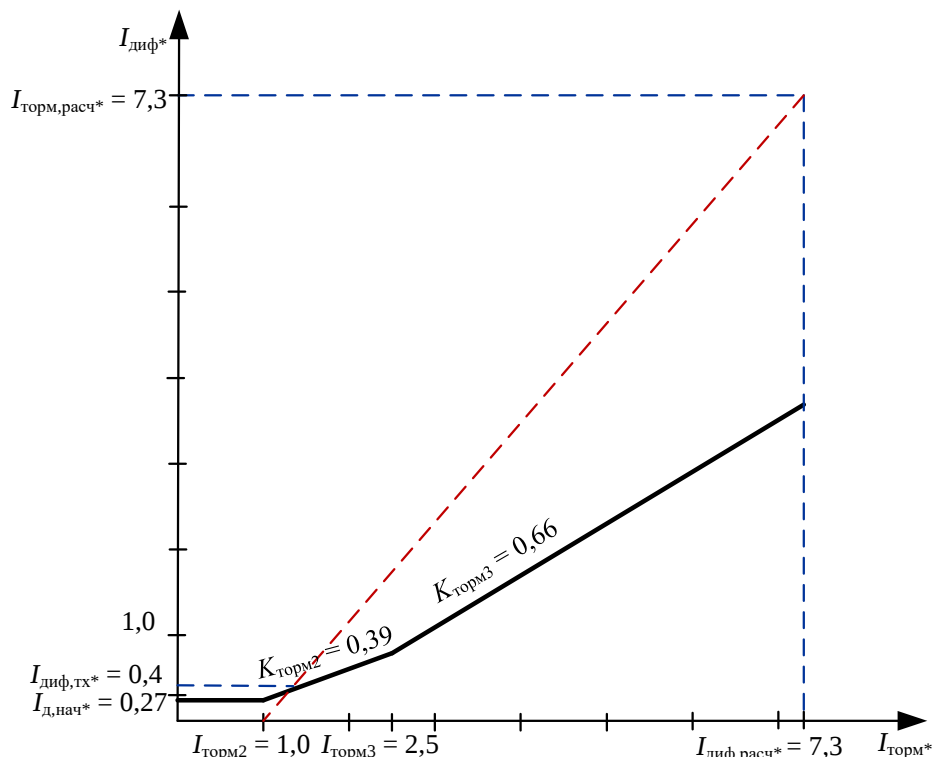


Рисунок 7 – Проверка чувствительности ДЗТ в режиме подпитки КЗ от системы и генератора

б) при КЗ на шинах НН ТСН в режиме подпитки тока КЗ только от генератора

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф, расч}^*}}{I_{\text{д, нач}^*}} = \frac{2,35}{0,268} = 9,71 > 2,0,$$

где $I_{\text{диф,расч}}^* = I_{\text{кз,расч}}^* = I_{\text{кз,мин}}/I_{\text{ном,ВН}} = 1095/147 = 7,44$ – относительный дифференциальный ток при минимальном токе внутреннего КЗ (с учетом принципа формирования дифференциального тока);

$I_{\text{кз,мин}} = 1095$ А – минимальный ток при междуфазном КЗ на выводах НН ТСН, протекающий от одного генератора и приведенный к стороне ВН ТСН;

$I_{\text{ном,ВН}} = 147$ – номинальный ток защищаемого трансформатора со стороны ВН;

$I_{\text{диф,тх}}^* = 0,39$ о.е. – расчетная точка дифференциального тока.

Чувствительность ДТЗ достаточная.

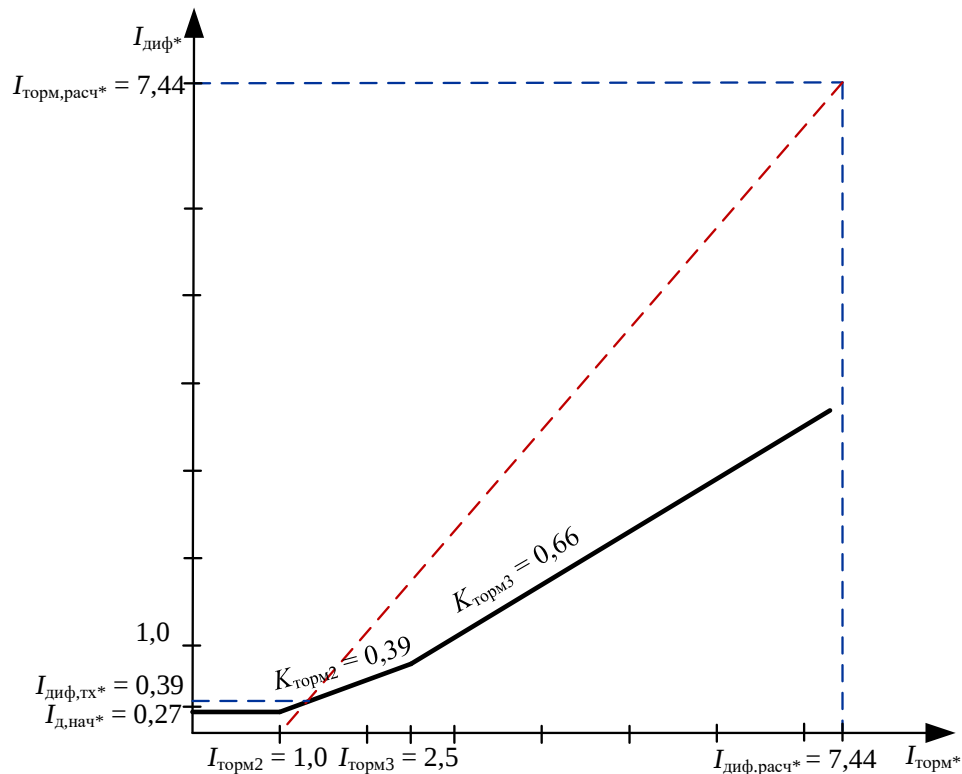


Рисунок 8 – Проверка чувствительности ДТЗ в режиме подпитки КЗ от генератора

3.3.11 Блокировка по второй гармонике

Для отстройки дифференциального органа от броска тока намагничивания вводится в работу функция блокировки по второй гармонике, программная накладка «**НактБлнк2**» устанавливается равной значению «1 – постоянно». Рекомендуемое значение уставки, численно характеризующей отношение модуля второй гармоники дифференциального тока к модулю основной гармоники, составляет 10 %.

Уставка «**Kf2f1**» принимается равной 10 %.

3.3.12 Контроль исправности токовых цепей

Блокировка ДО ТХ вводится без «запоминания», программная накладка «**Нжитц**» выбирается равной «1 – без запом.».

Уставка медленнодействующего ИО КИТЦ ДТЗ рассчитывается по выражению

$$I_{\text{обрыв}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб,расч}}^* = 1,1 \cdot 0,17 = 0,187 \text{ о.е.},$$



где $k_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$I_{нб,расч*} = (k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + f_{выр}) \cdot I_{расч*} = (1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,05 + 0,1 + 0,02) \cdot 1,0 = 0,17$ о.е. – расчетный ток небаланса при $k_{пер} = 1$; $\varepsilon = 0,05$.

