

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Оренбургский государственный университет»

К. Р. Валиуллин

# РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Учебное пособие

Рекомендовано ученым советом федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Оренбургский государственный университет» для обучающихся по образовательной программе высшего образования по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Оренбург  
2019

УДК 621.316.925.1  
ББК 31.27-05  
В 15

Рецензент – доцент, кандидат технических наук В. М. Нелюбов

**Валиуллин К. Р.**

В 15      Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / К. Р. Валиуллин; Оренбургский гос. ун–т. – Оренбург: ОГУ, 2019. – 98 с.  
ISBN 978-5-7410-2410-2

Пособие по курсовому проектированию включает в себя пример расчета уставок релейной защиты для различных элементов электроэнергетической системы, указания по выбору устройств релейной защиты и автоматики, а также справочные данные, необходимые для проектирования.

Пособие предназначено для обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

УДК 621.316.925.1  
ББК 31.27-05

ISBN 978-5-7410-2410-2

© Валиуллин К. Р., 2019  
© ОГУ, 2019

## Содержание

Исходные данные для примера расчёта.....	5
1 Расчет токов короткого замыкания .....	8
1.1 Составление схемы замещения .....	8
1.2 Расчет параметров схемы замещения .....	11
1.2.1 Сопротивление системы .....	11
1.2.2 Сопротивления трансформаторов.....	12
1.2.3 Сопротивления кабельных и воздушных линий .....	13
1.3 Расчет токов короткого замыкания в точках с напряжением выше 1 кВ .	14
1.4 Расчет токов короткого замыкания в точках с напряжением ниже 1 кВ .	16
2 Расчет уставок автоматических выключателей, 0,4 кВ. ....	26
2.1 Расчет времени и тока срабатывания МТЗ.....	26
2.2 Расчет уставок защиты от перегрузки. ....	31
2.3 Расчет тока срабатывания токовой отсечки (ТО).....	32
2.4 Расчет защиты от однофазных коротких замыканий.....	33
2.5 Выбор уставок защит автоматических выключателей. ....	33
3. Выбор предохранителей и их плавких вставок .....	40
3.1 Выбор предохранителя FU4.....	40
3.2 Выбор предохранителя FU3.....	42
3.3 Выбор предохранителей FU1,2.....	43
4 Построение времятоковых характеристик и карт селективности выбранных автоматических выключателей и предохранителей .....	45
5 Расчет защит на выключателях Q9, Q10.....	53
5.1 Максимальная токовая защита. ....	53
5.2 Токовая отсечка.....	55
5.3 Выбор трансформаторов тока для токовых защит на выключателях Q9, Q10. ....	56

5.4 Расчет уставок защиты от однофазного замыкания на землю .....	60
6 Расчет уставок защит двигателей .....	63
6.1 Мгновенная токовая отсечка (МТО) .....	63
6.2 Дифференциальная защита двигателя .....	65
6.2.1 Пример расчёта дифференциальной защиты двигателя на терминалах БМРЗ .....	65
6.2.2. Пример расчёта дифференциальной защиты двигателя на реле РНТ-565 и аналогах .....	67
6.3 Защита от перегрузки .....	68
6.4 Защита от однофазных замыканий на землю .....	70
7 Расчет уставок защит вводных и секционных выключателей .....	71
7.1 Максимальная токовая защита .....	71
7.2 Защита минимального напряжения .....	74
7.3 Автоматический ввод резерва .....	75
8 Расчет защит трансформатора Т1 .....	76
8.1 Дифференциальная защита .....	76
8.2 Газовая защита .....	80
9 Расчет защит линии W1 .....	81
9.1 Максимальная токовая защита .....	81
9.2 Токовая отсечка .....	82
9.3 Автоматическое повторное включение .....	84
10 Построение окончательной карты уставок и карты селективности .....	85
11 Общие рекомендации по оформлению графической части курсовой работы .....	87
.....	
Список использованных источников .....	92
Приложение А .....	94
Приложение Б .....	96

## Исходные данные для примера расчёта

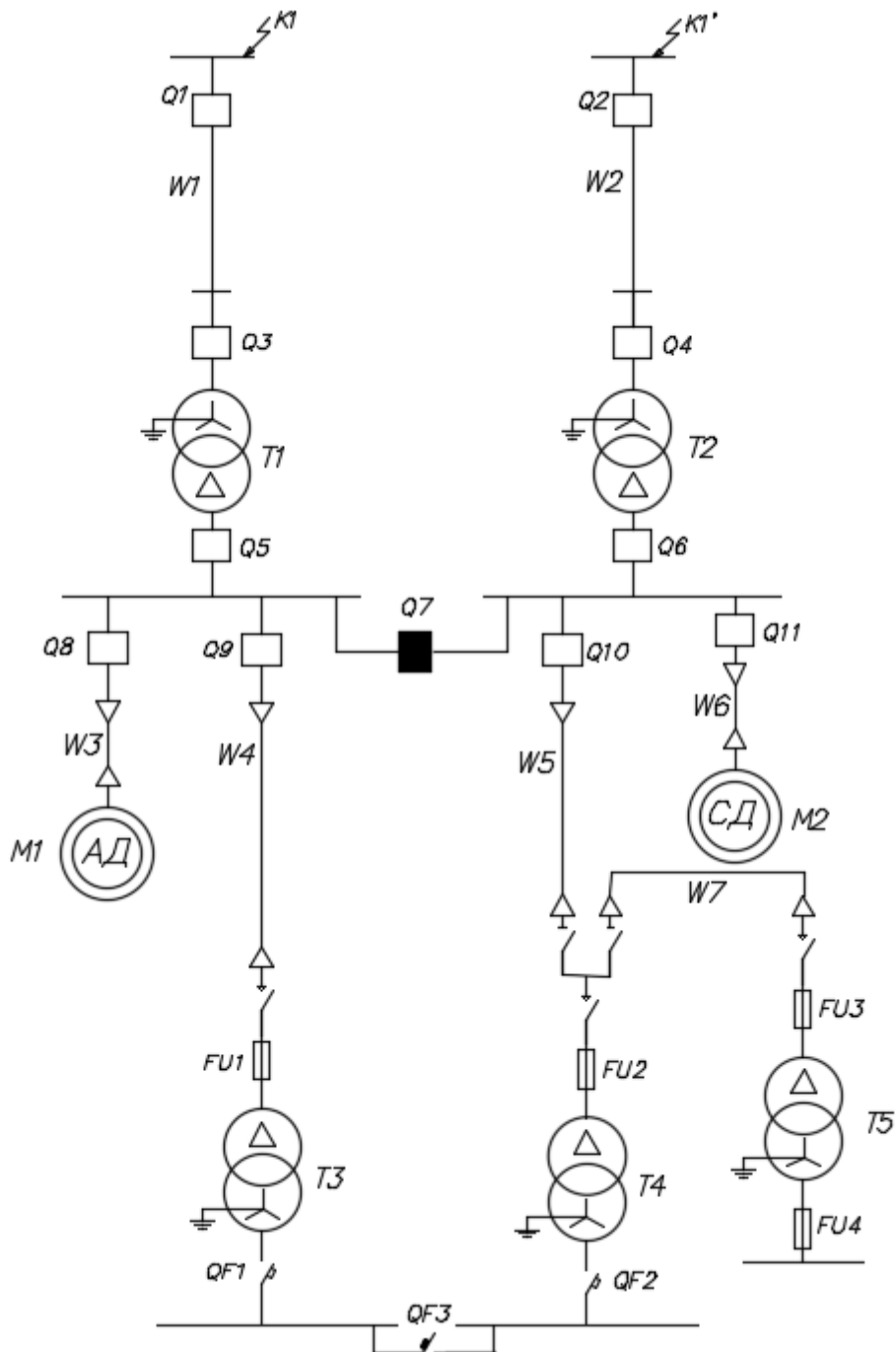


Рисунок 1 – Схема электроснабжения

Значение тока трёхфазного КЗ в точке К1: **22,4 кА**

Значение тока трёхфазного КЗ в точке К1': **20 кА**

Таблица 1 – Перечень защит для расчета

Место установки	Типы защит и автоматики	Аппаратная база
Q1, Q2	ТО, МТЗ, АПВ	Электромеханические реле
Q3, Q4	ДЗ/МТЗ	Реле РСТ-15/Реле РСТ 40
Q5, Q6	МТЗ, ЗМН	Терминал «Алтей»
Q7	МТЗ, АВР	Терминал «Алтей»
Q8	Перегруз, ОЗЗ, ТО/ДЗ	Терминал Seram 80
Q9, Q10	МТЗ, ТО, ОЗЗ	Терминал «Алтей»
Q11	Перегруз, ОЗЗ, ТО/ДЗ	Терминал БМРЗ
QF1, QF2, QF3	Согласно расцепителю	«Электрон» с расцепителем МРТ-5МП
FU1, FU2, FU3, FU4	Выбрать самостоятельно	

Таблица 2 – Марки силовых трансформаторов

Силовые трансформаторы	
Наименование	Марка
T1, T2	ТДН-16000 110/10,5
T3, T4	ТМГ-1000
T5	ТСЗ-400

Таблица 3 – Параметры ЛЭП

ЛЭП		
Наименование	Марка	Длина, км
W1, W2	АС-120	4,6
W3	ААШВ-3х35	0,6
W4	ААШВ-3х50	1
W5	ААШВ-3х50	1
W6	ААШВ-3х25	0,4
W7	ААШВ-3х35	0,3

Таблица 4 – Параметры электрических двигателей

Двигатели				
Наименование	Мощность, кВт	КПД, %	cosφ	I <sub>п</sub> /I <sub>ном</sub>
M1	2500	94	0,8	4,3
M2	3000	95	0,9	5,3

Таблица 5 – Перечень нагрузок 0,4 кВ

Секция I				Секция II			
Тип нагрузки	Мощность, кВт	cosφ	$k_{\Pi}$	Тип нагрузки	Мощность, кВт	cosφ	$k_{\Pi}$
АД	22	0,9	4	АД	160	0,9	5,2
АД	45	0,85	5	АД	250	0,94	4
АД	110	0,87	4,5	АД	55	0,8	6,1
АД	250	0,93	4,6	ЩО -1	10	1	
АД	45	0,87	5,4	ЩО -2	8	0,8	
ЩО-1	10	0,95		Прочая нагрузка	115	0,85	
ЩО -2	8	0,9					
Прочая нагрузка	110	0,8					

# 1 Расчет токов короткого замыкания

## 1.1 Составление схемы замещения

При расчетах релейной защиты значения токов КЗ необходимы для проверки чувствительности защит, а также расчета уставок некоторых защит (дифференциальная защита, токовая отсечка). При этом для проверки чувствительности необходимы значения минимального тока КЗ, а для расчета уставок некоторых защит – максимального. Так как проверка чувствительности осуществляется по току КЗ в конце защищаемого объекта, точки КЗ расставляются таким образом, чтобы в конце зоны действия каждой из защит была своя точка КЗ (рисунок 1.1).

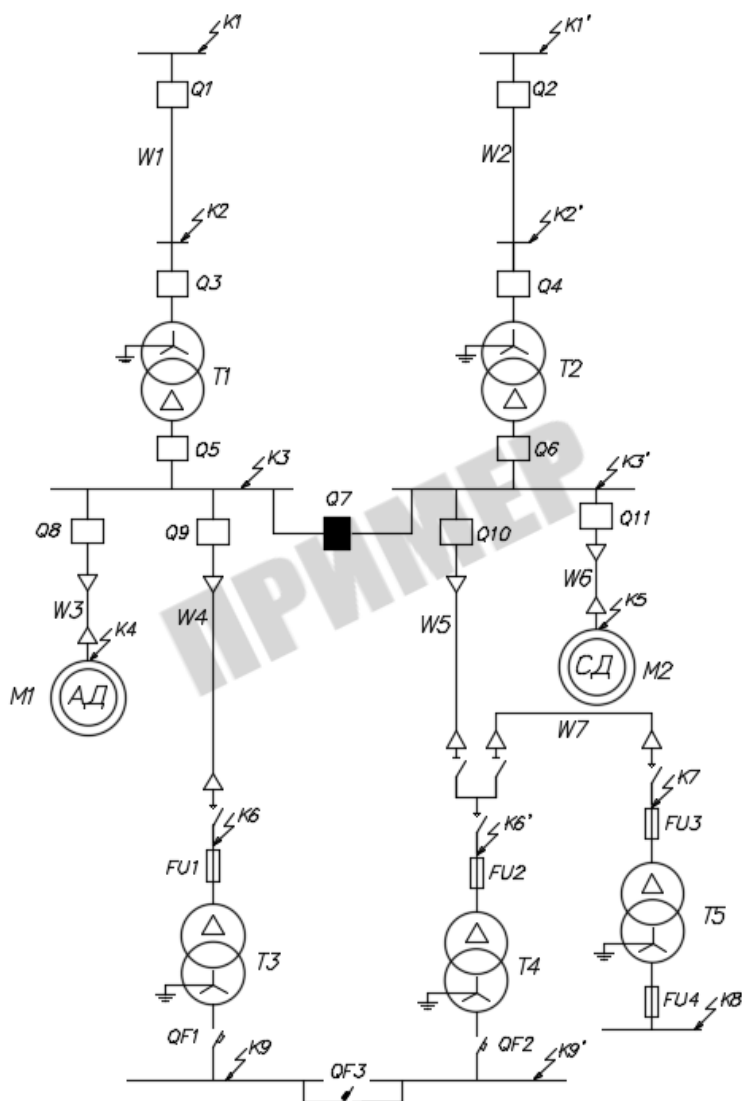


Рисунок 1.1– Расстановка точек КЗ



Для расчета токов короткого замыкания составляется схема замещения, в которой каждый элемент представляется в виде своего сопротивления. Питающая система учитывается величиной реактивного сопротивления  $X_c$ , включающего в себя сопротивления всех вышестоящих элементов электроэнергетической системы до источника питания.

Силовые трансформаторы в схеме замещения учитываются в виде последовательного соединения активного  $R_m$  и реактивного  $X_m$  сопротивлений. Кабельные и воздушные линии также вводятся в виде последовательного соединения активного  $R_W$  и реактивного  $X_W$  сопротивлений. При расчете токов КЗ в сетях с напряжением выше 1000 В не учитывается сопротивление контактов, коммутационных аппаратов, а также поперечные проводимости элементов [1]. Ток подпитки от электрических двигателей в расчетах короткого замыкания для релейной защиты не учитывается, в связи с чем, двигатели в схему замещения не вводятся. Схема замещения, составленная с учетом указанных допущений, представлена на рисунке 1.2.

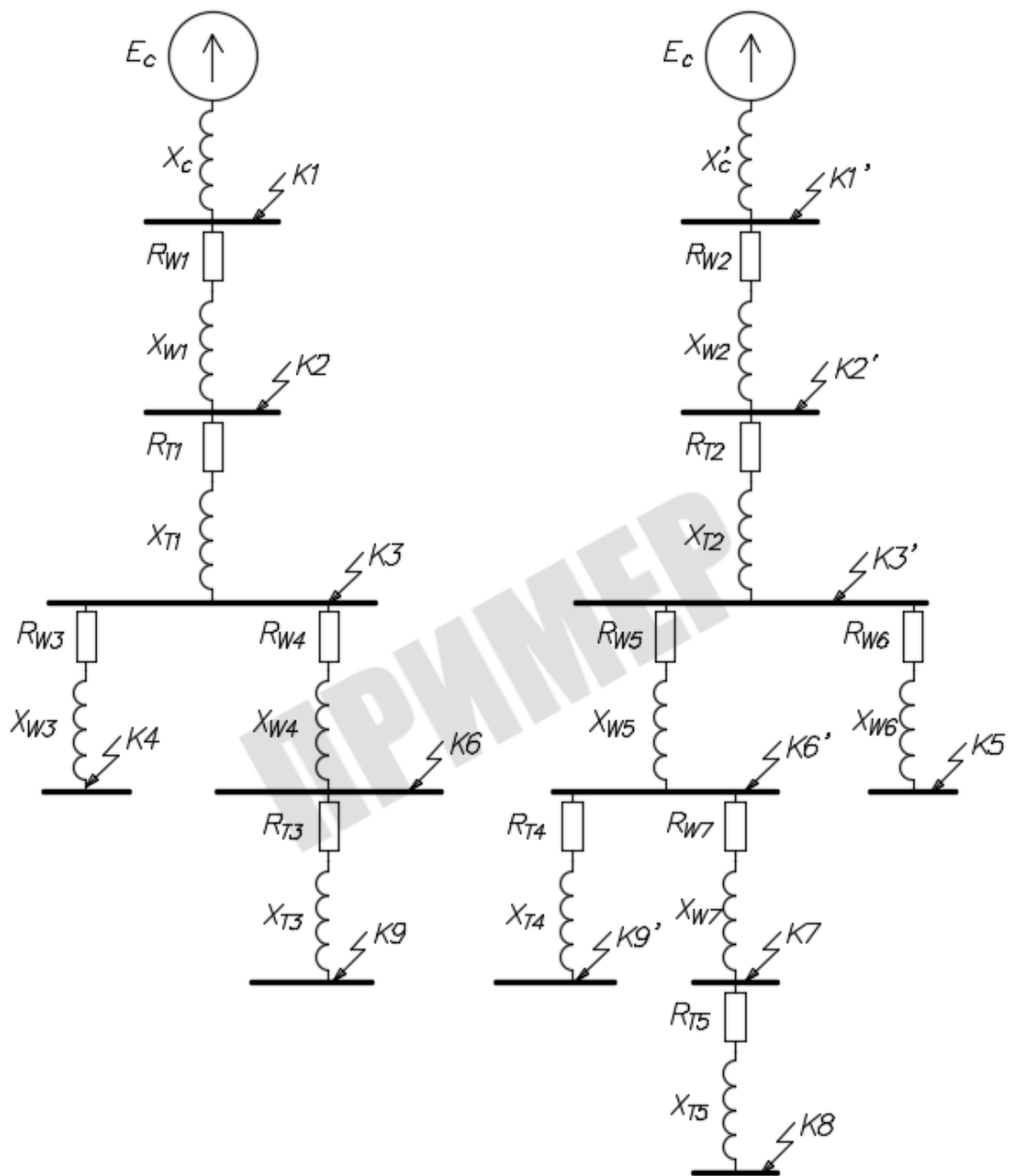


Рисунок 1.2 – Схема замещения рассматриваемой системы электроснабжения

## 1.2 Расчет параметров схемы замещения

### 1.2.1 Сопротивление системы

Так как сопротивление питающей энергосистемы относительно велико, то оно вводится в схему замещения. Сопротивление системы может быть найдено по формуле:

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_k^{(3)}}, \quad (1.1)$$

где  $U_c$  – среднее номинальное напряжение системы, кВ;

$I_k^{(3)}$  – ток трехфазного короткого замыкания на шинах питающей подстанции, кА.

Согласно исходным данным, в точке К1  $I_k^{(3)} = 22,4 \text{ кА}$ , в точке К1':  $I_k^{(3)} = 20 \text{ кА}$ .

Для рассматриваемой схемы:

$$X_c = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 22,4} = 2,96 \text{ Ом}$$

$$X_c' = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 20} = 3,32 \text{ Ом}$$

Необходимо обратить внимание на то, что **при расчётах токов КЗ используются не номинальные, а средние номинальные напряжения**, значения которых приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Средние номинальные напряжения

Класс напряжения сети, кВ	Среднее номинальное напряжение, кВ
0,38	0,4
6	6,3
10	10,5
35	37
110	115
220	230

## 1.2.2 Сопротивления трансформаторов

Определение сопротивления трансформаторов рассмотрено на примере трансформатора ТДН 16000/110, технические характеристики которого приведены в таблице 1.2.

Технические данные для трансформаторов других марок могут быть найдены на Интернет-ресурсах и в справочной литературе [3,4,7]

Таблица 1.2 – Номинальные параметры трансформатора.

Характеристика	Значение
Номинальные напряжения $U_{номВН}/ U_{номНН}$ , кВ	115/11
Номинальная мощность трансформатора, $S_{ном}$ , кВА	16000
Потери холостого хода, $P_{ХХ}$ , кВт	18
Потери короткого замыкания, $P_{КЗ}$ , кВт	85
Ток холостого хода, $I_{ХХ}$ , %	0,7
Напряжение короткого замыкания обмоток ВН-НН, $u_k$ , %	10,5

Расчет параметров схемы замещения трансформатора, проведен по методике, изложенной в [2].

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_m = \frac{P_{КЗ} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (1.2)$$

$$R_{m1} = \frac{85 \cdot 10^3 \cdot (11 \cdot 10^3)^2}{(16 \cdot 10^6)^2} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление обмотки трансформатора:

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2} = \sqrt{\left(\frac{u_k \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}}\right)^2 - R_m^2}, \quad (1.3)$$

$$X_{m1} = \sqrt{\left(\frac{10,5 \cdot (11 \cdot 10^3)^2}{100 \cdot 16 \cdot 10^6}\right)^2 - 0,04^2} = 0,793 \text{ Ом,}$$

Аналогичным образом, по формулам (1.2) и (1.3) определяются сопротивления других трансформаторов.

Результаты расчётов представлены в таблице 1.3

Таблица 1.3 – Сопротивления силовых трансформаторов

Наименование	R, Ом	X, Ом	Z, Ом
T1, T2	0,04	0,793	0,794
T3, T4	1,213	5,941	6,064
T5	3,721	14,696	15,159

### 1.2.3 Сопротивления кабельных и воздушных линий

Сопротивления воздушных и кабельных линий могут быть найдены по формулам:

$$R = r_{y\partial} \cdot l, \quad (1.4)$$

$$X = x_{y\partial} \cdot l, \quad (1.5)$$

где  $r_{y\partial}$ ,  $x_{y\partial}$  – удельные активное и реактивное сопротивления провода/кабеля, соответственно, Ом/км;

$l$  – длина кабеля/провода, км.

