

Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Электроснабжение»

Л. И. Евминов, А. О. Добродей

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

ПРАКТИКУМ

**по одноименной дисциплине
для студентов специальностей
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»
и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация
энергооборудования организаций»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2011

УДК 621.316.925(075.8)
ББК 31.27-05я73
Е19

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 1 от 28.09.2010 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Автоматизированный электропривод»
ГГТУ им. П. О. Сухого *В. В. Тодарев*

Евминов, Л. И.
Е19 Релейная защита и автоматика систем электроснабжения : практикум по одной дисциплине для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» днев. и заоч. форм обучения / Л. И. Евминов, А. О. Добродей. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2011. – 104 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Рассматриваются расчеты параметров срабатывания релейных защит элементов систем электроснабжения. Особое внимание уделено применению современных микропроцессорных блоков защиты, автоматики, измерения и управления электроэнергетическими объектами.

Для студентов специальностей 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация энергооборудования организаций» дневной и заочной форм обучения.

УДК 621.316.925(075.8)
ББК 31.27-05я73

© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2011

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1

ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ РЗА

1.1. Выбор и проверка трансформаторов тока для РЗА

1.1.1. Трансформаторы тока (ТТ) служат:

- для изоляции первичных и вторичных цепей;
- для приведения величины тока к уровню удобному для измерения.

Номинальный вторичный ток ТТ составляет или 5 А, или 1 А.

Номинальные токи первичной обмотки ТТ могут быть: 5, 10, 15, 30, 50, 75(80), 100, 150, 200, 300, 400, 600, (800), 1000, 1500, 2000, 3000, 4000, 5000 А.

1.1.2. Трансформаторы тока выбираются:

- По номинальному напряжению: $U_{\text{нтт}} = U_{\text{сети}}$
- По номинальному току первичной обмотки выбор производится в следующей последовательности:

- Определяется ток $I_{\text{сmax}}$ в максимальном режиме нагрузки S_{max} (кВА):

$$I_{\text{сmax}} = \frac{S_{\text{max}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{сети}}}, \text{ А}$$

- Выбирается ток первичной обмотки (желательно в большую сторону) по шкале номинальных токов первичной обмотки ТТ;
- Определяется коэффициент трансформации ТТ

$$K_{\text{I}} = \frac{I_{\text{Iном}}}{I_{\text{IIном}}}.$$

1.1.3. Проверяются трансформаторы тока по 10 % или 5 % кратности.

Под 10 % (5 %) кратностью K_{10} или K_5 понимают наибольшее отношение первичного тока проходящего через первичную обмотку к его номинальному току первичной обмотки, при которой полная погрешность ТТ, при заданной вторичной нагрузке Z_2 , не превышает 10 % (5 %). Зная кратность первичного тока, проходящего через ТТ при КЗ, можно, по кривым предельной кратности для данного ТТ

(рис. 1.1), определить допустимую нагрузку $Z_{2\text{доп}}$, при которой погрешность ТТ не будет превышать 10 % или 5 %.

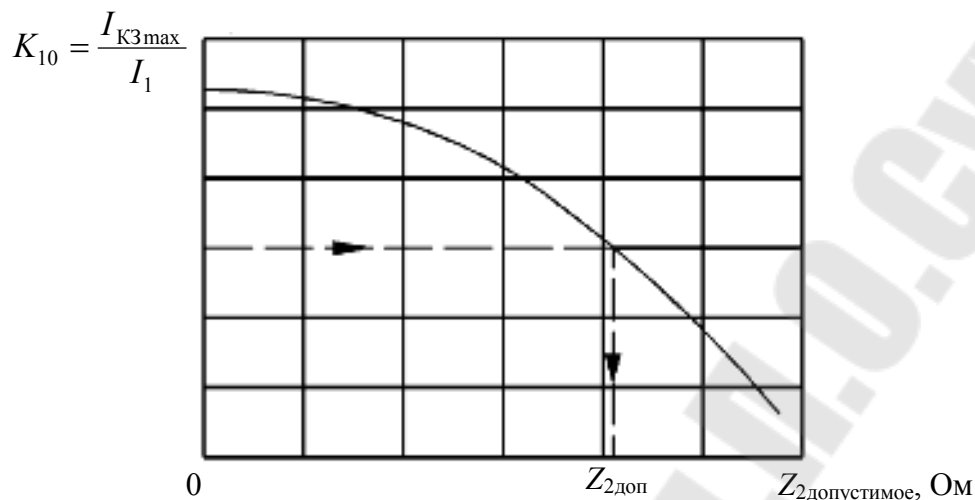


Рис. 1.1. Выбор допустимой вторичной нагрузки ТТ по 10 % кратности K_{10}

Кривые 10 % кратности приведены на рис. 1.2 (для ТТ с $U_{\text{н}} = 6, 10$ кВ) и на рис. 1.3 (для ТТ с $U_{\text{н}} = 35, 110$ кВ).

В современной справочной литературе кривые 10 % кратности не приводятся, а дается величина номинальной мощности $S_{\text{ном}}$ кВ·А соответствующая 10 % кратности при номинальном вторичном токе $I_{2\text{ном}}$. При этом величина $Z_{2\text{доп}}$ определяется по формуле:

$$Z_{2\text{доп}} = \frac{S_{\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \text{ Ом.}$$

Например ток, для ТТ типа ТОЛ-10 $S_{\text{ном}} = 15 \text{ В} \cdot \text{А}$, тогда:

$$Z_{2\text{доп}} = \frac{15}{5^2} = 0,6, \text{ Ом.}$$

Величина вторичной нагрузки зависит от схемы соединения ТТ и реле.

1. При соединении ТТ и реле в схему полной звезды: $K^{(3)}$ и $K^{(2)}$:

$$Z_{\text{н.расч.}} = R_{\text{проводов}} + Z_{\text{реле}} + R_{\text{перех.}}, \text{ } R_{\text{перех.}} \text{ всегда принимаем } 0,1 \text{ Ом.}$$

$$K^{(1)}: \quad Z_{\text{н.расч.}} = 2 \cdot R_{\text{проводов}} + Z_{\text{реле, ф}} + Z_{\text{реле, обр}} + R_{\text{перех.}}$$

2. При соединении ТТ и реле в схему неполной звезды:

$$K^{(3)}: \quad Z_{\text{н.расч.}} = \sqrt{3} \cdot R_{\text{проводов}} + Z_{\text{реле, ф}} + Z_{\text{реле, обр}} + R_{\text{перех.}}$$

$$K^{(2)}_{(AB, BC)}: \quad Z_{\text{н.расч.}} = 2 \cdot R_{\text{проводов}} + Z_{\text{реле, ф}} + Z_{\text{реле, обр}} + R_{\text{перех.}}$$

3. При соединении ТТ и реле в схему на разность токов двух фаз:

$$K^{(3)}: \quad Z_{\text{н.расч.}} = \sqrt{3} \cdot (2 \cdot R_{\text{проводов}} + Z_{\text{реле}}) + R_{\text{перех.}}$$

$$K^{(2)}_{(AC)}: \quad Z_{\text{н.расч.}} = 4 \cdot R_{\text{проводов}} + 2 \cdot Z_{\text{реле}} + R_{\text{перех.}}$$

$$K^{(2)}_{(AB, BC)}: \quad Z_{\text{н.расч.}} = 2 \cdot R_{\text{проводов}} + Z_{\text{реле}} + R_{\text{перех.}}$$

Для применяемой схемы ведется расчет $Z_{\text{н.расч.}}$ и из вычисленных значений наибольшую величину сопротивления $Z_{\text{н.расч.}}$ применяем для проверки ТТ на 10 % (5 %) кратность.

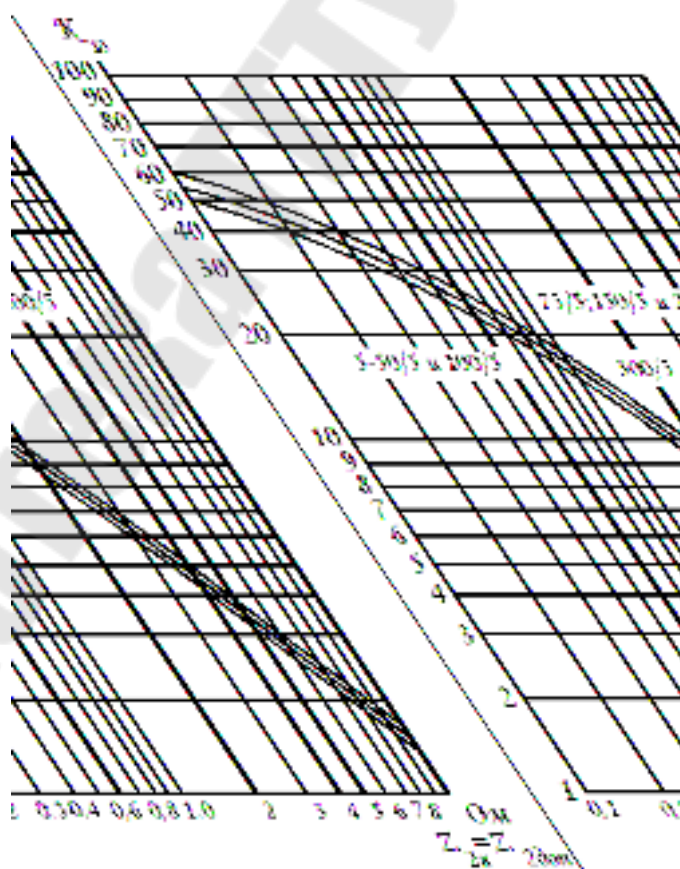


Рис. 1.2. Кривые 10 % кратности для ТТ на напряжение 6-10 кВ

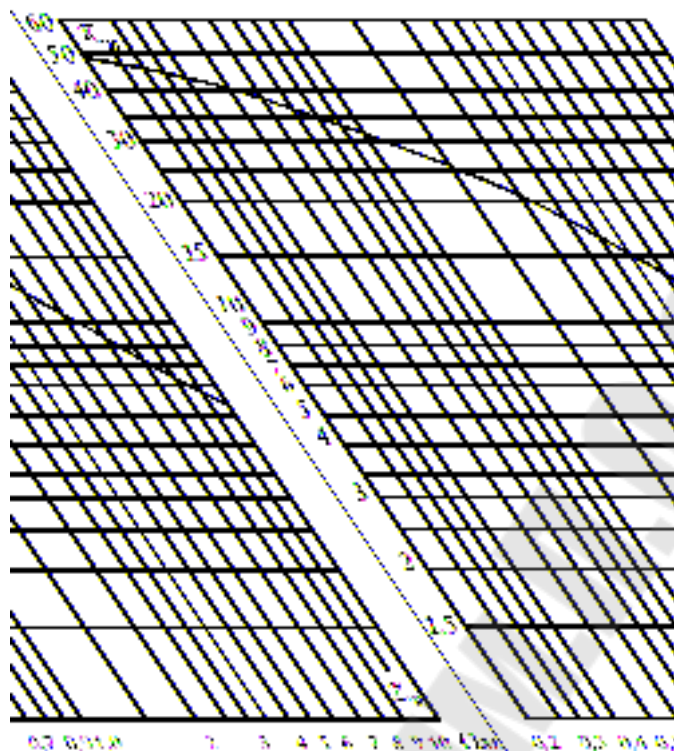


Рис. 1.3. Кривые 10% кратности для ТТ на напряжение 35, 110 кВ

Условием выполнения требований 10 % кратности будет:

$$Z_{2\text{доп}} \geq Z_{\text{н.расч.}}$$

1.1.4. Современные типы ТТ и область их применения (табл. 1.1).

Таблица 1.1

Современные типы ТТ и область их применения

Ном. на- пряжение, кВ	Свердловский завод ТТ			ОАО «Самарский трансформатор»		
	Тип	Назначение	$S_{\text{ном}}, \text{В}\cdot\text{А}$	Тип	Назначение	$S_{\text{ном}}, \text{В}\cdot\text{А}$
0,66	ТШЛ	Шинный	15			
0,66	ТНШЛ	Шинный	1,0-2,5			
6,0 (10)	ТОЛК	Опорный	30			
10	ТОЛ	Опорный	15	ТОЛ	Опорный	15
10	ТШЛ	Шинный	30			
10	ТПОЛ	Проходной	15			
10	ТПЛ	Опорно- проходной	15			
10	ТЛ	Опорно- проходной	15			
35	ТЛК	Опорный	15			
35	ТОЛ	Опорный	30, 50			
35	ТПЛ	Проходной	20			

ТТ элегазовые (Запорожье) ТОГ-110 и ТОГ-220

1.2. Выбор и проверка трансформаторов напряжения (ТН)

1.2.1. ТН служат:

- для изоляции первичных и вторичных цепей;
- для приведения величины напряжения к уровню удобному для измерения (100 В).

Номинальные напряжения первичной обмотки соответствуют номинальному напряжению сети.

1.2.2. ТН выбираются:

– по номинальному напряжению: $U_{\text{н}} = U_{\text{сети}}$.

– по предельной нагрузке вторичной обмотки: $S_{\text{пред.}} \geq S_{\text{прис.}}$,

где $S_{\text{пред.}}$, В·А – предельная величина присоединенной нагрузки для обеспечения нужного класса точности (табл. 2.1)

$S_{\text{прис.}}$, В·А – суммарная мощность присоединённых реле и приборов.

Таблица 1.2

Предельная величина присоединенной нагрузки для обеспечения нужного класса точности

Напряжение, кВ	Тип	$S_{\text{пред.}}$ при обеспечении класса точности			
		0,2	0,5	1	3
6-10	НОЛ незаземл.				
6-10	З·ЗНОЛ антирез.	90/150	150/220	225/450	
6-10	ЗНТОЛ Самара		50/75	75/150	200/300
6-10	НАМИТ Самара		/200	/300	/600
35	ЗНОЛ	10	60	120	
110	ЗНОГ-М-110 элегазовый	150	400	600	1200

Числитель - ТН 6 кВ, знаменатель – ТН 10 кВ

ДОМАШНЕЕ ЗАДАНИЕ № 1

1. Выбрать ТТ и проверить на 10 % кратность. Номер варианта соответствует последней цифре зачетки.

Номер варианта	$U_{\text{раб.}}$, кВ	Передаваемая через ТТ мощность, МВ·А	Нагрузка		Схема соединения ТТ
			$R_{\text{пров.}}$	$Z_{\text{реле}}$	
1	6	1	0,2	0,1	полная звезда
2	10	2	0,4	0,2	полная звезда
3	6	2	0,3	0,15	полная звезда
4	10	4	0,3	0,3	неполная звезда
5	6	3	0,4	0,2	неполная звезда
6	10	6	0,1	0,2	неполная звезда
7	6	4	0,2	0,3	неполная звезда
8	10	7	0,3	0,3	на разность токов двух фаз
9	6	5	0,4	0,35	на разность токов двух фаз
0	10	8	0,15	0,25	на разность токов двух фаз

2. Выбрать ТН и проверить класс точности ТН.

Номер варианта	$U_{\text{раб.}}$, кВ	Нагрузка, Вт		
		счетчики	приборы	реле
1	6	6	10	20
2	10	8	15	25
3	6	10	20	25
4	10	12	24	28
5	6	10	30	30
6	10	10	35	40
7	6	20	20	20
8	10	30	15	30
9	6	35	10	20
0	10	16	24	22

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

РАСЧЁТ УСТАВОК ЗАЩИТ С НЕЗАВИСИМОЙ ВЫДЕРЖКОЙ ВРЕМЕНИ РАДИАЛЬНОЙ СЕТИ. КАРТА СЕЛЕКТИВНОСТИ

В качестве основных и резервных защит на отходящих линиях применяют:

- максимальную токовую защиту (МТЗ);
- токовую отсечку (ТО);
- защиту от перегрузки;
- защиту от замыкания на землю;

2.1. Защита отходящей линии

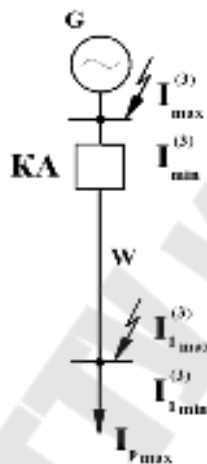


Рис. 2.1. Расчетная схема

2.1.1. МТЗ ($I \gg I_n$)

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{с.зап}}{K_B} \cdot I_{p.max}, \text{ A}, \quad (2.1)$$

где K_n – коэффициент надежности:

ЦР – $K_n = 1,1 \dots 1,2$;

РТ-40, РТ-80 – $K_n = 1,2$;

РТВ – $K_n = 1,3$.

$K_{с.зап}$ – коэффициент самозапуска:

для бытовой нагрузки $K_{с.зап} = 1,1 \dots 1,3$;

для сельскохозяйственных потребителей $K_{с.зап} = 1,1 \dots 1,15$;

для общепромышленной нагрузки $K_{с.зап} = 1,8 \dots 2,5$;

K_B – коэффициент возврата:

ЦР – $K_B = 0,95 \dots 0,96$;
 РСТ – $K_B = 0,9$;
 РТ-40, РТ-80 – $K_B = 0,8$;
 РТВ – $K_B = 0,65$.

Выдержка времени МТЗ водится для замедления действия защиты с целью обеспечения временной селективности действия защиты последующего элемента. Для этого время срабатывания защиты последующей линии выбирается большей времени срабатывания защиты предыдущей линии:

$$t_{с.з.посл} = t_{с.з.пред} + \Delta t, \text{ с} \quad (2.2)$$

где Δt – степень селективности.

Величина Δt состоит из следующих слагаемых: времени отключения выключателя (0,05...0,1 с), времени возврата защиты (0,05 с), погрешности по времени последующей и предыдущей защит (3...5 %) и необходимого запаса (0,05...0,1 с).

Время действия защиты равно собственному времени срабатывания РЗА: $t_c = t_{рза} + t_{во}$, где $t_{во}$ – время действия выключателя на отключение.

ЦР – $t_{рза} = 0,025 \text{ с}$;

РТ-40 – $t_{рза} = 0,1 \text{ с}$.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (2.3)$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в минимальном режиме работы системы в конце защищаемой зоны;

$I_{\text{сз}}$ – ток срабатывания защиты.

Коэффициент чувствительности должен быть:

$K_{\text{ч}} \geq 1,5$ для основной зоны;

$K_{\text{ч}} \geq 1,2$ для зоны резервирования.

2.1.2. Токовая отсечка ($I \gg \gg$)

Ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{к.макс}}^{(3)}, \text{ А}, \quad (2.4)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности:

ЦР – $K_H = 1,15 \dots 1,2$;

РТ-40 – $K_H = 1,2 \dots 1,4$;

РТ-80 – $K_H = 1,5 \dots 1,6$;

РТМ – $K_H = 1,7$.