Уставка по току ИО КИТЦ ДТЗ в устройстве обозначается «**Иобрыв**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение $I_{обрыв*}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Иобрыв**» принимается равной 19 %.

Уставку быстродействующего органа КИТЦ можно рассчитать по выражению

$$dI_{обрыв*} \geq k_{отс} \cdot dU_{рег*} = 3 \cdot 0,025 = 0,075 \text{ о.е.},$$

где $k_{отс} = 2-3$ – коэффициент отстройки. Рекомендуется $k_{отс}$ принять равным 3;
 $dU_{рег*} = 0,025$ – величина одной ступени регулирования напряжения, о.е.

Уставка по току ИО КИТЦ ДТЗ в устройстве обозначается «**dИобрыв**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение $dI_{обрыв*}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**dИобрыв**» принимается равной 8 %.

При превышении уставки модуль КИТЦ немедленно действует на сигнал и на заглубление уровня срабатывания по начальному дифференциальному току до значения $I_{д,загр}$, которое должно быть отстроено от максимального нагрузочного режима в любом из плеч трансформатора

$$I_{д,загр*} \geq k_{отс} \cdot I_{нагр,макс*} = 1,2 \cdot 1,1 = 1,33 \text{ о.е.},$$

где $k_{отс} = 1,1-1,3$ – коэффициент отстройки;

$I_{нагр,макс*} = 163/147 = 1,1$ – максимальный нагрузочный относительный ток ТСН со стороны ВН с учетом регулирования.

Уставка «**Idзагр**» принимается равной 133 %.

Расчет выдержки времени ИО КИТЦ производится по следующей формуле

$$t_{обрыв} = t_{внеш, макс} + t_{зап} = 1700 + 500 = 2200 \text{ мс},$$

где $t_{внеш, макс} = 1700$ мс – максимально возможное время существования внешнего КЗ, приводящего к повышенному небалансу в дифференциальном токе с учетом возможных отказов выключателей, в том числе сопутствующих (время срабатывания МТЗ ВН рассматриваемого трансформатора);

$t_{зап} = 500$ с – время запаса.

Уставка «**Тобрыв**» принимается равной значению 2200 мс.

3.3.13 Выбор уставок ДТО

ДТО вводится в работу с помощью программной наклейки «**Ндто**», которая устанавливается равной значению «1 – ввод».

Уставка отстраивается от БНТ трансформатора и токов небаланса при внешних КЗ.

Отстройка от БНТ обеспечивается при выполнении условия $I_{дто} \geq 6,0$ о.е.

Отстройка от максимального тока небаланса при внешних КЗ производится по выражению

$$I_{\text{дто}^*} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб, расч}^*} = 1,5 \cdot 6,032 = 9,05 \text{ о.е.},$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб, расч}^*} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + f_{\text{выр}}) \cdot I_{\text{КЗ, макс}^*} = (4,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,02) \cdot 11,6 = 6,032 \text{ о.е.}$ – относительный расчетный ток небаланса при $k_{\text{пер}} = 4,0$;

$I_{\text{КЗ, макс}^*} = 1705/147 = 11,6 \text{ о.е.}$ – максимальный расчетный ток, проходящий через защищаемую зону при внешнем трехфазном КЗ на шинах НН трансформатора.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению из полученных выше. Уставка в устройстве обозначается «**Идто**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение $I_{\text{дто}^*}$ необходимо умножить на 100 %.

Уставка «**Идто**» принимается равной значению 905 %.

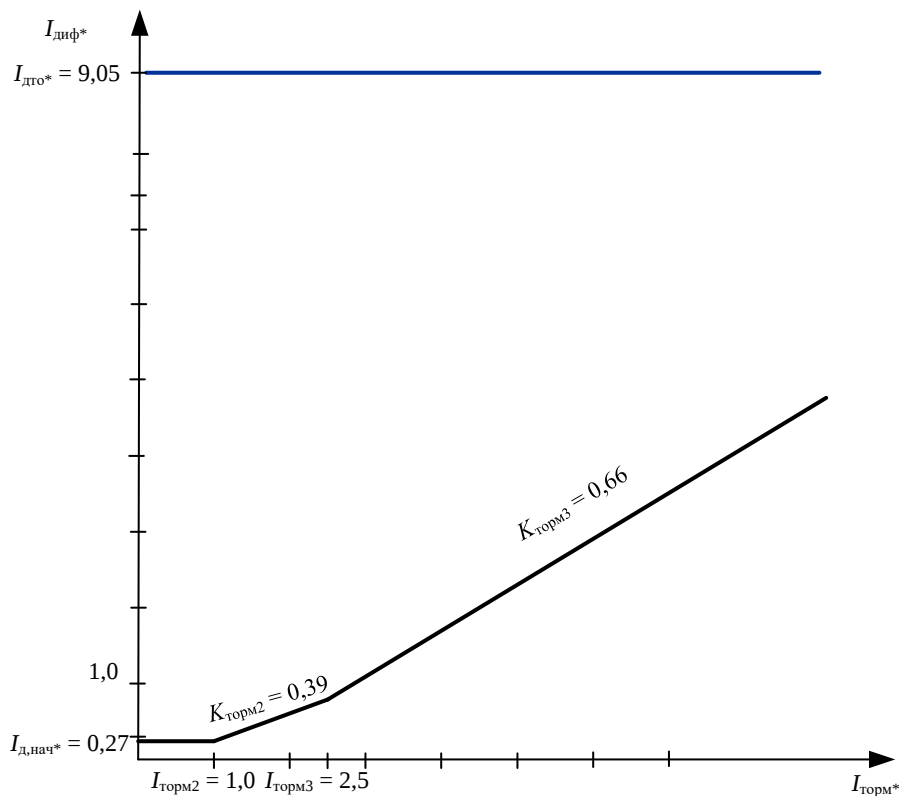


Рисунок 9 – Характеристика срабатывания ДТЗ



3.4 Токовая защита нулевой последовательности ТБ

ТЗНП стороны ВН предназначена для защиты от внешних КЗ на землю.

ТЗНП (в режиме заземленной нейтрали) содержит две ступени: первая ступень – грубая, вторая – чувствительная. Первая ступень предназначена для резервирования защит смежных элементов сети ВН от КЗ на землю и ближнего резервирования. Вторая ступень также осуществляет резервирование защит при КЗ на землю.

3.4.1 Выбор ИО тока нулевой последовательности первой ступени

Уставка ИО первой ступени (грубой) выбирается по условию согласования с третьей ступенью защиты от замыканий на землю ВЛ-330 кВ ЧГЭС – Чирюрт №1(2)

$$3I_{0с.з}^I \geq k_{отс} k_{ток} 3I_{0с.з,см} = 1,1 \cdot 1 \cdot 1300 = 1430 \text{ А},$$

где $k_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$k_{ток} = 1$ – максимальный коэффициент токораспределения для токов нулевой последовательности, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежной линии, с защитой которой производится согласование;

$3I_{0с.з,см} = 1300 \text{ А}$ – ток срабатывания третьей ступени ТЗНП ВЛ-330 кВ ЧГЭС – Чирюрт №1(2).