Значения удельных сопротивлений проводников зависят от их сечения и приведены в справочной литературе [3,4]. Расчет сопротивления ЛЭП целесообразно представить в табличном виде (таблица 1.4).

Таблица 1.4 – Расчет сопротивлений ЛЭП

Линия	Длина, км	$r_{y\partial}$ , Ом/км	$x_{y\partial}$ , Ом/км	R, Ом	X, Ом
W1,2	4,6	0,249	0,427	1,15	1,96
W3	0,6	0,84	0,095	0,50	0,06
W4,5	1	0,59	0,09	0,59	0,09
W6	0,4	1,17	0,099	0,47	0,04
W7	0,3	0,84	0,095	0,25	0,03

Так как расчет ведется для различных ступеней напряжения необходимо осуществлять приведение сопротивлений к ступени напряжения, на которой производится расчет тока КЗ. Приведение сопротивлений осуществляется путем умножения на коэффициент:

$$k_{np} = \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2, \quad (1.6)$$

где  $U_2$  – среднее номинальное напряжение ступени напряжения, к которой осуществляется приведение, кВ;

$U_1$  – среднее номинальное напряжение ступени от которой осуществляется приведение, кВ. Например, для приведения сопротивления системы к напряжению 10 кВ:

$$x_c^{(10кВ)} = \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 \cdot 2,96 = 0,025 \text{ Ом},$$

Сопротивления линии W1, приведенные к ступени напряжения 10,5 кВ:

$$r_{W1}^{(10кВ)} = \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 \cdot 1,15 = 0,009 \text{ Ом},$$

$$x_{W1}^{(10кВ)} = \left(\frac{10,5}{115}\right)^2 \cdot 1,96 = 0,016 \text{ Ом}.$$

### 1.3 Расчет токов короткого замыкания в точках с напряжением выше 1 кВ

Ток трехфазного короткого замыкания можно найти по следующей формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_\Sigma}, \quad (1.7)$$

где  $U$  – среднее номинальное сети в рассматриваемом режиме, В;

$Z_\Sigma$  – суммарное сопротивление всех элементов от источника питания до точки КЗ, Ом.

Для точки К2:

$$R_\Sigma = R_{W1} = 1,15 \text{ Ом},$$

$$X_\Sigma = X_c + X_{W1} = 2,96 + 1,96 = 4,92 \text{ Ом},$$

$$Z_\Sigma = \sqrt{R_\Sigma^2 + X_\Sigma^2} = \sqrt{1,15^2 + 4,92^2} = 5,06 \text{ Ом},$$

$$I_{K2}^{(3)} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 5,06} = 13,123 \text{ кА}.$$

В том случае, если значение тока представлено в кА, округление стоит производить до трёх знаков после запятой. Если значение тока КЗ определяется в амперах, то оно округляется до целой величины.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_k^{(3)}, \quad (1.8)$$

Для точки К2:

$$I_{K2}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 13,123 = 11,364 \text{ кА},$$

Аналогичным образом производится расчёт токов КЗ для точки К3:

$$R_{\Sigma} = R_{W1}^{(10кВ)} + R_{T1} = 0,009 + 0,04 = 0,049 \text{ Ом},$$

$$X_{\Sigma} = X_c^{(10кВ)} + X_{W1}^{(10кВ)} + X_{T1} = 0,025 + 0,016 + 0,793 = 0,834 \text{ Ом},$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2} = \sqrt{0,049^2 + 0,834^2} = 0,84 \text{ Ом},$$

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,84} = 7,255 \text{ кА}.$$

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,255 = 6,283 \text{ кА},$$

Необходимо обратить внимание на то, что точка К3 расположена на низкой стороне трансформатора и напряжение в этой точке равно 10 кВ. В связи с этим, сопротивления элементов, расположенных на стороне 110 кВ (питающая система и линия W1) приводятся к напряжению 10 кВ.

Аналогичным образом определяются токи короткого замыкания для остальных точек КЗ. Результаты расчета приведены в таблице 1.5

Таблица 1.5 – Токи КЗ на напряжении выше 1 кВ

Точка КЗ	R, Ом	X, Ом	Z, Ом	$I_k^{(3)}$ , кА	$I_k^{(2)}$ , кА
K1	–	2,96	2,96	22,4	19,399
K2	1,15	4,93	5,06	13,123	11,364
K3	0,05	0,834	0,84	7,255	6,283
K4	0,554	0,891	1,05	5,778	5,004
K5	0,518	0,874	1,02	5,969	5,169
K6	0,64	0,924	1,12	5,394	4,671
K7	0,892	0,953	1,30	4,646	4,023
K1'	–	3,32	3,32	20	17,321
K2'	1,15	5,28	5,41	12,28	10,635
K3'	0,05	0,837	0,84	7,23	6,261
K6'	0,64	0,927	1,13	5,38	4,661

Типичные ошибки на данном этапе расчета:

–игнорирование необходимости приведения сопротивлений к другим ступеням напряжения;

–ошибки в размерностях величин при расчете сопротивления трансформаторов: рекомендуется все десятичные приставки (кило, мега и т. п.) представлять в виде соответствующих степеней числа 10.

#### **1.4 Расчет токов короткого замыкания в точках с напряжением ниже 1 кВ**

Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ имеет ряд особенностей по сравнению с расчетами токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ[5,6]:

–учет активных сопротивлений всех элементов короткозамкнутой цепи, включая силовые трансформаторы, проводники, трансформаторы тока, реакторы, токовые катушки автоматических выключателей;

–учет индуктивных сопротивлений всех вышеперечисленных элементов короткозамкнутой цепи;



–учет активных сопротивлений различных контактов и контактных соединений;

–учет сопротивления электрической дуги в месте КЗ.

Сети напряжением до 1 кВ, как правило, работают с глухим заземлением нейтралей силовых трансформаторов. Поэтому в таких сетях возможны все виды коротких замыканий. Обычно, в качестве расчетных в сетях, напряжением до 1 кВ приняты трехфазные КЗ ( $I_K^{(3)}$ ), двухфазные КЗ ( $I_K^{(2)}$ ), и однофазные КЗ ( $I_K^{(1)}$ ).

Кроме того, как указывалось выше, наиболее частыми видами КЗ являются КЗ дуговые, т. е. перечисленные виды КЗ, но с учетом активного сопротивления дуги в месте КЗ.

Расчеты токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ выполняются в именованных единицах. Параметры элементов схемы замещения приводятся к одному напряжению, принятому за базисное (в данном случае, это напряжение 0,4 кВ).

В этом случае активные и индуктивные сопротивления элементов схемы будут выражены в миллиомах ( $1 \text{ мОм} = 10^{-3} \text{ Ом}$ ). Для определения токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ (на шинах трансформаторных подстанций), составляется расчетная схема (рисунок 1.3а), с указанием всех элементов короткозамкнутой цепи, а также схемы замещения всех последовательностей (рисунок 1.3б, 1.3в), с указанием сопротивлений всех элементов, входящих в эту цепь: вышестоящих элементов ( $Z_{Iэкв}$ ), силовых трансформаторов ( $Z_{IT}$ ), шин ( $Z_{IШ}$ ), катушек автоматических выключателей ( $Z_{Iкв}$ ).

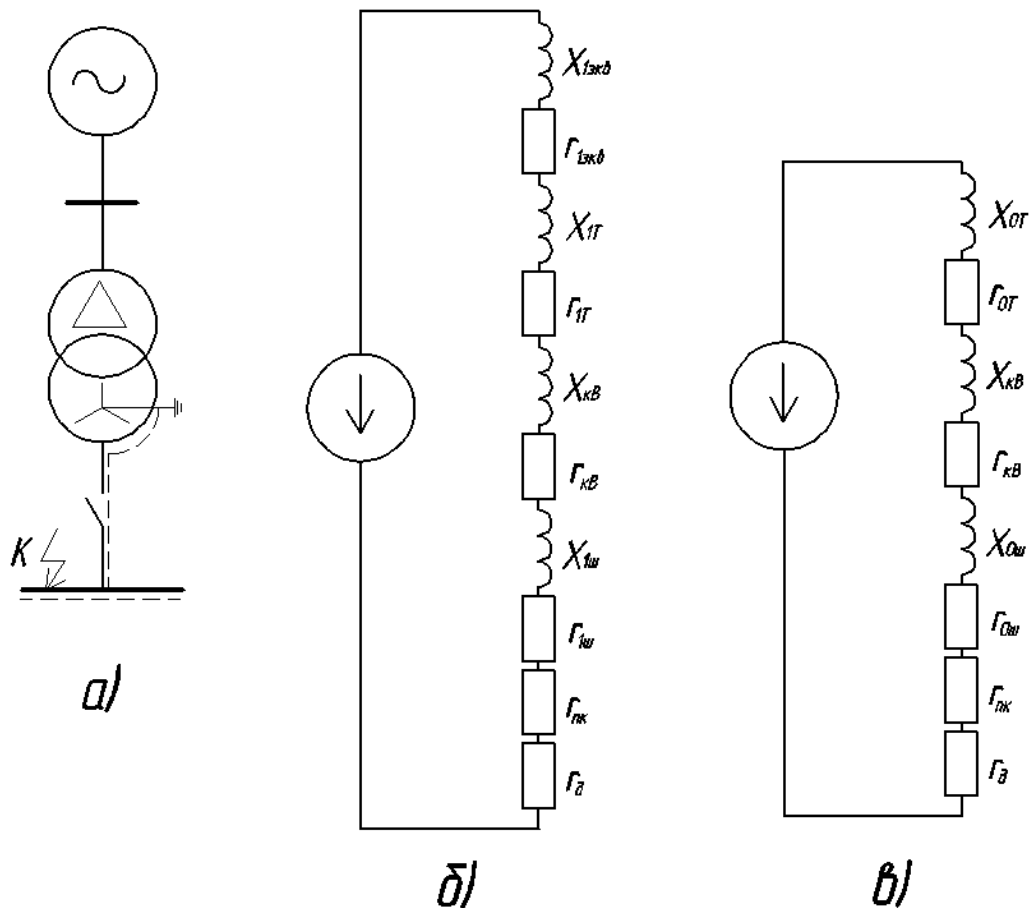


Рисунок 1.3 – Расчетная схема (а) и схемы замещения прямой (б) и нулевой (в) последовательностей

Сопротивления нулевой последовательности для трансформаторов со схемой соединения обмоток Д/У0 принимаются равными соответствующим сопротивлениям прямой последовательности. Для трансформаторов со схемой соединения обмоток У/У0 сопротивление нулевой последовательности находится из справочных данных (таблица 1.6).

Таблица 1.6 – Сопротивления прямой и нулевой последовательности трансформаторов

$S_{нт}$ , кВА	Схема соединения обмоток	$r_1$ , мОм	$x_1$ , мОм	$r_0$ , мОм	$x_0$ , мОм
25	Y/Y <sub>0</sub>	156,2	275,2	1650	1930
160	Y/Y <sub>0</sub>	16,6	41,7	150,8	367
250	Y/Y <sub>0</sub>	9,4	27,2	96,5	235
400	Y/Y <sub>0</sub>	5,5	17,1	55,6	149
630	Y/Y <sub>0</sub>	3,3	13,7	30,3	96,2
1000	Y/Y <sub>0</sub>	1,8	8,6	19,1	60,6
1600	Y/Y <sub>0</sub>	0,9	5,6	9,11	48,16
2500	Y/Y <sub>0</sub>	0,46	3,57	4,51	29,13
3200	Y/Y <sub>0</sub>	0,48	4	4,76	34,4

В том случае, если известны сечения шин 0,4 кВ, их удельные сопротивления необходимо определять по справочной литературе [3,4]. В том случае, если сопротивления не заданы, принимается допущение о выборе шин по номинальному току трансформатора ( $S_{нт}$ ). В этом случае, для определения сопротивления шин необходимо пользоваться таблицей 1.7.

Таблица 1.7 – Сопротивления шин

$S_{нт}$ , кВА	Сечение шин, мм <sup>2</sup>	Материал	Сопротивления прямой последовательности		Сопротивления нулевой последовательности	
			$r_{1ш}$ , мОм/м	$x_{1ш}$ , мОм/м	$r_{0ш}$ , мОм/м	$x_{0ш}$ , мОм/м
3200	3(120x10)	Cu	0,007	0,112	0,04	0,951
2500	2(120x10)	Cu	0,01105	0,112	0,0637	0,951
2000	2(120x8)	Cu	0,0138	0,1112	0,0795	0,944
1000	100x10	Al	0,0422	0,133	0,2431	1,129
630	60x10	Al	0,0704	0,143	0,4055	1,214
400	50x5	Al	0,1689	0,159	0,9729	1,350
250	40x4	Al	0,2638	0,173	1,5195	1,469
160	25x3	Al	0,5629	0,201	3,2423	1,706
25	20x3	Al	0,7036	0,213	4,0527	1,808

Сопротивления катушек автоматических выключателей зависят от их номинального тока и приведены в таблице 1.8. При отсутствии у выключателя одного из расцепителей, значение сопротивления уменьшается в два раза. Если у автоматического выключателя нет расцепителей, либо вместо него установлен предохранитель, то он учитывается как рубильник с сопротивлением  $r_{кр\bar{уб}}$ .

Таблица 1.8 – Сопротивления катушек автоматических выключателей и рубильников

$I_n, A$	$r_{кв}, мОм$	$x_{кв}, мОм$	$r_{кр\bar{уб}}, мОм$
5000	0,08	0,04	-
4000	0,1	0,05	-
3200	0,11	0,06	-
2500	0,13	0,07	0,04
1600	0,14	0,08	0,04
1000	0,25	0,1	0,08
600	0,41	0,13	0,15
400	0,65	0,17	0,2
200	1,1	0,5	0,4
140	1,3	0,7	-
50	2,15	1,2	0,5

Переходные сопротивления контактов принимают равными:

– для шинопроводов:  $r_{нк}=0,01$  мОм;

– для кабелей:  $r_{нк}=0,1$  мОм;

Количество контактов рассчитывается исходя из схемы рассматриваемого объекта. Пример приведен на рисунке 1.4

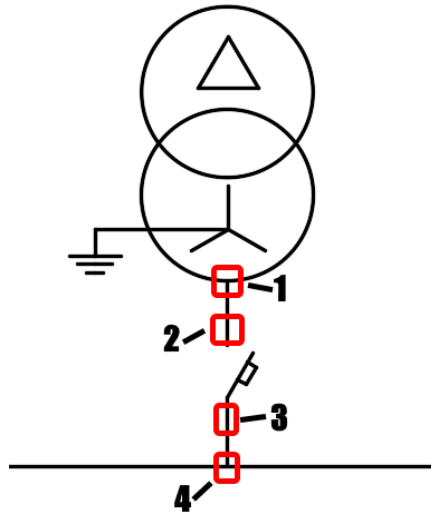


Рисунок 1.4 – Места расположения контактов.

1 – контакт подключения к ошиновке трансформатора;

2,3 – контакты подключения к автоматическому выключателю;

4 – контакт подключения к шинам 0,4 кВ.

Проведем расчет токов КЗ для точки К9.

Сопротивление вышестоящих элементов на стороне ВН будет равняться сумме сопротивлений до точки К6. С учетом приведения к напряжению 0,4 кВ:

$$r_{\Sigma}^{(0,4кВ)} = 0,64 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 0,968 \text{ мОм},$$

$$x_{\Sigma}^{(0,4кВ)} = 0,924 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 = 1,341 \text{ мОм}.$$

Сопротивления прямой последовательности трансформатора ТМ-1000 могут быть найдены через коэффициент приведения с использованием данных из таблицы 1.3:

$$r_{T2}^{(0,4кВ)} = \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \cdot 1,213 = 1,76 \text{ мОм},$$

$$x_{T2}^{(0,4кВ)} = \left(\frac{0,4}{10,5}\right)^2 \cdot 5,941 = 8,622 \text{ мОм}.$$

Погонные сопротивления шин взяты из таблицы 1.7, сопротивления автоматических выключателей из таблицы 1.8, переходные сопротивления

контактов учтены в соответствии с ГОСТ 28249-93. Длина шин принимается равной 10 метрам.

Сопротивления катушек выключателей принимаются для ориентировочного номинального тока автоматического выключателя, определяемого номинальным током трансформатора:

$$I_{ном.тр.} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1444,3 \text{ А.}$$

Принимается автоматический выключатель с ближайшим большим номинальным током, равным 1600 А.

$$r_{ли} = 0,0422 \cdot 10 = 0,42 \text{ мОм,}$$

$$x_{ли} = 0,133 \cdot 10 = 1,33 \text{ мОм,}$$

$$r_{кв} = 0,14 \text{ мОм,}$$

$$x_{кв} = 0,08 \text{ мОм,}$$

$$r_{нк} = 4 \cdot 0,01 = 0,04 \text{ мОм.}$$

Суммарные сопротивления прямой последовательности до точки КЗ:

$$R_{1\Sigma} = r_{\Sigma}^{(0,4кВ)} + r_{T2}^{(0,4кВ)} + r_{ли} + r_{кв} + r_{нк},$$

$$X_{1\Sigma} = x_{\Sigma}^{(0,4кВ)} + x_{T2}^{(0,4кВ)} + x_{ли} + x_{кв} + x_{нк},$$

$$R_{1\Sigma} = 0,968 + 1,76 + 0,42 + 0,14 + 0,04 = 3,29 \text{ мОм,}$$

$$X_{1\Sigma} = 1,341 + 8,622 + 1,33 + 0,08 = 11,373 \text{ мОм.}$$

Напряжение на шинах подстанции, согласно [6] принимается постоянным, и равным  $U_H = 400 \text{ В}$ .

Ток трехфазного металлического КЗ определяется по формуле:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (1.9)$$

$$I_K^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,29^2 + 11,373^2}} = 19505 \text{ А.}$$

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3)}, \quad (1.10)$$

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 19505 = 16892 \text{ A.}$$

Суммарное сопротивление до точки КЗ с учетом дуги:

$$R_{1\Sigma\delta} = R_{1\Sigma} + r_\delta, \quad (1.11)$$

где  $r_\delta$  – сопротивление дуги, мОм, определяемое по формуле:

$$r_\delta = 16 \cdot \frac{\sqrt{l_\delta}}{\left(\frac{I_K^{(3)}}{2}\right)^{0,85}}, \quad (1.12)$$

где  $l_\delta$  – длина дуги, м. Принимается  $l_\delta=10$  метров.

$$r_\delta = 16 \cdot \frac{\sqrt{10}}{\left(\frac{19,505}{2}\right)^{0,85}} = 7,301 \text{ мОм,}$$

$$R_{1\Sigma\delta} = 3,29 + 7,301 = 10,591 \text{ мОм.}$$

Ток трехфазного КЗ с учетом дуги:

$$I_K^{(3\delta)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma\delta}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \quad (1.13)$$

$$I_K^{(3\delta)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{10,591^2 + 11,373^2}} = 14860 \text{ A.}$$

Ток двухфазного КЗ с учетом дуги:

$$I_K^{(2\delta)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_K^{(3\delta)}, \quad (1.14)$$

$$I_K^{(2\delta)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14860 = 12869 \text{ A.}$$

Расчет тока однофазного КЗ производится по формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_n}{\sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}. \quad (1.15)$$

Сопротивления обратной последовательности  $R_{2\Sigma}$  и  $X_{2\Sigma}$  принимаются равными сопротивлениям прямой последовательности, сопротивления

нулевой последовательности  $R_{0\Sigma}$  и  $X_{0\Sigma}$  определяются согласно приведенной выше схеме замещения нулевой последовательности (рисунок 1.3в):

$$R_{2\Sigma} = R_{1\Sigma} = 3,29 \text{ мОм},$$

$$X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma} = 11,373 \text{ мОм},$$

$$r_{0\Sigma} = r_{0T} + r_{0кв} + r_{0ш} + r_{0нк}$$

$$x_{0\Sigma} = x_{0T} + x_{0кв} + x_{0ш}$$

Сопротивление нулевой последовательности трансформатора зависит от его конструкции и схемы соединения обмоток. Для схемы соединения Д/У<sub>0</sub> принимается  $r_{0T}=r_{1T}$ . Для схемы соединения У/У<sub>0</sub> сопротивления нулевой последовательности приведены в таблице 1.6.

$$r_{0T} = 1,76 \text{ мОм},$$

$$x_{0T} = 8,622 \text{ мОм}.$$

Сопротивления шин, взяты из таблицы 1.7:

$$r_{0ш} = 0,2431 \cdot 10 = 2,43 \text{ мОм},$$

$$x_{0ш} = 1,129 \cdot 10 = 11,29 \text{ мОм}.$$

Сопротивления нулевой последовательности автоматических выключателей и переходные сопротивления контактов принимаются такими же, как и для прямой последовательности. Тогда суммарное сопротивление нулевой последовательности:

$$R_{0\Sigma} = 1,76 + 2,43 + 0,14 + 0,04 = 4,37 \text{ мОм},$$

$$X_{0\Sigma} = 8,622 + 11,29 + 0,08 = 19,99 \text{ мОм}.$$

Ток однофазного металлического КЗ:

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(3,29 + 3,29 + 4,37)^2 + (11,373 + 11,373 + 19,99)^2}} = 15703 \text{ А}.$$

Ток однофазного дугового КЗ:

$$I_K^{(1\sigma)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_n}{\sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{2\Sigma} + R_{0\Sigma} + 3 \cdot r_\sigma)^2 + (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (1.16)$$



$$I_K^{(1d)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(3,29 + 3,29 + 4,37 + 3 \cdot 7,301)^2 + (11,373 + 11,373 + 19,99)^2}} = 12852 \text{ A.}$$

Аналогичным образом осуществляется расчет для точки К8. Результаты расчета сведены в таблицу 1.9.