$I_{k.max}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ в максимальном режиме работы системы в конце защищаемой зоны, А.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (2.5)$$

$K_{\text{ч}}$ – должен быть $K_{\text{ч}} \geq 1,2$.

2.1.3. Защита от перегрузки ($I >$)

Защита от перегрузки действует на сигнал. Ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (2.6)$$

где $K_H = 1,05$;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток защищаемого оборудования, А;

$t_{\text{сз}} = 10$ с.

2.1.4. Защита от замыканий на землю

Защита от замыканий на землю действует на сигнал. Уставка по току ненаправленной защиты от замыканий на землю рассчитывается по условию несрабатывания защиты от собственного емкостного тока данного присоединения (линии или электродвигателя) по выражению:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{бр}} \cdot I_{\text{с.пр}}, \quad \text{А} \quad (2.7)$$

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

$K_{\text{бр}}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент зажигания дуги:

для цифровых реле $K_{\text{бр}} = 1,8 \dots 2$;

для аналогового реле типа РТЗ-51 $K_{\text{бр}} = 2,5$;

$I_{\text{с.пр}}$ – собственный емкостный ток защищаемого присоединения.

Для воздушных линий значение емкостного тока определяется по эмпирической формуле:

$$I_c = 2,7 \cdot U_{\text{ном}} \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ А} \quad (2.8)$$

где L – длина линии, км;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное линейное напряжение, кВ.

Для кабельных линий значение $I_{c,\text{пр}}$ можно определить по удельным емкостным токам, приведенным в таблице 2.1.

Значение емкостного тока электродвигателя ориентировочно определяется по формулам:

$$\text{при } U_n = 6 \text{ кВ} \quad I_{c,\text{дв}} = 0,017 \cdot S_{\text{ном.дв.}};$$

$$\text{при } U_n = 10 \text{ кВ} \quad I_{c,\text{дв}} = 0,03 \cdot S_{\text{ном.дв.}}$$

где $S_{\text{ном.дв.}} = P_{\text{ном.дв.}} / (\eta \cdot \cos\varphi)$, МВА; η – КПД, $P_{\text{ном.дв.}}$ – номинальная мощность электродвигателя, МВт.

Более точное значение $I_{c,\text{дв}}$ рекомендуется определять экспериментально.

Таблица 2.1

Удельные значения емкостных токов в кабельных линиях

Сечение жилы кабеля, мм ²	Удельное значение емкостного тока, А/км при напряжении сети	
	6 кВ	10 кВ
16	0,40	0,55
25	0,50	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,80
70	0,80	0,92
95	0,90	1,04
120	1,00	1,16
150	1,18	1,30
185	1,25	1,47
240	1,45	1,70

При этом если двигатель глухо подключен к питающей его кабельной линии, в начале которой установлена защита с выключателем, то в выражении (2.7) значение $I_{c,\text{пр}}$ представляет собой сумму токов $I_{c,\text{каб}} + I_{c,\text{дв}}$. Выбранный по (2.7) ток срабатывания защиты необходимо проверить по условию чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = (\sum I_{\text{с}} - I_{\text{с.пр}}) / I_{\text{сз}} \geq 1,2 \div 1,5, \quad (2.9)$$

где $\sum I_{\text{с}}$ – суммарный емкостной ток всех присоединений данной электрической сети, с учетом возможного отключения одного из них на ремонт.

Анализируя выражение (2.9) видим, для того, чтобы выполнить достаточно чувствительную ненаправленную защиту можно лишь в том случае, если значение $\sum I_{\text{с}}$ превышает величину $I_{\text{с.пр}}$ более, чем в 5 раз. Т.е. такую защиту можно применить только в достаточно разветвленной электрической сети. В противном случае применяют направленную защиту от замыкания на землю.

2.2. Защита отходящей линии с трансформатором

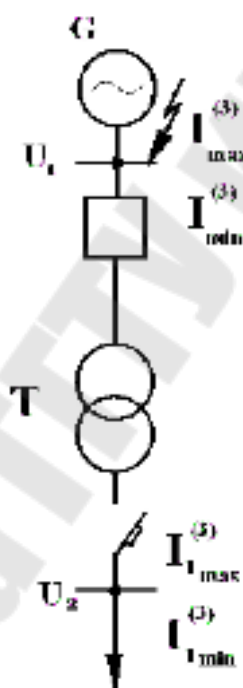


Рис. 2.2. Расчетная схема при наличии трансформатора с НН 0,4 кВ

Таблица 2.2

Ориентировочные значения максимальных токов в фазах на стороне высокого напряжения при трехфазном и однофазном КЗ за трансформатором напряжением 10 / 0,4 кВ

$S_{тр}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$I_{ном}, \text{А}$	Схема соединения обмоток	$I_{к.маx}^{(3)}, \text{А}$	$I_{к.маx}^{(1)}, \text{А}$
100	5,8		123	71
			129	24
160	9,25		197	114
			206	39
250	14,4		514	178
			322	61
400	23,1		858	297
			514	95
630	36,4		1120	387
			670	147
1000	58		1620	560
			970	230
1600	92		2390	826
			1430	360
2500	144		2200	1270
			2200	540

Примечание. Для трансформаторов с заданным напряжением 6/0,4 кВ приведенные в таблице значения токов увеличиваются в 1,67 раза.

Таблица 2.3

Рекомендуемые значения номинальных токов плавких вставок $I_{ном.вс}$ предохранителей типа ПКТ для трехфазных силовых трансформаторов напряжением 6/0,4 и 10/0,4 кВ

Мощность трансформатора, кВ·А	Номинальный ток, А					
	трансформатора на стороне			плавкой вставки на стороне		
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ
25	36	2,40	1,44	40	8	5
40	58	3,83	2,30	60	10	8
63	91	6,05	3,64	100	16	10
100	145	9,60	5,80	150	20	16
160	231	15,40	9,25	250	32	20
250	360	24,00	14,40	400	50	40
400	580	38,30	23,10	600	80	50
630	910	60,50	36,40	1000	160	80

Определяем номинальные токи трансформатора:
(при определении номинального тока трансформатора и тока КЗ можно использовать данные, приведенные в табл. 2.2 и 2.3).

$$I_{\text{нт.вн}} = \frac{S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_1}, \text{ А};$$

$$I_{\text{нт.нн}} = \frac{S_{\text{н.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_2}, \text{ А}.$$

Определяем max ток трансформатора с учетом его перегрузки:

$$I_{\text{max.вн}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{нт.вн}};$$

$$I_{\text{max.нн}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{нт.нн}}.$$

2.2.1. Расчёт уставок МТЗ ($I \gg$)

Ток срабатывания МТЗ:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{с.зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{max.вн}}, \text{ А}.$$

Коэффициенты $K_{\text{н}}$, $K_{\text{с.зап}}$, $K_{\text{в}}$ принимаются такими же, как в п. 2.1.1.

Время срабатывания МТЗ:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{авт.выкл}} + \Delta t;$$

ЦР – $\Delta t = 0,2 \dots 0,3 \text{ с};$

РТ-40, РСТ – $\Delta t = 0,5 \text{ с};$

РТ-80 – $\Delta t = 0,5 \dots 0,6 \text{ с};$

РТВ – $\Delta t = 0,7 \text{ с}.$

Коэффициент чувствительности (ток КЗ на стороне НН трансформатора приводится к U_1):

$$I_{\text{кз.min}(U_1)}^{(3)} = I_{\text{кз.min}(U_2)}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1}, \text{ А};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{кз.min}(U_1)}^{(3)}}{I_{\text{сз}}}.$$

$K_{\text{ч}}$ должен быть не менее 1,5.

2.2.2. Расчёт уставок токовой отсечки

Ток срабатывания:

$$I_{сз} = K_n \cdot I_{k.max(U_1)}^{(3)}$$

где $I_{k.max(U_1)}^{(3)} = I_{k.max(U_2)}^{(3)} \cdot \frac{U_2}{U_1}$.

Коэффициент чувствительности: $K_{ч} = \frac{0,87 \cdot I_{k.min(U_1)}^{(3)}}{I_{сз}}$, должен

быть не менее 1,2.

2.2.3. Расчёт уставок защиты от перегрузки

$$I_{сз} = \frac{K_n}{K_b} \cdot I_{ном.вн}, t_{сз} = 10 \text{ с.}$$

2.2.4. Защита от замыканий на землю

Можно не устанавливать, т.к. $I_c \approx 0$.

ЗАДАЧА № 2.1.

Выбрать параметры срабатывания ТО (АК1 и АК2) и МТЗ (АК1, АК2, АК3) и определить коэффициент чувствительности (защиты выполнены на базе реле РТ-40) при расчёте принять $K_{с.зап} = 2,2$.

Расчётная схема:

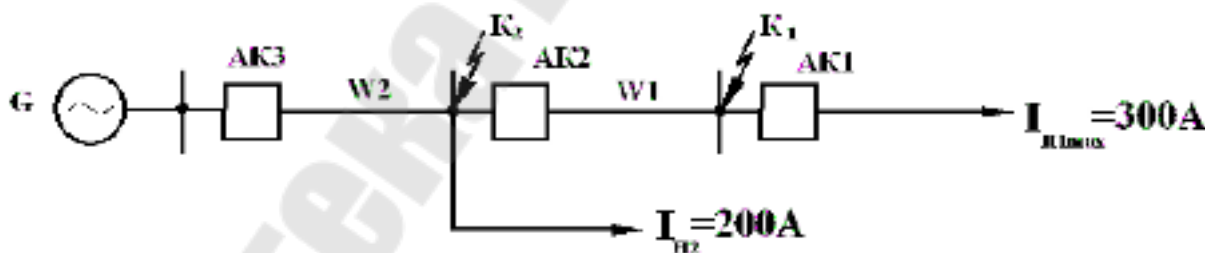


Рис. 2.3. Расчётная схема к задаче № 2.1

$$I_{k3max}^{(3)} = 16,5 \text{ кА}; I_{k2max}^{(3)} = 8 \text{ кА}; I_{k1max}^{(3)} = 4 \text{ кА};$$

$$I_{k3min}^{(3)} = 11,4 \text{ кА}; I_{k2min}^{(3)} = 7,2 \text{ кА}; I_{k1min}^{(3)} = 3,7 \text{ кА}.$$

1. Расчёт уставок защит АК1

МТЗ:

$$I_{\text{сз1}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{с.зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{н1max}} = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot 300 = 990 \text{ А}; t_{\text{сз}} = 0,1 \text{ с}.$$

Токовая отсечка не устанавливается (отсутствие величин токов КЗ).

2. Расчёт уставок защит АК2

МТЗ:

$$I_{\text{сз2}} = K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{сз1}} = 1,2 \cdot 990 = 1188 \text{ А}; K_{\text{зап}} = 1,2 \dots 1,4;$$

$$t_{\text{сз2}} = t_{\text{сз1}} + \Delta t = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с};$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{кз1min}}^{(3)}}{I_{\text{сз2}}} = \frac{0,87 \cdot 3700}{1188} = 2,71.$$

$K_{\text{ч}}$ по допустимому условию $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ соответствует требованиям ПУЭ.

ТО:

$$I_{\text{сз2}} = K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{кз1max}}^{(3)} = 1,2 \cdot 4 = 4,8 \text{ кА};$$

$$K_{\text{зап}} = 1,2 \dots 1,4.$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{кз2min}}^{(3)}}{I_{\text{сз2}}} = \frac{0,87 \cdot 7,2}{4,8} = 1,3 > 1,2 \quad (\text{соответствует требованиям}$$

ПУЭ).

Выдержка времени $t_{\text{сз}} = 0 \text{ с}$.

3. Расчёт уставок защит АК3

МТЗ:

$$1. \text{ условие: } I_{\text{сз3}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{с.зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot (I_{\text{н1max}} + I_{\text{н2}}) = \frac{1,2 \cdot 2,2}{0,8} \cdot (300 + 200) = 1650 \text{ А};$$

$$2. \text{ условие: } I_{\text{сз3}} = K_{\text{н}} \cdot (I_{\text{сзАК2}} + I_{\text{н2}}) = 1,2 \cdot (1188 + 200) = 1665,6 \text{ А};$$

принимаем большее значение, т.е. $I_{\text{сз3}} = 1665,6 \text{ А}$.

Время срабатывания АК3: $t_{\text{сз3}} = t_{\text{сз2}} + \Delta t = 0,6 + 0,5 = 1,1 \text{ с}$.

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{кз2min}}^{(3)}}{I_{\text{сз3}}} = \frac{0,87 \cdot 7200}{1665,6} = 3,76 \geq 1,5$$
 (соответствует требованиям ПУЭ).

ТО: АК3 (1зона)

$$I_{\text{сз3}} = K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{кз2max}}^{(3)} = 1,2 \cdot 8 = 9,6 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{кз3min}}^{(3)}}{I_{\text{сз3}}} = \frac{0,87 \cdot 11400}{9600} = 1,03 < 1,2$$
 (не соответствует требованиям ПУЭ).

Т.к. $K_{\text{ч}}$ ТО АК3 не соответствует требованиям ПУЭ, то необходимо применить 2-ю зону ТО.

ТО: АК3 (2зона)

$$I_{\text{сз3}}^{\text{II}} = 1,05 \cdot I_{\text{сз2}} = 1,05 \cdot 4,8 = 5,04 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{кз3min}}^{(3)}}{I_{\text{сз3}}} = \frac{0,87 \cdot 11400}{5040} = 1,97 > 1,2$$
 (соответствует требованиям ПУЭ).

время срабатывания соответствует требованиям ПУЭ по чувствительности $t_{\text{сз3}}^{\text{II}} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$

Время срабатывания соответствует требованиям ПУЭ по чувствительности $t_{\text{сз3}}^{\text{II}} = 0 + 0,5 = 0,5 \text{ с.}$

Построение карты селективности для МТЗ с независимой характеристикой срабатывания.

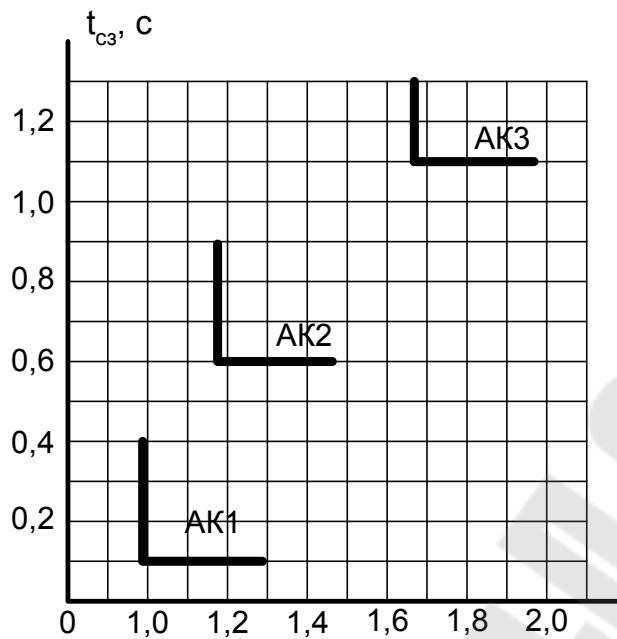


Рис. 2.4. Карта селективности к задаче 2.1

ДОМАШНЕЕ ЗАДАНИЕ № 2

Для схемы задачи № 2.1 (рис. 2.3) определить уставки защит АК1, АК2, и АК3 при применении **цифровых защит** и построить карту селективности. При расчёте принять $K_{с.зап} = 2,0$. Величины токов КЗ приведены на рис. 2.3. Исходные данные приведены в табл. 2.4. Номер варианта соответствует последней цифре зачетной книжки. Результаты расчетов свести в табл. 2.5.

Таблица 2.4

Исходные данные

Номер варианта	$U_c, кВ$	$S_{н1}, МВ\cdot А$	$S_{н2}, МВ\cdot А$
1	6	1	2
2	10	2	4
3	35	5	6
4	6	2	4
5	10	3	5
6	35	4	7
7	6	5.6	0
8	10	8	4
9	35	8	5
0	10	5	3.5

Таблица 2.5

Наименование расчетных величин			Размерность	Обозначение и расчетная формула		
Исходные данные	Номинальный ток линии		А	$I_{\text{ном}}$		
	Коэффициент трансформации трансформаторов тока		А	K_I		
	Максимальное / Минимальное значение тока трехфазного КЗ в зоне установки защиты		А	$I_{k1\text{max}}$ $I_{k1\text{min}}$		
	Максимальное / Минимальное значение тока трехфазного КЗ в конце защищаемой зоны		А	$I_{k2\text{max}}$		
Токовые защиты	Токовая отсечка $I \gg \gg$	Расчетные коэффициенты	Коэффициент схемы	$K_{\text{сх}}$	1	
			Коэффициент отстройки (надежн. согласования)	$K_{\text{отс}}$		
		Ток срабатывания защиты, расчетный	А	$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{k2\text{max}}$		
		Расчетная уставка срабатывания реле	А	$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} / K_I$		
		Принятая уставка срабатывания реле	А	$I_{\text{ср}} = (0,5 \dots 40) I_{\text{ном}}$		
		Первичный ток срабатывания защиты	А	$I_{\text{сз}} = K_I \cdot I_{\text{ср}}$		
		Чувствительность защиты		$K_{\text{ч}} = 0,87 \cdot I_{k1\text{min}} / I_{\text{сз}}$ $K_{\text{ч}} \geq 2$		
		Уставка времени срабатывания	с	$t_{\text{сз}} = (0 \dots 300) \text{ с}$		
	Максимальная токовая защита МТЗ $I \gg \gg$	Расчетные коэффициенты	Коэффициент отстройки (надежн. согласования)	$K_{\text{отс}}$		
			Коэффициент самозапуска	$K_{\text{с.зап}}$		
Коэффициент возврата			$K_{\text{в}}$	0,96		
		Ток срабатывания защиты, расчетный	А	$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{с.зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}$		
		Расчетная уставка срабатывания реле		$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} / K_I$		

Продолжение табл. 2.5

	Принятая уставка срабатывания реле		$I_{ср} = (0,5...40)I_{ном}$		
	Первичный ток срабатывания защиты	A	$I_{сз} = K_1 \cdot I_{ср}$		
	Чувствительность защиты		$K_ч = 0,87 \cdot I_{к2min} / I_{сз}$ $K_ч \geq 1,5$		
	Уставка времени срабатывания	с	$t_{сз} = (0,04...300)с$		
Защита от перегрузки $I >$	Расчетные коэффициенты	Коэффициент отстройки	$K_{отс}$		
		Коэффициент возврата	$K_в$	0,96	
	Ток срабатывания защиты, расчетный	A	$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_в} \cdot I_{ном}$		
	Расчетная уставка срабатывания реле	A	$I_{ср} = I_{сз} / K_1$		
	Принятая уставка срабатывания реле	A	$I_{ср} = (0,5...5)I_{ном}$		
	Первичный ток срабатывания защиты	A	$I_{сз} = K_1 \cdot I_{ср}$		
	Уставка времени срабатывания	с	$t_{сз} = (0,04...300)с$		
	Защита от замыкания на землю	Расчетные коэффициенты	Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	1,1
Коэффициент броска тока при $t = 0$			$K_{бр0}$	4	
Коэффициент броска тока при $t = 0,4с$		$K_{бр0,4}$	1,5		
Длина кабеля защищаемого присоединения		км	L		
Емкостной ток присоединения		A	$I_с = I_{с.каб};$ $I_{с.каб} \geq U \cdot L / 10$		
Ток срабатывания защиты, расчетный		при $t = 0$	A	$I_{сз} = K_{отс} \cdot K_{бр0} \cdot I_с$	
		при $t = 0,4с$	A	$I_{сз} = K_{отс} \cdot K_{бр0,4} \cdot I_с$	

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3

МТЗ С ЗАВИСИМЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ СРАБАТЫВАНИЯ

Недостатком МТЗ является накопление выдержек времени, особенно существенное для головных элементов в многоступенчатых электрических сетях. При приближении точки КЗ к источнику питания значения токов КЗ увеличиваются. При КЗ в точке K (рис. 3.1) защиты АК2 и АК3 не успеют сработать, так как они имеют большую выдержку времени, чем защита АК1.