Чувствительность защиты проверяется по выражению

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_{0КЗ,мин}}{3I_{0с.з}^I} = \frac{2615}{1430} = 1,8 > 1,5,$$

где $3I_{0КЗ,мин} = 2615 \text{ А}$ – минимальный ток нулевой последовательности в месте установки защиты при металлическом однофазном КЗ на СШ-330 кВ ЧГЭС;

$3I_{0с.з}^I = 1430 \text{ А}$ – принятое значение уставки по току срабатывания в первичных величинах.

Чувствительность достаточная.

Для ввода в терминал первичное значение уставки пересчитывается по выражению

$$I_{уст,г} = \frac{I_{уст}}{I_{ном,к}} \cdot \frac{I_{втор,к}}{I_{перв,к}} \cdot k_{сх} \cdot 100\% = \frac{1430}{600} \cdot 100\% = 238\%.$$

Уставка по току срабатывания ТЗНП первой ступени «**3I0ст1**» принимается равной 238 %.

3.4.2 Выбор ИО тока нулевой последовательности второй ступени

Уставка ИО тока нулевой последовательности второй ступени (чувствительной) выбирается по следующим условиям:

–обеспечение срабатывания защиты в режиме неполнофазного отключения блока при минимальной нагрузке

$$3I_{0с.з}^{II} \leq \frac{0,4I_{ном,тр,ВН}}{k_{\text{ч}}} = \frac{0,4 \cdot 599}{1,2} = 199 \text{ А},$$

где $I_{ном,тр,ВН} = 599$ – номинальный ток обмотки ВН ТБ, А;



$k_{\text{ч}} = 1,2$ – коэффициент чувствительности;
–согласование с уставкой грубой ступени

$$3I_{0\text{с.з}}^{\text{II}} \leq \frac{3I_{0\text{с.з}}^{\text{I}}}{k_{\text{зап}}} = \frac{1430}{1,05} = 1361 \text{ А},$$

где $3I_{0\text{с.з}}^{\text{I}} = 1430$ – уставка грубой ступени ТЗНП, А;

$k_{\text{зап}} = 1,05$ – коэффициент запаса.

Уставка ИО тока нулевой последовательности второй ступени принимается наименьшему значению из полученных по рассматриваемым условиям – 190 А.

Для ввода в терминал первичное значение уставки пересчитывается по выражению

$$I_{\text{уст.г}} = \frac{I_{\text{уст}}}{I_{\text{ном,к}}} \cdot \frac{I_{\text{втор,к}}}{I_{\text{перв,к}}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot 100 \% = \frac{190}{600} \cdot 100 \% = 31 \%.$$

Уставка по току срабатывания ТЗНП второй ступени «**3И0ст2**» принимается равной 31 %.

3.4.3 Выбор выдержек времени

Выдержка времени первой ступени «**Тст1.1**», действующая на отключение выключателя ВН блочного трансформатора, выбирается на ступень селективности больше выдержки времени третьей ступени защиты от замыканий на землю смежной ВЛ-330 кВ ЧГЭС – Чирюрт №1(2)

$$t_{\text{с.з1}}^{\text{I}} = t_{\text{с.з,см}} + \Delta t = 3500 + 500 = 4000 \text{ мс},$$

где $t_{\text{с.з,см}} = 3500$ мс – время срабатывания третьей ступени от замыканий на землю ВЛ-330 кВ ЧГЭС – Чирюрт №1(2);

$\Delta t = 500$ мс – ступень селективности.

Выдержка времени первой ступени «**Тст1.2**», действующая на отключение выключателей ВН и НН блочного трансформатора, гашение поля генератора и пуск УРОВ ВН, выбирается на ступень селективности больше выдержки времени «**Тст1.1**»

$$t_{\text{с.з2}}^{\text{I}} = t_{\text{с.з1}}^{\text{I}} + \Delta t = 4000 + 500 = 4500 \text{ мс},$$

где $t_{\text{с.з,см}} = 4000$ мс – первая выдержка времени первой ступени ТЗНП «**Тст1.1**»;

$\Delta t = 500$ мс – ступень селективности.

Время срабатывания первой ступени с ускорением регулируется уставкой «**Тст1.3**», которую рекомендуется принимать равной 500 мс.

Выдержка времени второй ступени «**Тст2.1**», действующая на деление секции шин, выбирается на ступень селективности больше выдержки времени четвертой ступени защиты от замыканий на землю смежной ВЛ-330 кВ ЧГЭС – Чирюрт №1(2)

$$t_{\text{с.з1}}^{\text{II}} = t_{\text{с.з,см}} + \Delta t = 8500 + 500 = 9000 \text{ мс},$$

где $t_{\text{с.з,см}} = 8500$ мс – время срабатывания четвертой ступени от замыканий на землю ВЛ-330 кВ ЧГЭС – Чирюрт №1(2);

$\Delta t = 500$ мс – ступень селективности.



Выдержка времени второй ступени «Тст2.2», действующая на отключение выключателя ВН блочного трансформатора, выбирается на ступень селективности больше выдержки времени «Тст2.1»

$$t_{с.32}^{\text{II}} = t_{с.31}^{\text{II}} + \Delta t = 9000 + 500 = 9500 \text{ мс},$$

где $t_{с.3,см} = 9000$ мс – первая выдержка времени второй ступени ТЗНП «Тст2.1»;

$\Delta t = 500$ мс – ступень селективности.

Выдержка времени второй ступени «Тст2.3», действующая на отключение выключателей ВН и НН блочного трансформатора, гашение поля генератора и пуск УРОВ выбирается на ступень селективности больше выдержки времени «Тст2.2»

$$t_{с.33}^{\text{II}} = t_{с.32}^{\text{II}} + \Delta t = 9500 + 500 = 10000 \text{ мс},$$

где $t_{с.3,см} = 9500$ мс – первая выдержка времени второй ступени ТЗНП «Тст2.2»;

$\Delta t = 500$ мс – ступень селективности.



3.5 Максимальная токовая защита ТСН со стороны ВН (МТЗ ВН ТСН)

МТЗ ВН ТСН предназначена для защиты трансформатора от длительного протекания токов внешних замыканий, а также для ближнего резервирования.

Защита выполнена двухступенчатой. Каждая ступень содержит три ИО тока максимального действия.