Таблица 1.9 – Результаты расчёта токов КЗ на напряжении 0,4 кВ

Точка КЗ	К8	К9	К9'	Точка КЗ	К8	К9	К9'
$r_{\Sigma}$ , мОм	1,294	0,928	0,928	$r_{0г}$ , мОм	5,4	1,76	1,76
$x_{\Sigma}$ , мОм	1,383	1,341	1,345	$x_{0г}$ , мОм	21,33	8,622	8,622
$r_{1г}$ , мОм	5,4	1,76	1,76	$r_{0ш}$ , мОм	9,729	2,431	2,431
$x_{1г}$ , мОм	21,33	8,622	8,622	$x_{0ш}$ , мОм	13,5	11,29	11,29
$r_{кв}$ , мОм	0	0,14	0,14	$R_{0\Sigma}$ , мОм	15,17	4,37	4,371
$x_{кв}$ , мОм	0	0,08	0,08	$X_{0\Sigma}$ , мОм	34,83	19,99	19,99
$r_{1ш}$ , мОм	1,689	0,422	0,422	$I_k^{(3)}$ , кА	8,980	19,51	19,5
$x_{1ш}$ , мОм	1,59	1,33	1,33	$I_k^{(3д)}$ , кА	6,968	14,86	14,86
$r_{пк}$ , мОм	0,04	0,04	0,04	$I_k^{(2)}$ , кА	7,777	16,89	16,886
$R_{1\Sigma}$ , мОм	8,423	3,290	3,290	$I_k^{(2д)}$ , кА	6,034	12,87	12,87
$X_{1\Sigma}$ , мОм	24,3	11,37	11,378	$I_k^{(1)}$ , кА	7,753	15,7	15,7
$r_d$ , мОм	14,12	7,301	7,303	$I_k^{(1д)}$ , кА	6,199	12,85	12,85

После выполнения всех расчётов целесообразно отметить точки КЗ на расчетной схеме электроснабжения и подписать на ней величины токов максимального и минимального КЗ в каждой из расчетных точек. Наличие такой схемы в бумажном виде существенно сокращает затраты времени на поиск необходимой информации при дальнейших расчетах.

## 2 Расчет уставок автоматических выключателей, 0,4 кВ

Расчет производится согласно указаниям, приведенным в [7]. По исходным данным на трансформаторной подстанции установлены выключатели «Электрон» с расцепителями МРТ-5МП, позволяющими реализовать функции защиты от перегрузки, максимальной токовой защиты (МТЗ) и токовой отсечки (ТО). Для других расцепителей, перечень защит определяется по их технической документации. В том случае, если какая-то из функций защиты на автоматическом выключателе отсутствует, расчет уставок для нее не производится.

### 2.1 Расчет времени и тока срабатывания МТЗ

Согласно выбранной методике, производится расчет тока срабатывания МТЗ по нескольким условиям.

1) Отстройка от пускового тока электродвигателей.

Данное условие обеспечивает несрабатывание защиты при запуске электродвигателей. Уставка МТЗ определяется из условия:

$$I_{МТЗ} \geq 1,05 \cdot k_3 \cdot k_a \cdot k_p \cdot k_{сзн} \cdot I_{раб.макс} \quad (2.1)$$

где коэффициент 1,05 учитывает возможность повышения напряжения на 5% от номинального;

$k_3$  – коэффициент запаса, учитывающий возможные погрешности расчета и срабатывания автоматических выключателей;

$k_a$  – коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей в пусковом токе электродвигателя. Принят равным 1, так как данный автомат не реагирует на апериодическую составляющую тока;

$k_p$  – коэффициент разброса, учитывающий разброс характеристик срабатывания автоматических выключателей;

$k_{сзн}$  – коэффициент самозапуска, который выбирается в диапазоне от 1 до 2 в зависимости от доли двигательной нагрузки.

$I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток, протекающий через данный автомат.

Значения коэффициентов для различных типов автоматических выключателей представлены в таблице 2.1

Таблица 2.1 – Коэффициенты для различных типов автоматических выключателей

Тип расцепителя	$k_z$	$k_a$	$k_p$
МРТ	1,3	1	1,4
МРТ-МП	1,2	1	1,3
БУТ-12	1,2	1	1,3
Micrologic	1,2	1	1,2

Максимальный рабочий ток найдем как сумму номинальных токов низковольтных электроприемников, подключенных к секциям 0,4 кВ. Перечень низковольтных нагрузок, согласно исходным данным представлен в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Перечень нагрузок подстанции

Секция I						Секция II					
	P, кВт	cosφ	$k_{п}$	$I_{ном}, А$	$I_{пуск}, А$		P, кВт	cosφ	$k_{п}$	$I_{ном}, А$	$I_{пуск}, А$
АД	22	0,9	4	35,3	141,1	АД	160	0,9	5,2	256,6	1334,3
АД	45	0,85	5	76,4	382,1	АД	250	0,94	4	383,9	1535,5
АД	110	0,87	4,5	183	821,2	АД	55	0,8	6,1	99,2	605,3
АД	250	0,93	4,6	388	1784,8	ЩО-1	10	1		14,4	
АД	45	0,87	5,4	74,7	403,1	ЩО-2	8	0,8		14,4	
ЩО-1	10	0,95		15,2		Прочая	115	0,85		195,3	
ЩО-2	8	0,9		12,8							
Прочая	110	0,8		198,5							
ВСЕГО по секции				983,3	3532,4	ВСЕГО по секции				963,9	3475,1

Для секционного автомата в качестве максимального рабочего тока принимается ток наиболее загруженной секции, составляющий 983,3 А. Для

вводного автомата принимаем наиболее тяжелый режим работы подстанции через один ввод, с током равным  $983,3+963,9=1947,2$  А.

Тогда для секционного выключателя:

$$I_{МТЗ} \geq 1,05 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 2 \cdot 983,3 = 3221,427 \text{ А.}$$

Для вводного выключателя:

$$I_{МТЗ} \geq 1,05 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 2 \cdot 1947,2 = 6379,02 \text{ А.}$$

2) Отстройка по условию несрабатывания защиты при пуске самого мощного электродвигателя при одновременной нормальной работе остальных электроприемников.

Данное условие исключает ложное срабатывание расцепителя при пуске самого мощного электродвигателя на фоне нормальной работы остальных электроприемников. Отстройка производится по условию:

$$I_{МТЗ} \geq K_n \cdot (I_{\text{раб.макс.}} - I_{\text{ов.макс}} + I_{\text{н.макс}}), \quad (2.2)$$

где  $K_n = 1,05 \cdot k_z \cdot k_a \cdot k_p = 1,638$ ;

$I_{\text{раб.макс.}}$  – максимальный рабочий ток, А;

$I_{\text{ов.макс}}$  – рабочий ток, самого мощного двигателя, подключенного к секции, А;

$I_{\text{н.макс}} = k_n \cdot I_{\text{ов.макс}}$  – максимальный пусковой ток, А.

Для секционного выключателя условие рассчитывается исходя из запуска двигателя с **максимальным пусковым током** на каждой из секций.

При запуске двигателя с  $I_{\text{ном}}=388$  А на I секции:

$$I_{МТЗ} \geq 1,638 \cdot (983,3 - 388 + 4,6 \cdot 388) = 3841,94 \text{ А.}$$

При запуске двигателя с  $I_{\text{ном}}=383,9$  А на II секции:

$$I_{МТЗ} \geq 1,638 \cdot (983,3 - 383,9 + 4 \cdot 383,9) = 3112,65 \text{ А.}$$

Для вводного выключателя выбирается двигатель с максимальным пусковым током:

$$I_{МТЗ} \geq 1,638 \cdot (1947,2 - 388 + 4,6 \cdot 388) = 5388,96 \text{ А.}$$

3) Несрабатывание защиты питающего секцию ввода при действии устройства АВР.

Данное условие исключает ложное срабатывание расцепителя при повышении тока через ввод при срабатывании устройства АВР:

$$I_{MTЗ} \geq k_n \cdot (I_{сзн} + k_{н.1} \cdot I_{раб.макс.1}), \quad (2.3)$$

где  $K_n = 1,638$  – коэффициент надежности;

$k_{н.1} = 1,25$  – коэффициент учитывающий увеличение тока двигателей не терявшей питание секции при снижении напряжения вследствие подключения самозапускающейся нагрузки другой секции;

$I_{сзн} = 3532,4$  А – наибольший из двух секций ток самозапуска;

$I_{раб.макс.1} = 963,9$  А – максимальный рабочий ток не терявшей питание секции.

$$I_{с.о.} \geq 1,638 \cdot (3532,4 + 1,25 \cdot 963,9) = 8225,84 \text{ А}$$

Данное условие учитывается только для вводного автомата. Из всех условий (2.1-2.3) выбирается наибольшее значение тока срабатывания МТЗ, составляющее 8225,84 А для вводного автомата и 3841,94 А для секционного автомата. Согласование уставки по току с нижестоящими автоматическими выключателями необходимо производить только в том случае, если известны выдержки времени их срабатывания. В рассмотренном случае принимается, что они срабатывают без выдержки времени. Время срабатывания МТЗ предлагается установить минимально возможным для расцепителя МРТ-5МП: для секционного автомата – 0,15 с, для вводного автомата – 0,3 с. Для других типов расцепителей необходимо обратить внимание на возможный диапазон регулирования уставок времени срабатывания. Время ступени селективности не должно быть меньше 0,15 с для микропроцессорных расцепителей и 0,2 секунды для полупроводниковых расцепителей.

Рассчитанные уставки проверяются по условиям чувствительности к минимальному короткому замыканию на шинах 0,4 кВ согласно требованиям ПУЭ:

$$k_q^{(1)} = \frac{I_{K\min}}{I_{MTЗ}} \geq 1,1 \cdot k_p, \quad (2.4)$$

где  $I_{K\min} = 12850$  А – минимальный ток КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции.

Из точек К9 и К9' необходимо выбрать точку с наименьшим током КЗ.

$k_p = 1,3$  – коэффициент разброса;

Для секционного автомата:

$$k_q^{(1)} = \frac{12850}{3841,94} = 3,35.$$

Условие (2.4) выполняется ( $1,1 \cdot 1,3 = 1,43$ ). Здесь и во всех последующих расчетах **коэффициент чувствительности необходимо округлять до двух знаков после запятой.**

Для вводного автомата:

$$k_q^{(1)} = \frac{12850}{8225,84} = 1,56.$$

Условие (2.4) также выполняется. Чувствительность защит достаточна.

В том случае, если чувствительность защит оказывается недостаточной, необходимо предложить варианты снижения уставки МТЗ. Такими вариантами могут быть:

- введение ступенчатого АВР. В этом случае, при срабатывании АВР двигатели включаются не разом, а поочередно. Данное решение позволяет в формуле 2.3 в качестве  $I_{cзн}$  использовать не суммарный пусковой ток секции, а наибольший из пусковых токов двигателей, за счет чего уставка МТЗ вводного выключателя может существенно уменьшиться. При этом необходимо помнить, что другие условия выбора уставки не изменятся и их также необходимо учитывать.

- использование более современного типа автоматических выключателей. Позволяет уменьшить коэффициенты  $k_z$ ,  $k_a$ ,  $k_p$ , тем самым уменьшив расчетные уставки.

- деление секции на части. Позволяет запускать двигатели отдельно, тем самым уменьшая  $k_{cзн}$ .

## 2.2 Расчет уставок защиты от перегрузки.

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется из условия допустимой перегрузки масляного трансформатора

$$I_{c.n} = \frac{K_n}{k_\epsilon} \cdot k_{пер} \cdot I_{н.т.} \quad (2.5)$$

где  $I_{н.т.}=1443,4$  А – номинальный ток трансформатора;

$K_n=1,638$  – найденный ранее коэффициент надежности;

$k_\epsilon=0,9$  – коэффициент возврата выбранного выключателя;

$k_{пер}=1,4$  – коэффициент допустимой перегрузки силового трансформатора. Для сухих трансформаторов следует принимать  $k_{пер}=1,2$ .

$$I_{c.n} = \frac{1,638}{0,9} \cdot 1,4 \cdot 1443,4 = 3677,7 \text{ А.}$$

Полученное значение проверяется по условию чувствительности к минимальному току однофазного дугового КЗ:

Значение коэффициента чувствительности при однофазном КЗ должно быть не менее 3:

$$k_\epsilon^{(1)} = \frac{I_{k \min}^{(1)}}{I_{c.n}} \geq 3, \quad (2.6)$$

$I_{k \min}^{(1)}=12850$  А – минимальный ток однофазного дугового КЗ по предыдущим расчётам (таблица 1.9).

$$\frac{I_{k \min}^{(1)}}{I_{c.n}} = \frac{12850}{3677,7} = 3,5.$$

Условие (2.6) выполняется, следовательно, защита обладает достаточной чувствительностью.

Для секционного выключателя ток перегрузки принимается равным половине от соответствующего тока вводного выключателя:

$$I_{c.n} = \frac{1,638}{0,9} \cdot 0,7 \cdot 1443,4 = 1838,9 \text{ А.}$$

Проверка на чувствительность:

$$\frac{I_{k\min}^{(1)}}{I_{c.n}} = \frac{12850}{1838,9} = 6,99.$$

Условие (2.6) выполняется, защита обладает достаточной чувствительностью.

Время действия защиты  $t_{c.3}$  примем в 1,5 раза больше длительности пуска электродвигателей:

$$t_{c.3} = 1,5 \cdot 6 = 9 \text{ с.}$$

В том случае, если проверка по чувствительности не выполняется, необходимо рекомендовать установку отдельной защиты от однофазных замыканий на землю. В этом случае, проверку чувствительности защиты от перегрузки допускается не производить.

### 2.3 Расчет тока срабатывания токовой отсечки (ТО)

Для селективного отключения КЗ на отходящей от щита линии, ток срабатывания отсечки  $I_{мгн}$  должен быть больше максимального расчетного тока КЗ за отходящим выключателем:

$$I_{ТО} > I_{к}^{(3)}. \quad (2.7)$$

Но при этом, если условие (2.7) не выполняется, то возможна ситуация, когда при КЗ сразу за автоматическим выключателем отходящей линии вместо выключателя отходящей от щита линии (или одновременно с ним) отключится вводной выключатель.

В связи с тем, что отходящие выключатели конструктивно запитаны со сборных шин 0,4 кВ, ток КЗ за отходящим выключателем будет иметь такое же значение, как и на сборных шинах 0,4кВ. Поэтому для определения тока срабатывания отсечки (мгновенного действия) и выполнения условия селективности воспользуемся следующим выражением:



$$I_{TO} = \frac{I_K^{(3)}}{k_{\chi}}, \quad (2.8)$$

где  $I_K^{(3)}=19505$  А – ток металлического трехфазного КЗ на сборных шинах 0,4 кВ (после вводного выключателя);

$k_{\chi}=1,5$  – минимальный коэффициент чувствительности.

$$I_{с.мгн} = \frac{19505}{1,5} = 13003,7 \text{ А.}$$

В том случае, если АВ позволяет вывести токовую отсечку из работы, рекомендуется её отключение

## 2.4 Расчет защиты от однофазных коротких замыканий.

В том случае, если используемый автоматический выключатель имеет функцию защиты от однофазных коротких замыканий, необходим расчет уставок соответствующей защиты.

Согласование по чувствительности с защитами от однофазных КЗ отходящих от щита линий не производится в связи с отсутствием данной функции у выключателей отходящих линий.

Согласование при наибольшем допустимом токе в нулевом проводе понижающего трансформатора при несимметричной нагрузке:

$$I_{с.з} \geq 0,5 \cdot I_{н.м}, \quad (2.9)$$

$$I_{с.з} \geq 0,5 \cdot 1443,4 = 721,7 \text{ А.}$$

Защита должна обеспечивать достаточную чувствительность при однофазном КЗ в основной зоне:

$$k_{\chi}^{(1)} = \frac{I_{k.д}^{(1)}}{I_{с.з}} \geq 1,5, \quad (2.10)$$

где  $I_{k.д}^{(1)}=12850$  А – ток однофазного КЗ с учетом дуги.

$$k_{\chi}^{(1)} = \frac{12850}{721,7} = 17,81.$$

Условие (2.10) выполняется, защита чувствительна.

## 2.5 Выбор уставок защит автоматических выключателей.

Так как уставки автоматических выключателей могут быть выбраны только в ограниченном диапазоне, необходимо выбрать те уставки, которые могут быть выставлены на установленном автоматическом выключателе. При этом выбранные уставки должны быть не меньше расчетных и удовлетворять условиям чувствительности. Диапазон возможных уставок расцепителя МРТ5-МП представлен в таблице 2.3. Для других типов расцепителей диапазоны возможных уставок приведены в их технических характеристиках, ссылки на которые даны в приложении А.

Необходимо выбрать номинальный ток автоматического выключателя. При этом он должен быть не меньше номинального тока защищаемого объекта. Для вводного автомата:

$$I_{ном.ав.} \geq I_{ном.тр.} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1444,3 \text{ А.}$$

Для секционного автомата:

$$I_{ном.ав.} \geq 0,7 \cdot I_{ном.тр.} = 0,7 \cdot \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1010,36 \text{ А.}$$

Принимаем номинальный ток (***I<sub>n</sub>***) 1600 А для вводного автомата и 1600 А для секционного автомата.

Таблица 2.3 – Диапазоны регулирования уставок расцепителя МРТ5-МП.

Номинальный ток автомата $I_n$ , А	250, 400, 630, 900, 1000, 1600, 2500, 4000
Номинальный ток расцепителя (ток срабатывания защиты от перегрузки) $I_r$	(0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1; 1,15; 1,25)* $I_n$
Время срабатывания защиты от перегрузки при токе $b \times I_r$ , с	4, 8, 12, 16
Уставки по току срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени (МТЗ) $*I_r$	(1,2; 1,6; 2; 2,5; 3; 3,5 ;4; 5; 6; 8; 10)
Уставки по времени срабатывания токовой отсечки с выдержкой времени (МТЗ)	0; 0,15; 0,2; 0,25; 0,3; 0,35; 0,4; 0,45; 0,5; 0,55; 0,6; 0,65; 0,7; 0,75
Уставки по току срабатывания токовой отсечки	(2; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 9; 10; 12) $*I_r$

Рассмотрим выбор уставок защиты на примере секционного автомата.

Согласно техническим данным, расцепитель МРТ5-МП имеет зависимую характеристику срабатывания защиты, описываемую формулой:

$$T = \frac{N}{(k^2 - 1)}, \quad (2.11)$$

где  $T$  – время срабатывания, с;

$k=I/I_r$  – кратность тока, протекающего через расцепитель;

$N$  – коэффициент.

Значение коэффициента  $N$  при уставке срабатывания защиты от перегрузки равной 4 с: 140;

при 8 с – 280;

при 12 с – 420;

при 16 с – 560.

Согласно расчета, при токе 1838,9 А время срабатывания защиты от перегрузки должно составить не менее 9 секунд. При этом защита не должна срабатывать при протекании рабочего тока равного 1010,36 А. Исходя из

этого условиям принимаем номинальный ток расцепителя  $I_r=0,7 \cdot I_n=1120$  А.  
Коэффициент 0,7 взят из второй строки таблицы 2.3.

Тогда время срабатывания защиты от перегрузки при токе 1838,9 А:

– на уставке 4 с:

$$T = \frac{140}{\left(\frac{1838,9}{1120}\right)^2 - 1} = 82,56 \text{ с,}$$

– на уставке 8 с: 165,12 с;

– на уставке 12 с: 247,68 с;

– на уставке 16 с: 330,24 с.

Очевидно, что наиболее подходящей является уставка срабатывания 4 с.

Ток срабатывания МТЗ принимается равным  $3,5 \cdot I_r=3,5 \cdot 1120=3920$  А.

Коэффициент 3,5 взят из 4 строки таблицы 2.3. Полученное значение тока срабатывания защиты не должно быть ниже расчетной уставки, полученной в предыдущем пункте расчета.

Так как значение уставки МТЗ изменилось, необходимо провести повторную проверку чувствительности по формуле 2.4:

$$k_u^{(1)} = \frac{12850}{3920} = 3,28.$$

$k_u > 1,43$ , защита чувствительна.

Время срабатывания МТЗ равное 0,15 секундам присутствует в уставках автоматического выключателя и может быть принято окончательно.

Ток срабатывания токовой отсечки предлагается принять равным максимально возможному значению  $12 \cdot I_r=12 \cdot 1120=13440$  А. При построении времятоковых характеристик необходимо будет оценить возможность неселективного срабатывания данной защиты.

Для вводного автоматического выключателя при выборе уставок защиты от перегрузки необходимо учитывать требования ПТЭЭП к

максимальной продолжительности перегрузок трансформаторов, приведенные в таблице 2.4

Таблица 2.4 – Допустимые перегрузки трансформатора

Масляные трансформаторы					
Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10
Сухие трансформаторы					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

Ток срабатывания защиты от перегрузки принимаем равным 1600 А. Найдем значения времени срабатывания защиты от перегрузки при различных уставках времени срабатывания защиты от перегрузки. Значения приведены в таблице 2.5

Таблица 2.5 – Выбор уставки защиты от перегрузки

Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Ток перегрузки, А	1877,59	2094,24	2310,9	2527,53	2888,6
Максимально допустимая длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10
Время отключения на уставке 4 с, мин	6,2	3,3	2,1	1,6	1
Время отключения на уставке 8 с, мин	12,4	6,5	4,3	3,1	2,1
Время отключения на уставке 12 с, мин	18,6	9,8	6,4	4,7	3,1
Время отключения на уставке 16 с, мин	24,8	13,1	8,6	6,2	4,1

Как видно из таблицы 2.5 все возможные уставки по времени обеспечивают защиту от перегрузки. В таком случае рекомендуется выбирать минимально возможную уставку.

Уставки МТЗ и ТО для вводного автомата выбираются аналогично секционному. Выбранные уставки представлены в таблицах 2.6, 2.7.

Таблица 2.6 – Уставки секционного автомата.