Для преодоления этого недостатка используются цифровые устройства защиты, позволяющие принимать ступени селективности $\Delta t = 0,2$ с при условии, что на смежных линиях используются такие же цифровые защиты и однотипные вакуумные или элегазовые выключатели. Если согласование идет между цифровыми и электро-механическими защитами, то принимается $\Delta t = 0,3$ с.

Одним из способов уменьшения времени отключения КЗ является применение токовых защит с зависимыми от тока характеристиками срабатывания.

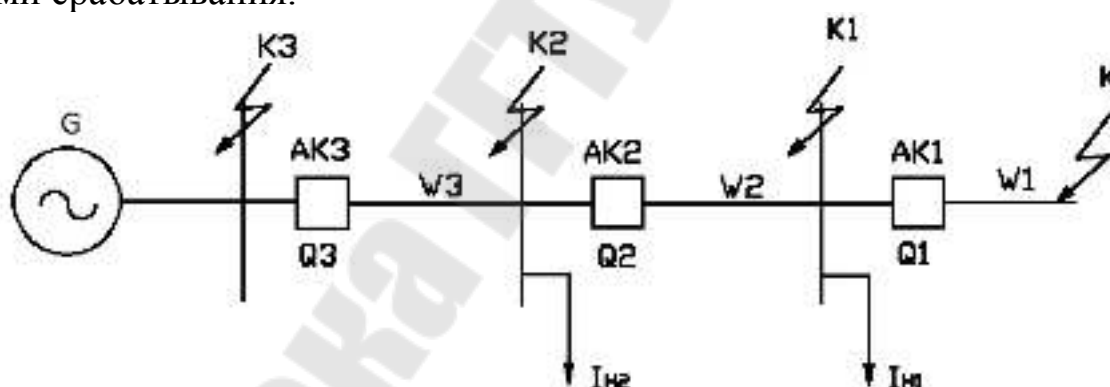


Рис. 3.1. Радиальная система электроснабжения

Зависимые характеристики имеют место при применении:

- предохранителей (рис. 3.3 – 3.5);
- индукционных органов реле типа РТ-80 (рис. 3.6);
- цифровых защит.

Общий вид зависимых защит приведен на рис. 3.2. При выборе времени срабатывания смежных защит с зависимыми характеристиками срабатывания или защит с разнотипными характеристиками срабатывания (зависимая и независимая, две разные зависимые и

т.д.), необходимо построить карту селективности в координатах $t = f(I_{*K})$.

Для построения карт селективности необходимо по справочным данным иметь время-токовые характеристики, применяемых предохранителей или реле (которые задаются графически или в виде алгоритмического выражения).

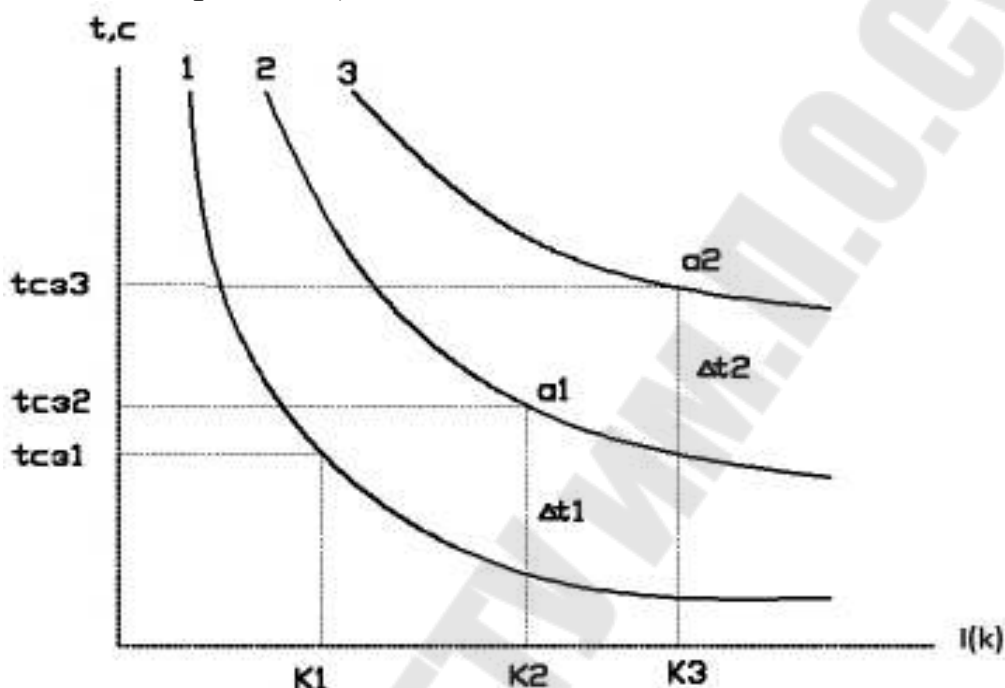


Рис. 3.2. Карта селективности для МТЗ с зависимой выдержкой времени

Ориентировочные значения максимальных токов в фазах на стороне высокого напряжения при трехфазном и однофазном КЗ за трансформатором напряжением 10/0,4 кВ приведены в таблице 3.1.

Значения максимальных токов в фазах на стороне высокого напряжения при трехфазном и однофазном КЗ за трансформатором напряжением 10/0,4 кВ

$S_{тр}, \text{кВ}\cdot\text{А}$	$I_{ном}, \text{А}$	Схема соединения обмоток	$I_{к.т}^{(3)}, \text{А}$	$I_{к.т}^{(1)}, \text{А}$
100	5,8	Δ/Y^0-11	123	71
		Y/Y^0-12	129	24
160	9,25	Δ/Y^0-11	197	114
		Y/Y^0-12	206	39
250	14,4	Δ/Y^0-11	514	178
		Y/Y^0-12	322	61

Продолжение табл. 3.1

Стр, кВ·А	Ином, А	Схема соединения обмоток	$I_{к.т.}^{(3)}$, А	$I_{к.т.}^{(1)}$, А
400	23,1	Δ/Υ -11	858	297
		Υ/Υ -12	514	95
630	36,4	Δ/Υ -11	1120	387
		Υ/Υ -12	670	147
1000	58	Δ/Υ -11	1620	560
		Υ/Υ -12	970	230
1600	92	Δ/Υ -11	2390	826
		Υ/Υ -12	1430	360
2500	144	Δ/Υ -11	2502	1270
		Υ/Υ -12	2502	540

Примечание. Для трансформаторов с заданным напряжением 6/0,4 кВ приведенные в таблице значения токов увеличиваются в 1,67 раза.

Рекомендуемые значения номинальных токов плавких вставок $I_{ном.вс}$ предохранителей типа ПКТ для трехфазных силовых трансформаторов напряжением 6/0,4 и 10/0,4 кВ приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Рекомендуемые значения номинальных токов плавких вставок предохранителей типа ПКТ для трехфазных силовых трансформаторов напряжением 6/0,4 и 10/0,4 кВ

Мощность трансформатора, кВ·А	Номинальный ток, А					
	трансформатора на стороне			плавкой вставки на стороне		
	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ	0,4 кВ	6 кВ	10 кВ ПКТ/ПКИ
25	36	2,40	1,44	40	8	5/3,2
40	58	3,83	2,30	60	10	8/5
63	91	6,05	3,64	100	16	10/8
100	145	9,60	5,80	150	20	16/10
160	231	15,40	9,25	250	32	20/16
250	360	24,00	14,40	400	50	40/25
400	580	38,30	23,10	600	80	50/40
630	910	60,50	36,40	1000	160	75/

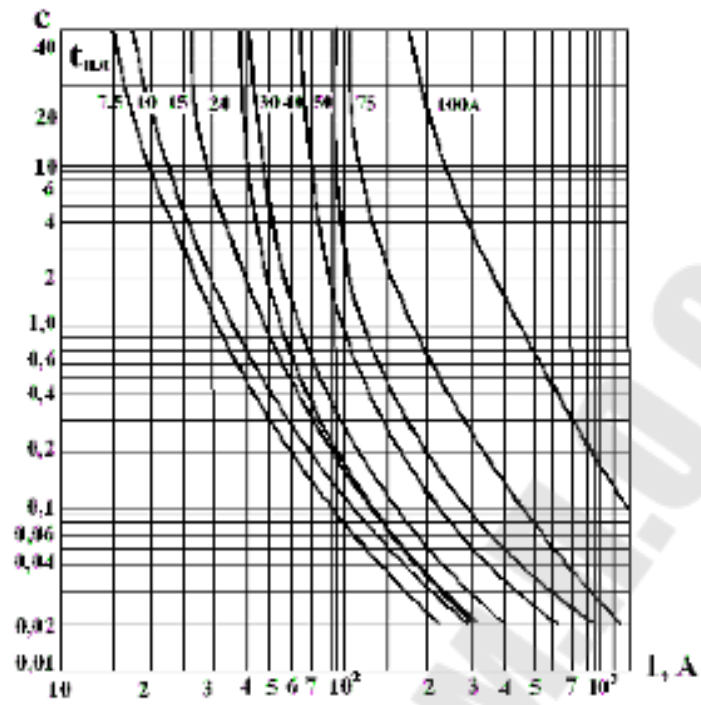


Рис. 3.3. Защитные характеристики предохранителей типа ПСН-10

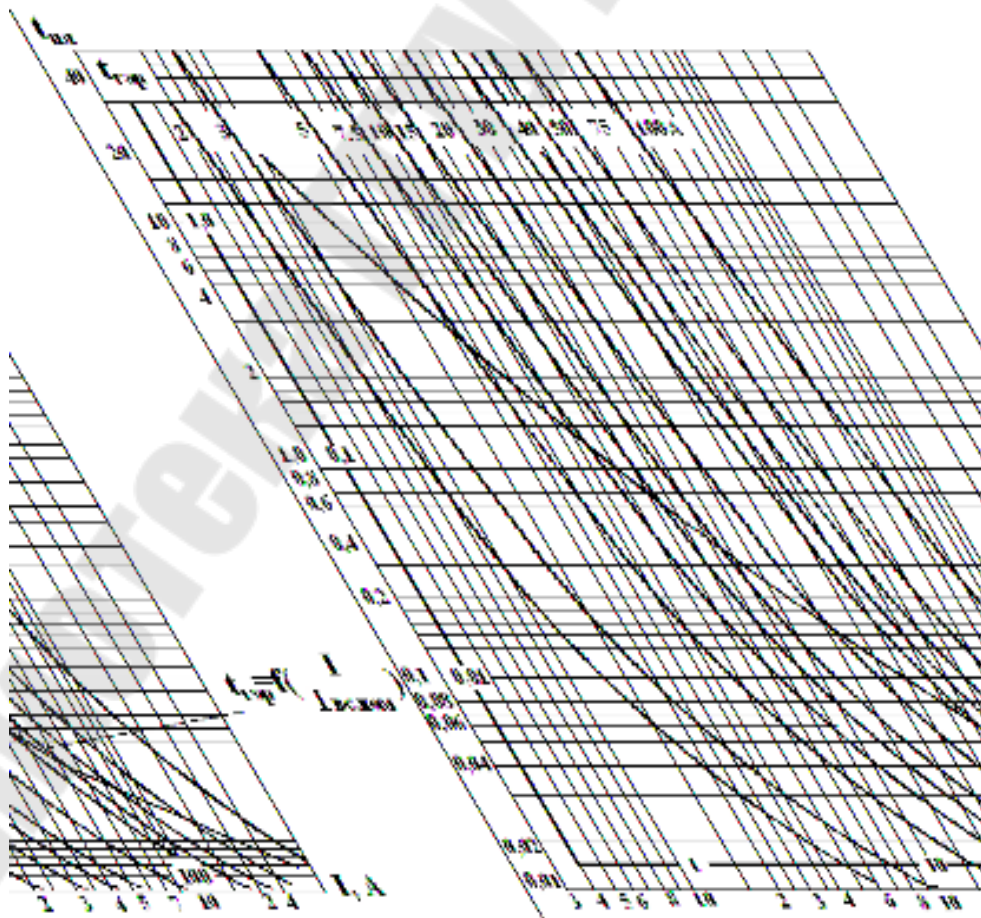


Рис. 3.4. Защитные характеристики предохранителя типа ПКТ-10

$$t_{\text{пл}} = f(I) \text{ и } t_{\text{гор}} = f\left(\frac{I}{I_{\text{вс.ном}}}\right).$$

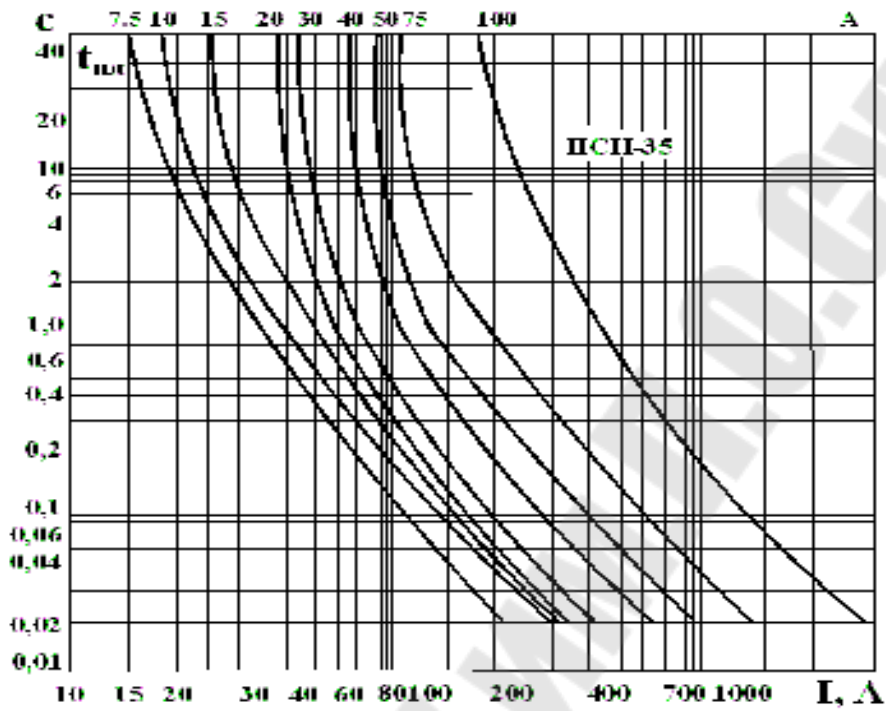


Рис. 3.5. Защитные характеристики предохранителей типа ПСН-35

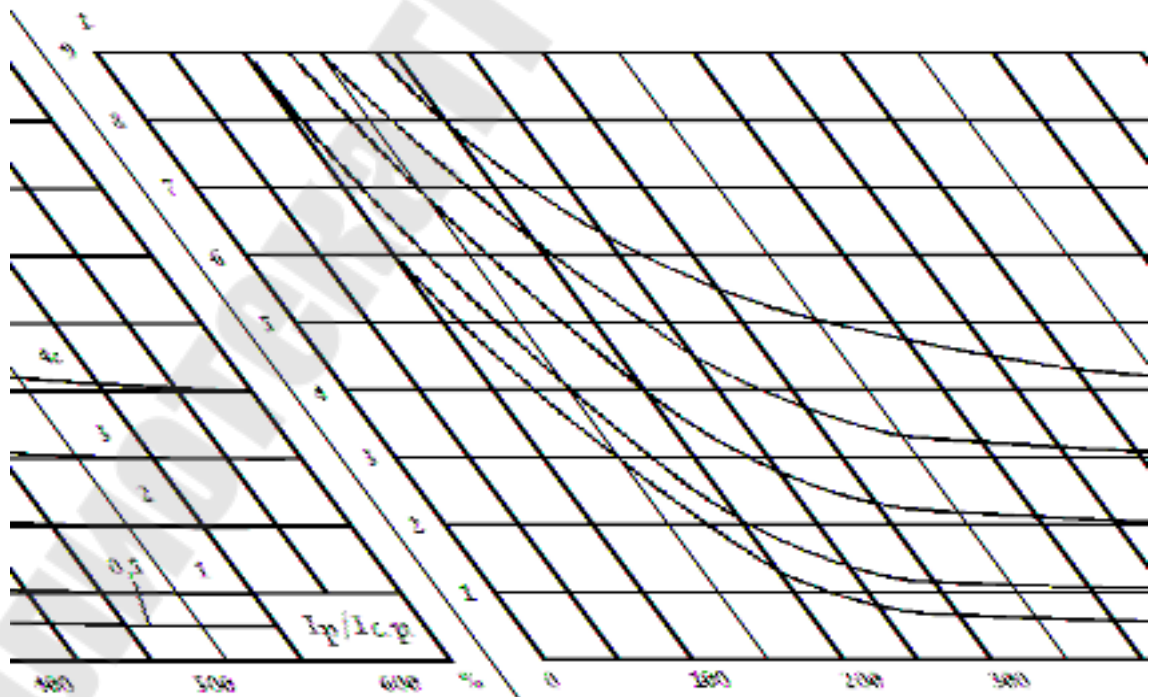


Рис. 3.6. Характеристики $t_p = f(I_p/I_{cp})$ индукционных реле типа РТ-80

Цифровые защиты

Все цифровые реле защиты линий оснащены трех- или четырёх-ступенчатыми защитами максимального тока, причем каждая ступень или две из них имеет набор разных типов время-токовых характеристик в соответствии со стандартом МЭК 225-4. Две первые ступени обычно применяются в качестве токовых отсечек с независимыми выдержками срабатывания, а третья ступень – максимальная токовая защита, которая может использоваться как с независимой, так и с зависимой от тока выдержкой времени.