3.5.1 Выбор уставки по току срабатывания МТЗ ВН ТСН

Уставка по току срабатывания МТЗ выбирается по следующим условиям:

- отстройка от максимального нагрузочного тока защищаемого трансформатора с учетом самозапуска двигательной нагрузки

$$I_{с.з} \geq \frac{k_{отс} k_{сзп}}{k_B} I_{макс,ВН,ТСН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,95} \cdot 163 = 309 \text{ А},$$

где $k_{отс} = 1,2$ – коэффициент отстройки;

$k_{сзп} = 1,5$ – коэффициент самозапуска, учитывающий увеличение тока заторможенной двигательной нагрузки после восстановления напряжения;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{макс,ВН,ТСН} = 163 \text{ А}$ – номинальный ток обмотки ВН ТСН с учетом регулирования напряжения;

- согласование с токовыми защитами смежных энергообъектов (СВ-6 кВ)

$$I_{с.з} \geq k_{отс} k_{ток} I_{с.з,пред} = 1,1 \cdot 1 \cdot 384 = 423 \text{ А},$$

где $k_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$k_{ток}$ – коэффициент токораспределения, равный отношению тока в месте установки рассматриваемой защиты к току в смежном элементе, с защитой которого производится согласование;

$I_{с.з,пред} = 960 \cdot 6,3 / 15,75 = 384 \text{ А}$ – ток срабатывания МТЗ СВ-6 кВ, приведенный к стороне ВН ТСН.

Ток срабатывания принимается равным наибольшему из рассчитанных значений – 423 А.

Проверка чувствительности производится при минимальном токе КЗ на шинах НН ТСН:

- а) в режиме подпитки КЗ от системы и одного генератора

$$k_q = \frac{I_{кз,мин}}{I_{уст}} = \frac{1082}{423} = 2,5 > 1,5,$$

где $I_{кз,мин} = 1082 \text{ А}$ – минимальный ток при междуфазном КЗ на выводах НН ТСН, приведенный к стороне ВН (ток подпитки КЗ от системы и одного генератора).

Чувствительность достаточная.

- б) в режиме подпитки КЗ от одного генератора

$$k_q = \frac{I_{кз,мин}}{I_{уст}} = \frac{1095}{423} = 2,58 > 1,5,$$

где $I_{кз,мин} = 1095 \text{ А}$ – минимальный ток при междуфазном КЗ на выводах НН ТСН, приведенный к стороне ВН (ток подпитки КЗ от одного генератора).



Чувствительность достаточная.

Проверка чувствительности при минимальном токе КЗ в конце зоны резервирования (за трансформатором сети собственных нужд КРУ-1Р 6 кВ):

1. КЗ за трансформатором 57Т КРУ-1Р (выбрана наиболее удаленная точка КЗ) сети собственных нужд ЧГЭС (на СШ-0,4 кВ 8Н)

а) в режиме подпитки КЗ от системы и генераторов 1G, 2G, 3G, 4G

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}} = \frac{107}{423} = 0,25 < 1,5,$$

где $I_{\text{кз,мин}} = 107$ А – минимальный ток при междуфазном КЗ на СШ-0,4 кВ 8Н, приведенный к стороне ВН ТСН.

Чувствительность не достаточная.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}^{(1)}}{I_{\text{уст}}} = \frac{66}{423} = 0,15 < 1,5,$$

где $I_{\text{кз,мин}}^{(1)} = 66$ А – минимальный ток при металлическом однофазном КЗ на СШ-0,4 кВ 8Н, приведенный к стороне ВН ТСН.

Чувствительность не достаточная.

б) в режиме подпитки КЗ от системы и одного генератора

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}} = \frac{94}{423} = 0,22 < 1,5,$$

где $I_{\text{кз,мин}} = 94$ А – минимальный ток при междуфазном КЗ на СШ-0,4 кВ 8Н, приведенный к стороне ВН ТСН.

Чувствительность не достаточная.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}^{(1)}}{I_{\text{уст}}} = \frac{56}{423} = 0,13 < 1,5,$$

где $I_{\text{кз,мин}}^{(1)} = 56$ А – минимальный ток при металлическом однофазном КЗ на СШ-0,4 кВ 8Н, приведенный к стороне НН ТСН.

Чувствительность не достаточная.

в) в режиме подпитки КЗ от одного генератора

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}} = \frac{116}{423} = 0,27 < 1,5,$$

где $I_{\text{кз,мин}} = 116$ А – минимальный ток при междуфазном КЗ на СШ-0,4 кВ 8Н, приведенный к стороне НН ТСН.

Чувствительность не достаточная.

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз,мин}}^{(1)}}{I_{\text{уст}}} = \frac{74}{206} = 0,17 < 1,5,$$

где $I_{\text{кз,мин}}^{(1)} = 74$ А – минимальный ток при металлическом однофазном КЗ на СШ-0,4 кВ 8Н, приведенный к стороне НН ТСН.



Чувствительность не достаточная.

2. КЗ за трансформатором ЭТ-ЗГА сети собственных нужд ЧГЭС (на СШ-0,4 кВ ЭТ ЗГА)

а) в режиме подпитки КЗ от системы и генераторов 1G, 2G, 3G, 4G

$$k_q = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}} = \frac{103}{423} = 0,24 < 1,5,$$

где $I_{\text{кз,мин}} = 103$ А – минимальный ток при междуфазном КЗ на СШ-0,4 кВ ЭТ ЗГА, приведенный к стороне ВН ТСН.

Чувствительность не достаточная.

б) в режиме подпитки КЗ от системы и одного генератора

$$k_q = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}} = \frac{90}{423} = 0,21 < 1,5,$$

где $I_{\text{кз,мин}} = 90$ А – минимальный ток при междуфазном КЗ на СШ-0,4 кВ ЭТ ЗГА, приведенный к стороне ВН ТСН.

Чувствительность не достаточная.

в) в режиме подпитки КЗ от одного генератора

$$k_q = \frac{I_{\text{кз,мин}}}{I_{\text{уст}}} = \frac{111}{423} = 0,26 < 1,5,$$

где $I_{\text{кз,мин}} = 111$ А – минимальный ток при междуфазном КЗ на СШ-0,4 кВ ЭТ ЗГА, приведенный к стороне ВН ТСН.

Чувствительность не достаточная.

Вывод: функция МТЗ ТСН не обеспечивает дальнейшее резервирование защит сети собственных нужд 6 кВ ЧГЭС.

Для ввода в терминал первичное значение уставки пересчитывается по выражению

$$I_{\text{уст,т}} = \frac{I_{\text{уст}}}{I_{\text{ном,к}}} \cdot \frac{I_{\text{втор,к}}}{I_{\text{перв,к}}} \cdot k_{\text{сх}} \cdot 100\% = \frac{423}{5} \cdot \frac{5}{600} \cdot 1 \cdot 100\% = 71\%.$$

Уставка по току срабатывания МТЗ «Ист1» принимается равной 71 %.

3.5.2 Выбор уставки по времени срабатывания МТЗ ВН ТСН

Выдержка времени первой ступени «Тст1», действующая на отключение выключателей В-15,75 кВ и В-6,3 кВ, выбирается по условию согласования с временем срабатывания смежных защит от многофазных КЗ

$$t_{\text{с.з.1}}^I \geq t_{\text{с.з.см}} + \Delta t = 900 + 300 = 1200 \text{ мс},$$

где $t_{\text{с.з.см}} = 900$ мс – время срабатывания МТЗ СВ-6 кВ сети собственных нужд, с которой производится согласование по току срабатывания;

$\Delta t = 300$ мс – степень селективности.