Характеристика	Расчетное значение	Уставка/ Выбранное значение	$k_{\text{ч}}$
Номинальный ток автомата	1010 А	1600 А	
Ток срабатывания защиты от перегрузки	1838,9 А	$I_r=0,7 \cdot I_n=1120$ А	
Время срабатывания защиты от перегрузки	9 с	4 с при 6 $I_r$	
Ток срабатывания МТЗ	3841,94 А	$3,5 \cdot I_r=3920$ А	3,28 (>1,43)
Время срабатывания МТЗ	0,15 с	0,15 с	
Ток срабатывания ТО	13003,7 А	$12 \cdot I_r=13440$ А	

Таблица 2.7 – Уставки вводного автомата.

Характеристика	Расчетное значение	Уставка/ Выбранное значение	$k_{\text{ч}}$
Номинальный ток автомата	1444 А	1600 А	-
Ток срабатывания защиты от перегрузки	3677,7 А	$I_r=1 \cdot I_n=1600$ А	
Время срабатывания защиты от перегрузки	9 с	4 с при 6 $I_r$	
Ток срабатывания МТЗ	8225,84 А	$6 \cdot I_r=9600$ А	<b>1,34 (&lt;1,43)</b>
Время срабатывания МТЗ	0,3 с	0,3с	
Ток срабатывания ТО	13003,7 А	$9 \cdot I_r=14400$ А	1,35 (<1,5)

Как видно из таблицы 2.7, обеспечить чувствительную уставку МТЗ при выбранных условиях невозможно. В таких случаях возможны следующие варианты действий:

–выбор автоматического выключателя с большим номинальным током.

В рассматриваемом случае выберем выключатель с  $I_n=2500$  А и уставкой защиты от перегрузки  $I_r=0,6 \cdot 2500=1500$  А. Уставка МТЗ в этом случае может

быть выбрана равной  $6 \cdot I_r = 9000$  А, что обеспечит коэффициент чувствительности равный 1,43. При выборе уставки защиты от перегрузки равной  $I_r = 0,7 \cdot 2500 = 1750$  А возможно будет выбрать уставку МТЗ  $5 \cdot I_r = 8750$  А, что обеспечит коэффициент чувствительности равный 1,47. В указанных случаях необходимо будет повторно убедиться в том, что обеспечивается защита от перегрузки трансформатора.

–выбор другого типа расцепителя, позволяющего выбирать другие уставки срабатывания. Это более кардинальный способ, который потребует полного пересчета уставок с изменившимся коэффициентом надежности.

### 3. Выбор предохранителей и их плавких вставок

#### 3.1 Выбор предохранителя FU4

Выбор предохранителя производится исходя из следующих условий:

$$U_{ном.пр} \geq U_{ном.сети}, \quad (3.1)$$

$$I_{пр.откл.} \geq I_{КЗмакс}, \quad (3.2)$$

где  $U_{ном.пр}$  – номинальное напряжение предохранителя, В;

$U_{ном.сети}$  – номинальное напряжение сети, В;

$I_{пр.откл.}$  – максимальный отключаемый ток предохранителя, А;

$I_{КЗмакс}$  – максимальный расчетный ток КЗ в месте установки предохранителя.

В различных каталогах величина  $I_{пр.откл.}$  может также называться предельным током отключения.

Выбираем предохранители марки ППН с  $U_{ном.пр}=500$  В и  $I_{пр.откл.}=50$  кА.

$$500 \text{ В} > 380 \text{ В},$$

$$50 \text{ кА} > 8,98 \text{ кА}.$$

Условия 3.1 и 3.2 выполняются, следовательно, данный предохранитель может быть установлен.

Плавкая вставка предохранителя выбирается исходя из следующих условий:

$$I_{вс.ном.} \geq k_{отс} \cdot I_{раб.макс}, \quad (3.3)$$

$$I_{вс.ном.} \geq \frac{I_{пер}}{k_{пер}}, \quad (3.4)$$

$$I_{вс.ном.} \leq \frac{I_{к.мин}}{(10...15)}, \quad (3.5)$$

где  $I_{вс.ном.}$  – номинальный ток плавкой вставки, А;

$k_{отс}=1,1...1,25$  – коэффициент отстройки;

$k_{пер}$  – коэффициент перегрузки. Для тяжелых условий пуска рекомендуется принимать  $k_{пер}=1,6...2$ , для легких условий пуска  $k_{пер}=2,5$ ;

$I_{к.мин}$  – минимальный ток короткого замыкания в защищаемой зоне, А;



$I_{пер}$  – ток кратковременной перегрузки, А. Принимается большим из двух значений:

$$I_{пер} \geq k_c \cdot (I_{раб.макс.} - I_{дв.макс.} + I_{п.макс.}) \quad (3.6)$$

$$I_{пер} \geq \sum I_{пуск} \quad (3.7)$$

Где  $k_c=0,8 \dots 1$  – коэффициент спроса;

$I_{раб.макс.}$  – максимальный рабочий ток, защищаемого объекта, А;

$I_{дв.макс.}$  – максимальный рабочий ток самого мощного электродвигателя, А;

$I_{пуск.макс.}$  – пусковой ток самого мощного электродвигателя, А;

$\sum I_{пуск}$  – сумма пусковых токов самозапускающихся двигателей, А.

При этом условия (3.3) и (3.4) обеспечивают селективность защитной характеристики предохранителя, а условие (3.5) – его чувствительность.

Так как состав нагрузки в исходных данных не задан, в качестве максимального рабочего тока принимается номинальный ток трансформатора:

$$I_{раб.макс.} = I_{ном.тр.} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (3.8)$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, кВА;

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

$$I_{раб.макс.} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 577,35 \text{ А.}$$

По условию (3.3):

$$I_{вс.ном.} \geq 1,1 \cdot 577,35 = 635,1 \text{ А.}$$

Так как в условии нет сведений о наличии в составе нагрузки электродвигателей, условие (3.4) при выборе номинала плавкой вставки не учитывается.

По условию (3.5):

$$I_{вс.ном.} \leq \frac{6034}{(10 \dots 15)} = 402,3 \dots 603,4 \text{ А.}$$

Таким образом, по условиям селективности ток плавкой вставки предохранителя должен составлять не менее 635,1 А, а по условию чувствительности, его значение должно лежать в диапазоне 402,3...603,4 А. Налицо противоречие. В указанном случае более приоритетным условием является обеспечение селективности работы предохранителя. Исходя из этого условия выбирается плавкая вставка с  $I_{вс.ном}=1000$  А.

### 3.2 Выбор предохранителя FU3

Выбор предохранителей на стороне ВН производится по тем же условиям, что и на стороне низкого напряжения, но учитываются токи, протекающие на стороне высокого напряжения трансформатора.

Выбираем предохранитель ПКТ-101-10 с  $U_{ном.пр}=10$  кВ и  $I_{пр.откл}=12,5$  кА.

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ},$$

$$12,5 \text{ кА} > 4,646 \text{ кА},$$

Условия 3.1 и 3.2 выполняются, следовательно, данный предохранитель может быть установлен.

$$I_{раб.макс.} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 21,99 \text{ А}.$$

По условию (3.3):

$$I_{вс.ном.} \geq 1,1 \cdot 21,99 = 24,2 \text{ А}.$$

Так как в условии нет сведений о наличии в составе нагрузки электродвигателей, условие (3.4) при выборе номинала плавкой вставки не учитывается.

По условию (3.5):

$$I_{вс.ном.} \leq \frac{6034 \cdot \frac{0,4}{10,5}}{(10...15)} = 15,32...22,98 \text{ А}.$$

Так как условия селективности и чувствительности противоречат друг другу, выбирается плавкая вставка с  $I_{вс.ном}=31,5$  А. При этом селективность и чувствительность будет оцениваться по времятоковой характеристике предохранителя в соответствующем разделе расчёта

### 3.3 Выбор предохранителей FU1,2

Выбор предохранителей осуществляем аналогично предохранителю FU3. Выбираем предохранитель ПКТ-103-10 с  $U_{ном.пр}=10$  кВ и  $I_{пр.откл}=20$  кА.

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ},$$

$$20 \text{ кА} > 5,394 \text{ кА}.$$

Условия 3.1 и 3.2 выполняются, следовательно, данный предохранитель может быть установлен.

$$I_{раб.макс.} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ А},$$

По условию (3.3):

$$I_{вс.ном.} \geq 1,1 \cdot 54,99 = 60,48 \text{ А}.$$

Определяем ток кратковременной перегрузки:

$$I_{пер} \geq 0,9 \cdot \left( 54,99 - 388 \cdot \frac{0,4}{10,5} + 388 \cdot 4,6 \cdot \frac{0,4}{10,5} \right) = 97,38 \text{ А},$$

$$I_{пер} \geq 3532,4 \cdot \frac{0,4}{10,5} = 134,57 \text{ А}.$$

Принимаем  $I_{пер}=135$  А. При легких условиях пуска по условию 3.4:

$$I_{вс.ном.} \geq \frac{135}{2,5} = 54 \text{ А}.$$

По условию (3.5):

$$I_{вс.ном.} \leq \frac{12852 \cdot \frac{0,4}{10,5}}{(10...15)} = 32,64...48,96 \text{ А}.$$

Так как условия селективности и чувствительности противоречат друг другу, выбирается наиболее близкая по обоим условиям плавкая вставка с

$I_{ном}=100$  А. При этом селективность и чувствительность будет оцениваться по времятоковой характеристике предохранителя.

## 4 Построение времятоковых характеристик и карт селективности выбранных автоматических выключателей и предохранителей

Для оценки селективности выбранных аппаратов защиты необходимо на одном поле графика построить времятоковые характеристики смежных аппаратов защиты. Времятоковые характеристики предохранителей ППН, согласно каталожным данным представлены на рисунке 4.1, предохранителей ПКТ на рисунке 4.2.

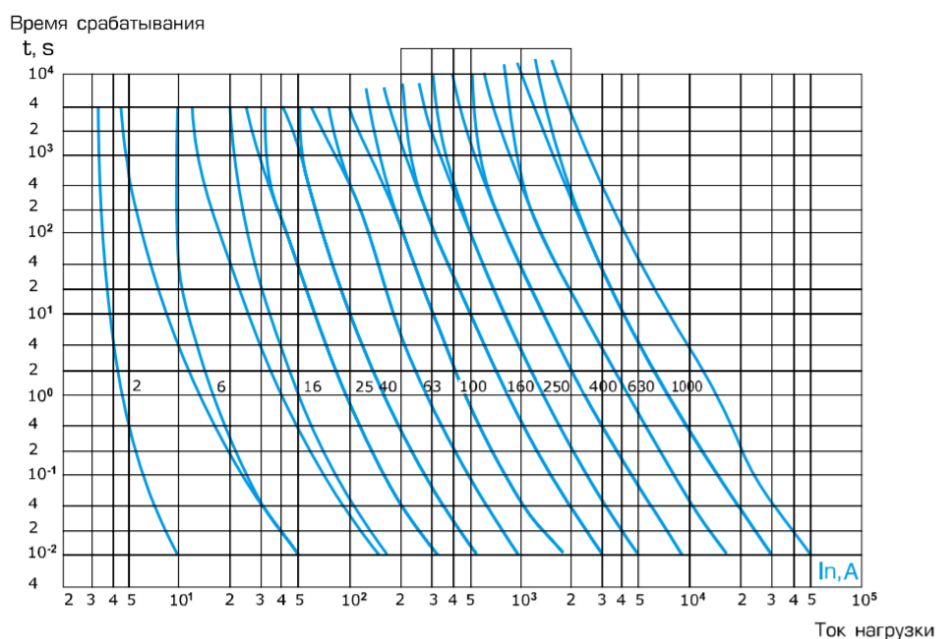


Рисунок 4.1 – Времятоковые характеристики предохранителей ППН

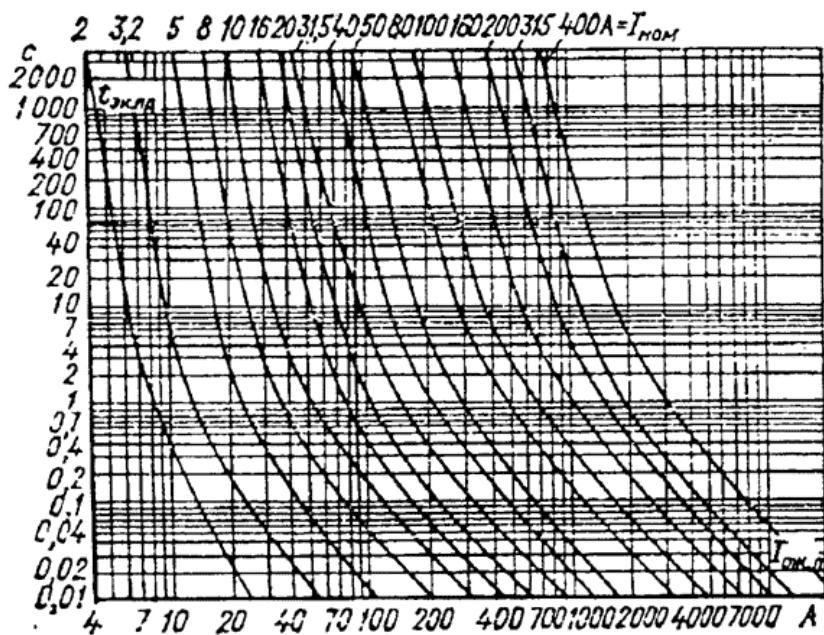


Рисунок 4.2 – Времятоковые характеристики предохранителей ПКТ

Времятоковая характеристика расцепителя МРТ5-МП состоит из трех частей:

- зависимая часть, описываемая формулой 2.11;
- независимая часть, соответствующая времени и току срабатывания максимальной токовой защиты;
- независимая часть, соответствующая току срабатывания токовой отсечки со временем равным собственному времени отключения выключателя.

Рассмотрим построение карты селективности автоматических выключателей QF3, QF1 и предохранителя FU1 в среде MathCAD.

Времятоковая характеристика автоматического выключателя QF3 задается в виде кусочно-заданной функции  $t=f(I)$ , при этом необходимо также осуществить приведение уставок к напряжению 10,5 кВ для того, чтобы на этом же поле можно было построить времятоковую характеристику высоковольтного предохранителя. Уставки автоматических выключателей, приведенные к напряжению 10,5 кВ сведены в таблицу 4.1. **ВАЖНО!** Необходимо использовать не расчётные уставки, а те уставки, которые были выбраны с учетом диапазона регулирования автоматического выключателя.

Таблица 4.1 – Уставки автоматических выключателей, приведенные к напряжению 10,5 кВ

Выключатель	Ток срабатывания защиты от перегрузки, А	Ток срабатывания МТЗ, А	Ток срабатывания ТО, А
QF3	42,67	149,33	512
QF1	66,67	333,33	533,33

Трехступенчатую характеристику срабатывания автоматического выключателя можно представить в виде кусочно-заданной функции, где различным диапазонам токов соответствует своё время срабатывания расцепителя:

$$t_{QF3}(I) = \begin{cases} \frac{140}{\left(\frac{I}{42,67}\right)^2 - 1}, & I < 149,33 \\ 0,15, & 149,33 \leq I < 512 \\ 0,01, & I \geq 512 \end{cases}$$

Задание кусочной функции в среде MathCAD производится с помощью инструментов *Add Line* и *if* панель Programming. Пример представлен на рисунке 4.3

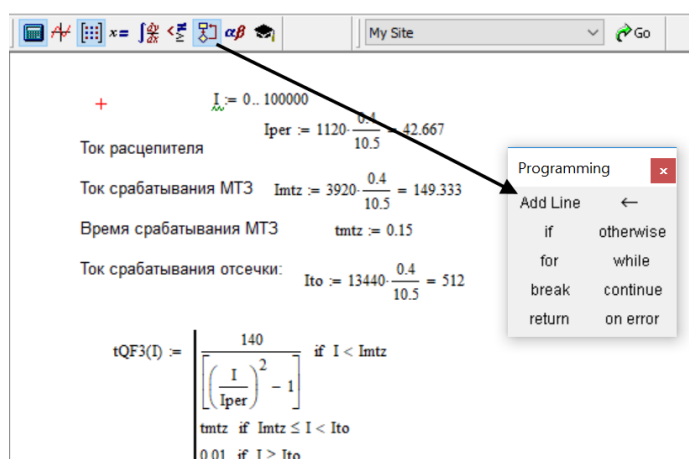


Рисунок 4.3 – Задание времятоковой характеристики в MathCAD

Аналогичным образом строится времятоковая характеристика автомата QF1.

Так как времятоковая характеристика предохранителя в каталожных данных задана в графическом виде, ее построение осуществляется по точкам. Для этого выбирается соответствующая номинальному току плавкой вставки времятоковая характеристика. На этой характеристике выбираются точки и записываются ток и соответствующее ему время плавления плавкой вставки. Для примера на рисунке 4.4 при токе в 200 А отключение произойдет за 100 секунд. Аналогичным образом находят времена отключения для других точек времятоковой характеристики.

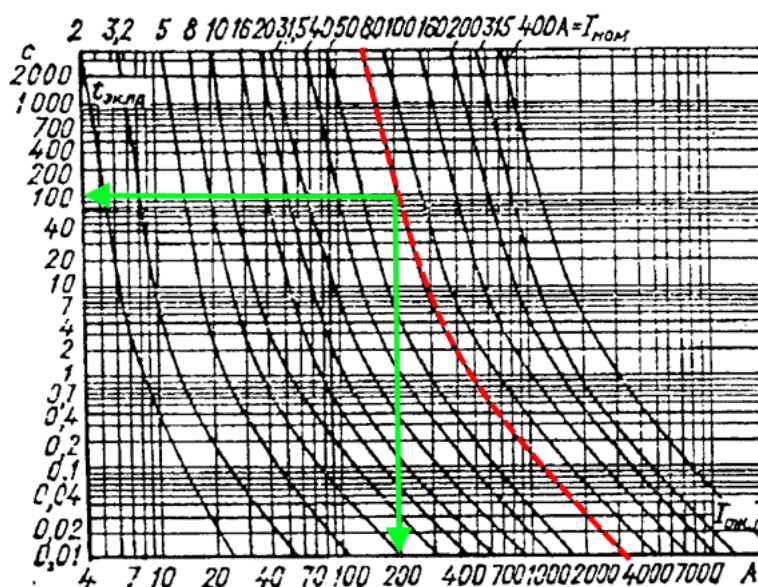


Рисунок 4.4 – Пример нахождения точек на времятоковой характеристике предохранителя

В Mathcad полученные значения задаются в виде двух векторов (рисунок 4.5). Рекомендуется использовать не менее 8 точек.

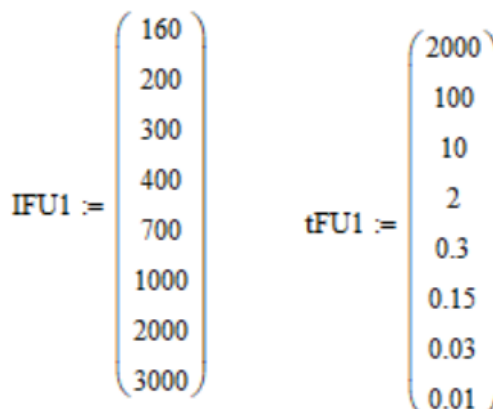




Рисунок 4.5 – Задание времятоковой характеристики предохранителя по точкам в MathCAD

На карту селективности также наносятся значения номинального тока силового трансформатора, а также минимального и максимального токов КЗ, приведенные к напряжению 10,5 кВ. Построенные на одном поле графика времятоковые характеристики автоматических выключателей QF1, QF3 и предохранителя FU1 представляют собой карту селективности, представленную на рисунке 4.6.

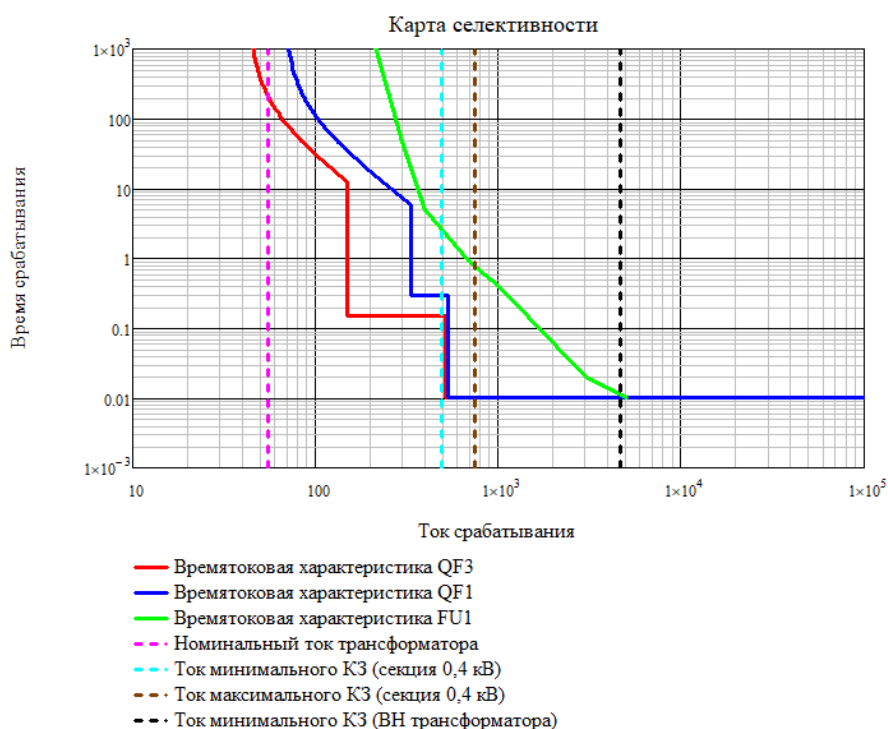


Рисунок 4.6 – Карта селективности QF3, QF1, FU1

Из карты селективности можно сделать следующие выводы:

– секционный автоматический выключатель является чувствительным к перегрузке секции и всем видам КЗ: при минимальном КЗ отключение произойдет за 0,15 секунды, при максимальном – без выдержки времени.