На цифровых реле тип зависимой характеристики выбирается пользователем программным способом. При этом в соответствии со стандартом МЭК зависимые от тока характеристики срабатывания описываются выражением:

$$t_{сз} = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1}, \quad (3.1)$$

где K – временной коэффициент;

$I_* = I_{кз}/I_{сз}$ – кратность тока КЗ ($I_{кз}$) по отношению к току срабатывания защиты ($I_{сз}$);

t – время срабатывания защиты, с.

Постоянные коэффициенты α и β , определяющие крутизну ОЗТ характеристик, имеют следующие значения:

- «нормальная» (инверсная) $\alpha = 0,02$, $\beta = 0,14$;
- «очень зависимая» $\alpha = 1$, $\beta = 13,5$;
- «чрезвычайно (экстремально) зависимая» $\alpha = 2$, $\beta = 80$;
- «ультра зависимая» $\alpha = 2,5$; $\beta = 315$.

Для того чтобы на карте селективности построить ОЗТ характеристику заданного типа, необходимо знать координаты одной расчетной точки (I_* или K , $t_{сз}$), через которую эта характеристика должна проходить. Из (3.1) следует:

$$K = t_{сз} (I_*^\alpha - 1) / \beta. \quad (3.2)$$

При известных значениях I_* и $t_{сз}$ определяется коэффициент K и по выражению (3.2) для произвольных значений I_* определяются времена срабатывания t . Затем по полученным координатам на карте селективности строят обратнозависимую характеристику.

Типы стандартных (МЭК 225-4) обратнозависимых от тока характеристик срабатывания максимальных токовых защит, выполненных на цифровых реле приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3

Типы стандартных (МЭК 225-4) обратнозависимых от тока характеристик срабатывания максимальных токовых защит

Тип зависимой характеристики времени срабатывания защиты	Расчетное выражение	
Нормальная (функция SIT)	$t_{cз} = t_y \frac{0,14}{I_*^{0,02} - 1}$	$t_{cз} = 2,97 \cdot K$
Очень зависимая (VIT)	$t_{cз} = t_y \frac{13,5}{I_* - 1}$	$t_{cз} = 1,5 \cdot K$
Чрезвычайно зависимая (EIT)	$t_{cз} = t_y \frac{80}{I_*^2 - 1}$	$t_{cз} = 0,808 \cdot K$
Ультра зависимая (UIT)	$t_{cз} = t_y \frac{315}{I_*^{2,5} - 1}$	$t_{cз} = K$
Аналог реле тока РТ-80	$t_{cз} = t_y + \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}}$	
Специальная (аналог реле R1)	$t_{cз} = t_y / (0,339 - 0,236 / I_*)$	

Примечание: В таблице 3.3 обозначены: t_y – уставка защиты по времени, с; K – временной коэффициент; $I_* = I_{кз} / I_{сз}$ – кратность тока в реле относительно тока срабатывания реле; $t_{cз}$ – время срабатывания защиты при данной кратности, с.

Цифровые реле серии SPAC и БМРЗ имеют ещё две характеристики:

- специальную для согласования с индукционным дисковым реле тока (РТ-80);
- зависимую с очень продолжительным временем: $\alpha = 1$, $\beta = 120$.

Временной коэффициент K в реле SPAC и БМРЗ является уставкой по времени для данной ОЗТ характеристики.

Для цифрового реле типа Seram 2000 в качестве уставки принято значение времени срабатывания $t_{cз}$ при 10-ти кратном токе ($I_* = 10$).

При согласовании последующей защиты с независимой характеристикой, с предыдущей защитой имеющей зависимую характеристику, необходимо по токовременной характеристике предыдущей защиты определить её время действия при токе срабатывания последующей защиты. Уставка последующей защиты по времени, должна быть на ступень больше этого времени.

Ниже приводятся несколько примеров согласования.

ПРИМЕР 3.1

Выбрать параметры срабатывания МТЗ в сети 10 кВ (рис. 3.7). Токи трёхфазных КЗ указаны на расчетной схеме. Предположим, что:

- а) защита трансформатора осуществляется предохранителями;
- б) защита АК1, установленная на ЦРП, на индукционном реле типа РТ-80;
- в) защита АК2 (ГПП) осуществляется цифровым реле с зависимой характеристикой;
- г) защита АК3 (ГПП – ввод) осуществляется цифровым реле с независимой характеристикой.

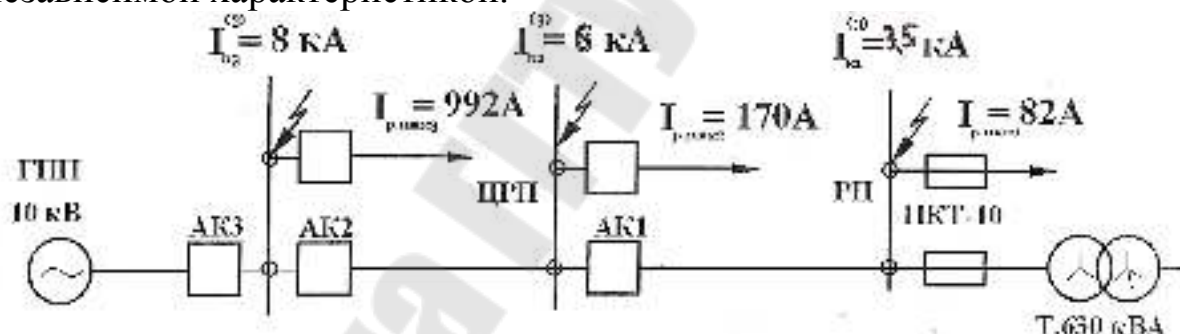


Рис. 3.7. Расчётная схема к примеру 3.1

Решение

1. Выбор защиты трансформатора Т мощностью $S_T = 630 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, 10/0,4 кВ.

Выбираем для защиты трансформатора Т предохранители типа ПКТ-10.

1.1. Определяем ток стороны ВН трансформатора (или по табл. 3.2):

$$I_{\text{н1Т}} = \frac{S_{\text{нТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н1Т}}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,4, \text{ А.}$$

2. Расчёт параметров срабатывания защиты АК1 (РТ-80)

2.1. Ток срабатывания защиты АК1:

$$I_{сзАК1} = \frac{K_H \cdot K_{с.зап}}{K_B} \cdot I_{раб.маx},$$

где $I_{раб.маx} = 1,4 \cdot I_{н1Т} + I_{раб.маx} = 1,4 \cdot 36,4 + 82 = 133 \text{ А}$;

$$I_{сзАК1} = \frac{1,2 \cdot 2,0}{0,8} \cdot 133 = 400 \text{ А}.$$

2.2. Ток срабатывания защиты АК1 должен быть на 20 % больше тока $I_{пл.вс}$, т.е. $1,2 \cdot I_{пл.вс} = 1,2 \cdot 300 = 360 \text{ А}$, т.е. условие выполняется.

2.3. Принимая ступень селективности $\Delta t = 0,5 \text{ с}$, при токе КЗ равном $I_{к1} = 3500 \text{ А}$ получаем точку «а», через которую должна проходить время-токовая характеристика реле РТ-80. На карте селективности строим время-токовую характеристику реле типа РТ-80 (кривая 1 на рис. 3.8), используя типовые характеристики срабатывания реле РТ-80 (рис. 3.6). Для применения типовых характеристик срабатывания реле РТ-80 (рис. 3.6) необходимо определить величину $K_p = I_{к1} \cdot 100 / I_{срАК1}$, $K_p = 3500 \cdot 100 / 400 = 875 \%$. В этом случае принимаем кривую, соответствующую времени 0,5 с, которую переносим на карту селективности рис. 3.8.

2.4. Можно воспользоваться математическим выражением, описывающим ОЗТ характеристику реле РТ-80 (табл. 3.4):

$$t_{сз} = t_y + \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}}, \quad (3.3)$$

где $t_y = 0,5 \text{ с}$ – уставка по времени в независимой части характеристики при $I_* > 8$.

Для точки «а» кратность тока $K_p > 8$, следовательно, от точки «а» проводится вправо горизонтальная линия на уровне $t_{сз1} = 0,5 \text{ с}$. Дальнейшее построение кривой производится по выражению (3.3).

Задаётся $I_{к1}, \text{ А}$	3000	2000	1000	500
Вычисляем $I_* = I_{к1} / I_{сз}$	7,5	5	2,5	1,25
Вычисляем $t_{сз}$	0,542	0,604	1,106	15,84

3. Расчёт параметров срабатывания защиты АК2 (ЦР)

3.1. Определяем ток срабатывания защиты АК2:

$$I_{сзАК2} = \frac{K_n \cdot K_{с.зап}}{K_B} \cdot I_{раб.маx2},$$

где $I_{раб.маx2} = 133 + 170 = 303$ А;

$$I_{сзАК1} = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} \cdot 303 = 700 \text{ А.}$$

3.2. Для построения кривой последующей защиты АК2 определяется расчетная точка «в» с координатами:

$$I_B = I_{к2} = 6000 \text{ А, } t_B = t_{сз1} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с.}$$

кратность тока в расчётной точке «в»:

$$I_* = \frac{I_{к2}}{I_{сз.АК2}} = \frac{6000}{700} = 8,57.$$

3.3. Используем на АК2 цифровое реле (например БМР3) с характеристикой, аналогичной реле РТ-80. Из уравнения (3.3) найдём:

$$t_y = t_{сз} - \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}}. \quad (3.4)$$

Для расчётной точки «в» имеем:

$$t_y = 0,8 - \frac{1,258}{(8,57 - 1)^{1,8}} = 0,77 \text{ с.}$$

3.4. Определим время срабатывания $t_{сз2}$ при произвольных значениях кратности I_* :

Задаёмся $I_{к2}$, А	1050	1400	2100	3500	6000
Вычисляем $I_* = \frac{I_{к2}}{I_{сз.АК2}}$	1,5	2	3	5	8,57
Вычисляем $t_{сз}$ $t_{сз} = t_y + \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}}$	5,15	2,03	1,13	0,87	0,8

3.5. Если на ГПП применяется ЦР без характеристики аналогичной реле РТ-80 (SPAC, Seram, Micom), то применяем нормальную зависимость по стандарту МЭК (3.1): $t_{сз} = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1}$;

– определяем коэффициент времени из этой формулы:

$$K = t_{сз} \frac{I_*^\alpha - 1}{\beta} = 0,8 \frac{8,57^{0,02} - 1}{0,14} = 0,25;$$

– по выражению (3.1) определяем:

$$t_{сз.2} = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1} = \frac{0,25 \cdot 0,14}{I_*^{0,02} - 1}.$$

Задаётся $I_{к2}$, А	1050	1400	2100	3500	6000
Вычисляем $I_* = \frac{I_{к2}}{I_{сз.АК2}}$	1,5	2	3	5	8,57
Определяем $t_{сз2} = \frac{0,25 \cdot 0,14}{I_*^{0,02} - 1}$ с	4,3	2,5	1,58	1,07	0,8

На рисунке (3.8) построена нормальная зависимая характеристика 2.

4. Защита АКЗ выполнена с независимой от тока характеристикой

4.1. Определим ток срабатывания защиты АКЗ:

$$I_{сзАКЗ} = \frac{K_n \cdot K_{с.зап}}{K_B} \cdot I_{раб.маx3},$$

где $I_{раб.маx3} = 303 + 992 = 1295$ А;

$$I_{сзАК1} = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} \cdot 1295 = 3000 \text{ А}.$$

4.2. Для определения времени срабатывания защиты АКЗ находится расчётная точка «с» с координатами:

$$I_c = I_{сз.АК3} = 3000 \text{ А и } t_c = t_{сз2} + \Delta t.$$

4.3. Определим время срабатывания защиты АК2 при токе КЗ равном 3000 А:

$$I_* = \frac{I_{AK2}}{I_{сз.АК2}} = \frac{3000}{700} = 4,29 ;$$

$$t_{сз.АК2} = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1} = \frac{0,25 \cdot 0,14}{4,29^{0,02} - 1} = 1,19 .$$

Приняв $\Delta t = 0,2$ с , получим:

$$t_{сз.АК3} = 1,19 + 0,2 = 1,39 \text{ с.}$$

ПРИМЕР 3.2

Рассмотрим принцип выбора уставок и согласование зависимых защит по времени на примере длинной, секционированной на участки, линии сельскохозяйственного района, работающей в режимах нормального и аварийного питания (рис. 3.9)

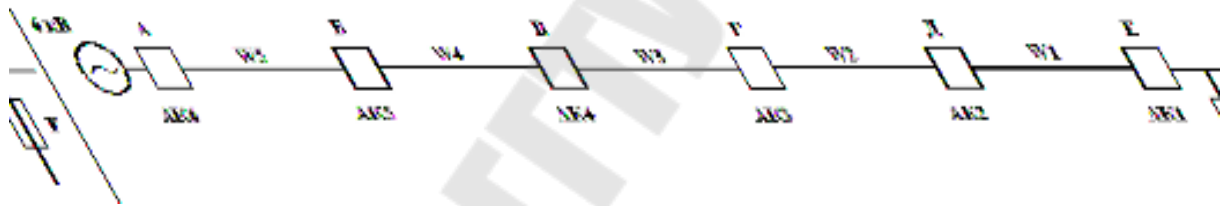


Рис. 3.9. Линия с секционированными участками

Выпишем в таблицу известных значений токов срабатывания максимальных токов защит ($I_{сз}$) и токов КЗ в начале участков данной линии в максимальном ($I_{к.маx}$) и в минимальном ($I_{к.мин}$) режимах, а так же пронумеруем защиты участков от 1 до 6.

Таблица к рисунку 3.9

Наименование участков	Е	Д-Е	Г-Д	В-Г	Б-В	А-В
Защита	АК1	АК2	АК3	АК4	АК5	АК6
$I_{сз}, \text{ А}$	110	1140	180	230	300	360
$I_{к.маx} / I_{к.мин}, \text{ А}$	$\frac{634}{516}$	$\frac{775}{605}$	$\frac{881}{668}$	$\frac{1273}{869}$	$\frac{1511}{973}$	$\frac{8083}{2060}$
К (искомая уставка)	0,05	0,09	0,12	0,14	0,16	0,18
$t_{сз.мин}, \text{ с}$	0,2	0,36	0,52	0,56	0,68	0,39

Вблизи выключателя Е к линии подключен трансформатор 6/0,4 кВ 160 кВА, защищенный предохранителем F. На вакуумных выключателях А-Е установлены цифровые реле.

В начале по каталожным данным строится время-токовая характеристика плавкой вставки предохранителя F, защищающего самый мощный трансформатор, подключенный к первому участку рассматриваемой линии с помощью короткой отпайки. В качестве примера принят трансформатор мощностью 160 кВ·А с предохранителем ПКТ-6; номинальный ток плавкой вставки 31,5 А (кривая ПКТ на рис. 3.10). Наилучшим образом с предохранителем согласуется защита с зависимой характеристикой срабатывания по типу «нормальная», описываемая математическим выражением:

$$t_{\text{сз.посл}} = K \frac{0,14}{I_*^{0,02} - 1}, \quad (3.4)$$

где K – временной коэффициент (уставка по времени на ЦР).

Максимальный ток КЗ в начале линии (табл. к примеру) составляет 634 А. При этом токе плавкая вставка предохранителя перегорает за время 0,01 с (рис. 3.4). Следовательно, последующая (по отношению к предохранителю) защита АК1 должна иметь минимальное время срабатывания $t_{\text{сз.мин}} = 0,2$ с. Из выражения (3.4) определим её временной коэффициент (уставку):

$$K_1 = 0,2 \left[\left(\frac{634}{110} \right)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,051.$$

Принимаем $K_1 = 0,05$ (дискретность коэффициента K на ЦР составляет 0,01).

По условию селективности $t_{\text{сз}2} = t_{\text{сз}1} + \Delta t = 0,2 + 0,2 = 0,4$ с.

По (3.4) определим уставку по времени защиты 2:

$$K_1 = 0,4 \left[\left(\frac{634}{140} \right)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,0876.$$

принимаем $K_2 = 0,09$.