Через дополнительную выдержку времени «Тдоп» после срабатывания ИО по току с соответствующей выдержкой времени ступени МТЗ ВН ТСН действует на отключение



выключателя В-330 кВ, гашение поля генератора, пуск УРОВ 330 кВ. Уставка «Тдоп» принимается равной ступени селективности 500 мс.



3.6 Защита от перегрузки трансформатора собственных нужд (ЗП ТСН)

ЗП предназначена для сигнализации при длительном протекании через ТСН токов выше длительно допустимого уровня. ЗП ТСН подключается к цепям токов от ИТТ, установленного со стороны ВН ТСН.

Уставка ИО максимального фазного тока отстраивается от номинального тока со стороны ВН защищаемого ТСН с учетом РПН

$$I_{уст} \geq \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{макс,ВН,ТСН} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 163 = 189 \text{ А},$$

где $k_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{макс,ВН,ТСН} = 163 \text{ А}$ – номинальный ток обмотки ВН ТСН с учетом регулирования напряжения.

Для ввода в терминал первичное значение уставки пересчитывается по выражению

$$I_{уст,г} = \frac{I_{уст}}{I_{ном,к}} \cdot \frac{I_{втор,к}}{I_{перв,к}} \cdot k_{сх} \cdot 100 \% = \frac{189}{600} \cdot 100 \% = 32 \ %.$$

Уставка по току ЗП «**Исраб1**» принимается равной 32 %.

Уставка по времени срабатывания ЗП «**Тсраб**» на сигнализацию принимается равной 9000 мс.



3.7 Контроль тока ЗДЗ ТСН

Контроль тока выполняется функциональным блоком органа максимального тока.

3.7.1 Контроль тока ЗДЗ стороны ВН ТСН

Уставка ИО максимального фазного тока отстраивается от номинального тока со стороны ВН защищаемого ТСН с учетом РПН

$$I_{уст} \geq \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{макс,ВН,ТСН} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 163 = 198 \text{ А},$$

где $k_{отс} = 1,15$ – коэффициент отстройки;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{макс,ВН,ТСН} = 163 \text{ А}$ – номинальный ток обмотки ВН ТСН с учетом регулирования напряжения.

Для ввода в терминал первичное значение уставки пересчитывается по выражению

$$I_{уст,г} = \frac{I_{уст}}{I_{ном,к}} \cdot \frac{I_{втор,к}}{I_{перв,к}} \cdot k_{сх} \cdot 100\% = \frac{198}{600} \cdot 100\% = 33\%.$$

Уставка по току «**Исраб**» принимается равной 33 %.

Защита срабатывает с выдержкой времени «**Тсраб**», значение которой рекомендуется принимать равной 0 мс.

3.7.2 Контроль тока ЗДЗ стороны НН ТСН

Уставка ИО максимального фазного тока отстраивается от номинального тока со стороны НН защищаемого ТСН

$$I_{уст} \geq \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном,НН,ТСН} = \frac{1,15}{0,95} \cdot 367 = 444 \text{ А},$$

где $k_{отс} = 1,15$ – коэффициент отстройки;

$k_B = 0,95$ – коэффициент возврата;

$I_{ном,НН,ТСН} = 367 \text{ А}$ – номинальный ток обмотки НН ТСН.

Для ввода в терминал первичное значение уставки пересчитывается по выражению

$$I_{уст,г} = \frac{I_{уст}}{I_{ном,к}} \cdot \frac{I_{втор,к}}{I_{перв,к}} \cdot k_{сх} \cdot 100\% = \frac{444}{600} \cdot 100\% = 74\%.$$

Уставка по току «**Исраб**» принимается равной 74 %.

Защита срабатывает с выдержкой времени «**Тсраб**», значение которой рекомендуется принимать равной 0 мс.



3.8 Контроль отсутствия напряжения и тока стороны НН ТБ (КОН и КОТ)

В составе терминала предусмотрен программный блоки КОН и КОТ, предназначенный для использования в схемах пожаротушения и др.

Уставка реле минимального линейного напряжения рассчитывается по выражению

$$U_{\text{мин}} = k_{\text{отс}} \cdot U_{\text{перв,НН}} = 0,5 \cdot 15,75 = 7,88 \text{ кВ},$$

где $k_{\text{отс}} = 0,5$ – коэффициент отстройки для схемы пожаротушения;

$U_{\text{перв,НН}} = 15,75 \text{ кВ}$ – номинальное первичное напряжение ИТН со стороны НН.

Уставка в устройстве задается в процентах от номинального напряжения входа терминала. Для этого расчетное значение необходимо пересчитать по выражению

$$U_{\text{уст,г}} = \frac{U_{\text{уст}}}{U_{\text{ном,к}}} \cdot \frac{U_{\text{втор,к}}}{U_{\text{перв,к}}} \cdot 100 \% = \frac{7,88}{15,75} \cdot 100 \% = 50 \ %.$$

Уставка в устройстве обозначается «**Uмин**» принимается равной 50 %.

Уставку реле минимального тока «**Isраб**» для стороны НН рекомендуется принимать равной минимальному току из допустимого диапазона 5 % от $I_{\text{ном}}$.



3.9 Реле тока блокировки РПН ТСН

Для блокирования устройства РПН в аномальных режимах предусмотрен один ИО максимального действия, реагирующий на максимальный из фазных токов стороны ВН.

Уставка ИО максимального тока отстраивается от номинального тока ТСН со стороны ВН

$$I_{с.з} \geq \frac{k_{отс}}{k_{в}} I_{ном,ВН,ТСН} = \frac{1,5}{0,95} \cdot 147 = 232 \text{ А},$$

где $k_{отс} = 1,5-2,0$ – коэффициент отстройки;

$I_{ном,ВН,ТСН} = 147 \text{ А}$ – номинальный ток ТСН со стороны ВН;

$k_{в} = 0,95$ – коэффициент возврата.

Для ввода в терминал первичное значение уставки пересчитывается по выражению

$$I_{уст,т} = \frac{I_{уст}}{I_{ном,к}} \cdot \frac{I_{втор,к}}{I_{перв,к}} \cdot k_{сх} \cdot 100 \% = \frac{232}{5} \cdot \frac{5}{600} \cdot 1 \cdot 100 \% = 39 \%.$$

Уставка по току срабатывания «**Исраб**» принимается равной 39 %.



3.10 Автоматика управления регулятором напряжения ТСН

3.10.1 Блок расчета действующего напряжения

Данный орган предназначен для расчета действующего значения контролируемого напряжения.

Компенсация падения напряжения на линии в зависимости от тока нагрузки обеспечивает более точное поддержание уровня напряжения у потребителя. Для этого в термине задаются уставки «**Укомп**» – величина компенсации падения напряжения в линии и «**ИномНагр**» – номинальный ток нагрузки силового трансформатора.