– вводной автоматический выключатель неселективен в большей части диапазона токов КЗ: при, например, трехфазном КЗ может произойти одновременное отключение вводного и секционного автоматов. Устранить

эту неселективность можно либо выводом токовой отсечки из работы, либо завышением ее уставки выше тока максимального КЗ.

– предохранитель FU1 селективен по отношению к обоим автоматическим выключателям (характеристика находится выше и правее) и отключит минимальное КЗ на стороне ВН трансформатора за время 0,01 секунды.

Для обеспечения селективности ВА и СА, уставку токовой отсечки на вводном автомате повышаем до  $12 \cdot I_r = 12 \cdot 1750 = 21000$  А. Карта селективности для этого случая представлена на рисунке 4.7.

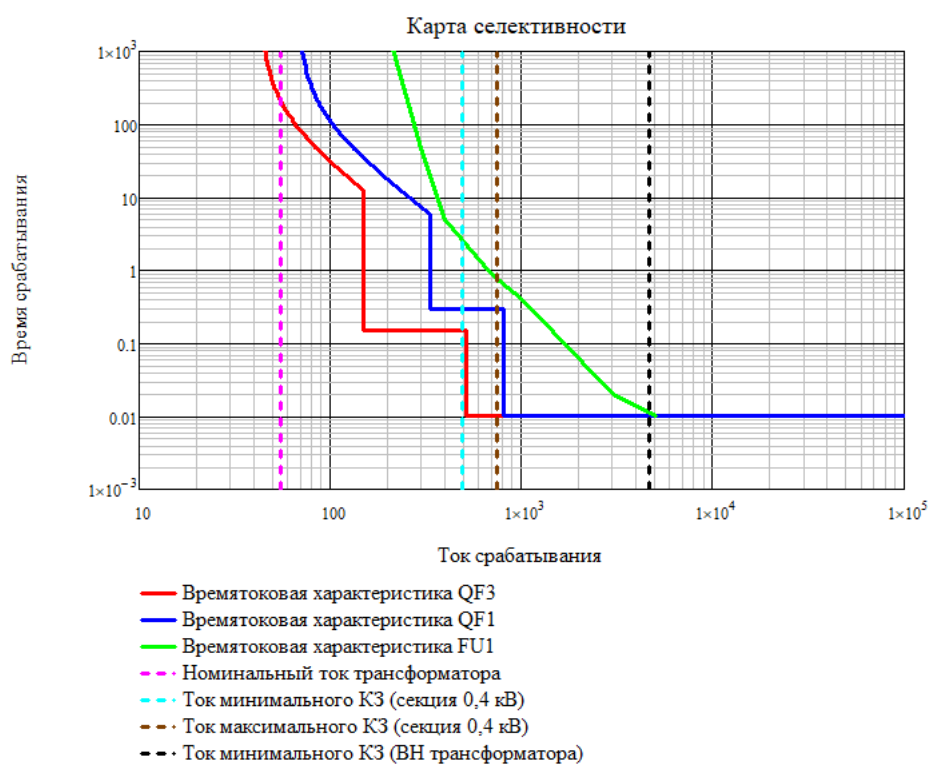


Рисунок 4.7 - Карта селективности с учетом изменения уставки ТО вводного автомата.

Аналогичным образом строится карта селективности для предохранителей FU4 и FU3, представленная на рисунке 4.8

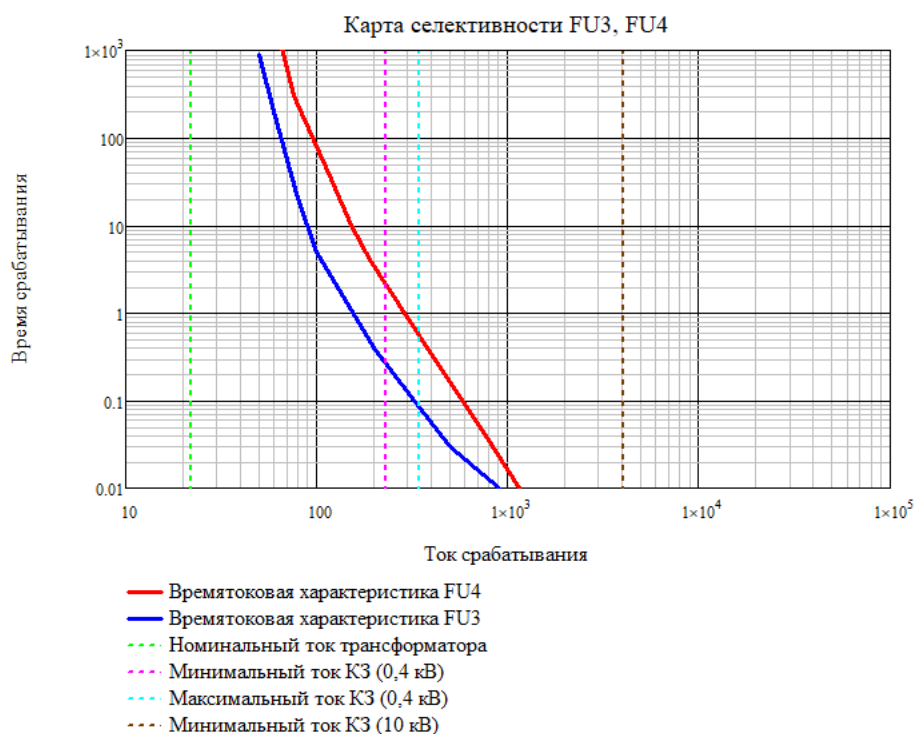


Рисунок 4.8 – Карта селективности FU3, FU4.

Как видно из рисунка 4.8, селективность предохранителей не обеспечивается. Например, при минимальном токе КЗ плавкая вставка вышестоящего предохранителя FU3 перегорит раньше, что будет являться неселективным отключением. В данном случае возможны следующие варианты изменения номинальных токов плавких вставок:

- выбрать плавкую вставку FU4 с номинальным током 630 А;
- выбрать плавкую вставку FU3 с номинальным током 40 А.

Построим на карте селективности все возможные варианты характеристик (рисунок 4.9). Как видно из показанных на карте селективности времятоковых характеристик предохранителей, их селективность обеспечивается только в том случае, если будут выбраны плавкая вставка FU4 с номинальным током 630 А и плавкая вставка FU3 с номинальным током 40 А.

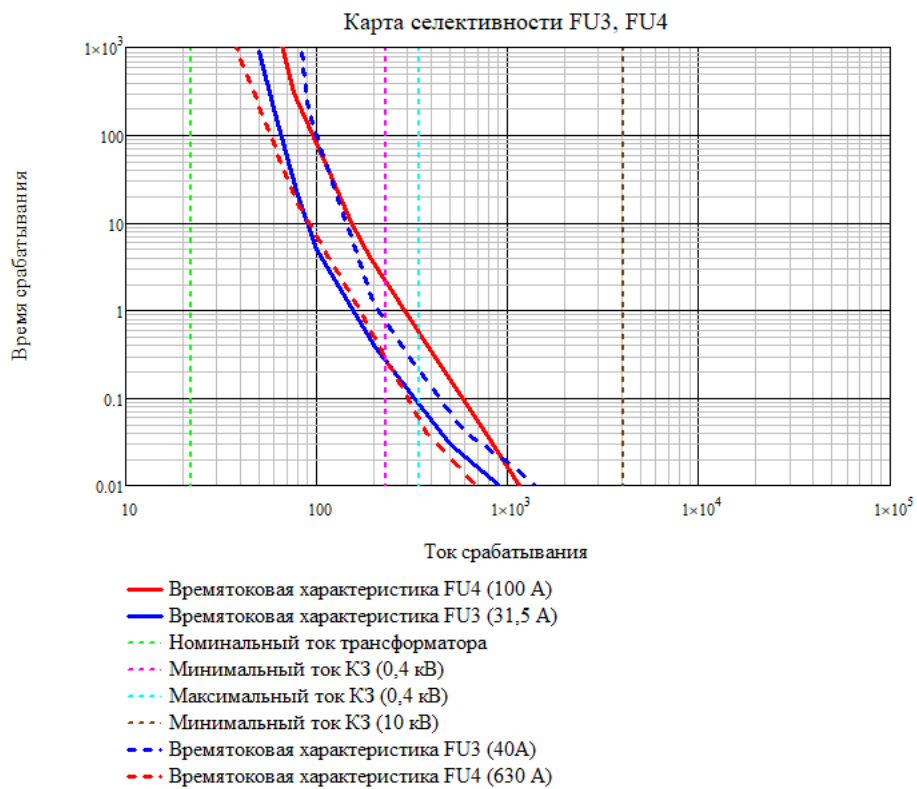


Рисунок 4.9 – Карта селективности FU3, FU4.

## 5 Расчет защит на выключателях Q9, Q10

### 5.1 Максимальная токовая защита.

Перед расчетом защит необходимо исходя из исходных данных и технических характеристик терминалов защит произвести выбор конкретного устройства. В данном случае, исходные данные предписывают использование терминала защиты «Алтей», производства НПП «Микропроцессорные технологии». В данной серии производятся терминалы «Алтей-ОЗТ», для защиты трехобмоточных трансформаторов; «Алтей-УЗТ», для защиты двухобмоточных трансформаторов и «Алтей-БЗП», для защиты присоединений. Так как в рассматриваемом случае речь идет о защите присоединений, то выбирается терминал «Алтей-БЗП», имеющий все необходимые функции защит.

Ток срабатывания МТЗ определяется из условия отстройки от тока самозапуска двигателей по литературе [8]:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_{сзн} \cdot k_{пер}}{k_g} \cdot I_{ном.тр}, \quad (5.1)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности, учитывающий неточности в исходных данных, погрешности расчёта и создание необходимого запаса;

$k_g$  – коэффициент возврата используемого реле или терминала защиты;

$k_{пер}=1,3$  – коэффициент допустимой перегрузки масляного трансформатора;

$k_{сзн}=2$  – коэффициент самозапуска из предыдущего расчета.

Значения коэффициентов надежности и возврата должны определяться исходя из технической документации на используемый терминал. Ссылки на техническую документацию приведены в приложении А. Для терминала «Алтей-БЗП» принимается  $k_n=1,2$  и  $k_g=0,95$ .

$I_{ном.тр} = 54,98 + 21,99 = 76,97$  А – номинальный ток трансформаторов Т4 и Т5, приведенный к высокому напряжению.

$$I_{c.з.} = \frac{1,2 \cdot 2 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 76,97 = 252,78 \text{ А.}$$

Защиту также необходимо согласовать с нижестоящей защитой, согласно условию:

$$I_{c.з.} \geq k_{н.с.} \cdot I_{c.з.пред}, \quad (5.2)$$

где  $k_{н.с.} = 1,15$  – коэффициент надежности согласования;

$I_{c.з.пред}$  – ток срабатывания нижестоящей защиты.

В рассматриваемом случае нижестоящими защитами будут являться автоматический выключатель QF1 с уставкой МТЗ 333,33 А/0,3 с.

$$I_{c.з.} \geq 1,15 \cdot 333,33 = 383,33 \text{ А.}$$

Из двух рассчитанных значений выбираем большее  $I_{c.з.} = 383,33 \text{ А}$ .

Полученное значение проверяется на чувствительность:

$$k_{ч.} = \frac{I_{к.мин.}}{I_{c.з.}} \quad (5.3)$$

Чувствительность МТЗ проверяется по току двухфазного КЗ в конце ее зоны действия. В рассматриваемом случае, это будет двухфазное КЗ в точке К7.

Чувствительность защиты в основной зоне:

$$k_{ч.} = \frac{4023}{383,33} = 10,49.$$

Согласно ПУЭ, коэффициент чувствительности МТЗ в основной зоне должен быть не менее 1,5, следовательно, защита удовлетворяет условиям чувствительности.

Время срабатывания МТЗ определим по формуле:

$$t_{c.з.} = t_{c.з.пред} + \Delta t, \quad (5.4)$$

где  $t_{c.з.пред} = 0,3 \text{ с}$  – время срабатывания нижестоящей защиты – автоматического выключателя QF1;

$\Delta t = 0,2 \text{ с}$  – время ступени селективности.

$$t_{c.з.} = 0,3 + 0,2 = 0,5 \text{ с}$$

## 5.2 Токовая отсечка

Выбор тока срабатывания токовой отсечки осуществляем по условию отстройки от максимального трехфазного КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора [2]:

$$I_{c.o.} = k_{отс} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \quad (5.5)$$

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

$I_{КЗ}^{(3)} = 743,05 \text{ А}$  – ток трехфазного КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора ТЗ, приведенный к напряжению 10,5 кВ.

$$I_{c.o.} = 1,5 \cdot 743,05 = 1114,58 \text{ А.}$$

Полученное значение должно быть проверено по условию несрабатывания при броске намагничивающего тока трансформатора:

$$I_{c.o.} \geq k_{отс} \cdot 5\sqrt{2} \cdot I_{ном.тр.}, \quad (5.6)$$

$$I_{c.o.} \geq 1,5 \cdot 5\sqrt{2} \cdot 54,98 = 583,15 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно, принимаем  $I_{c.o.} = 1114,58 \text{ А}$ .

Чувствительность отсечки проверяется по условию:

$$K_{ч.} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{c.o.}} \quad (5.7)$$

где  $I_{к.мин}^{(2)} = 4023 \text{ А}$  – минимальный ток двухфазного КЗ на стороне ВН трансформатора (точка К7).

$$k_{ч.} = \frac{4023}{1114,58} = 3,61$$

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности токовой отсечки должен быть больше 2. Это условие выполняется, следовательно, защита удовлетворяет условиям чувствительности.

### 5.3 Выбор трансформаторов тока для токовых защит на выключателях Q9, Q10.

Условия выбора трансформаторов тока:

$$U_{сети} \leq U_{ном.ТТ}, \quad (5.8)$$

$$I_{раб.макс} \leq I_{ном.ТТ}, \quad (5.9)$$

где  $U_{сети}$  – номинальное напряжение сети, кВ;

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

$I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток присоединения, на котором установлен трансформатор тока, А;

$I_{ном.ТТ}$  – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока, А.

Максимальный рабочий ток присоединения из пункта 5.1 расчета  $I_{раб.макс} = 76,97$  А.

Предварительно принимаем трансформаторы ТОЛ-СЭЩ-10 с  $U_{ном} = 10$  кВ и  $I_{ном.ТТ} = 100$  А, соединенные по схеме неполной звезды.

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ},$$

$$76,97 \text{ А} \leq 100 \text{ А}.$$

Условия выбора трансформатора тока выполняются.

Проверка трансформатора тока осуществляется по условиям:

$$i_{уд} \leq I_{дин}, \quad (5.10)$$

$$B_k \leq I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (5.11)$$

$$Z_2 \leq Z_{2,ном}, \quad (5.12)$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток КЗ в месте установки трансформатора тока, кА;

$I_{дин}$  – ток динамической стойкости ТТ из его каталожных данных, кА;

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ в месте установки ТТ,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ;

$I_{терм}$  – ток термической стойкости ТТ из его каталожных данных, кА;

$t_{терм}$  – время термической стойкости ТТ из его каталожных данных, с.

$Z_2$  – сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока,

Ом;



$Z_{2ном}$  – максимальное допустимое сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока, Ом

Ударный ток КЗ можно найти по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot k_{y\delta} \cdot I_{K3}, \quad (5.13)$$

где  $k_{y\delta}$  – ударный коэффициент, принимающий значения от 1 до 2;

$I_{K3}$  – максимальное значение периодической составляющей тока КЗ в месте установки ТТ. Принимаем  $k_{y\delta}=2$ ,  $I_{K3}=7,255$  кА по предыдущему расчету.

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 2 \cdot 7,255 = 20,52 \text{ кА}$$

Ток динамической стойкости для выбранного ТТ по его каталожным данным  $I_{дин}=25$  кА.

$$20,52 \text{ кА} < 25 \text{ кА}$$

Условие 5.10 выполняется, трансформатор тока удовлетворяет условиям проверки на динамическую стойкость.

Тепловой импульс тока КЗ может быть найден по формуле:

$$B_k = I_{K3}^2 \cdot t_{откл} \quad (5.14)$$

где  $t_{откл}$  – время срабатывания МТЗ на выбранном присоединении, с.

$$B_k = 7,255^2 \cdot 0,5 = 26,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Согласно каталожным данным, односекундный ток термической стойкости для выбранного трансформатора тока равен 10 кА.

$$26,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 10^2 \cdot 1 = 100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Условие 5.11 выполняется, трансформатор тока удовлетворяет условиям проверки на термическую стойкость.

Так как индуктивность измерительных цепей невелика допускается принимать допущение, что полное сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока равно их активному сопротивлению и складывается из следующих составляющих:

$$Z_2 = r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{к}, \quad (5.15)$$

где  $r_{\text{приб}}$  – сопротивление подключенных к ТТ приборов, Ом;

$r_{\text{пр}}$  – сопротивление проводов, Ом;

$r_k$  – сопротивление контактов, Ом.

Сопротивление приборов может быть найдено по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (5.16)$$

где  $S_{\text{пр}}$  – мощность подключенных приборов, ВА;

$I_{2\text{ном}}$  – номинальный вторичный ток выбранного ТТ, А.

Согласно технической документации на выбранный терминал релейной защиты, потребляемая мощность всех цепей переменного тока не превышает 0,1 ВА на фазу. Исходя из этого, сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводников может быть найдено по формуле:

$$r_{\text{пр}} = \frac{l}{\rho \cdot F}, \quad (5.17)$$

где  $l$  – длина проводников, м. Для РУ 6...10 кВ при установке терминалов РЗА в ячейках КРУ принимается  $l=4...6$  м; для РУ 35 кВ принимается  $l=45...60$  м.

$\rho$  – удельная проводимость проводников, м/Ом·мм<sup>2</sup>. Для медных проводников  $\rho=57$  м/Ом·мм<sup>2</sup>, для алюминиевых  $\rho=34,5$  м/Ом·мм<sup>2</sup>;

$F$  – площадь поперечного сечения проводников, мм<sup>2</sup>. Согласно ПУЭ, по условиям механической прочности минимальное сечение для алюминиевых проводников равно 4 мм<sup>2</sup>, для медных – 2,5 мм<sup>2</sup>.

Принимаем медный проводник, длиной 6 метров и сечением 2,5 мм<sup>2</sup>:

$$r_{\text{пр}} = \frac{6}{57 \cdot 2,5} = 0,04 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов принимается равным 0,05 Ом при подключении не более трех приборов на фазу, 0,1 при подключении более 3 приборов на фазу.

Таким образом, сопротивление приборов, подключенных к ТТ:

$$Z_2 = 0,004 + 0,04 + 0,05 = 0,094 \text{ Ом.}$$

Для определения допустимого сопротивления приборов, подключенных к ТТ необходимо найти расчетную кратность тока для токовой отсечки по формуле:

$$K_{рас} = \frac{1,1 \cdot I_{с.о.}}{I_{1.ном}}, \quad (5.18)$$

где  $I_{с.о.}$  – ток срабатывания токовой отсечки, А;

$I_{1.ном}$  – номинальный первичный ток ТТ, А.

$$K_{рас} = \frac{1,1 \cdot 1114,58}{100} = 12,26.$$

По расчетной кривой для ТТ ТОЛ-СЭЩ определяется допустимая нагрузка  $S_{доп}$ , исходя из расчетной кратности 12,26 при которой погрешность ТТ не будет превышать 10% (рисунок 5.1).

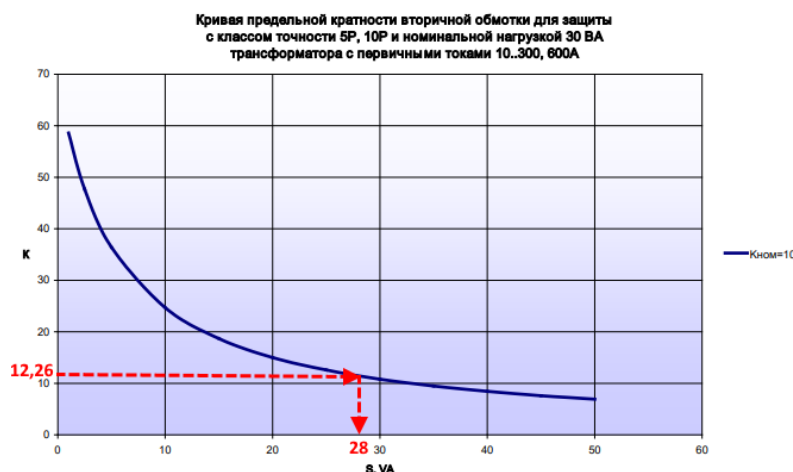


Рисунок 5.1 – Определение допустимой нагрузки трансформаторов тока

Исходя из допустимой нагрузки определяется максимальное допустимое сопротивление приборов, подключенных к обмоткам трансформатора тока:

$$Z_{доп} = \frac{S_{доп}}{I_{2.ном}^2}, \quad (5.19)$$

$$Z_{\text{дон}} = \frac{28}{5^2} = 1,12 \text{ Ом},$$

$$0,094 < 1,12.$$

Условие 5.12 выполняется, трансформатор тока удовлетворяет условиям проверки на допустимую нагрузку.

Окончательно выбираем для данных присоединений трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ 100/5 А, со схемой соединения обмоток в неполную звезду.

#### 5.4 Расчет уставок защиты от однофазного замыкания на землю.

Ток срабатывания защиты от замыкания на землю определяется по формуле:

$$I_{\text{с.з.}} = k_{\text{отс.}} \cdot k_{\text{б.}} \cdot I_{\text{С.фид.макс.}} \quad (5.20)$$

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

$k_{\text{б}}$  – коэффициент, учитывающий наличие броска емкостного тока. Для электромеханических реле принимается  $k_{\text{б}}=2\dots3$ , для микропроцессорных терминалов защиты  $k_{\text{б}}=1\dots1,5$ ;

$I_{\text{С. фид. макс.}}$  – значение собственного емкостного тока присоединения.