При токе КЗ в начале своего участка время срабатывания защиты 2 составит:

$$t_{\text{сз}} = 0,14 \cdot 0,09 / \left[\left(\frac{775}{140} \right)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,36 \text{ с.}$$

При минимальном токе КЗ время срабатывания составит:

$$t'_{c3} = 0,14 \cdot 0,97 / \left[(605/140)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,42 \text{ с.}$$

Последующая защита 3 при максимальном токе КЗ в конце своего участка должна иметь время срабатывания $0,36 + 0,2 = 0,56 \text{ с.}$

Временной коэффициент защиты 3 составит:

$$K_3 = 0,56 \left[(775/180)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,12.$$

Защита 3 при КЗ в начале своего участка сработает за время:

$$t_{c3} = 0,14 \cdot 0,12 / \left[(881/180)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,52 \text{ с.}$$

При минимальном режиме питания:

$$t'_{c3} = 0,14 \cdot 0,12 / \left[(688/180)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,63 \text{ с.}$$

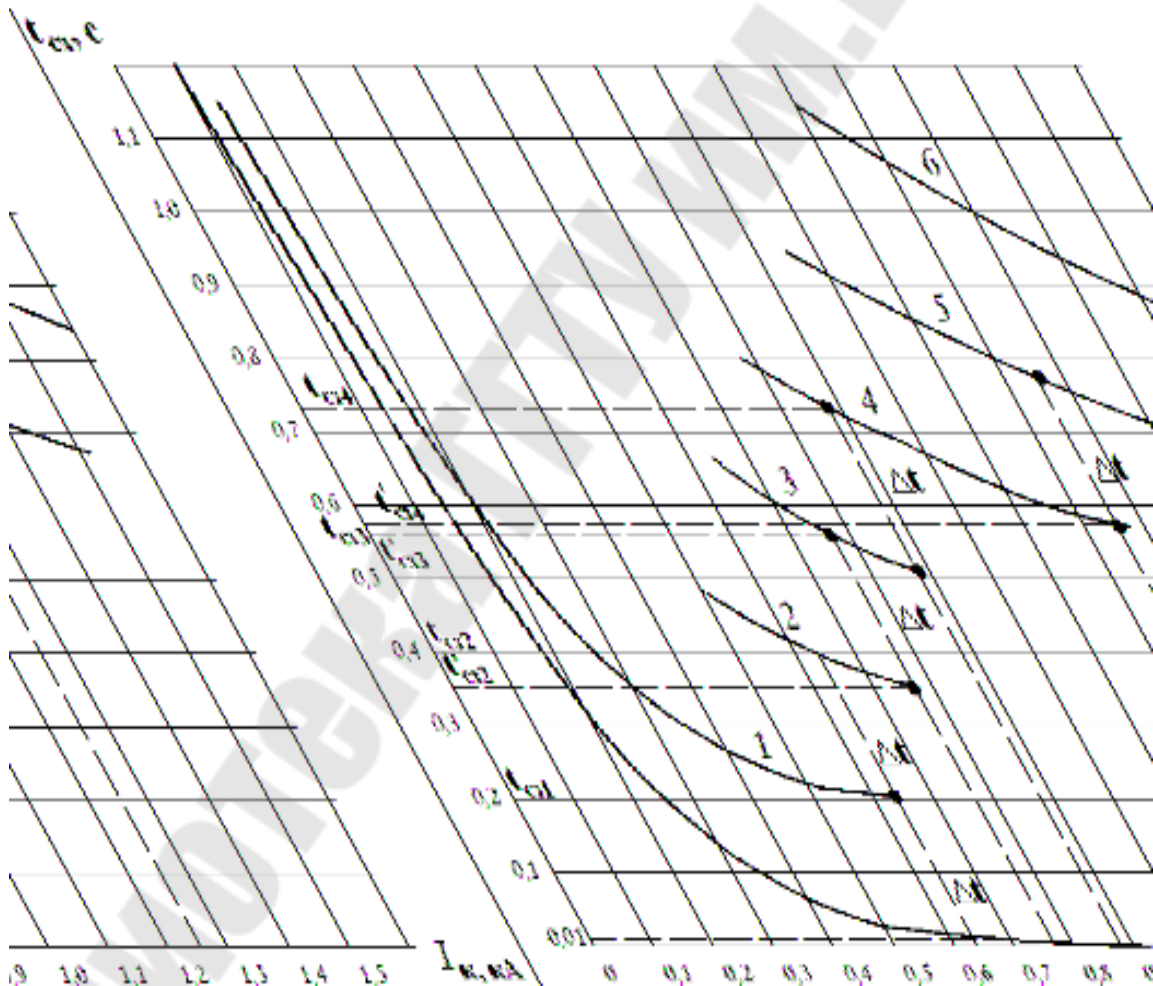


Рис. 3.10. Карта селективности зависимых защит к примеру 3.2

Время срабатывания защиты 4 при максимальном токе КЗ в конце участка В-Г должно быть не менее $0,52 + 0,2 = 0,72 \text{ с}$, тогда:

$$K_4 = 0,72 \left[(881/230)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,14.$$

При токе КЗ в начале своего участка время срабатывания защиты 4 составит:

$$t_{\text{сз}} = 0,14 \cdot 0,14 / \left[(1273/230)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,56 \text{ с.}$$

$$t'_{\text{сз}} = 0,14 \cdot 0,14 / \left[(869/230)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,73 \text{ с.}$$

Временной коэффициент защиты 5 при $t_{\text{сз.посл}} = 0,56 + 0,2 = 0,76$ с, составит:

$$K_5 = 0,76 \left[(1273/300)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,16.$$

Минимальное время её срабатывания:

$$t_{\text{сз}} = 0,14 \cdot 0,16 / \left[(1511/300)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,68 \text{ с.}$$

$$t'_{\text{сз}} = 0,14 \cdot 0,16 / \left[(973/300)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,94 \text{ с.}$$

Последующая защита 6 при этом максимальном токе КЗ должна иметь время срабатывания равно $0,68 + 0,2 = 0,88$ с, тогда:

$$K_6 = 0,88 \left[(1511/360)^{0,02} - 1 \right] / 0,14 = 0,18.$$

Время срабатывания защиты 6 при близком КЗ составит:

$$t_{\text{сз}} = 0,14 \cdot 0,18 / \left[(3033/360)^{0,02} - 1 \right] = 0,39 \text{ с.}$$

$$t'_{\text{сз}} = 0,14 \cdot 0,18 / \left[(2060/360)^{0,02} - 1 \right] = 0,71 \text{ с.}$$

На карте селективности построены зависимые характеристики защит 1-6 в диапазоне максимальных и минимальных токов КЗ на своих участках. Продолжать их строить при малых токах (как для защиты 1) не имеет смысла, поскольку эти защиты однотипные и при обязательном выполнении условия (3.1) принципиально они не могут пересекаться, т.е. защиты обладают абсолютной селективностью при значительно меньших временах срабатывания, чем защиты с независимыми выдержками времени. Например, при максимальном токе КЗ защита 6 с зависимой характеристикой имеет время срабатывания 0,39 с, тогда как эта же защита с независимой выдержкой будет иметь время срабатывания (на каждом участке по 0,2с): $t_{\text{сз}} = 0,3 + 5 \cdot 0,2 = 1,3$ с, т. е. на 0,9 с. больше. Кроме того, защита 1-го участка линии полностью отстроена от времени срабатывания предо-

хранителя, что невозможно выполнить при независимой защите, кроме как загрузить её уставки по току и времени срабатывания.

ДОМАШНЕЕ ЗАДАНИЕ № 3

Выбрать параметры срабатывания МТЗ в сети (рис. 3.7).

- а) защита трансформатора осуществляется предохранителями;
- б) защита АК1 – на индукционном реле типа РТ-80;
- в) защита АК2 (ГПП) осуществляется цифровым реле с зависимой характеристикой;
- г) защита АК3 (ГПП – ввод) осуществляется цифровым реле с независимой характеристикой.

Токи нагрузок, трёхфазных КЗ указаны в таблице.

№ варианта	$U_{ГПП}$, кВ	$S_{ТГ}$, кВА	$I_{р\cdot макс1}$, А	$I_{р\cdot макс2}$, А	$I_{р\cdot макс3}$, А	Токи КЗ		
						$I_{К1}$, кА	$I_{К2}$, кА	$I_{К3}$, кА
1	6	160	180	120	125	6	9	12
2	10	160	100	120	140	3	5	8
3	35	250	60	50	45	2	5	7
4	35	250	40	70	55	3	6	8
5	6	400	150	140	100	7	9	13
6	10	400	120	140	130	4	7	10
7	35	400	80	85	60	3	6	10
8	10	630	90	95	55	3,6	7	9
9	6	630	100	150	110	6,5	8,5	11,1
0	35	630	90	55	75	2,6	5,5	8,5

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4

4.1. Защита от замыканий на землю в сетях 6...35 кВ

В соответствии с ПУЭ для селективного обнаружения однофазных замыканий на каждом присоединении должна быть установлена защита от замыканий на землю (ЗЗ) (защита нулевой последовательности), которая в одних случаях действует на сигнал, в других – на отключение. В частности, на тех электродвигателях, у которых емкостной ток замыкания на землю превышает 5 А (первичных), защита должна действовать на отключение без замедления. Вместе с тем, практика показала, что и при меньших токах ЗЗ желательно двигатель отключать, поскольку длительное воздействие токов ЗЗ на изоляцию двигателя приводит к переходу однофазного замыкания к двухфазному КЗ или к двойному КЗ.

При замыкании на землю одной из фаз на линии по «здоровым» фазам неповрежденных линий будут протекать емкостные токи, значение которых зависит от величины емкости данных линий относительно земли, а, следовательно, от параметров линии (длина и сечение). В поврежденной линии эти токи складываются и проходят через точку замыкания на землю. Для выделения емкостного тока из общего тока нагрузки линии применяют фильтр тока нулевой последовательности, в виде кабельного ТТНП

Емкостные сопротивления элементов электрической системы значительно превышают их индуктивные и активные сопротивления, что позволяет при определении тока замыкания на землю пренебречь ими и, следовательно, считать, что величина этого тока практически не зависит от места замыкания в сети.

Кроме того, ток замыкания на землю относительно мал и поэтому можно считать, что напряжение источника всегда остается неизменным.

Наибольшая величина тока замыкания на землю будет при металлическом замыкании, т.е. при $R_{\pi} = 0$.

$$I_{\text{К}} = 3j \cdot \frac{U_{\text{ф.ср}}}{X_{\text{с0}\Sigma}} = 3U_{\text{ф.ср}} \cdot \omega \cdot C_{\text{уд}} \cdot L \cdot 10^{-6}. \quad (4.1)$$

Т.е. ток в 3 раза превышает емкостной ток на землю одной фазы в нормальных условиях.

Таким образом, при замыкании на землю:

- Напряжение поврежденной фазы снижается до нуля;

- Напряжения неповрежденных фаз возрастает в $\sqrt{3}$ раз;
Треугольник линейных напряжений не искажается, т.е. этот вид повреждений на работе потребителей не отражается.

4.1.2. Расчет токов замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью производится для определения параметров срабатывания релейной защиты от замыканий на землю, выбора дугогасящих компенсирующих устройств и т.д.

Расчет ведется при следующих допущениях:

- учитывается лишь емкостной ток замыкания на землю;
- замыкание на землю считается металлическим, т.е. принимаем

$$R_{\Pi} = 0.$$

Емкостной ток замыкания на землю определяется по формуле:

$$I_c = 3 \cdot U_{\phi} \cdot \omega_c \cdot \sum C_{0i} \cdot L_i + 3 \cdot U_{\phi} \cdot \omega_c \cdot \sum C_{дв}, \quad (4.2)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение, В;

ω_c – круговая частота сети, 1/с;

C_0 – удельная емкость воздушной или кабельной линии, Ф/км;

$C_{дв}$ – емкость фазы двигателя (генератора, компенсатора) относительно земли (корпуса), Ф.

Емкость фазы для воздушных и кабельных линий выбирается из справочной литературы.

Расчет тока замыкания на землю по току замыкания воздушных и кабельных ЛЭП и двигателей можно производить по формуле:

$$I_c = \sum I_{с.кл} \cdot L_{кл} + \sum I_{с.вл} \cdot L_{вл} + \sum I_{с.дв}, \quad (4.3)$$

где $I_{с.кл}$ и $I_{с.вл}$ – удельные токи кабельных (табл. 4.1) и воздушных линий, А/км;

$L_{кл}$, $L_{вл}$ – длина однотипных электрически связанных кабельных и воздушных ЛЭП, км;

$I_{с.дв}$ – ток замыкания на землю двигателей, А.

Для воздушных линий величина емкостного тока замыкания на землю определяется по выражению:

$$I_c = 2,7 \cdot U_{ном} \cdot L_{вл} \cdot 10^{-3}, \text{ А} \quad (4.4)$$

где $U_{ном}$ – линейное напряжение, кВ;

$L_{вл}$ – длина электрически связанных воздушных ЛЭП, км.

Ток замыкания на землю в сети с кабельными линиями можно определить по выражению:

$$I_c = \frac{95 + 2,84 \cdot s \cdot U_n \cdot L}{2200 + 6 \cdot s}, \quad (4.5)$$

где U_n – номинальное линейное напряжение сети, кВ;
 L – суммарная длина кабельных линий одинакового сечения, км;
 s – сечение кабеля, мм².

Для приближенных расчетов допускается ток замыкания на землю кабельных и воздушных линий рассчитывать по выражению:

$$I_c = \frac{U_l \cdot L_{кл}}{10} + \frac{U_l \cdot L_{вл}}{350}, \quad (4.6)$$

где U_l – линейное напряжение, кВ;
 $L_{кл}$ и $L_{вл}$ – суммарная длина кабельных и воздушных ЛЭП, км.

Таблица 4.1

Удельные значения емкостных токов в кабельных линиях

Сечение жил кабеля, мм ²	Удельное значение емкостного тока, А/км при напряжении сети	
	6 кВ	10 кВ
16	0,40	0,55
25	0,50	0,65
35	0,58	0,72
50	0,68	0,80
70	0,80	0,92
95	0,90	1,04
120	1,00	1,16
150	1,18	1,30
185	1,25	1,47
240	1,45	1,70

Ток замыкания на землю электродвигателей определяется по выражениям:

- при $U_{ном} = 6$ кВ $I_{с.дв} = 0,017 \cdot S_{дв.ном}$,
- при $U_{ном} = 10$ кВ $I_{с.дв} = 0,03 \cdot S_{дв.ном}$,

где $S_{дв.ном}$ – номинальная мощность двигателя, МВ·А.

Емкость неявнополюсных синхронных и короткозамкнутых асинхронных двигателей можно определить по выражению:

$$C_{\text{дв}} = \frac{0,0187 \cdot S_{\text{дв.ном}} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{\text{н}}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{\text{н}})}, \quad (4.7)$$

где $U_{\text{н}}$ – номинальное фазное напряжение, кВ;

$S_{\text{дв.ном}}$ – номинальная мощность двигателя, МВ·А.

Емкость остальных двигателей можно определять по выражению:

$$C_{\text{дв}} = \frac{40 \cdot S_{\text{дв.ном}}^{3/4} \cdot 10^{-6}}{3 \cdot (U_{\text{н}} + 3600)^{1/3} \cdot n_{\text{дв.ном}}}, \quad \Phi \quad (4.8)$$

где $U_{\text{н}}$ – номинальное линейное напряжение, В;

$S_{\text{дв.ном}}$ – номинальная мощность двигателя, МВ·А;

$n_{\text{дв.ном}}$ – частота вращения двигателя, об/мин.

ПРИМЕР 4.1

Рассчитать ток замыкания на землю в сети напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью.

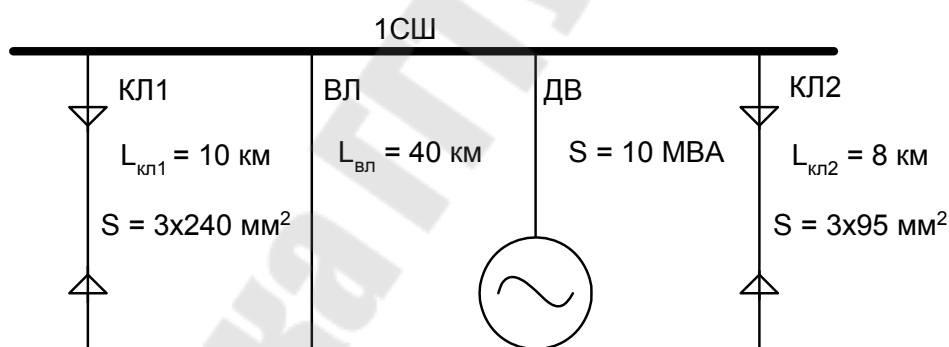


Рис. 4.1. Расчетная схема к примеру 4.1

1. Емкостной ток кабельной линии КЛ

– по формуле (4.5): $L_{\Sigma\text{кл}} = 10 + 8 = 18$ км;

$$I_{\text{с.кл}} = \frac{95 + 2,84 \cdot 120 \cdot 10,5 \cdot 18}{2200 + 6 \cdot 20} = 21 \text{ А};$$

– по формуле (4.6):

$$I_{\text{с.кл}} = \frac{10,5 \cdot 18}{10} = 18,9 \text{ А};$$

– по табл. 4.1

$$I_{с.кл} = 1,7 \cdot 10 + 1,04 \cdot 8 = 25,32 \text{ А.}$$

2. Емкостной ток воздушной линии ВЛ

– по формуле (4.6):

$$I_{с.вл} = U_{л} \cdot L_{вл} / 350 = 10,5 \cdot 40 / 350 = 1,2 \text{ А.}$$

3. Емкостной ток двигателей:

$$I_{с.дв} = 0,03 \cdot 10 = 0,3 \text{ А.}$$

4. Суммарный емкостной ток замыкания на землю составит:

$$I_{с\Sigma} = I_{с.кл} + I_{с.вл} + I_{с.дв} = 18,9 + 1,2 + 0,3 = 20,4 \text{ А.}$$

4.1.3. Принципы выполнения защит от замыкания на землю

Признаки, по которым можно отличить поврежденную линию от неповрежденной линии следующие:

– величина тока нулевой последовательности ($3I_0$) в неповрежденной линии меньше, чем в поврежденной;

– направление вектора тока $3I_0$ в поврежденной и неповрежденной линиях противоположное.

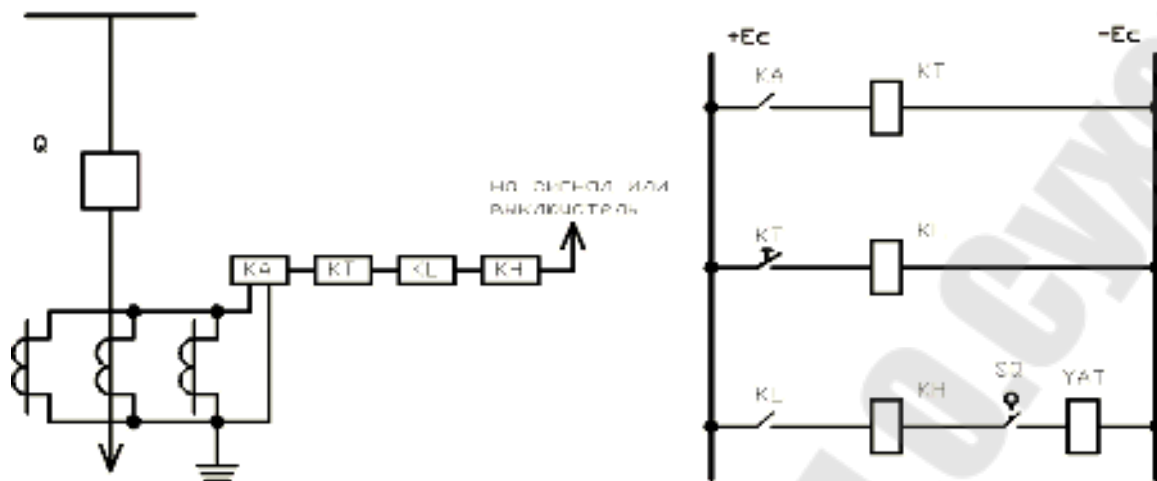
На практике применяют два вида защит от замыкания на землю: ненаправленную (по 1-му признаку) и направленную (по 2-му признаку).

В цифровых реле для защиты нулевой последовательности применяются те же принципы построения, что и в аналоговых защитах.