Уставка «**ИномНагр**» для двухобмоточного трансформатора принимается равной номинальному току нагрузки силового трансформатора со стороны НН $I_{ном,НН,ТСН} = 367$ А.

Уставка в термине задается значением вторичного тока. Для этого выбранное значение уставки пересчитывается по выражению

$$I_{уст} = \frac{I_{сз}}{k_{тн,НН,ТСН}} \cdot k_{сх,ВН} = \frac{367}{600/5} \cdot 1 = 3,06 \text{ А},$$

Уставка «**ИномНагр**» принимается равной 3,06 А.

Компенсация падения напряжения на линии в зависимости от тока нагрузки обеспечивает более точное поддержание уровня напряжения у потребителя.

Расчет данной величины производится по выражению

$$U_{сз} = \sqrt{3} \cdot I_{ном,нагр} \cdot X_{л,экв} = \sqrt{3} \cdot 58 \cdot 5,08 = 510 \text{ В},$$

где $I_{ном,нагр} = 58$ А – значение тока нагрузки присоединения;

$Z_{л,экв} = 5,08$ Ом – полное сопротивление эквивалентной линии (зависит от выбранного метода компенсации падения напряжения на линии). $Z_{л,экв}$ пропорционально эквивалентному сопротивлению участка сети от трансформатора до шин потребителей или равно сопротивлению от шин ТСН до шин наиболее мощного потребителя. Принято суммарное сопротивление КЛ и трансформатора 57Т КРУ-1Р ЧГЭС.

Уставка в термине обозначается «**Укомп**» и задается величиной вторичного напряжения

$$U_{уст} = \frac{U_{сз}}{k_{тн,НН,ТСН}} = \frac{510}{60} = 8,5 \text{ В}.$$

Уставка «**Укомп**» принимается равной 8,5 В.

3.10.2 Автоматическое регулирование напряжения

Уставка базового напряжения регулирования «**Убаз**» принимается равной 100 В (вторичных).

Уставка зоны нечувствительности должна превышать величину ступени регулирования РПН. Уставка выбирается по выражению

$$U_{сз} = 1,2 \cdot \Delta U_{ст} = 1,2 \cdot 157,5 = 189 \text{ В},$$



где $\Delta U_{\text{ст}} = dU_{\text{ст}} \cdot U_{\text{ном,НН}} = \frac{2,5}{100} \cdot 6300 = 157,5 \text{ В}$ – степень регулирования напряжения РПН со стороны НН ТСН.

Уставка в термине обозначается «**dUнечув**» и задается величиной вторичного напряжения

$$U_{\text{уст}} = \frac{U_{\text{с.з}}}{k_{\text{тн,НН,ТСН}}} = \frac{189}{60} = 3,1 \text{ В.}$$

Уставка «**dUнечув**» принимается равной 3,1 В.

3.10.3 Запрет повышения напряжения

Блокировка по минимальному напряжению предназначена для запрета повышения ступени РПН при кратковременных снижениях напряжения, например, при КЗ.

Уставка по напряжению срабатывания органа минимального напряжения выбирается по двум условиям:

- отстройка от минимального напряжения после отключения внешнего КЗ

$$U_{\text{с.з}} \leq \frac{U_{\text{мин}}}{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{в}}} = \frac{5,4}{1,2 \cdot 1,05} = 4,28 \text{ кВ,}$$

где $U_{\text{мин}} = 0,9 \cdot U_{\text{ном,НН}} = 5,4 \text{ кВ}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ;

$U_{\text{ном,НН}} = 6 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение сети НН защищаемого трансформатора;

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

$k_{\text{в}} = 1,05$ – коэффициент возврата;

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

$$U_{\text{с.з}} \leq \frac{U_{\text{зап}}}{k_{\text{отс}}} = \frac{4,5}{1,2} = 3,75 \text{ кВ,}$$

где $U_{\text{зап}} = 0,75 \cdot U_{\text{ном,НН}} = 4,5 \text{ кВ}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР;

$U_{\text{ном,СН}} = 6 \text{ кВ}$ – номинальное напряжение сети НН защищаемого трансформатора;

$k_{\text{отс}} = 1,2$ – коэффициент отстройки.

Уставка по напряжению принимается равной минимальному рассчитанному значению, т.е. 3,75 кВ.

Уставка в термине обозначается «**Усраб**» и задается величиной вторичного напряжения

$$U_{\text{уст}} = \frac{U_{\text{с.з}}}{K_{\text{тн,НН,ТСН}}} = \frac{3750}{60} = 62 \text{ В.}$$

Уставка «**Усраб**» принимается равной 62 В.



3.10.4 Быстрое понижение напряжения

Защита используется для быстрого понижения напряжения в автоматическом режиме. Защита срабатывает при повышении входного напряжения выше значения заданной уставки

Уставка по напряжению срабатывания органа быстрого понижения напряжения должна определяться следующими условиями:

- снижение контролируемого напряжения при превышении им допустимого значения

$$U_{с.з} > U_{баз} + U_{комп} + dU_{нечув} = 100 + 8 + 3 = 111 \text{ В},$$

где $U_{баз} = 100 \text{ В}$ – принятое значение уставки базового напряжения регулирования «**Убаз**»;

$U_{комп} = 8 \text{ В}$ – принятое значение уставки компенсации падения напряжения (компенсация потерь);

$dU_{нечув} = 3 \text{ В}$ – принятое значение уставки зоны нечувствительности «**dUнечув**»;

- согласование с органом блокировки по максимальному напряжению

$$U_{с.з} < k_{согл} \cdot U_{сраб,блок} = 0,9 \cdot 125,7 = 113 \text{ В},$$

где $k_{согл} = 0,9$ – коэффициент согласования;

$U_{сраб,блок} = 125,7 \text{ В}$ – первичное значение принятого напряжения срабатывания органа блокировки по максимальному напряжению «**Усраб**».

Уставка «**Усраб**» принимается равной 111 В.

3.10.5 Блокировка РПН по максимальному напряжению

Уставка данного органа определяется величиной допустимого напряжения

$$U_{с.з} \geq k_n \cdot U_{доп} = 1,2 \cdot 6600 = 7920 \text{ В},$$

где $k_n = 1,1-1,2$ – коэффициент надежности срабатывания ступени;

$U_{доп} = k_{отс} \cdot U_{ном} = 6600 \text{ В}$ – величина допустимого напряжения на шинах, к ИТН которых подключена защита (на ИТН которых контролируется превышение допустимого значения напряжения);

$k_{отс} = 1,1$ – коэффициент отстройки,;

$U_{ном} = 6000 \text{ В}$ – номинальное напряжение на шинах, к ИТН которых подключена защита.

Уставка в термине обозначается «**Усраб**» и задается величиной вторичного напряжения

$$U_{уст} = \frac{U_{с.з}}{K_{тн,нн,тсн}} = \frac{7920}{60} = 132 \text{ В}.$$

Уставка «**Усраб**» принимается равной 132 В.



3.10.6 Блокировка РПН по несимметричному напряжению

Уставка по напряжению обратной последовательности «U2» выбирается исходя из минимальной уставки устройства (5 В).