Емкостный ток питающей кабельной линии определяется по формуле:

$$I_{\text{С.л}} = I_{\text{С.уд}} \cdot l \cdot m, \quad (5.21)$$

где  $I_{\text{С.уд}}$  – удельный емкостной ток кабеля, А/км (таблица 5.1);

$l$  – длина питающей линии, км;

$m$  – число питающих кабелей.

Таблица 5.1 – Емкостные токи кабелей различного сечения

Сечение жил кабеля, мм <sup>2</sup>	Емкостной ток кабеля $I_c$ А/км, при напряжении сети	
	6 кВ	10 кВ
16	0,4	0,55
25	0,5	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,8
70	0,8	0,92
95	0,9	1,04
120	1	1,16
150	1,18	1,3
185	1,25	1,47
240	1,45	1,7

Для защиты на выключателе Q10 емкостной ток присоединения будет складываться из емкостного тока кабелей W5 и W7

$$I_{CW4} = 0,8 \cdot 1 \cdot 1 = 0,8 \text{ А},$$

$$I_{CW6} = 0,72 \cdot 1 \cdot 0,3 = 0,216 \text{ А},$$

$$I_{c.з.} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot (0,8 + 0,216) = 1,83 \text{ А}.$$

Проверку защиты на чувствительность осуществляем по выражению:

$$k_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{O33\Sigma}^{(1)}}{I_{c.з.}}, \quad (5.22)$$

где  $I_{O33\Sigma}^{(1)}$  – суммарный емкостной ток, всей электрически связанной сети с учетом емкостных токов двигателей.

Для электрических двигателей емкостной ток рассчитывался по эмпирической формуле. Для напряжения 6 кВ:

$$I_{C.дв} = 0,0172 \cdot S_{\text{ном}}. \quad (5.23)$$

Для напряжения 10 кВ:

$$I_{C.дв} = 0,03 \cdot S_{\text{ном}}, \quad (5.24)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – полная номинальная мощность двигателя, МВА;

Расчет емкостных токов всех присоединений приведён в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Емкостные токи присоединений

Присоединение	$I_{C,уд.}$ А/км	$l$ , км	$I_{C.л.}$ А	$S_{НОМ}$ , МВА	$I_{C.дв.}$ А	$I_{C.пр.}$ А
Секция 1						
Q8	0,72	0,6	0,432	2,5	0,075	0,507
Q9	0,8	1	0,8	–	–	0,8
ИТОГО по секции 1						1,307
Секция 2						
Q11	0,65	0,4	0,26	3	0,09	0,35
Q10	0,8	1	0,8	–	–	1,016
	0,72	0,3	0,216	–	–	
ИТОГО по секции 2						1,366
Суммарный емкостной ток						2,673

Коэффициент чувствительности:

$$k_v^{(1)} = \frac{2,673}{1,83} = 1,46.$$

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,25. Данное условие выполняется, следовательно, защита обладает достаточной чувствительностью.

В том случае, если чувствительность защиты недостаточна, возможны следующие варианты ее повышения:

– применение выдержки времени для защиты. Выдержка времени срабатывания защиты позволяет принять коэффициент броска до величины 1,2...1,4, тем самым снизив уставку защиты;

– применение направленной защиты от замыканий на землю. В этом случае значение коэффициента отстройки и коэффициента броска можно принять равным единице, но необходимо учесть, что такая защита потребует установки органов направления мощности и введения цепей напряжения, что должно быть отражено в графической части работы.

## 6 Расчет уставок защит двигателей

Согласно требованиям ПУЭ в зависимости от мощности двигателя в качестве быстродействующей защиты должна применяться:

–токовая однорелейная отсечка при мощности электрического двигателя менее 2 МВт;

–токовая двухрелейная отсечка при мощности электрического двигателя 2 МВт и более при наличии защиты от замыканий на землю, либо трех релейная токовая отсечка при ее отсутствии;

–продольная дифференциальная защита при мощности двигателя 5 МВт и более.

Так как, согласно исходным данным, мощность двигателей не превышает 5 МВт, то для защиты асинхронного двигателя выбираем терминал защиты Seram M81, а для защиты синхронного двигателя терминал БМРЗ-УЗД, предназначенный для защиты двигателей, напряжением 6(10) кВ.

### 6.1 Мгновенная токовая отсечка (МТО)

Ток срабатывания МТО выбираем по условию отстройки от пускового тока двигателя согласно литературе [3]:

$$I_{c.o.} = k_{отс} \cdot k_n \cdot I_{ном}, \quad (6.1)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки. Для выбранных терминалов защиты принимаем  $k_{отс} = 1,2$ ;

$k_n$  – кратность пускового тока;

$I_{ном}$  – номинальный ток двигателя;

Номинальный ток двигателя может быть найден по формуле:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном.дв}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.дв} \cdot \eta \cdot \cos \varphi}, \quad (6.2)$$

где  $P_{ном.дв}$  – номинальная мощность двигателя, кВт;

$U_{ном.дв.}$  – номинальное напряжение двигателя, кВ;

$\eta$  – КПД двигателя;

$\cos\phi$  – коэффициент мощности двигателя.

Для двигателя М1:

$$I_{ном.М1} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,94 \cdot 0,8} = 182,8 \text{ А.}$$

Для двигателя М2:

$$I_{ном.М2} = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 0,95 \cdot 0,9} = 192,9 \text{ А.}$$

Расчетный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{с.о.М1} = 1,2 \cdot 4,3 \cdot 182,8 = 943,25 \text{ А,}$$

$$I_{с.о.М2} = 1,2 \cdot 5,3 \cdot 192,9 = 1226,8 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты оценивается по току двухфазного дугового КЗ на выводах двигателя в минимальном режиме работы:

Для двигателя М1:

$$k_{\chi} = \frac{5004}{943,25} = 5,3.$$

Для двигателя М2:

$$k_{\chi} = \frac{5169}{1226,8} = 4,21.$$

Коэффициент чувствительности токовой отсечки должен быть не меньше 2. Данное условие выполняется, следовательно, защита удовлетворяет условию чувствительности.



## 6.2 Дифференциальная защита двигателя

Расчет дифференциальной защиты двигателя проводится в том случае, если его мощность превышает 5000 кВт. В данном пособии приведем пример расчета ДЗ для двигателя М2.

### 6.2.1 Пример расчёта дифференциальной защиты двигателя на терминалах БМРЗ

Определяется максимальный бросок пускового тока двигателя с учетом апериодической составляющей:

$$I_{бр.пуск.} = k_{анер} \cdot k_n \cdot I_{ном}, \quad (6.3)$$

Где  $k_{анер}$  – коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую пускового тока, принимаемый равным 1,8.

$$I_{бр.пуск.} = 1,8 \cdot 5,3 \cdot 192,9 = 1840,3 \text{ А.}$$

Определяется расчетное значение максимального тока небаланса, соответствующее броску пускового тока двигателя:

$$I_{нб.пуск.} = (\varepsilon + \gamma + \delta) \cdot I_{бр.пуск.}, \quad (6.4)$$

где  $\varepsilon = 0,1$  – максимальная погрешность трансформаторов тока;

$\gamma$  – основная относительная погрешность измерения дифференциального тока устройством РЗА. Для принятого терминала  $\gamma = 0,05$ ;

$\delta$  – технологический запас, обусловленный наличием дополнительных погрешностей. Принимается равным половине основной погрешности измерения  $\delta = 0,025$ .

$$I_{нб.пуск.} = (0,1 + 0,05 + 0,025) \cdot 1840,3 = 322,05 \text{ А.}$$

Определяется максимальный ток небаланса в цепях дифференциальной защиты при броске пускового тока с учетом коэффициента отстройки:

$$I_{раб.пуск.} = k_{отс} \cdot I_{нб.пуск.}, \quad (6.5)$$

где  $k_{отс} = 1,2$  - коэффициент отстройки.

$$I_{\text{раб.пуск.}} = 1,2 \cdot 322,05 = 386,46 \text{ А.}$$

Выполняется расчет коэффициента торможения защиты:

$$k_{\text{торм}} \geq \frac{I_{\text{раб.пуск.}}}{I_{\text{бр.пуск.}}} \quad (6.6)$$

Коэффициент торможения округляется до сотых в большую сторону.

$$k_{\text{торм}} \geq \frac{386,46}{1840,3} = 0,21.$$

Определяется значение уставки дифференциальной токовой отсечки:

$$I_{\text{ДТО}} = k_{\text{торм}} \cdot I_{\text{бр.пуск.}} \quad (6.7)$$

$$I_{\text{ДТО}} = 0,21 \cdot 1840,3 = 386,46 \text{ А.}$$

Определяется максимальное значение тока небаланса при номинальном токе двигателя:

$$I_{\text{нб.мин.}} = (\varepsilon + \gamma + \delta) \cdot I_{\text{ном.дв.}} \quad (6.8)$$

$$I_{\text{нб.мин.}} = (0,1 + 0,05 + 0,025) \cdot 192,9 = 33,76 \text{ А.}$$

Определяется значение уставки дифференциальной защиты с торможением:

$$I_{\text{ДЗТ}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.мин.}} \quad (6.9)$$

$$I_{\text{ДЗТ}} \geq 1,2 \cdot 33,76 = 40,51 \text{ А.}$$

Ток срабатывания дифференциальной защиты также должен быть больше номинального тока двигателя:

$$I_{\text{ДЗТ}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном.дв.}} \quad (6.10)$$

$$I_{\text{ДЗТ}} \geq 1,2 \cdot 192,9 = 231,5 \text{ А.}$$

Принимаем  $I_{\text{ДЗТ}} = 231,5 \text{ А.}$

Чувствительность защиты проверяется по значению тока двухфазного КЗ на вводах питания двигателя:

$$k_{\text{ч}} = \frac{5169}{231,5} = 22,32.$$

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности должен быть не меньше 2. Рассчитанная уставка удовлетворяет данному условию.

## 6.2.2. Пример расчёта дифференциальной защиты двигателя на реле РНТ-565 и аналогах

Параметры защиты выбираются из условия ее надежного несрабатывания в режиме пуска, самозапуска и при внешних КЗ:

$$I_{C3} \geq \frac{k_{отс} \cdot k_{нб.*} \cdot I_{макс}}{n_{ТТ}}, \quad (6.11)$$

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

$k_{нб.*}$  – коэффициент, зависящий от схемы соединения трансформаторов тока. Для схемы соединения «неполная звезда-неполная звезда»  $k_{нб.*} = 0,37$ ; для схемы соединения «звезда-звезда»  $k_{нб.*} = 0,3$ ; для схемы соединения «звезда-треугольник»  $k_{нб.*} = 0,32$ ; для схемы соединения «неполная звезда-треугольник»  $k_{нб.*} = 0,45$ ;

$I_{макс}$  – максимальное значение тока КЗ на вводах двигателя или значение пускового тока двигателя, в зависимости от того, какое значение больше.

$n_{ТТ}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

В целях отстройки от токов небаланса при переходных режимах, а также от обрыва в токовых цепях трансформаторов тока  $I_{C3}$  рекомендуется применять не меньше величины  $2 \cdot I_{ном.дв}$ :

$$I_{C3} \geq 2 \cdot I_{ном.дв}. \quad (6.12)$$

Число витков рабочей обмотки реле определяется по выражению:

$$w = \frac{F_{cp}}{I_{cp}}, \quad (6.13)$$

где  $F_{cp} = 100 \text{ A} \cdot \text{в}$  – магнитодвижущая сила срабатывания реле РНТ-565.

Для установки принимается ближайшее меньшее число витков. Проверка чувствительности производится по току двухфазного КЗ на выводах обмотки статора, при этом коэффициент чувствительности должен быть не менее двух.

Для рассматриваемого двигателя:

$$I_{сз} \geq 1,1 \cdot 0,3 \cdot 5969 = 1970 \text{ А.}$$

В качестве максимального тока принят ток трехфазного КЗ на выводах двигателя, так как его значение (5969 А) больше, чем значение пускового тока двигателя ( $5,3 \cdot 192,9 = 1022,4$  А). Условие 6.12 также выполняется.

Для определения числа витков рабочей обмотки реле необходимо определение вторичных токов в цепях защиты. Для этого надо выбрать трансформаторы тока защит по условиям (5.8-5.9) и проверить их по условиям (5.10-5.12). Исходя из этих условий, предлагается трансформатор тока ТОЛ-10 с коэффициентом трансформации 200/5. При протекании тока срабатывания защиты, равного 1970 А в первичных цепях, ток во вторичных цепях составит:

$$I_{реле} = \frac{1970}{200/5} = 49,25 \text{ А.}$$

Число витков рабочей обмотки:

$$w = \frac{100}{49,25} = 2,03.$$

Окончательно принимается 2 витка рабочей обмотки реле РНТ-565.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\chi} = \frac{5169}{1970} = 2,62.$$

$k_{\chi} > 2$ , следовательно защита удовлетворяет требованиям по чувствительности.

### 6.3 Защита от перегрузки

Производим расчет трехступенчатой защиты от перегрузки.

Первая ступень защиты выполняется с независимой характеристикой и работает с выдержкой времени и действием на отключение электродвигателя. Ток срабатывания защиты отстраивается от пускового тока электродвигателя и определяется по формуле:

$$I_{c.зн.I} = \frac{1,2 \cdot k_n}{k_g} \cdot I_{ном.дв.} \quad (6.10)$$

где  $k_n$  – кратность пускового тока электродвигателя;

$k_g$  – коэффициент возврата. Для выбранных терминалов  $k_g=0,9$ .

$$I_{c.зн.II1} = \frac{1,2 \cdot 4,3}{0,9} \cdot 182,8 = 1048,1 \text{ A},$$

$$I_{c.зн.II2} = \frac{1,2 \cdot 5,3}{0,9} \cdot 192,9 = 1363,2 \text{ A}.$$

Время срабатывания первой ступени защиты принимают равным  $t_{c.зн.I} = 0,2 \text{ с}$ . Это время позволяет выполнить отстройку срабатывания первой ступени от броска пускового тока. Данная ступень защиты может также выполнять функцию защиты от блокировки ротора при пуске, и осуществлять ближнее резервирование токовой отсечки.

Вторая ступень защиты выполняется с инверсной характеристикой и работает с действием на отключение электродвигателя. Время срабатывания защиты определяется по формуле:

$$t_{c.зн.II} = \frac{A}{k_*^2 - 1} \cdot I_{ном.дв.} \quad (6.11)$$

где  $A$  – значение тепловой постоянной времени охлаждения статора для защищаемого электродвигателя. Значение  $A$  может находиться в диапазоне  $60 \div 300 \text{ с}$ , в зависимости от типа защищаемого двигателя. Так как значение  $A$  нам неизвестно, принимается значение минимально допустимой постоянной времени электродвигателя, согласно ГОСТ Р52776-2007:  $A=150 \text{ с}$ ;

$k$  – кратность тока статорной обмотки двигателя.

Ток срабатывания второй ступени определяется по формуле:

$$I_{c.зн.II} = \frac{1,08}{k_g} \cdot I_{ном.дв.} \quad (6.12)$$

$$I_{c.зн.III1} = \frac{1,08}{0,9} \cdot 182,8 = 219,4 \text{ A},$$

$$I_{c.зн.III2} = \frac{1,08}{0,9} \cdot 192,9 = 231,5 \text{ A}.$$

Третья ступень защиты выполняется с независимой характеристикой и работает с действием на сигнализацию. Ток срабатывания третьей ступени определяется по формуле:

$$I_{c.зн.III} = \frac{k_{омс.}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{ном.об.}, \quad (6.13)$$

где  $k_{омс.}=1,05$  – коэффициент отстройки при действии защиты на сигнал;

$k_{\epsilon}=0,9$  – коэффициент возврата.

$$I_{c.зн.III1} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 182,8 = 213,3 \text{ А.}$$

$$I_{c.зн.III2} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 192,9 = 225,1 \text{ А.}$$

Время срабатывания третьей ступени защиты от перегрузки выбирается из диапазона  $t_{c.зн.III} = (10 \div 20) \text{ с}$ . Принимаем  $t_{c.зн.III} = 15 \text{ с}$

#### 6.4 Защита от однофазных замыканий на землю

Ток срабатывания защиты от замыкания на землю определяется по формуле (5.20). Емкостной ток присоединения найден в таблице 5.2:

$$I_{c.з.M1} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,507 = 0,913 \text{ А.}$$

$$I_{c.з.M2} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,35 = 0,63 \text{ А.}$$

Проверка уставок по чувствительности:

$$k_{чM1} = \frac{2,673}{0,913} = 2,93,$$

$$k_{чM2} = \frac{2,673}{0,63} = 4,24.$$

$k_{ч} > 2$ , следовательно, защита обладает достаточной чувствительностью.

## 7 Расчет уставок защит вводных и секционных выключателей

### 7.1 Максимальная токовая защита

Согласно исходным данным, на вводных и секционном выключателе установлены терминалы защиты «Алтей». Выбираются терминалы «Алтей-БЗП01-ВВ» для вводного выключателя и «Алтей-БЗП01-СВ» для секционного выключателя.

Максимальная токовая защита отстраивается от тока запуска двигателей по формуле:

$$I_{с.з} = \frac{k_n \cdot k_{сзн}}{k_\theta} \cdot I_{раб.макс} \quad (7.1)$$

где  $k_n$  – коэффициент надежности;

$k_\theta$  – коэффициент возврата;

$I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток. Максимальные рабочие токи всех нагрузок подстанции представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Максимальные рабочие токи

Присоединение	$I_{раб.макс}$ , А
Секция I	
Q7	182,8
Q8	71,24
Итого по секции I	254,04
Секция II	
Q9	99,84
Q10	192,9
Итого по секции II	292,74
Итого	546,78

Коэффициент самозапуска для секционного выключателя:

$$k_{сзн} = \frac{192,9 \cdot 5,3}{292,74} = 3,49.$$

Для вводного выключателя:

$$k_{сзн} = \frac{192,9 \cdot 5,3 + 182,8 \cdot 4,3}{546,78} = 3,31.$$

Для секционного выключателя в качестве рабочего максимального принимаем ток наиболее загруженной секции равный 292,74 А. Для вводного выключателя сумма максимальных рабочих токов обеих секций, равную 546,8 А.

$$I_{МТЗс.в.} = \frac{1,2 \cdot 3,49}{0,95} \cdot 292,74 = 1290,5 \text{ А},$$

$$I_{МТЗв.в.} = \frac{1,2 \cdot 3,31}{0,95} \cdot 546,8 = 2286,2 \text{ А}.$$

Также защиту необходимо согласовать с нижестоящими защитами по условию:

$$I_{с.з.посл} \geq \frac{k_{н.с.}}{k_p} \cdot \left[ \sum_1^n I_{с.з.пред.макс(n)} + \sum_1^{N-n} I_{раб.макс(N-n)} \right], \quad (7.2)$$

где  $k_{н.с.} = 1,1$  – коэффициент надежности согласования;

$k_p = 1$  – коэффициент токораспределения при одном источнике питания;

$\sum_1^n I_{с.з.пред.макс(n)}$  – наибольшая из арифметических сумм токов

срабатывания максимальных токовых защит параллельно работающих предыдущих элементов  $n$ ;

$\sum_1^{N-n} I_{раб.макс(N-n)}$  – арифметическая сумма максимальных значений рабочих

токов всех предыдущих элементов ( $N$ ), за исключением тех, с защитами которых производится согласование ( $n$ ).

Этим условием учитывается несрабатывание МТЗ секционного или вводного выключателя при срабатывании МТЗ нижестоящих выключателей на фоне нормальной работы остальных потребителей.

Для секционного выключателя:



$$I_{c.з.посл} \geq \frac{1,1}{1} \cdot (350,47 + 192,9) = 597,7 \text{ А.}$$

Для вводного выключателя:

$$I_{c.з.посл} \geq \frac{1,1}{1} \cdot (1290,5 + 254,04) = 1698,99 \text{ А.}$$

Из полученных по выражениям (7.1) и (7.2) значений токов срабатывания защиты выберем наибольшее  $I_{c.з}=1290,5$  А для секционного выключателя и  $I_{c.з}=2286,2$  А для вводного выключателя.

Коэффициент чувствительности для защиты:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин}}}{I_{c.з}}, \quad (7.3)$$

где  $I_{\text{к.мин}}=6283$  А – минимальное значение тока КЗ при наименее благоприятных условиях (точка КЗ);

$I_{c.з}=2286,2$  А – ток срабатывания защиты.

$$k_{\text{ч}} = \frac{6283}{2286,2} = 2,75.$$

Согласно требованиям ПУЭ, коэффициент чувствительности защиты должен быть не менее 1,5. Так как  $2,75 > 1,5$  защита удовлетворяет условиям чувствительности. Так как уставки секционного выключателя меньше уставки вводного выключателя при тех же зонах защиты, то защита на секционном выключателе также удовлетворяет условиям чувствительности.

Требования ПУЭ выполняются, следовательно принимаем ток срабатывания защиты  $I_{c.з}=2286,2$  А в качестве уставки срабатывания МТЗ вводного выключателя и  $I_{c.з}=1290,5$  А. в качестве уставки МТЗ секционного выключателя.

В том случае, если защита не удовлетворяет условиям чувствительности, следует применять МТЗ с блокировкой по напряжению. Это позволит в формуле 7.1 принять  $k_{\text{сзп}}=1$ , что приведет к снижению уставки защиты и повышению чувствительности. Но при этом стоит убедиться, что выбранное устройство защиты имеет такую функцию и отразить усложнение защит в графической части работы.

### **Выбор времени срабатывания защиты.**

Для выполнения оптимальной селективности рекомендуется использовать независимую времятоковую характеристику. Определим время срабатывания по выражению:

$$t_{c.з} = t_{c.з.пред} + \Delta t, \quad (7.4)$$

где  $t_{c.з.пред} = 0,3$  с – время срабатывания МТЗ предыдущей защиты (выключатель Q8);

$\Delta t = 0,2$  с – минимальная ступень селективности.