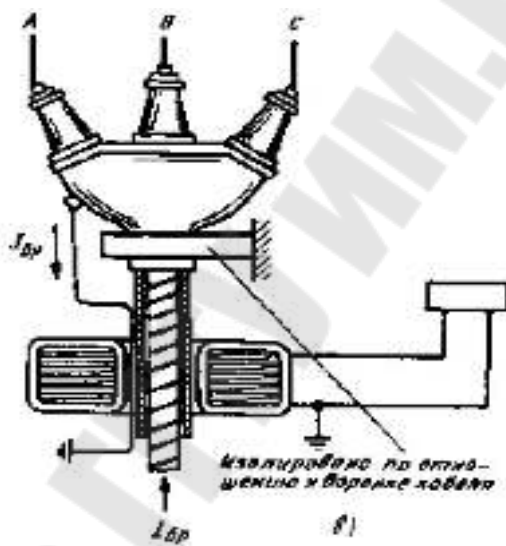
4.1.4. Ненаправленная токовая защита реагирует на полный ток нулевой последовательности и предназначена для радиальных сетей.

Для выделения емкостного тока из общего тока нагрузки линии применяют фильтр тока нулевой последовательности (рис. 4.2 а). Существенным осложнением является то, что ток замыкания на землю имеет очень малую величину.

Для защиты от замыканий на землю используют специальные трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛ, ТЗР, которые можно применить только при наличии кабельного вывода из ячейки (рис. 4.2, б). Измерительные органы цифровых устройств имеют высокую чувствительность и малое потребление ($I_{ср} = 0,05 \text{ А}$, $S_{потр} = 0,01 \text{ В}\cdot\text{А}$). Это позволяет не добиваться наивысшей отдачи мощности от ТНП.



а)



б)

Рис. 4.2. Ненаправленная токовая защита:
а – с использованием фильтра токов нулевой последовательности, б – с использованием кабельного ТТНП

4.1.5. Выбор тока срабатывания ненаправленной защиты ЗЗ

Уставка по току защиты от замыкания на землю рассчитывается по условию несрабатывания защиты от собственного емкостного тока данного присоединения (линии или электродвигателя) по выражению:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.пр}, \quad (4.9)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,2;
 $K_{бр}$ – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент зажигания дуги:

– для цифровых реле $K_{бр} = 1,8...2$;

– для аналогового реле типа РТЗ-51 $K_{бр} = 2,5$;

$I_{с.пр}$ – собственный емкостной ток защищаемого присоединения.

Для примера 4.1:

$$I_{сзКЛ1} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 10,5 = 25,2 \text{ А};$$

$$I_{сзКЛ2} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 8,4 = 20,16 \text{ А};$$

$$I_{сзВЛ} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 1,2 = 2,28 \text{ А};$$

$$I_{сзДВ} \geq K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.пр} = 1,2 \cdot 2,0 \cdot 0,3 = 0,72 \text{ А}.$$

Более точно значение $I_{сзДВ}$ рекомендуется определять экспериментально. При этом, если двигатель глухо подключен к питающей его кабельной линии, в начале которой установлена защита с выключателем, то в выражении (4.9) значение $I_{с.пр}$ представляет собой сумму токов $I_{с.каб} + I_{с.дв}$.

Выбранный по (4.9) ток срабатывания защиты необходимо проверить по условию чувствительности:

$$K_{ч} = (\sum I_{с} - I_{с.пр}) / I_{с.з} \geq 1,2...1,5, \quad (4.10)$$

где $\sum I_{с}$ – суммарный емкостной ток всех присоединений данной электрической сети.

Для примера 4.1 коэффициенты чувствительности:

$K_{ч.кл1} = 20,4 - 10,5 / 25,2 = 0,388$ (33 не удовлетворяет требованиям ПУЭ),

$K_{ч.кл2} = 20,4 - 8,4 / 20,16 = 0,595$ (33 не удовлетворяет требованиям ПУЭ),

$K_{ч.вл2} = 20,4 - 1,2 / 2,88 = 6,67$ (33 удовлетворяет требованиям ПУЭ),

$K_{дв} = 20,4 - 0,72 / 0,72 = 27,33$ (33 удовлетворяет требованиям ПУЭ),

Выполнить достаточно чувствительную ненаправленную защиту можно лишь в том случае, если значение $\sum I_{с}$ превышает величину $I_{с.пр}$ более, чем в 5 раз. То есть такую защиту можно применить только в достаточно разветвленной электрической сети. В противном случае применяют направленную ЗЗ.

Защиты по току нулевой последовательности, подключаемые к трансформаторам тока нулевой последовательности отечественного производства, нельзя настраивать, непосредственно выставляя уставку в реле. Коэффициент трансформации этих трансформаторов резко меняется в зависимости от нагрузки из-за их малой мощности. На уставку влияет даже сопротивление соединительных проводов. Поэтому, настройка ведется по первичному току, подаваемому через провод, пропущенный через зазор ТНП. Для начала можно принять коэффициент трансформации ТНП, равным 25.

4.1.6. Направленная защита от замыканий на землю. В радиальных сетях, когда собственные емкостные токи отдельных присоединений велики и соизмеримы с полным током сети ненаправленная токовая защита неприемлема. Поэтому применяют направленную токовую защиту. Такая защита входит в устройства *MiCOM P125-127*, *БМРЗ*, *Sepam 2000* и в защиту *ЗЗП-1М* и *ЗЗН* производства ЧЭАЗ.

Определить направление тока $3I_0$ можно, если его вектор сравнить с неким вектором базовой величины, в качестве которого принят для всех линий вектор напряжения нулевой последовательности $3U_0$, получаемый от обмотки разомкнутого треугольника трансформатора напряжения типа НТМИ. В неповрежденных линиях протекают собственные емкостные токи, поэтому векторы токов $3I_0$ в неповрежденных линиях опережают вектор напряжения $3U_0$ на 90° . Следовательно, вектор тока $3I_0$ в поврежденной линии отстает от вектора $3U_0$ на 90° . Поэтому в аналоговых реле типов *ЗЗП-1М* и *ЗЗН* применяется измерительный орган направления мощности нулевой последовательности с углом максимальной чувствительности

$$\varphi_{\text{м.ч.}} = +90^\circ.$$

4.1.7. Выбор параметров срабатывания направленной защиты ЗЗ

Направленная защита применяется в сетях с токами замыкания на землю более 0,5...0,6 А (первичных) и в случае недостаточной чувствительности ненаправленной защиты.

В качестве уставок направленной защиты в цифровое реле вводятся следующие параметры:

- значение напряжения $3U_0 = 15...20$ В для отстройки от небаланса фильтра напряжения нулевой последовательности;
- характеристический угол $\varphi_{\text{м.ч.}} = +90^\circ$;

– выдержка времени срабатывания; для электродвигателей выбирается $t_{сз} = 0,1$ с, но допускается $t_{сз} = 0,5$ с в случае применения линейных трансформаторов тока в трех фазах.

Уставка по току выбирается по условию обеспечения гарантированного коэффициента чувствительности, равного 2:

$$I_{с.з} = (\sum I_c - I_{с.пр})/2. \quad (4.11)$$

Значение $I_{с.з}$ должно быть принято более 0,3 А (первичных), иначе может произойти неселективное срабатывание цифрового реле при внешних замыканиях на землю.

Для примера 4.1:

$$I_{с.зКЛ1} = (\sum I_c - I_{с.КЛ1})/2 = (20,4 - 10,5)/2 = 4,95 \text{ А};$$

$$I_{с.зКЛ2} = (\sum I_c - I_{с.КЛ2})/2 = (20,4 - 8,4)/2 = 6,0 \text{ А}.$$

4.2. Особенности расчетов параметров максимальной токовой направленной защиты (МТНЗ)

4.2.1. Принцип действия МТНЗ

В сетях с двухсторонним питанием, в сложных сетях с одним или несколькими источниками питания невозможно добиться селективного действия МТЗ и ТО (рис. 4.3).

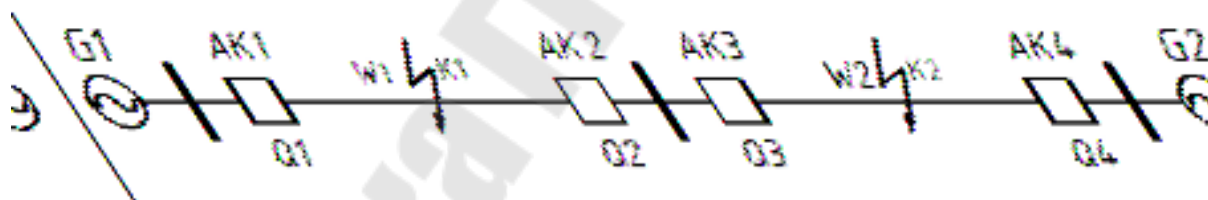


Рис. 4.3. Схема системы электроснабжения с двумя источниками питания G1 и G2

В случае МТЗ при КЗ в точке К1: $t_2 < t_3$ и $t_2 < t_4$, а при КЗ в точке К2: $t_3 < t_2$ и $t_3 < t_1$. Из этих неравенств видно, что к защитами АК2 и АК3 предъявляются противоречивые требования. Невозможно выполнить условие, чтобы в одно и то же время выдержка времени защиты АК2 была бы и больше и меньше выдержки времени защиты АК3. Поэтому в таких сетях МТЗ не может быть селективной.

Токоты отсечки могут быть селективными в сетях с двухсторонним питанием, но при этом они, как правило, имеют недостаточную чувствительность.

Всеми перечисленными недостатками не обладает максимальная токовая направленная защита (МТНЗ) линий.

МТНЗ реагирует не только на абсолютную величину тока в защищаемой линии, но и на фазу этого тока относительно напряжения на шинах у места установки защиты, т.е. действует в зависимости от направления мощности при КЗ. Такое ее действие обеспечивается благодаря включению в схему защиты реле направления мощности.

4.2.2. Выбор уставок МТНЗ

Выбор тока срабатывания МТНЗ. Ток срабатывания реле тока в простейшем случае определяется по выражению

$$I_{\text{ср}} = \frac{K_{\text{отс}} K_3 K_{\text{сх}}}{K_{\text{в}} K_I} I_{\text{н.макс}},$$

где $I_{\text{н.макс}}$ – максимальный ток нагрузки защищаемой линии с учетом возможности размыкания сети или отключения одного источника питания.

При определении $I_{\text{н.макс}}$ принимается только максимальный режим, соответствующий направлению мощности от шин в линию.

В сетях с двухсторонним питанием токи срабатывания защит, действующих в одном направлении, должны согласовываться по чувствительности, возрастая при приближении к источнику питания (рис. 4.4). Это согласование производится только для защит, входящих в одну группу (например – защиты АК2, АК4 и АК6). Причем защита, имеющая меньшую выдержку времени, должна иметь и меньший ток срабатывания, т.е.

$$I_{\text{сз2}} < I_{\text{сз4}} < I_{\text{сз6}}.$$

В общем случае

$$I_{\text{сзп}} = K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{сз(п-1)}},$$

где $K_{\text{зап}}$ принимается равным 1,1.

Таким образом, характеристики срабатывания должны удовлетворять встречно-ступенчатому принципу и выбираться по условию, дающему большее значение тока.

Выбор времени срабатывания МТНЗ.

Наличие реле мощности в схемах МТНЗ АК2 и АК3 (рис. 4.4) дает возможность не согласовывать между собой их выдержки времени.

Из векторных диаграмм видно, что при КЗ в точке К1 токи будут одинаковы у защит АК2, АК4 и АК6 и эти защиты придут в дей-

ствии.

Для селективного действия защит необходимо, чтобы выдержка времени t_2 защиты АК2 была меньше выдержки времени t_4 защиты АК4, а выдержка времени t_4 защиты АК4 была меньше выдержки времени t_6 защиты АК6.

Точно также должны быть согласованы между собой выдержки времени защит АК1, АК3 и АК5 при КЗ в точке К2.

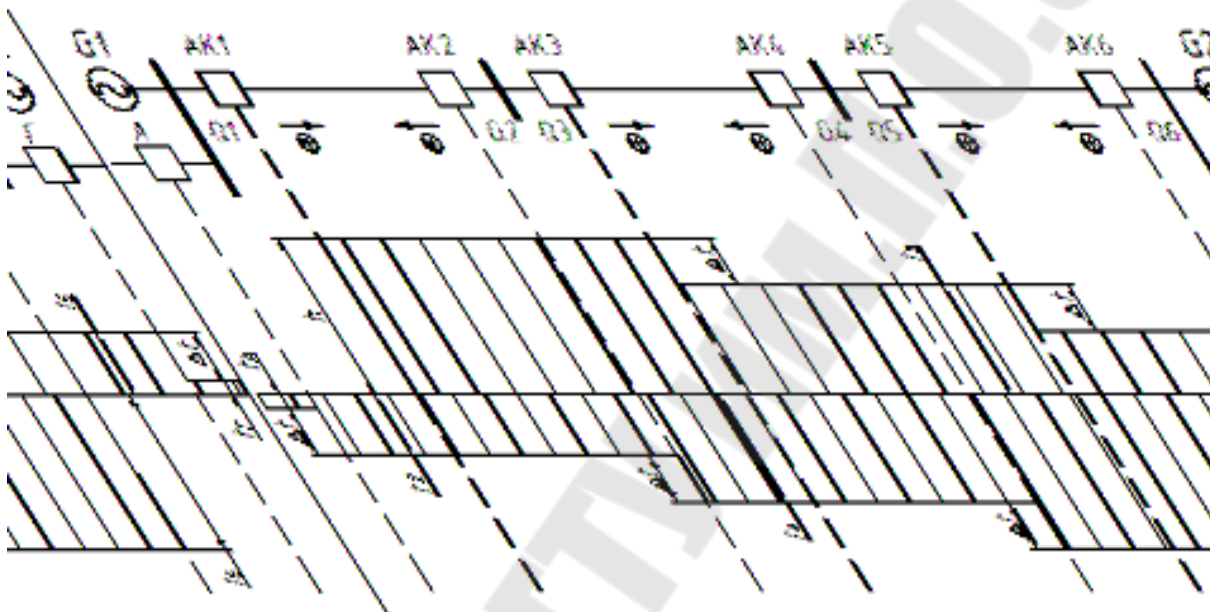


Рис. 4.4. Сеть с двухсторонним питанием

Таким образом, защиты рассматриваемого участка разбиваются на две группы – четную и нечетную, не связанные между собой выдержками времени.

В пределах каждой группы выдержки времени выбираются по ступенчатому принципу

$$t_4 = t_2 + \Delta t \text{ и } t_1 = t_3 + \Delta t,$$

где Δt – ступень селективности.

Рассмотрим сеть, приведенную на рис. 4.4. Минимальную выдержку времени имеют защиты АК2 и АК5. Они отстраиваются от защит других присоединений подстанций А и Г. В каждой группе защит время срабатывания увеличивается по мере приближения к источникам питания. Принято называть выбор выдержек времени МТНЗ по встречно-ступенчатому принципу.

Учитывая наличие реле направления мощности, защиты будут

работать селективно при КЗ в любой точке сети.

Селективность не нарушится, если защиты АК2 и АК5 не снабжать органом направления мощности.

В общем случае при наличии на подстанции нескольких присоединений, защита, имеющая наибольшую выдержку времени, может не иметь органа направления мощности, т.к. селективность ее действия при КЗ на других присоединениях будет обеспечиваться выдержкой времени.

Как видно, подбор выдержек времени производится в предположении, что органы направления мощности установлены с обеих сторон каждой линии. Практически необходимое число реле мощности меньше. Так, если выдержки времени по концам конкретной линии одинаковы, реле мощности на этой линии не нужны. Если же выдержки времени различны, то реле мощности необходимо только для защит с меньшей выдержкой времени. Далее, если выдержки времени двух соседних защит (например АК2 и АК3 на рис. 9 отличаются более чем на Δt , то реле мощности необходимо установить только у защиты с меньшей выдержкой времени. Описанный метод подбора выдержек времени и мест установки реле мощности обеспечивает селективность действия защит.

Таким образом, селективность действия МТНЗ обеспечивают органы выдержки времени. Выдержки времени подбираются по встречно-ступенчатому принципу, при котором вначале согласуются выдержки времени защит, действующих в одном направлении, а затем выдержки времени защит, действующих в другом направлении. При этом (рис. 4.4) должны соблюдаться условия:

$$t_3 = t_7 + \Delta t \text{ и } t_1 = t_3 + \Delta t, \text{ если } t_6 < t_3;$$

$$t_2 = t_5 + \Delta t \text{ и } t_4 = t_2 + \Delta t, \text{ если } t_6 < t_2.$$

ПРИМЕР 4.2

На отходящих линиях с односторонним питанием (рис. 4.5) токи максимальных режимов составляют:

$$I_{\text{нг1}} = 300 \text{ А}, I_{\text{нг2}} = 200 \text{ А}, I_{\text{нг3}} = 100 \text{ А}.$$

Токи максимальных режимов составляют: от системы G1 в G2 400 А, а от G2 в G1 250 А.

Необходимо определить токи срабатывания МТНЗ АК1-АК4.

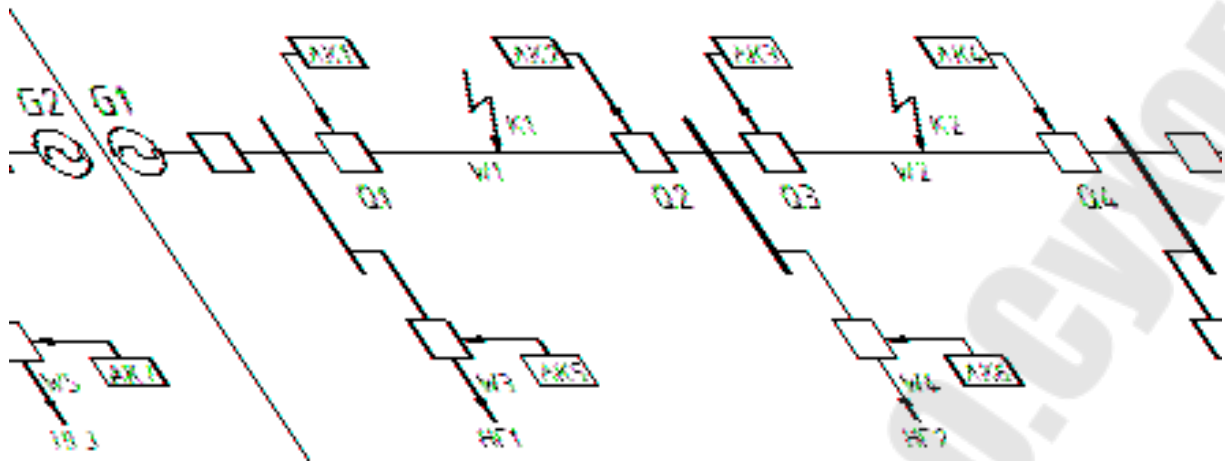


Рис. 4.5. Сеть с двухсторонним питанием к примеру 4.2

Защита АК3:

$$I_{сзАК3} = \frac{K_{отс} K_{с.зап}}{K_B} (I_{G1-G2max} + I_{нг3}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (400 + 100) = 1157,9 \text{ А.}$$

Защита АК1:

$$I_{сзАК1} = \frac{K_{отс} K_{с.зап}}{K_B} (I_{G1-G2max} + I_{нг3} + I_{нг2}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (400 + 100 + 200) = 1621 \text{ А.}$$

Защита АК2:

$$I_{сзАК2} = \frac{K_{отс} K_{с.зап}}{K_B} (I_{G2-G1max} + I_{нг1}) = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (250 + 300) = 1273,7 \text{ А}$$

Защита АК4:

$$\begin{aligned} I_{сзАК4} &= \frac{K_{отс} K_{с.зап}}{K_B} (I_{G2-G1max} + I_{нг1} + I_{нг2}) = \\ &= \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,95} (250 + 300 + 200) = 1736,8 \text{ А.} \end{aligned}$$

ПРИМЕР 4.3

На отходящих линиях с односторонним питанием (рис. 4.6) указаны времена срабатывания МТЗ. Для сети с несколькими источниками питания для обеспечения селективности определить:

- какие защиты должны быть направленными и какие ненаправленными;
- выдержки времени на всех линиях и на источниках питания, приняв степень селективности 0,3 с.