Защита по напряжению нулевой последовательности использует в качестве входной величины напряжение, получаемое от обмотки «разомкнутого треугольника» ИТН со стороны НН ТСН. Уставку по напряжению срабатывания ступени защиты по напряжению нулевой последовательности «3U0сраб» рекомендуется выбирать в пределах (20–30) В.

Уставка «3U0сраб» принимается равной 25 В.



3.11 Комбинированный пуск по напряжению со стороны НН ТБ (КПН НН ТБ)

Блок комбинированного пуска по напряжению предназначен для сигнализации при неисправности цепей напряжения со стороны НН ТБ.

Уставку по напряжению прямой последовательности рекомендуется отстраивать от минимального фазного напряжения, возможного в нормальном режиме работы линии

$$U_{с.з} \leq \frac{U_{мин}}{k_n} = \frac{14,1}{1,5} = 9,4 \text{ кВ},$$

где $k_n = 1,2-1,5$ – коэффициент надежности;

$U_{мин} = 14,1 \text{ кВ}$ – первичное минимальное линейное напряжение, принимаемое равным $(0,9-0,95)U_{ном}$.

Уставка в устройстве задается в процентах от номинального напряжения входа терминала. Для этого расчетное значение пересчитывается по выражению

$$U_{уст,г} = \frac{U_{уст}}{U_{ном,к}} \cdot \frac{U_{втор,к}}{U_{перв,к}} \cdot 100 \% = \frac{9,4}{15,75} \cdot 100 \% = 60 \ %.$$

Уставка «**Uмин**» принимается равной 60 %.

Уставку по напряжению обратной последовательности рекомендуется отстраивать от напряжения небаланса и напряжения несимметрии по обратной последовательности и рассчитывать по следующей формуле

$$U_{2с.з} \geq k_{отс} (U_{2нб} + U_{2нс}) = 2,5 \cdot 0,79 = 1,97 \text{ кВ},$$

где $k_{отс} = 2,4-3,0$ – коэффициент отстройки;

$U_{2нб} = 0,79 \text{ кВ}$ – напряжение небаланса обратной последовательности, обычно принимается равным $(0,02-0,05)U_{ном}$;

$U_{2нс}$ – напряжение несимметрии обратной последовательности, в предварительных расчетах обычно принимается равным нулю, кВ.

Уставка в устройстве обозначается «**U2макс**» и задается в процентах от номинального напряжения входа терминала. Для этого расчетное значение пересчитывается по выражению

$$U_{уст,г} = \frac{U_{уст}}{U_{ном,к}} \cdot \frac{U_{втор,к}}{U_{перв,к}} \cdot 100 \% = \frac{1,97}{15,75} \cdot 100 \% = 13 \ %.$$

Уставка «**U2макс**» принимается равной 13 %.

Выдержка времени на сигнализацию при обнаружении неисправности цепей напряжения «**Тнеисп**» принимается равной 5000 мс.



3.12 Защита при потере охлаждения ТБ (ЗПО ТБ)

Защита при потере охлаждения предназначена для автоматического предотвращения длительной работы ТБ с выведенной или неисправной системой охлаждения.

Параметры срабатывания защиты при потере охлаждения выбираются строго в соответствии с требованиями завода-изготовителя рассматриваемого ТБ.

Защита при потере охлаждения содержит две ступени реле тока.

Уставки по току срабатывания первой и второй ступеней обозначаются в устройстве «Iст1» и «Iст2» соответственно и задаются в процентах от номинального тока входа терминала стороны ВН ТБ.

В работу вводится одна ступень ЗПО ТБ с контролем по току и временем срабатывания 10 мин.

Ток срабатывания ИО тока первой ступени выбирается с учетом работы трансформатора с нагрузкой, меньшей номинальной

$$I_{с.з} = k_{отс} \cdot I_{ном,ВН} = 0,9 \cdot 599 = 539,1 \text{ А ,}$$

где $k_{отс} = 0,9$ – коэффициент отстройки;

$I_{ном,ВН} = 599 \text{ А}$ – номинальный ток обмотки ВН.

Уставка задается в процентах от номинального тока терминала, для этого расчетное значение пересчитывается по следующей формуле

$$I_{уст} = \frac{I_{с.з}}{I_{ном,ВН}} \cdot \frac{I_{втор,ВН}}{I_{перв,ВН}} \cdot 100 \% = \frac{539,1}{1} \cdot \frac{1}{2000} \cdot 100 \% = 27 \ %.$$

Уставка «Iсп1» принимается равной 27 %.



3.13 Контроль изоляции вводов (КИВ)

КИВ содержит сигнальный, отключающий и блокирующий органы, а также избиратели поврежденной фазы ввода и фазы вторичной цепи с обрывом.

Сигнальный, отключающий и блокирующий органы реагируют на величину тока небаланса КИВ.

Балансировка токов трех фаз для получения наименьшего возможного тока небаланса в первую очередь производится с помощью выбора ответвлений первичной и вторичной обмотки ТПС, а во вторую очередь – с помощью уставок КИВ по цифровому выравниванию (компенсации). При балансировке следует задаться величиной вторичного номинального емкостного тока на выходе ТПС, который может быть выбран в диапазоне от 0,2 до 0,6 А (рекомендуемое значение – 0,5 А).

Уставки компенсации емкостного тока в устройстве обозначаются «**I**компА», «**I**компВ» и «**I**компС» для фаз А, В и С соответственно и принимаются равными 0,5 А.

Уставки компенсации емкостного тока фазы k по углу выбираются по следующим выражениям

$$\begin{aligned}\Phi_{\text{комп,А}} &= 0, \\ \Phi_{\text{комп,В}} &= |\angle I_{\text{емк,В}} - \angle I_{\text{емк,А}} - 240^\circ| \cdot (-1), \\ \Phi_{\text{комп,С}} &= |\angle I_{\text{емк,С}} - \angle I_{\text{емк,А}} - 120^\circ| \cdot (-1),\end{aligned}$$

где $I_{\text{емк,А}}$ – вторичный емкостной ток ввода фазы А, измеренный в номинальном режиме, А;

$I_{\text{емк,В}}$ – вторичный емкостной ток ввода фазы В, измеренный в номинальном режиме, А;

$I_{\text{емк,С}}$ – вторичный емкостной ток ввода фазы С, измеренный в номинальном режиме, А.

Уставки в устройстве обозначаются «**Ф**компА», «**Ф**компВ» и «**Ф**компС» для фаз А, В и С соответственно и задаются при пуско-наладочных работах.