Для секционного выключателя:

$$t_{c.з} = 0,5 + 0,2 = 0,7 \text{ с.}$$

Для вводного выключателя нижестоящим является секционный выключатель с найденным  $t_{c.з} = 0,7$  с. Время срабатывания МТЗ на нём:

$$t_{c.з} = 0,7 + 0,2 = 0,9 \text{ с.}$$

## **7.2 Защита минимального напряжения**

Защита минимального напряжения выполняется двухступенчатой. Первая ступень ЗМН-1 отключает неответственных потребителей с целью восстановления напряжения и обеспечения бесперебойной работы и облегчения самозапуска более ответственных электроприемников.

Вторая ступень (ЗМН-2) отключает всех потребителей при исчезновении напряжения по условиям технологического процесса и техники безопасности.

Уставка первой ступени защиты минимального напряжения принимается равной:

$$U_{c.ЗМН-1} = 0,7 \cdot U_{ном}, \quad (7.5)$$

$$U_{c.ЗМН-1} = 0,7 \cdot 10000 = 7000 \text{ В.}$$

Уставка времени срабатывания первой ступени защиты минимального напряжения отстраивается от большего из времен срабатывания нижестоящих максимальных токовых защит.

$$t_{c.ЗМН-1} = t_{c.з.макс.МТЗ} + \Delta t. \quad (7.6)$$

В данном случае это время срабатывания МТЗ секционного выключателя:

$$t_{c.ЗМН-1} = 0,7 + 0,2 = 0,9 \text{ с.}$$

Уставка второй ступени защиты минимального напряжения принимается равной:

$$U_{c.ЗМН-2} = 0,4 \cdot U_{ном}, \quad (7.7)$$

$$U_{c.ЗМН-2} = 0,4 \cdot 10000 = 4000 \text{ В.}$$

Данная защита выполняется без выдержки времени.

### 7.3 Автоматический ввод резерва

Пуск устройства АВР должен производиться по факту снижения напряжения на секции шин. Напряжение срабатывания АВР выбирается в диапазоне:

$$U_{ср.АВР} = (0,25 \dots 0,4) \cdot U_{ном}. \quad (7.8)$$

Принимаем

$$U_{ср.АВР} = 0,3 \cdot 10000 = 3000 \text{ В.}$$

Время срабатывания АВР отстраивается от максимального времени срабатывания токовых защит отходящих линий. В данном случае это МТЗ выключателя Q8 со временем срабатывания 0,5 с.

$$t_{c.АВР} = 0,5 + 0,2 = 0,7 \text{ с.}$$

Для выбранных защит также выбираются и проверяются трансформаторы тока, согласно методике, приведенной в разделе 5.3.

## 8 Расчет защит трансформатора Т1

### 8.1 Дифференциальная защита

Для защиты трансформатора 110/10 кВ, в соответствии с требованиями ПУЭ установлена дифференциальная защита, выполненная на реле типа РСТ-15. Расчет дифференциальной защиты с использованием данного реле выполняется в соответствии с [9].

На первом этапе выполняется расчет номинальных токов трансформатора в первичных и вторичных токовых цепях. Результаты расчета представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Расчет номинальных токов в плечах защиты.

	Расчетная формула	ВН	НН
Первичный номинальный ток трансформатора, А	$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,33 \text{ А}$	$\frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 879,77 \text{ А}$
Схема соединения обмоток трансформатора	–	Y	Д
Схема соединения трансформаторов тока	–	Д	Y
Коэффициент схемы	$K_{CX}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$k_{ТТ}$	150/5	1000/5
Вторичный ток в цепях защиты, соответствующий номинальному току трансформатора	$I_{2ном} = \frac{I_{1ном} \cdot k_{CX}}{k_{ТТ}}$	$\frac{80,33 \cdot \sqrt{3}}{150/5} = 4,64 \text{ А}$	$\frac{879,77 \cdot 1}{1000/5} = 4,4 \text{ А}$

**Важно!** Вторичные токи в цепях защиты не должны превышать 5А.

Расчет производится в токах для стороны ВН трансформатора, за основную принимается сторона ВН, так как вторичный ток, протекающий на данной стороне больше.

Ток срабатывания дифференциальной защиты отстраивается от броска тока намагничивания при включении трансформатора по условию:

$$I_{с.з.} \geq k_{отс} \cdot I_{ном}, \quad (8.1)$$

где  $k_{отс} = 1,2 \div 1,5$  – коэффициент отстройки;

По данному условию:

$$I_{с.з.} \geq 1,3 \cdot 80,33 = 104,43 \text{ А.}$$

Также защита отстраивается от максимального значения тока небаланса при внешнем КЗ, по условию:

$$I_{с.з.} \geq k_{отс} \cdot I_{НБмакс}, \quad (8.2)$$

где  $k_{отс} = 1,2 \div 1,5$  – коэффициент отстройки;

$I_{НБмакс}$  – значение тока небаланса, при внешнем коротком замыкании, которое может быть найдено по формуле:

$$I_{НБмакс} = k_{одн} \cdot k_a \cdot \varepsilon_i \cdot I_{Кмакс}^{(3)} + \Delta U \cdot I_{Кмакс}^{(3)} \quad (8.3)$$

где  $k_{одн}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Так как используются разнотипные трансформаторы тока, принимается  $k_{одн} = 1$ .

$k_a$  – коэффициент, учитывающий влияние апериодической составляющей тока КЗ. Так как статические реле не учитывают апериодическую составляющую, принимаем;  $k_a = 1$ ;

$\varepsilon_i = 0,1$  – максимальная погрешность трансформаторов тока;

$I_{Кмакс}^{(3)} = 7255 \text{ А}$  – значение тока трехфазного КЗ на шинах 10 кВ (точка КЗ);

$\Delta U = 0,16$  – погрешность, обусловленная наличием устройства РПН на защищаемом трансформаторе, принимаемая равной половине диапазона регулирования напряжения.

$$I_{НБмакс} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 7255 + 0,16 \cdot 7255 = 1886,3 \text{ А,}$$

$$I_{с.з.} \geq 1,3 \cdot 1886,3 \cdot \frac{10,5}{115} = 223,9 \text{ А.}$$

Из двух условий принимается большее. Таким образом, принимается предварительное значение тока срабатывания дифференциальной защиты  $I_{c.з.} = 223,9 \text{ A}$ .

Данное значение проверяется на чувствительность к минимальному току КЗ в зоне действия защиты (двухфазное КЗ в точке КЗ):

$$k_q = \frac{I_{КМин}^{(2)}}{I_{c.з.}}, \quad (8.4)$$

$$k_q = \frac{6283 \cdot \frac{10,5}{115}}{223,9} = 2,56.$$

Согласно требованиям ПУЭ[16], полученное значение должно удовлетворять условию  $k_q \geq 2$ . Данное требование выполняется, следовательно, уставка может быть принята.

Определяется ток срабатывания реле и условное число витков для стороны высокого напряжения:

$$I_{cр.ВН} = \frac{I_{c.з.} \cdot k_{ex}}{k_T}, \quad (8.5)$$

$$w_{ВНрасч} = \frac{F_{c.p.}}{I_{cр.ВН}}, \quad (8.6)$$

где  $F_{c.p.} = 100 \text{ A} \cdot \text{в}$  – МДС срабатывания реле.

$$I_{cр.ВН} = \frac{223,9 \cdot \sqrt{3}}{150 / 5} = 12,93 \text{ A},$$

$$w_{ВНрасч} = \frac{100}{12,93} = 7,73 \text{ A}.$$

Принимается **ближайшее меньшее** число витков:  $w_{ВН} = 7$ . Расчетное число витков для неосновной стороны:

$$w_{ННрасч} = w_{ВН} \cdot \frac{I_{II.ВН}}{I_{II.НН}}, \quad (8.7)$$

$$w_{ННрасч} = 7 \cdot \frac{4,64}{4,4} = 7,38.$$

Принимаем  $w_{HH} = 7$  витков. Определяется составляющая тока небаланса, обусловленная округлением числа витков расчетной стороны:

$$I_{НБ}'' = \left| \frac{w_{HHрасч} - w_{HH}}{w_{HHрасч}} \right| \cdot I_{Кмакс}^{(3)} \quad (8.8)$$

$$I_{НБ}'' = \left| \frac{7,38 - 7}{7,38} \right| \cdot 7255 \cdot \frac{10,5}{115} = 34,1 \text{ А.}$$

Ток небаланса с учетом третьей составляющей:

$$I_{НБ} = 1886,3 \cdot \frac{10,5}{115} + 34,1 = 206,33 \text{ А.}$$

Уточняется ток срабатывания защиты с учетом третьей составляющей тока небаланса:

$$I_{с.з.} \geq 1,3 \cdot 206,33 = 268,23 \text{ А,}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{6283 \cdot \frac{10,5}{115}}{268,23} = 2,14.$$

Защита удовлетворяет условиям чувствительности.

Уточняем число витков уравнительных обмоток:

$$I_{ср.ВН} = \frac{268,23 \cdot \sqrt{3}}{150 / 5} = 15,48 \text{ А,}$$

$$w_{ВНрасч} = \frac{100}{15,48} = 6,46 \text{ А.}$$

Принимается ближайшее меньшее число витков:  $w_{ВН} = 6$ . Расчетное число витков для неосновной стороны:

$$w_{HHрасч} = w_{ВН} \cdot \frac{I_{II.ВН}}{I_{II.HH}}, \quad (8.9)$$

$$w_{HHрасч} = 6 \cdot \frac{4,64}{4,4} = 6,32.$$

Принимаем  $w_{HH} = 6$  витков. Определяется составляющая тока небаланса, обусловленная округлением числа витков расчетной стороны:

$$I_{НБ}'' = \left| \frac{6,32 - 6}{6,32} \right| \cdot 7255 \cdot \frac{10,5}{115} = 33,53 \text{ А.}$$

Так как третья составляющая тока небаланса уменьшилась, дальнейшие уточнения расчета не производятся. В том случае, если третья составляющая тока небаланса увеличивается, необходимо еще раз уточнить число витков уравнительных обмоток по формулам 8.6 и 8.7.

Таким образом, предлагаются следующие уставки срабатывания дифференциальной защиты:  $I_{с.з.} = 268,23 \text{ A}$   $w_{BH} = 6$  витков,  $w_{HH} = 6$  витков.

Для защиты, выполненной на реле РНТ-565 методика расчета будет аналогична приведенной. Для защит, выполненных на микропроцессорных терминалах защиты, необходимо пользоваться методикой производителя терминала.

## **8.2 Газовая защита**

Газовая защита устанавливается на трансформаторах и автотрансформаторах с масляной системой охлаждения.

Принцип действия защиты основан на том, что при любом, даже незначительном повреждении обмоток, за счет выделяющегося тепла происходит разложение масла. Разложение масла сопровождается выделением газа, интенсивность выделения которого зависит от тяжести повреждения.

В рассматриваемом случае выбираем газовое реле ВГ-80.



## 9 Расчет защит линии W1

### 9.1 Максимальная токовая защита

Для реализации токовых защит линии, согласно исходным данным, используем электромеханические реле РТ-40.

Ток срабатывания МТЗ определяется по формуле:

$$I_{с.з.} = \frac{k_n \cdot k_{сзн} \cdot k_{пер}}{k_g} \cdot I_{ном.тр}, \quad (9.1)$$

где  $k_n=1,3$  – коэффициент надежности, учитывающий неточности в исходных данных, погрешности расчёта и создание необходимого запаса;

$k_g=0,8$  – коэффициент возврата для реле типа РТ-40;

$k_{пер}=1,3$  – коэффициент допустимой перегрузки масляного трансформатора;

$k_{сзн}=3,31$  – коэффициент самозапуска из предыдущего расчёта;

$I_{ном.тр} = 80,33 \text{ A}$  – номинальный ток силового трансформатора;

$$I_{с.з.} = \frac{1,3 \cdot 3,31 \cdot 1,3}{0,8} \cdot 80,33 = 561,7 \text{ A}$$

Защиту также необходимо согласовать с нижестоящей защитой, согласно условию:

$$I_{с.з.} \geq k_{н.с.} \cdot I_{с.з.пред} \quad (9.2)$$

где  $k_{н.с.}=1,15$  – коэффициент надежности согласования;

$I_{с.з.пред}$  – ток срабатывания нижестоящей защиты.

В рассматриваемом случае нижестоящей защитой будет являться вводной выключатель Q4 с уставкой МТЗ 2286,2 A/0,7 с.

$$I_{с.з.} \geq 1,15 \cdot 2286,2 \cdot \frac{10,5}{115} = 240,05 \text{ A}.$$

Из двух рассчитанных значений выбираем большее  $I_{с.з.} = 561,7 \text{ A}$ .

Полученное значение проверяется на чувствительность:

$$k_{\text{ч.}} = \frac{I_{\text{к.мин.}}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (9.3)$$

Чувствительность МТЗ проверяется в основной зоне и в зоне резервирования. В рассматриваемом случае, основной зоной защиты будет являться линия W1, а зоной резервирования – трансформатор T1. Следовательно чувствительность в основной зоне проверяется по току двухфазного КЗ в точке К2, а чувствительность в зоне резервирования по минимальному КЗ в точке К3, приведенному к напряжению 115 кВ.

Чувствительность защиты в основной зоне:

$$k_{\text{ч.}} = \frac{11364}{561,7} = 20,23.$$

Согласно ПУЭ, коэффициент чувствительности МТЗ в основной зоне должен быть не менее 1,5, следовательно, защита удовлетворяет условиям чувствительности.

Время срабатывания МТЗ определим по формуле:

$$t_{\text{с.з.}} = t_{\text{с.з.пред}} + \Delta t, \quad (9.4)$$

где  $t_{\text{с.з.пред}} = 0,9$  с – время срабатывания нижестоящей защиты – МТЗ выключателя Q4;

$\Delta t = 0,3$  с. – время ступени селективности;

$$t_{\text{с.з.}} = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ с.}$$

## 9.2 Токовая отсечка

Выбор тока срабатывания токовой отсечки осуществляем по условию отстройки от максимального трехфазного КЗ на выводах 10,5 кВ трансформатора [2]:

$$I_{\text{с.о.}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (9.5)$$

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

$I_{K3}^{(3)} = 662,41 \text{ A}$  – ток трехфазного КЗ на стороне 10,5 кВ трансформатора ТЗ, приведенный к напряжению 115 кВ;

$$I_{c.o.} = 1,5 \cdot 662,41 = 993,62 \text{ A}$$

Полученное значение должно быть проверено по условию несрабатывания при броске намагничивающего тока трансформатора:

$$I_{c.o.} \geq k_{отс} \cdot 5\sqrt{2} \cdot I_{ном.тр.} \quad (9.6)$$

$$I_{c.o.} \geq 1,5 \cdot 5\sqrt{2} \cdot 80,33 = 852,02 \text{ A}$$

Условие выполняется, следовательно, принимаем  $I_{c.o.} = 993,62 \text{ A}$ .

Чувствительность отсечки проверяется по условию:

$$K_{ч.} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{c.o.}}, \quad (9.7)$$

где  $I_{к.мин}^{(2)} = 11364 \text{ A}$  – минимальный ток двухфазного КЗ на стороне ВН трансформатора (точка К2).

$$k_{ч.} = \frac{11364}{993,62} = 11,44$$

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности токовой отсечки должен быть больше 2. Это условие выполняется, следовательно, защита удовлетворяет условиям чувствительности.

Так как, согласно исходным данным, защиты выполнены на электромеханических реле, необходимо также выбрать реле защиты. Для этого, по условиям, приведенным в разделе 5.3, выбирается трансформатор тока для защит. Принимаем трансформатор тока ТОГФ-110 150/5.

Определяем ток в реле на уставке срабатывания МТЗ:

$$I_{реле.МТЗ} = \frac{561,7}{150/5} = 18,72 \text{ A.}$$

Ток в реле на уставке срабатывания ТО:

$$I_{реле.МТЗ} = \frac{993,62}{150/5} = 33,12 \text{ A.}$$

Необходимо выбрать токовые реле таким образом, чтобы на них было возможно выставить соответствующие уставки. В рассматриваемом случае

наиболее целесообразно выбрать реле РТ-40/50, имеющее диапазон уставок 12,5-25 А при последовательном соединении катушек и 25-50 А при параллельном соединении катушек.

В случае использования статических реле можно выбрать реле РС80М2-30С, с диапазоном регулирования уставок 2-36,32 А, позволяющее реализовать функции ТО и МТЗ на одном реле.

### 9.3 Автоматическое повторное включение

Предлагается двухкратное АПВ для повторного включения линии после ее отключения из-за преходящего КЗ на воздушной линии. При этом максимальный цикл АПВ выглядит следующим образом

$$O-t_{АПВ1}-BO-t_{АПВ2}-BO,$$

где O – отключение выключателя;

B – его включение.

Также выбранные устройства защиты позволяют задать время возврата АПВ – время, за которое устройство АПВ возвращается в работоспособное состояние. В большинстве случаев КЗ на линиях, не связанное с повреждением основной изоляции, может самоликвидироваться при прерывании тока на время, несколько превышающее время деионизации открытой дуги. Практика показала, что вплоть до напряжения 750 кВ деионизация открытой дуги происходит за время, не превышающее 0,3 с. В связи с этим предлагается время срабатывания первой ступени АПВ:  $t_{АПВ1}=0,4$  с.

Для второго цикла АПВ, согласно пункту 3.3.6 ПУЭ, выдержка времени трехфазного АПВ должна быть не менее 15-20 с. В связи с этим предлагается время срабатывания второй ступени АПВ:  $t_{АПВ2}=20$  с.

## 10 Построение окончательной карты уставок и карты селективности

Все рассчитанные окончательные уставки заносятся в единую таблицу, представляющую собой карту уставок рассматриваемой системы электроснабжения. Карта уставок представлена в таблице 10.1.

Также строится окончательная карта селективности для защит. Для этого на карту селективности (рисунок 4.6) наносятся характеристики срабатывания токовых защит выключателя Q8, Q6, Q4, а также выключателя Q1, приведенная к напряжению 10 кВ. Полученная карта селективности представлена на рисунке 10.1.

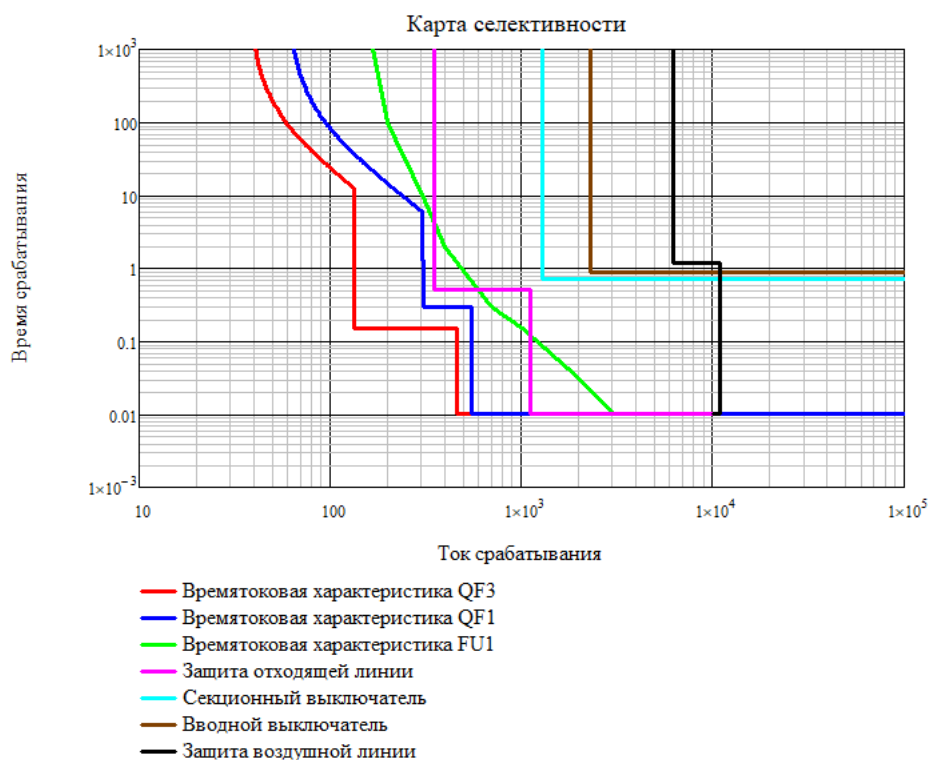


Рисунок 10.1 – Итоговая карта селективности

Времятоковая характеристика каждой вышестоящей защиты должна проходить выше и правее, чем характеристика нижестоящей защиты.