Решение

В сети с несколькими источниками питания для обеспечения селективности необходимо применить МТНЗ, чтобы они действовали на отключение только при направлении мощности КЗ от шин в сторону линии.

На линиях между подстанциями А, Б, В и Г защиты АК3, АК4, АК6, АК7, АК9 и АК10 должны быть направленными, а АК2, АК12 и АК13 – ненаправленными.

Выдержки времени МТНЗ выбираются по встречно-ступенчатому принципу. Этот принцип заключается в том, что согласование по току и по времени производится между теми защитами, которые действуют при определенном одинаковом направлении мощности КЗ по защищаемым линиям.

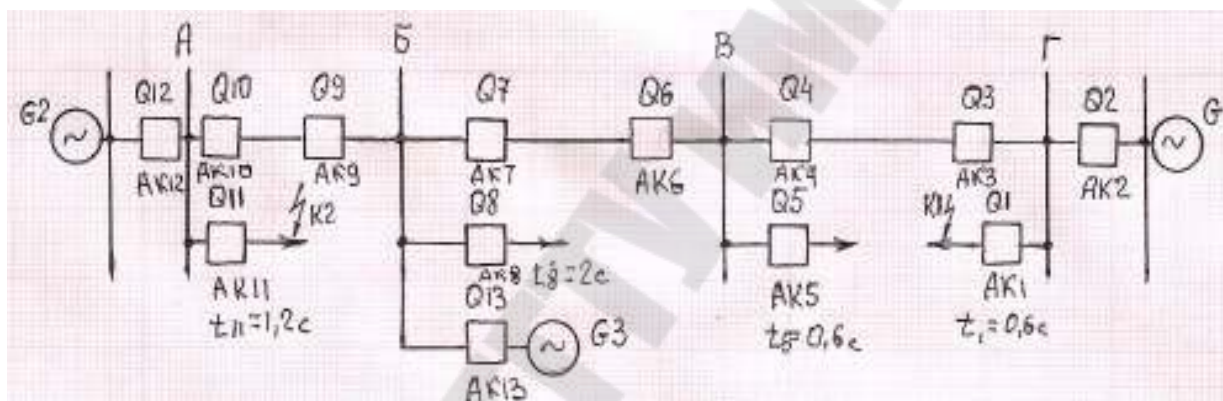


Рис. 4.6. Расчетная схема к примеру 4.3

Так, при КЗ в точке К1 на отключение могут действовать МТНЗ АК4, АК7, АК10 и ненаправленные МТЗ АК1, АК2, АК12 и АК13. Чтобы имело место селективное действие, необходимо выбрать выдержки времени МТНЗ:

$$t_4 = t_1 + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с};$$

$$t_7 = t_4 + \Delta t = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ с}.$$

Защита АК10 должна быть согласована не с защитой АК7, а с защитой АК8, имеющей большую выдержку времени, т.е.:

$$t_{10} = t_8 + \Delta t = 2,0 + 0,3 = 2,3 \text{ с},$$

$$t_{12} = t_{10} + \Delta t = 2,3 + 0,3 = 2,6 \text{ с}.$$

Аналогично при КЗ в точке К2 возможно действие МТНЗ АК9, АК6, АК3 и ненаправленных защит АК11, АК12, АК13, АК2 и их времена срабатывания выбираются следующим образом:

$$t_9 = t_{11} + \Delta t = 1,2 + 0,3 = 1,5 \text{ с.}$$

Защита АК6 должна быть согласована с защитой АК8, имеющей время срабатывания большее, чем у защиты АК9, поэтому:

$$t_6 = t_8 + \Delta t = 2,0 + 0,3 = 2,3 \text{ с;}$$

$$t_3 = t_6 + \Delta t = 2,3 + 0,3 = 2,6 \text{ с;}$$

$$t_2 = t_3 + \Delta t = 2,6 + 0,3 = 2,9 \text{ с;}$$

$$t_{13} = t_8 + \Delta t = 2,0 + 0,3 = 2,3 \text{ с.}$$

При КЗ между выключателями Q2, Q12 и Q13 и генераторами не требуется согласования защит линий с защитами АК2, АК12 и АК13, так как на генераторах срабатывают быстродействующие дифференциальная защита или отсечка.

4.2.3. МТНЗ в кольцевых сетях

В кольцевых сетях с одним источником питания (рис. 4.7) выдержки времени МТНЗ выбираются по встречно-ступенчатому принципу.

Защиты АК2 и АК5, установленные на приемных сторонах головных участков АБ и АВ, выполняются без замедлений. Такая возможность определена тем, что при внешних КЗ мощность у места установки защит АК2 и АК5 всегда направлена от линий к шинам. Поэтому их органы направления мощности препятствуют срабатыванию защит. Защиты АК2 и АК5 также не будут срабатывать при повреждениях вне кольца на других присоединениях подстанции А (точка К2), т.к. ток повреждения при этом по кольцу не проходит.

Только при КЗ на линиях АБ или АВ органы направления мощности защит АК2 и АК5 будут срабатывать и защиты смогут подействовать на отключение. Это дает возможность выполнить их действие без замедления.

При КЗ на линии АБ вблизи шин подстанции А ток в точку КЗ проходит в основном через выключатель 1 и только небольшая доля тока КЗ замыкается по кольцу. По мере приближения точки КЗ к шинам подстанции А этот ток станет меньше тока срабатывания защиты АК2. Защита АК2 сможет сработать только после отключения выключателя 1, когда весь ток повреждения будет замыкаться по кольцу

и проходить через защиту АК2.

Таким образом, при повреждениях в пределах некоторой зоны защита АК2 действует всегда только после срабатывания защиты АК1. Такое поочередное действие защит называется каскадным, а зона на зоной каскадного действия.

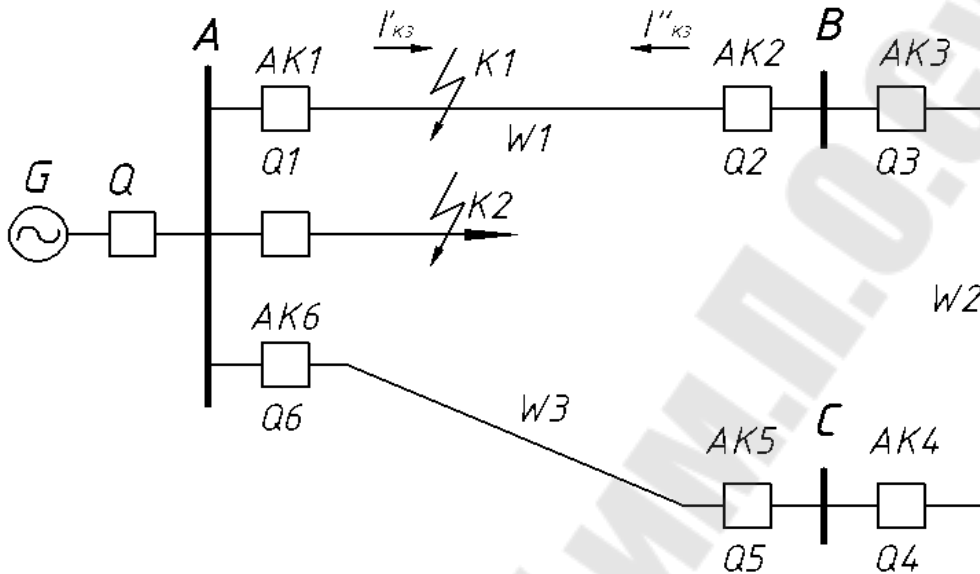


Рис. 4.7. Кольцевая сеть с одним источником питания

При каскадном действии защит время отключения поврежденного участка увеличивается.

Кроме того может иметь место неправильная работа защит АК4 и АК6, органы направления мощности которых при К3 в точке К1 находятся в сработавшем состоянии. Неправильное действие защит может произойти в том случае, если их токи срабатывания АК4 и АК6 окажутся меньше тока К3 в точке К1.

ПРИМЕР 4.4

Для кольцевой сети (рис. 4.8) с одним источником питания G выбрать выдержки времени МТНЗ и МТЗ и указать какие из этих защит должны быть направленными и ненаправленными. Выдержки времени МТЗ отходящих линий с односторонним питанием, присоединенным к шинам А, Б, В, Г, Д приведены на рис. 4.8, степень селективности принять $\Delta t = 0,5$ с.

Решение

В кольцевых сетях с одним источником питания выдержки времени МТНЗ выбираются по встречно-ступенчатому принципу. Одна-

ко в кольцевых сетях с одним источником питания направленные защиты АК2 и АК13, установленные на приемных концах головных линий АБ и АД выполняются с небольшой выдержкой времени 0,3-0,5 с, которая необходима для отстройки от токов, генерируемых электродвигателями нагрузки при КЗ в питающей сети (точка К1).

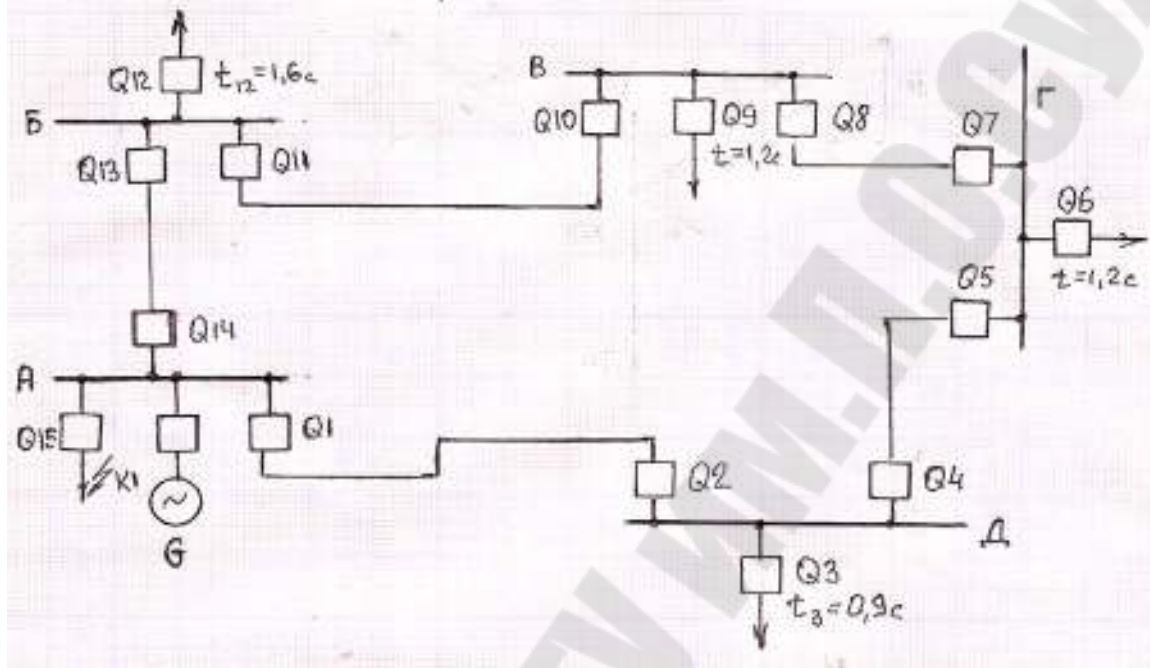


Рис. 4.8. Кольцевая сеть к примеру 4.4

Кроме того, в кольцевой сети возможно каскадное действие защит АК2 и АК13 при КЗ вблизи шин А. При КЗ на линии АБ у шин А ток КЗ, в основном, проходит через выключатель Q14, поэтому защита АК13 будет действовать только после отключения выключателя Q14. Аналогично, защита АК2 начнет действовать после отключения выключателя Q1 при КЗ вблизи него. Т.о. каскадное действие увеличивает время ликвидации КЗ.

Для кольцевой сети (рис.4.8) обеспечить селективное действие возможно, если защиты АК2, АК5, АК8, АК10, АК13 будут направленными.

Выдержки времени защит АК2 и АК13 принимаем $t_2 = t_{13} = 0,4$ с.

Для обеспечения селективности защита АК5 согласовывается с защитой АК3, а не с защитой АК2:

$$t_5 = t_3 + \Delta t = 0,9 + 0,5 = 1,4 \text{ с};$$

$$t_8 = t_5 + \Delta t = 1,4 + 0,5 = 1,9 \text{ с};$$

$$t_{11} = t_8 + \Delta t = 1,9 + 0,5 = 2,4 \text{ с};$$

$$t_{14} = t_{11} + \Delta t = 2,4 + 0,5 = 2,9 \text{ с}.$$

Выдержку времени защиты АК10 необходимо согласовывать не с защитой АК13, а с защитой АК12, имеющей большее время срабатывания:

$$t_{10} = t_{12} + \Delta t = 1,6 + 0,5 = 2,1 \text{ с};$$

и для обеспечения селективности с защитой АК8 она должна быть направленной.

$$t_7 = t_{10} + \Delta t = 2,1 + 0,5 = 2,6 \text{ с};$$

$$t_4 = t_7 + \Delta t = 2,6 + 0,5 = 3,1 \text{ с};$$

$$t_1 = t_4 + \Delta t = 3,1 + 0,5 = 3,6 \text{ с}.$$

4.2.4. Схема МТНЗ (90-градусная схема включения реле мощности)

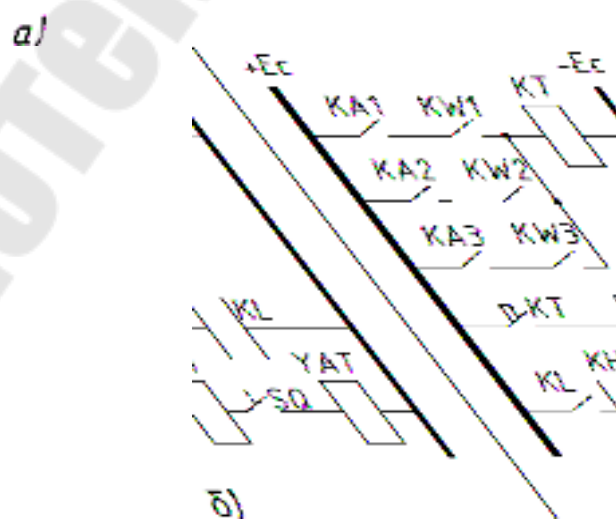
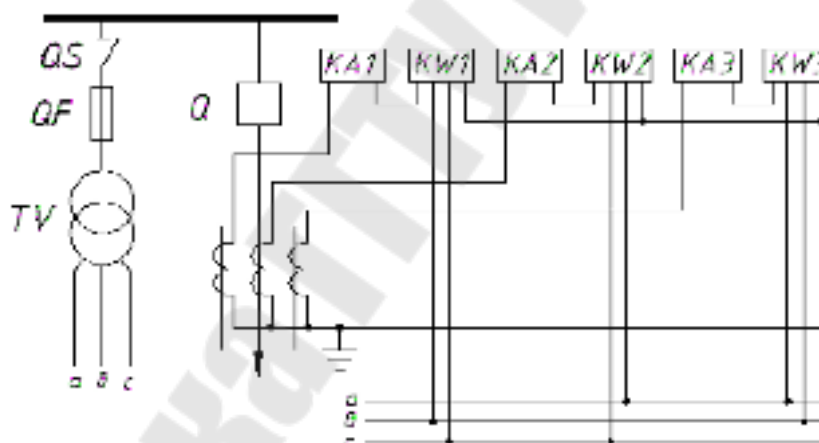


Рис. 4.9. Развернутая схема МТНЗ:

a – схема токовых цепей и цепей напряжения, *б* – схема оперативных цепей. КВ – реле мощности; КА – реле тока; КЛ – промежуточное реле; КН – указательное реле; УАТ – катушка отключения выключателя Q

ДОМАШНЕЕ ЗАДАНИЕ № 4

ЗАДАЧА 4.1

Рассчитать ток замыкания на землю в сети напряжением 10 кВ с изолированной нейтралью и уставки ЗЗ на всех присоединениях. Определить места установки ЗЗ и ЗЗН. Определить коэффициенты чувствительности. Составить схемы ЗЗ и ЗЗН. Номер варианта соответствует последнему номеру зачетной книжки.

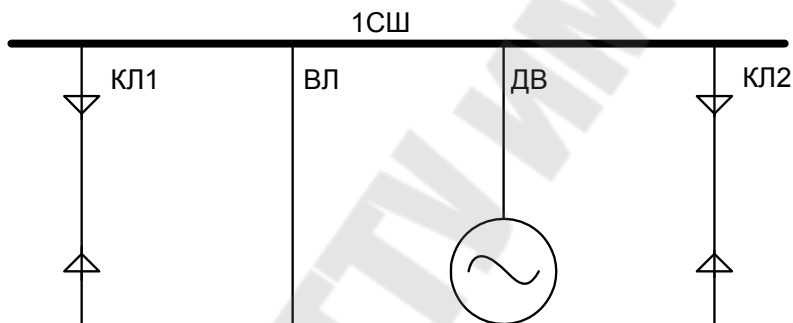


Рис. 4.10. Расчетная схема к примеру 4.1

№ варианта	U сети, кВ	Длина ВЛ, км	КЛ1		КЛ2		Мощность двигателя, МВА
			Длина КЛ1, км	Сечение кабеля, мм ²	Длина КЛ2, км	Сечение кабеля, мм ²	
1	6	10	8	3x95	22	3x240	2
2	10	18	10	3x120	20	3x185	3
3	6	12	12	3x185	18	3x120	5
4	10	20	14	3x240	16	3x120	4
5	6	14	16	3x95	14	3x95	3
6	10	22	18	3x120	12	3x240	2
7	6	16	20	3x185	10	3x185	1
8	10	26	22	3x240	8	3x120	6
9	6	18	24	3x240	6	3x95	7
0	10	30	30	3x240	16	3x120	8

ЗАДАЧА 4.2

Определить уставки МТЗ и МТНЗ для АК1 – АК6. Номер варианта соответствует последней цифре зачетной книжки.