Срабатывание сигнального органа должно происходить при увеличении тока на (5–7) % номинального вторичного емкостного тока ввода, т.е. ток срабатывания сигнального элемента должен определяться по выражению

$$I_{\text{сигн}} = (0,05 - 0,07) I_{\text{емк,ном}},$$

где $I_{\text{емк,ном}} = \frac{I_{\text{емк,ном,А}} + I_{\text{емк,ном,В}} + I_{\text{емк,ном,С}}}{3}$ – усредненное значение вторичных емкостных токов фаз вводов в номинальном режиме, А;

$I_{\text{емк,ном,к}} = K_{\text{ТР,ТПС}} \cdot I_{\text{емк,ном,перв,ф}}$ – вторичный емкостной ток фазы высоковольтного ввода АТ, измеренный в номинальном режиме, А;

$K_{\text{ТР,ТПС}} = \frac{W_1}{W_2}$ – повышающий коэффициент трансформации промежуточных ИТТ (ТПС), установленных в фазах вводов ТБ, рассчитываемый и подбираемый



индивидуально для каждой фазы по условию минимизации тока небаланса в нулевом проводе защиты

$$I_{\text{нб}} = \sum I_{\text{емк,ном,перв,ф(А,В,С)}} \leq 0,015 \cdot I_{\text{емк,ном,перв,ф}} = 0,015 \cdot 2,47 = 0,037 \text{ А},$$

$I_{\text{нб}}$ – ток небаланса в нулевом проводе защиты, А;

$$I_{\text{емк,ном,перв,ф}} = \frac{100 \cdot \pi \cdot C_{\text{ном,ф}} \cdot U_{\text{ном,л}}}{\sqrt{3}} = \frac{100 \cdot 314 \cdot 413 \cdot 10^{-12} \cdot 330 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 2,47 \text{ А} - \text{расчетное}$$

значение первичного фазного емкостного тока в фазе ввода ТБ;

$U_{\text{ном,л}} = 330 \text{ кВ}$ – первичное номинальное линейное напряжение ТБ;

$C_{\text{ном,ф}} = 413 \text{ пФ}$ – паспортное значение емкости ввода ТБ.

Уставка в устройстве обозначается «**Исигн**» и задается в процентах от номинального емкостного тока ввода $I_{\text{емк,ном}}$ и принимается равной 5 % от $I_{\text{емк,ном}}$.

Ток срабатывания сигнального ИО в режиме загробления «**ИсигнЗагр**» рекомендуется принимать в два раза больше уставки «**Исигн**» и принимается равной 10 % от $I_{\text{емк,ном}}$.

Выдержка времени сигнального элемента «**Тсигн**» определяется из условия отстройки от максимальной выдержки времени резервных защит элементов сети ВН, примыкающей к ТБ и длительности неполнофазного режима, возможного в цикле ОАПВ

$$t_{\text{сигн}} = t_{\text{с.з,рез}} + \Delta t = 10000 + 500 = 10500 \text{ мс},$$

$$t_{\text{сигн}} = t_{\text{неп}} + t_{\text{зап}} = 2500 + 500 = 3000 \text{ мс},$$

где $t_{\text{с.з,рез}} = 10000 \text{ мс}$ – максимальная выдержка времени резервных защит элементов сети ВН (ТЗНП);

$t_{\text{неп}} = 2500 \text{ мс}$ – максимальная длительность неполнофазного режима, возможного в цикле ОАПВ;

$\Delta t = 300\text{--}500$ – ступень селективности, мс.

Уставка в устройстве обозначается «**Тсигн**» и принимается равной 10500 мс.

Если при дальнейшем развитии повреждения ток небаланса КИВ достигает величины уставки «**Иоткл**», срабатывает отключающий орган, который через выдержку времени «**Тоткл**» («**ТотклЗагр**» – в режиме загробления) действует на отключение ТБ.

Ток срабатывания отключающего элемента определяется по выражению

$$I_{\text{откл}} = (0,15 - 0,25) I_{\text{емк,ном}},$$

где $I_{\text{емк,ном}}$ – усредненное значение вторичных емкостных токов вводов, А.

Уставка в устройстве обозначается «**Иоткл**» и задается в процентах от номинального емкостного тока ввода $I_{\text{емк,ном}}$ и принимается равным 15 % от $I_{\text{емк,ном}}$.

Ток срабатывания отключающего ИО в режиме загробления «**ИотклЗагр**» рекомендуется принимать равным $0,3 I_{\text{емк,ном}} = 30\%$ от $I_{\text{емк,ном}}$.

Выдержка времени отключающего элемента «**Тоткл**» определяется из условия отстройки от времени срабатывания быстродействующих защит

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{с.з,рез}} + \Delta t = 0 + 500 = 500 \text{ мс},$$



где $t_{с.з.рез} = 0$ мс – выдержка времени основных защит ТБ;

$\Delta t = 300\text{--}500$ – степень селективности, мс

Уставка в устройстве обозначается «Тоткл» и принимается равной 500 мс.

Выдержку времени отключающего органа КИВ в режиме загробления «ТотклЗагр» рекомендуется принимать в (2–4) раза больше уставки «Тоткл». Уставка «ТотклЗагр» принимается равной 1000 мс.

При внезапном обрыве цепи тока любой из фаз несрабатывание КИВ обеспечивается путем введения в логику блокирующего реле с уставкой «Иблок», который блокирует срабатывание КИВ в таком режиме. Органы контроля исправности цепей минимального действия с уставкой «Иобрыв» позволяют определить оборванную цепь и обеспечивают действие на сигнализацию о неисправности.

Ток срабатывания блокирующего органа КИВ рекомендуется выбирать по выражению

$$I_{\text{блок}} = (0,6\text{--}0,7)I_{\text{емк,ном}},$$

где $I_{\text{емк,ном}}$ – усредненное значение вторичных емкостных токов вводов, А.

Уставка в устройстве обозначается «Иблок» и задается в процентах от номинального емкостного тока ввода и принимается равной 60 % от $I_{\text{емк,ном}}$.

Уставку органа КИТЦ «Иобрыв» рекомендуется выбирать по выражению

$$I_{\text{обрыв}} = (0,5\text{--}0,7)I_{\text{емк,ном}},$$

где $I_{\text{емк,ном}}$ – усредненное значение вторичных емкостных токов вводов, А.

Уставка в устройстве обозначается «Иобрыв» и задается в процентах от номинального емкостного тока ввода и принимается равной 50 % от $I_{\text{емк,ном}}$.

Выдержка времени органа обнаружения неисправности КИВ «Тнеисп» рассчитывается как наибольшее из двух значений, рассчитанных по условиям отстройки от максимального возможного времени существования внешнего КЗ и максимальной длительности неполнофазного режима, возможного в цикле ОАПВ, и принимается равной 10500 мс.

Уставку напряжения загробления КИВ при внешнем КЗ и неполнофазном режиме рекомендуется рассчитывать по выражению

$$3U_{0,с.з} \geq 0,15 \cdot 3U_{0 \text{ макс}},$$

где $3U_{0 \text{ макс}}$ – первичное линейное напряжение $3U_0$, кВ.

Уставка « $3U_0$ » в устройстве задается в процентах от номинального напряжения входа терминала $U_{0 \text{ термВН}}$ и принимается равной 15 %.

Примечание – Значения уставок носят рекомендательный характер и требуют уточнения при пуско-наладочных работах с учетом технических данных согласующих трансформаторов ТПС-0,66.

Таблица регистрации изменений

[illegible]