Таблица 10.1 – Карта уставок

Место установки	Тип защиты	Уставка
Q1, Q2	МТЗ	561,7 А/1,2 с
	ТО	993,2 А
	АПВ	$t_{АПВ1}=0,4$ с $t_{АПВ2}=20$ с
Q3, Q4	ДЗ	$I_{с.з.}=268,23$ А $W_{ВН}=6$ ВИТКОВ, $W_{НН}=6$ ВИТКОВ
Q5, Q6	МТЗ	2286,2 А/0,9 с
	ЗМН	ЗМН-1 7000 В/0,9с ЗМН-2 4000 В/0с
Q7	МТЗ	1290,5 А/0,7 с
	АВР	3000 В/0,7 с
Q8(АД)	Перегрузка	I ступень - 1048,1 А/0,2с II ступень: 219,4 А/по кривой; III ступень: 213,3 А/15 с
	ОЗЗ	0,913 А/0,2 с
	ТО	943,25 А
Q11(СД)	Перегрузка	I ступень: 1363,2 А/0,2с; II ступень: 231,5 А/по кривой; III ступень: 225,1 А/15 с
	ОЗЗ	0,63 А/0,2 с
	ТО	1226,8 А
Q9, Q10	МТЗ	383,33 А/ 0,5 с
	ТО	1114,58 А
	ОЗЗ	1,83 А
FU1, 2	ПКТ101-10-100-12,5	
FU3	ПКТ101-10-40-12,5	
FU4	ППН-630	
QF1, QF2	ТО	21000 А
	МТЗ	9000 А/0,3с
	Перегрузка	1500 А/4с при 6Ir
QF3	ТО	13440 А
	МТЗ	3920 А/0,15с
	Перегрузка	1120 А/4с при 6Ir

## **11 Общие рекомендации по оформлению графической части курсовой работы**

В графическую часть курсовой работы выносятся следующие элементы:

*1) Исходная однолинейная схема системы электроснабжения с указанием мест установки измерительных трансформаторов тока для нужд релейной защиты.*

При этом количество трансформаторов тока должно соответствовать схеме токовых цепей соответствующих защит. Для токовых защит в сетях с заземленной нейтралью используется схема соединения трансформаторов тока в полную звезду, для сетей с изолированной нейтралью схема соединения в неполную звезду. Для дифференциальной защиты трансформатора на электромеханических реле, с той стороны, на которой обмотки защищаемого трансформатора соединены в «звезду» трансформаторы тока релейной защиты соединяются по схеме «треугольник». В микропроцессорных терминалах защиты может быть реализована функция «цифровой треугольник», позволяющая соединять трансформаторы тока в звезду на обеих сторонах защищаемого трансформатора. Наличие такой функции необходимо уточнять в технической документации конкретного терминала защиты.

Пример обозначения трансформаторов тока показан на рисунке 11.1. На присоединении с выключателем Q1 трансформаторы тока соединены в неполную звезду и показаны в крайних фазах. На присоединении с выключателем Q2 трансформаторы тока показаны во всех трех фазах, что характерно для схемы полной звезды или треугольника. Трансформаторы тока TAZ1 и TAZ2 – это трансформаторы тока нулевой последовательности, которые устанавливаются после кабельной воронки в том случае, если на данном присоединении есть защита от однофазных замыканий на землю.

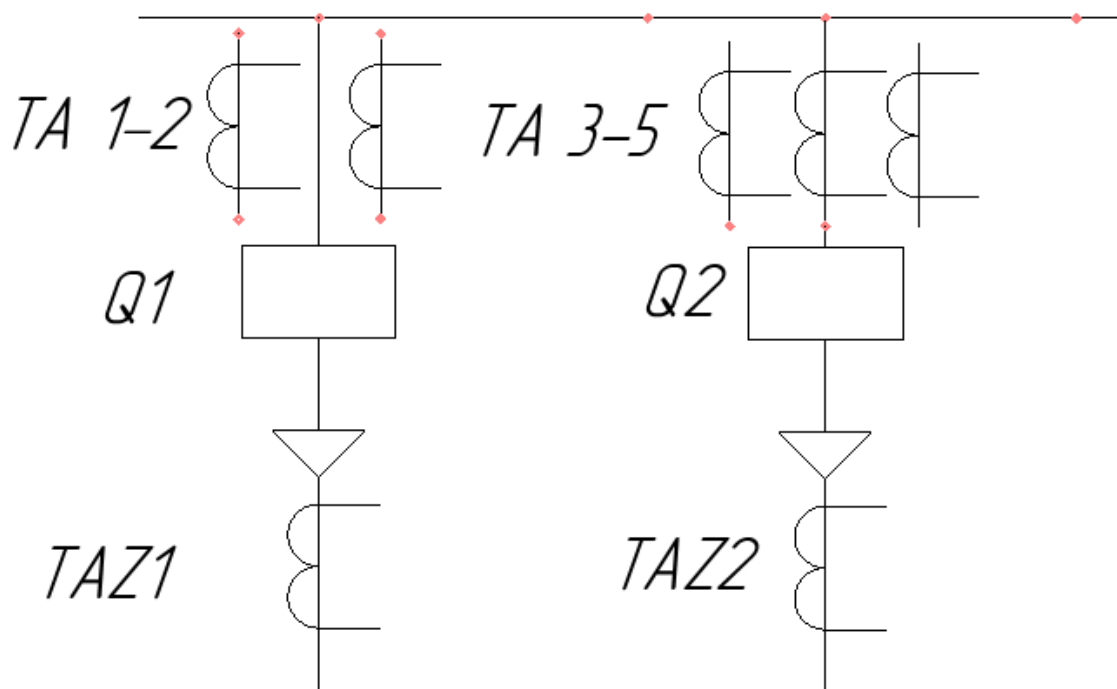


Рисунок 11.1 – Пример обозначения трансформаторов тока на однолинейной схеме электрической сети.

Нумерация элементов на схеме сквозная, слева-направо, сверху вниз. При этом необходимо помнить, что трансформатор тока, отмеченный на однолинейной схеме как ТА1, и трансформатор тока с тем же буквенно-цифровым в спецификации и схеме токовых цепей защиты это одно и то же устройство.

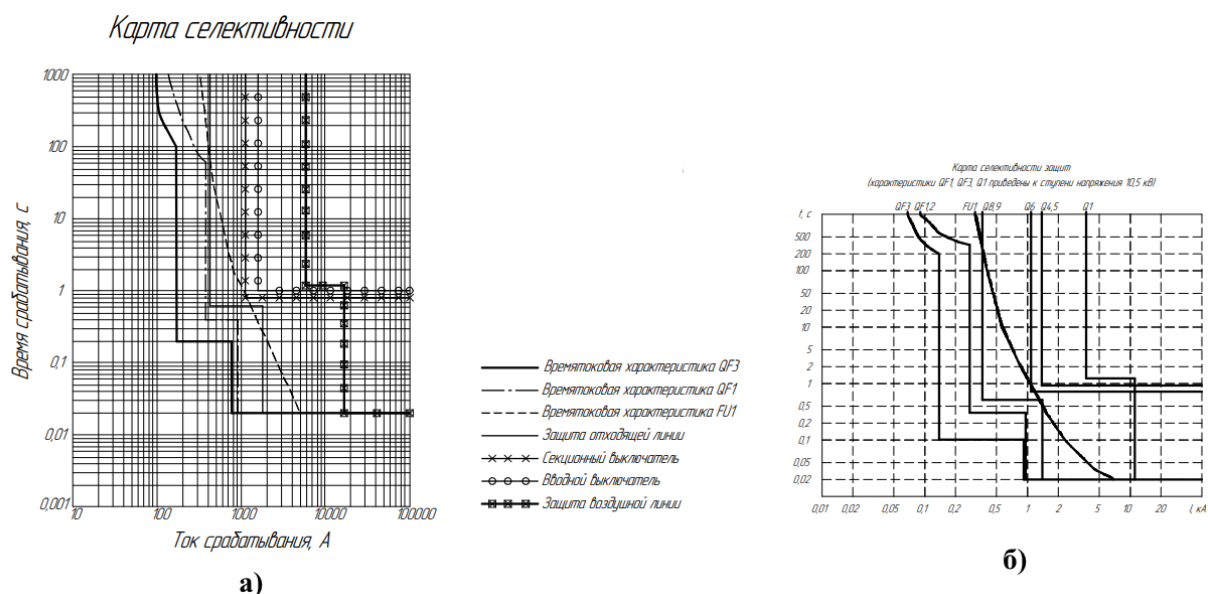
## 2) *Карта селективности.*

Пример построения карты селективности приведен в разделе 4 данного пособия, а вид окончательной карты селективности в разделе 10. Данная карта селективности должна быть перенесена на лист графической части работы, но при этом необходимо отметить следующие нюансы:

- карта селективности строится в логарифмическом масштабе;
- на карте селективности должны быть подписаны оси, единицы измерения величин по осям, а также отмечены деления, кратные степеням числа 10;
- шрифт подписей на карте селективности должен соответствовать шрифту, используемому в остальной части листа;



– при черно-белой печати, цветные времятоковые характеристики будут иметь одинаковый цвет. В связи с этим, необходимо предусмотреть другие варианты различения времятоковых характеристик различных защит на карте селективности. Это может быть использование различных засечек на времятоковых характеристиках, либо обозначение соответствующего коммутационного аппарата защиты в верхней части карты селективности (рисунок 11.2);



а) с использованием легенды; б) с подписями над времятоковыми характеристиками.

Рисунок 11.2 – Возможное исполнение карты селективности

### 3) Спецификация оборудования, относящегося к РЗА.

Спецификация выполняется в соответствии с ГОСТ 2.106-96 над штампом листа графической части работы. Таблица спецификации содержит следующие столбцы:

– позиционное обозначение элемента. Здесь указывается буквенно-цифровое обозначение каждого из устройств, относящихся к РЗА. Элементы первичных цепей (ЛЭП, силовые трансформаторы, высоковольтные выключатели, двигатели и т.п.) в спецификацию не вносятся;

– наименование элемента. Например «трансформатор тока», «терминал релейной защиты» и так далее;

– количество однотипных элементов;

– примечание. В этом столбце указывается буквенная маркировка элемента. Например, РТ-40/20, ТОЛ-10 150/5 и тому подобное.

Примеры исполнения спецификации показан на рисунке 11.3.

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
ТА1-3	Трансформатор тока	3	ТВТ-110 150/5
ТА11-14	Трансформатор тока	4	ТОЛ СЭЦ-10 75/5
ТА19,20	Трансформатор тока 0-ой посл.	2	ТЗ/М
КА1-4,8-10	Реле тока	7	РТ-40
КАН7,11	Реле тока	2	РЗ3-2
КТ1-5	Реле времени	5	В/160-Е1
КЛ1-6	Реле промежуточное	6	РП-23
КН1-9	Реле указательное	9	РЗУ-11-20
QF1	Masterpact	1	ВА 45 4000 А
QF2	Masterpact	1	ВА 45 2000/1600 А
QF3	Masterpact	1	ВА 45 2000/1600 А
FU1	Предохранитель	1	ПКТ-103-10
FU2	Предохранитель	1	ПКТ-103-10
FU3	Предохранитель	1	ПКТ-101-10
НЛ1-9	Световая арматура	9	ENR-22
НА	Звучковая сигнализация	2	ТХ-6831
ОГУ 13.03.02.3019.111			

Поз. обозначение	Наименование	Кол.	Примечание
ТА1-ТА6	Трансформатор тока	6	ТОЛ СЭЦ-10 150/5
ТА7-ТА11	Трансформатор тока	5	ТОЛ СЭЦ-10 600/5
ТА12	Трансформатор тока нулевой последовательности	1	ТЗ/М
ТА13-ТА4	Трансформатор тока	2	ТОЛ СЭЦ-10 400/5
ТА15	Трансформатор тока нулевой последовательности	1	ТЗ/М
ТА16-ТА19	Трансформатор тока	4	ТОЛ СЭЦ-10 150/5
ТА20	Трансформатор тока нулевой последовательности	1	ТЗ/М
ТА21	Трансформатор тока нулевой последовательности	1	ТЗ/М
КТ1	Реле времени	1	РЗУ-11-20
КН1, КН-2	Реле указательное	2	РП-23
НА	Звучковая сигнализация	1	ТХ-6831
НЛ1-4	Световая сигнализация	4	СКЛ
КЛ1-4	Реле промежуточное	4	РП-23
КА1-6	Реле тока	6	РТ-40
УАТ1-3	Электромагнит отключения	3	
ОГУ 13.03.02.3019.087			

Рисунок 11.3 – Примеры спецификации

#### 4) Карта уставок защит.

На карте уставок обозначаются коммутационные аппараты, на которые воздействует защита, типы защит, а также значения уставок (как правило, это ток и время срабатывания защит). При этом уставки по току всегда указываются в первичных токах и приведенными к той ступени напряжения, на которой установлена защита. Примером карты уставок может служить таблица 10.1.

#### 5) Токовые и оперативные цепи защит.

Принципы построения токовых и оперативных цепей защит зависят от каждого конкретного типа защиты, используемой аппаратной базы и уставок защит. Для микропроцессорных терминалов защит, при составлении схем

токовых и оперативных цепей необходимо пользоваться технической документацией на соответствующие терминалы защиты, ссылки на которую приведены в приложении А. Примеры построения защит для статических и электромеханических реле приведены в [8, 11,12].

## Список использованных источников

1. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / Под ред. Б.Н. Неклепаева. -М. : НЦ ЭНАС, 2002. - 152 с.
2. Груздев, И.А. Электрические системы и сети: Учебник для вузов/ И. А. Груздев, И.В. Идельчик. — М.: Энергоатомиздат, 1989, — 592 с: ил. ISBN 5-283-01012-0.
3. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов/ Б.Н. Неклепаев, И. П. Крючков – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций / Л.Д. Рожкова, Л.П. Корнеева. – 2-е изд. - М.: АКАДЕМА, 2005. - 447 с.
5. Небрат, И. Л. Расчеты токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ: Учебное пособие. Издание Петербургского энергетического института повышения квалификации руководящих работников и специалистов. Минэнерго РФ. 2001.
6. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – Введ. 1995-01-01. – Минск : 1995. – 47 с.
7. Беляев, А. В. Выбор аппаратуры защит и кабелей в сетях 0,4 кВ: учебник для вузов / А. В Беляев. – Лен. : Энергоатомиздат, 1988. – 174 с.
8. Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст] : учеб. для студентов вузов, обучающихся по специальности "Электроснабжение" направление подготовки "Электроэнергетика" / В. А. Андреев. - 6-е изд., стер. - М. : Высш. шк., 2008. - 640 с.

9. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ: Расчеты. – М.: Энергоатомиздат, 1985, – 96 с.
10. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), издание седьмое (утверждено приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 8 июня 2002 г. № 204)
11. ДИВГ.648228.001 ДЗ Методические указания по расчету уставок защит синхронных и асинхронных электродвигателей 6 – 10 кВ.
12. Схемы типовых устройств релейной защиты электроэнергетических систем: иллюстративный материал / Л.Л. Богатырев, Л.Ф. Богданова, А.В. Паздерин, В.П. Федотов. – Изд. 3-е, испр. и доп. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ–УПИ, 2006, – 46 с.

## Приложение А

### Ссылки на техническую документацию различных типов оборудования

Расцепители	
МРТ, МРТ-МП, БУТ-12	<a href="https://www.kontaktor.ru/upload/iblock/333/Electromnye_rascepiteli.pdf">https://www.kontaktor.ru/upload/iblock/333/Electromnye_rascepiteli.pdf</a> <a href="https://drive.google.com/file/d/1FaVac1K9eB-JIYymlaByYjuIcbCEoAF/view?usp=sharing">https://drive.google.com/file/d/1FaVac1K9eB-JIYymlaByYjuIcbCEoAF/view?usp=sharing</a>
Micrologic	<a href="https://drive.google.com/open?id=1SDGcmDCra6YclzUz_XP8mtr-kR31sdcy">https://drive.google.com/open?id=1SDGcmDCra6YclzUz_XP8mtr-kR31sdcy</a>
Предохранители	
ПКТ	<a href="http://www.elektrotehnik.ru/pdf/Predokhraniteli_PKT_Elektrotehnik.pdf">http://www.elektrotehnik.ru/pdf/Predokhraniteli_PKT_Elektrotehnik.pdf</a> <a href="https://drive.google.com/open?id=1Xt96Divpg4nXB5Luaf77UaEe7a4jS_S8">https://drive.google.com/open?id=1Xt96Divpg4nXB5Luaf77UaEe7a4jS_S8</a>
ППН	<a href="https://www.nva-korenevo.ru/download/catalog/catalog-ppn.pdf">https://www.nva-korenevo.ru/download/catalog/catalog-ppn.pdf</a> <a href="https://drive.google.com/open?id=1jCDj7AogwC3k-U-CAHjVGv_1VTUpDTyU">https://drive.google.com/open?id=1jCDj7AogwC3k-U-CAHjVGv_1VTUpDTyU</a>
ПН-2	<a href="http://www.elprom-st.ru/uploads/Products/product_38/texniii.pdf">http://www.elprom-st.ru/uploads/Products/product_38/texniii.pdf</a> <a href="https://drive.google.com/open?id=1GqdUqssgIQy4o3RMaKdmsIP_pBSr1itj">https://drive.google.com/open?id=1GqdUqssgIQy4o3RMaKdmsIP_pBSr1itj</a>
ППНИ	<a href="https://www.iek.ru/upload/iblock/5a7/passport_ppni.pdf">https://www.iek.ru/upload/iblock/5a7/passport_ppni.pdf</a> <a href="https://drive.google.com/open?id=1NolQl8OIcZEJ4YRAaskOMR6Q_hK458WqQ">https://drive.google.com/open?id=1NolQl8OIcZEJ4YRAaskOMR6Q_hK458WqQ</a>
Трансформаторы тока	
Свердловский завод ТТ	<a href="http://www.cztt.ru/userFiles/Catalog_2018/Catalog_CZTT_2018_sm.pdf">http://www.cztt.ru/userFiles/Catalog_2018/Catalog_CZTT_2018_sm.pdf</a>
Самарский электроцит	<a href="https://electroshield.ru/upload/iblock/a5a/Katalog-transformatory-izmeritelnye.pdf">https://electroshield.ru/upload/iblock/a5a/Katalog-transformatory-izmeritelnye.pdf</a>
СВЭЛ	<a href="http://svel.ru/UploadFiles/ckfinderFiles/files/Catalogue%20IT_11_2016.pdf">http://svel.ru/UploadFiles/ckfinderFiles/files/Catalogue%20IT_11_2016.pdf</a>
Минский электротехнический завод	<a href="http://metz.by/products/catalog/12.html">http://metz.by/products/catalog/12.html</a>
Устройства РЗА	
Реле электромеханические и статические	<a href="http://www.rele.ru/m/ru/prod2-13.htm">http://www.rele.ru/m/ru/prod2-13.htm</a>
Блоки Sepam	<a href="https://www.rza.by/upload/iblock/f77/Sepam%20%D1">https://www.rza.by/upload/iblock/f77/Sepam%20%D1</a>

20/40/60/80	%81%D0%B5%D1%80%D0%B8%D0%B9%2020_40_60_80%20-%20%D0%9A%D0%B0%D1%82%D0%B0%D0%BB%D0%BE%D0%B3%202012_MKP-CAT-SEPAM-12_05-2012.pdf
Алтей	<a href="http://i-mt.net/altey">http://i-mt.net/altey</a>
БЗП	<a href="http://i-mt.net/rza">http://i-mt.net/rza</a>
ЭКРА	<a href="https://www.ekra.ru/produkcija/">https://www.ekra.ru/produkcija/</a>
Сириус	<a href="http://www.rza.ru/catalog/ustroystva-rza/">http://www.rza.ru/catalog/ustroystva-rza/</a>
БМРЗ	<a href="http://www.mtrele.ru/">http://www.mtrele.ru/</a>
ABB	<a href="http://www.elektroshchit.ru/abb-relejnaja-zashhita-i-avtomatika/8-ref610-pza-abb-rele-zashhity-fidera.html">http://www.elektroshchit.ru/abb-relejnaja-zashhita-i-avtomatika/8-ref610-pza-abb-rele-zashhity-fidera.html</a>

## Приложение Б

### Условные графические обозначения устройств релейной защиты и их размеры

Таблица Б.1 – Выдержка из ГОСТ 2.755–87. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения


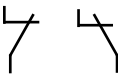


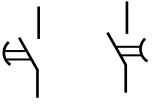
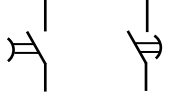
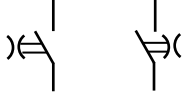
Наименование	Обозначение
Контакты коммутационного устройства	
замыкающий	
размыкающий	
переключающий	
переключающий с нейтральным центральным положением	
Контакт, замыкающий с замедлением, действующим: при сбрасывании	
при возврате	
при срабатывании и возврате	



Таблица Б.2 – Выдержка из ГОСТ 2.755–87. Обозначения условные графические в электрических схемах. Устройства коммутационные и контактные соединения. Размеры УГО.

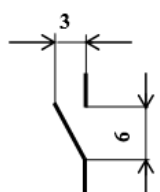
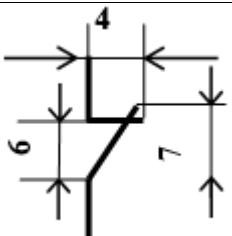
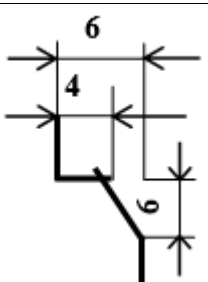
Контакт коммутационного устройства:	
закрывающий	
размыкающий	
переключающий	

Таблица Б.3 – Выдержка из ГОСТ 2.756–76. Обозначения условные графические в электрических схемах. Воспринимающая часть электромеханических устройств

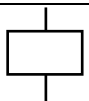

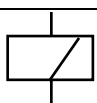

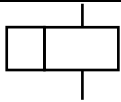

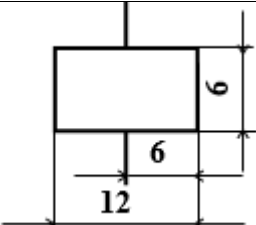
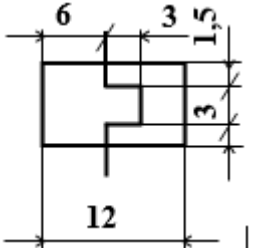
Наименование	Обозначение
Воспринимающая часть электромеханических устройств	
Катушка электромеханического устройства:	
общее обозначение	
Примечание. Выводы катушки допускается изображать с одной стороны	
с одной обмоткой	
трёхфазного тока	
Катушка электромеханического устройства с дополнительным графическим полем	
Воспринимающая часть электротеплового реле	

Таблица Б.3 – Выдержка из ГОСТ 2.756–76. Обозначения условные графические в электрических схемах. Воспринимающая часть электромеханических устройств. Размеры УГО.

<p>Катушка электромеханического реле</p>	
<p>Воспринимающая часть электротеплового реле</p>	
<p>Катушка электромеханического устройства с дополнительным полем</p>	