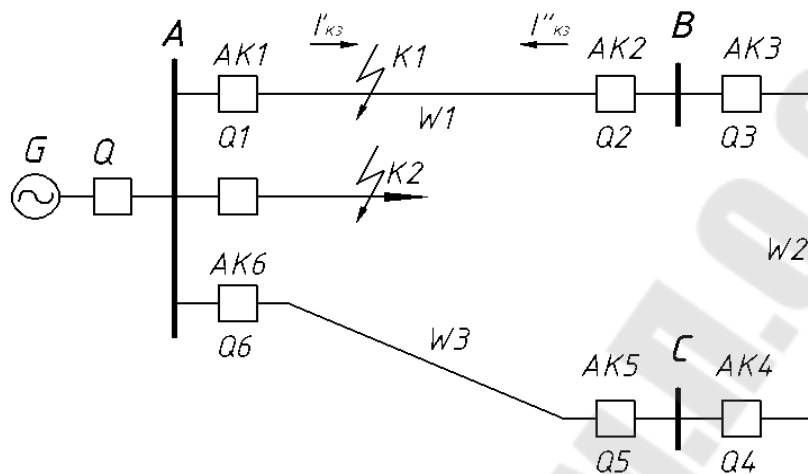


Рис. 4.11. Кольцевая сеть с одним источником питания

№ варианта	U сети, кВ	Макс ток W1, А	Макс ток W3, А	Макс ток ОЛ от п.ст В, А	Время МТЗ ОЛ от п.ст В, с	Макс ток ОЛ от п.ст С, А	Время МТЗ ОЛ от п.ст В, с
1	6	100	80	60	1,0	220	2,0
2	10	180	100	120	1,2	200	2,2
3	6	120	120	100	1,4	180	2,4
4	10	200	140	150	1,6	160	2,6
5	6	140	160	120	1,8	140	1,8
6	10	220	180	120	2,2	120	1,2
7	6	160	200	150	1,9	100	1,9
8	10	260	220	200	1,7	80	2,7
9	6	180	240	140	1,5	60	2,5
0	10	300	300	240	1,3	160	2,3

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

РАСЧЕТ УСТАВОК ЗАЩИТ ДВУХТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

5.1. Расчет максимальных токовых защит на двухтрансформаторной подстанции

Трансформаторы высшим напряжением 35 - 110 кВ применяются на главных понизительных подстанциях (ГПП) и отпайках. Основными защитами от внутренних повреждений трансформаторов являются токовая отсечка (ТО) или дифференциальная защита (ДЗТ), а также газовая защита. В качестве резервной защиты применяют МТЗ, в задачу которой входит защита трансформатора при внешних КЗ.

Токовая отсечка без выдержки времени применяется на трансформаторах мощностью до 4000 кВ·А. При большей мощности трансформатора или при недостаточной чувствительности токовой отсечки применяют дифференциальную защиту.

Выбор параметров срабатывания максимальных токовых защит, установленных на секционном выключателе Q_c , выключателе ввода 6(10) кВ Q_b и выключателе Q_t трансформатора взаимосвязан, поскольку каждый из этих элементов является либо предыдущим, либо последующим по отношению друг к другу. На рис. 5.1 приведена схема двухтрансформаторной подстанции ГПП.

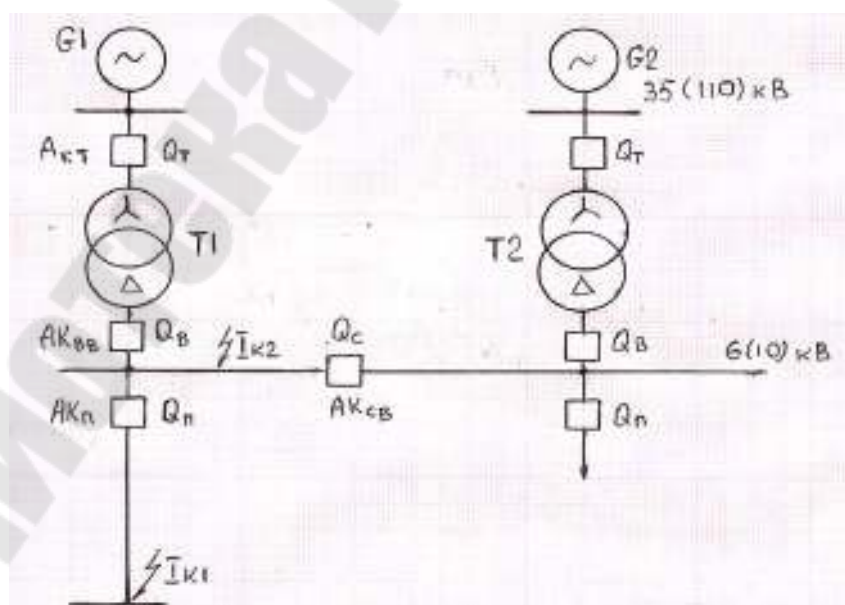


Рис. 5.1. Расчетная схема выбора уставок МТЗ на элементах ГПП

Для МТЗ выключателей Q_c и Q_b основной зоной защиты являются шины 6-10 кВ подстанции, а резервной зоной – присоединения Q_n .

Ток срабатывания МТЗ выбирается по трем условиям:

1) несрабатывание защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок, т.е. после отключения КЗ на предыдущем элементе (рис. 5.2). По этому условию ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_n}{K_b} \cdot K_{сзп} \cdot I_{раб.мах}, \quad (5.1)$$

где K_n – коэффициент надежности несрабатывания защиты, учитывающий погрешность и необходимый запас;

K_b – коэффициент возврата максимальных реле тока;

$K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{раб.мах}$ за счет одновременного пуска электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время короткого замыкания.

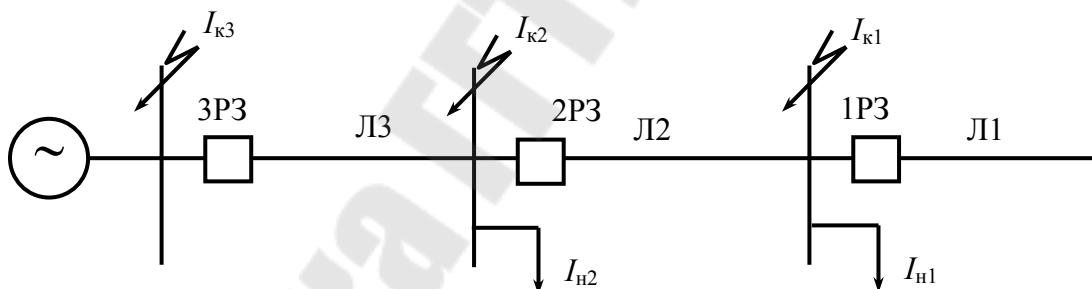


Рис. 5.2. Расчетная схема для выбора уставок токовых защит

Для цифровых реле коэффициенты K_n и K_b соответственно равны 1,1-1,2 и 0,96. Для электромеханических реле типа РТ-40 или РТ-80 $K_n = 1,2$, а $K_b = 0,8$, для реле типа РТВ (прямого действия) – соответственно 1,3 и 0,65.

Для бытовой нагрузки $K_{сзп} = 1,2 \div 1,3$. Для промышленной нагрузки с большой долей (более 50 %) электродвигателей 0,4 кВ принимается $K_{сзп} = 1,8 \div 2,5$.

При наличии высоковольтных двигателей 6(10) кВ значение $K_{сзп}$ определяется специальным расчетом, имея в виду, что к моменту

самозапуска сопротивление двигателя считается равным сверхпереходному сопротивлению заторможенного двигателя.

В этом случае необходимо учитывать пусковые токи ЭД. Если подстанция не оборудована специальными устройствами, обеспечивающими групповой или поочередный самозапуск двигателей при кратковременной потере питания, то за максимальную нагрузку с учетом коэффициента $K_{сзп}$ принимается режим пуска одного ЭД при максимальном (реально возможном) количестве включенных присоединений:

$$K_{сзп} \cdot I_{раб.мах} = U_{нн.ср} / [\sqrt{3}(x_{нн.мин} + x_{эк})], \quad (5.2)$$

$$x_{эк} = \frac{x''d \cdot kx_{нагр.сум}}{x''d + kx_{нагр.сум}},$$

где $x_{нн.мин}$ – минимальное сопротивление источника питания (система плюс трансформатор), приведенное к шинам стороны НН (см. п. 10);

$x_{эк}$ – эквивалентное сопротивление заторможенного двигателя $x''d$ и суммарной нагрузки присоединений $x_{нагр.сум}$;

k – коэффициент увеличения тока нагрузки за счет провала напряжения, вызванного пуском ЭД; принимается равным 0,8-0,9.

Выражение (5.2) справедливо как для МТЗ ввода, так и для МТЗ секционного выключателя, имея в виду, что через Q_B может проходить нагрузка обеих секций шин, а через Q_C – только одной (при ремонтном режиме работы подстанции).

Максимальное значение рабочего тока защищаемого элемента $I_{раб.мах}$ определяется с учетом его допустимой перегрузки. Например, для трансформаторов с первичным напряжением 6 (10) кВ мощностью до 630 кВ·А допускается перегрузка до 1,6 – 1,8 номинального тока, для трансформаторов 110 кВ до 1,4 – 1,6.

2) согласование чувствительности защит последующего и предыдущего элементов: по условию согласования чувствительности защит последующего (защищаемого) и предыдущего элементов ток срабатывания последующей защиты выбирается по выражению:

$$I_{с.з.посл} \geq K_{н.с} (I_{с.з.пред} + \sum I'_{раб.мах}), \quad (5.3)$$

где $K_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, значение которого принимается в зависимости от типа токовых реле:

$$K_{н.с} = 1,1 \text{ для цифрового реле;}$$

$$K_{н.с} = 1,2 \text{ для реле РТ-40, РТ-80;}$$

$$K_{н.с} = 1,3 \div 1,4 \text{ для реле типа РТВ;}$$

$I_{с.з.пред}$ – наибольшее значение тока срабатывания максимальных токовых защит предыдущих элементов, с которыми производятся согласования;

$\sum I'_{\text{раб.мах}}$ – арифметическая сумма значений рабочих токов нагрузки всех предыдущих элементов, за исключением того элемента, с защитой которого производится согласование.

За расчетный ток срабатывания защиты принимается значение наибольшего тока, из условий 1 и 2.

3) обеспечение достаточной чувствительности при КЗ в конце защищаемого элемента (основная зона) и в конце каждого из предыдущих элементов (зона дальнего резервирования).

Для выполнения этого условия необходимо знать значение токов КЗ в конце защищаемого элемента, например, $I_{к2}$ и в конце зоны резервирования $I_{к1}$. Определение коэффициентов чувствительности защиты, например, ЗРЗ (рис. 5.2) производится по выражениям:

$$K_{ч.о} = I_{к2.min} / I_{с.з3}; \quad K_{ч.р} = I_{к1.min} / I_{с.з3}, \quad (5.4)$$

где $K_{ч.о}, K_{ч.р}$ – коэффициенты чувствительности защиты соответственно в основной и резервной зонах;

$I_{к1.min}, I_{к2.min}$ – минимальные (обычно двухфазные) токи коротких замыканий.

Согласно ПУЭ должны выполняться условия:

$$K_{ч.о} \geq 1,5; \quad K_{ч.р} \geq 1,2.$$

После выполнения трех вышеназванных условий определяется ток срабатывания реле (вторичный) $I_{с.р}$, который устанавливается на реле. Значение этого тока в общем случае рассчитывается по выражению:

$$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot K_{с.х} / K_I, \quad (5.5)$$

где $I_{с.з}$ – ток срабатывания защиты (первичный);

K_I – коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$K_{c.x}$ – коэффициент схемы соединения трансформаторов тока и реле; при применении схемы полной или неполной звезды $K_{c.x} = 1$, при полном или неполном треугольнике $K_{c.x} = \sqrt{3}$.

Таким образом, уставка по току МТЗ предыдущего элемента должна всегда быть больше уставки МТЗ последующего элемента, что частично обеспечивает так называемую токовую селективность, имея в виду разную кратность токов в рассматриваемых реле. Однако, этого недостаточно для выполнения полной селективности защит.

При отсутствии электродвигателей 6 (10) кВ, подключенных к шинам подстанции в качестве значения $I_{\text{раб.мах}}$ можно принять:

$$\text{для МТЗ } Q_c \quad I_{\text{раб.мах}} = 0,7 \cdot I_{\text{ном.тр}};$$

$$\text{для МТЗ } Q_b \quad I_{\text{раб.мах}} = 1,4 \cdot I_{\text{ном.тр}},$$

где $I_{\text{ном.тр}}$ – номинальный ток трансформатора стороны НН.

Значение тока срабатывания МТЗ трансформатора (Q_T) должно быть больше, чем уставка МТЗ ввода Q_B из условия (5.3).

Проверка чувствительности МТЗ Q_c и Q_b производится по выражениям (5.4), где в качестве значения тока КЗ основной зоны принимается ток $I_{k2\text{min}}^{(2)}$ (рис. 5.2) и тока КЗ в зоне резервирования – $I_{k1\text{min}}^{(2)}$, т.е. тока КЗ в конце самой длинной линии присоединения.

Часто чувствительность МТЗ оказывается недостаточной за счет больших токов нагрузки. В этом случае применяют МТЗ с пуском по минимальному напряжению, тогда в выражении (5.2) пусковой ток ЭД не учитывают, а в выражении (5.1) коэффициент $K_{c.з.п.}$ принимают равным единице. Значение напряжения срабатывания пускового органа минимального напряжения принимают $U_{cз} = 0,6 \cdot U_{\text{ном}}$. Чувствительность пускового органа проверяется по условию:

$$K_{\text{ч}} \geq \frac{U_{cз}}{U_{\text{ост.мах}}} \geq \frac{U_{cз}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{к}} \cdot I_{\text{к1}}^{(3)}} \geq 1,2,$$

где $Z_{\text{к}}$ – сопротивление кабельной (воздушной) линии наиболее протяженного присоединения.

Следует отметить, что чувствительность МТЗ трансформатора проверяется только при КЗ на шинах 6 (10) кВ, однако, при этом необходимо учитывать схему соединения трансформаторов тока (ТТ), установленных на стороне высшего напряжения и группу соединения обмоток трансформатора. Например, если ТТ соединены в треуголь-

ник, а группа трансформатора Y/Δ , то чувствительность МТЗ проверяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{к.мин}}^{(3)} / I_{\text{сз}},$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(3)}$ – приведенный к стороне высшего напряжения трехфазный минимальный ток при КЗ на выводах низкого напряжения.

Коэффициент чувствительности защиты должен быть $K_{\text{ч}} \geq 1,2$ при условии, что на вводе 6 (10) кВ стороны НН трансформатора установлена своя максимальная токовая защита и ее $K_{\text{ч}} \geq 1,5$. В последнем случае МТЗ трансформатора выполняется с двумя выдержками времени, с меньшей из них отключается ввод НН, а с большей – трансформатор.

Выбор времени срабатывания МТЗ производится в предположении, что все рассматриваемые защиты применяются с независимыми от тока выдержками времени. Поэтому исходной точкой для расчета выдержки времени МТЗ секционного выключателя является то присоединение $Q_{\text{п}}$, у которого МТЗ имеет наибольшую выдержку времени. Степень селективности принимают $\Delta t = 0,2 \div 0,3$ с.

ЗАДАЧА 5.1

Выбрать уставки максимальных токовых цифровых защит на выключателях СВ – $Q_{\text{с}}$, ввода 6 кВ – $Q_{\text{в}}$ и трансформатора – $Q_{\text{т}}$ ГПП (рис. 5.1), если известны: токи коротких замыканий на шинах 6 кВ $I_{\text{к2.min}}^{(3)} = 8,5$ кА; $I_{\text{к2.max}}^{(3)} = 12$ кА, ток КЗ в конце самого протяженного присоединения $I_{\text{к1.min}}^{(3)} = 7$ кА, на выключателе $Q_{\text{п}}$ присоединения установлена МТЗ с уставками по току $I_{\text{сзп}} = 400$ А и по времени $t_{\text{сзп}} = 0,4$ с с независимой характеристикой срабатывания, трансформаторы Т1 и Т2 мощностью по $S_{1\text{р}} = 16$ МВ·А имеют регуляторы РПН с $\Delta U_{\text{рпн}} = \pm 16$ %, характер нагрузки общепромышленный, высоковольтных электродвигателей, подключенных к шинам ГПП, не имеется.

Решение

Распределение нагрузки по секциям шин 6 кВ неизвестно, поэтому для двухтрансформаторной подстанции принимается макси-

мальный ток нагрузки каждой секции, равным 0,7 номинального тока трансформатора.

$$I_{\text{ном.тр.}} = \frac{S_{\text{тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1468 \text{ А};$$

$$I_{\text{max.секц}} = 0,7 \cdot 1468 = 1027,6 \text{ А.}$$

1. Расчет уставок МТЗ секционного выключателя Q_c :

1. по условию отстройки от тока самозапуска

$$I_{\text{с.з.св}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} K_{\text{с.з.п}} \cdot I_{\text{max секц.}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2,2 \cdot 1027,6 = 2855,6 \text{ А,}$$

где принимаем $K_{\text{с.з.п}} = 2,2$;

2. по условию согласования по чувствительности с защитой отходящей линии

$$I_{\text{с.з.св}} = K_{\text{н.с}} (I_{\text{с.з.п}} + I_{\text{max.секц}}) = 1,1(400 + 1027,6) = 1570,4 \text{ А}$$

принимаем ток срабатывания равным 2855,6 А;

3. проверка чувствительности защиты производится по минимальному току двухфазного КЗ:

в основной зоне

$$K_{\text{ч.о.}} = I_{\text{к2 min}}^{(2)} / I_{\text{с.з.св}} = 0,867 \cdot 8500 / 2855,6 = 2,58 > 1,5;$$

в зоне резервирования

$$K_{\text{ч.р.}} = I_{\text{к1 min}}^{(2)} / I_{\text{с.з.св}} = 0,867 \cdot 7000 / 2855,6 = 2,12 > 1,2;$$

4. уставка МТЗ по времени:

$$t_{\text{с.з.св}} = t_{\text{с.з.п.}} + \Delta t = 0,4 + 0,2 = 0,6 \text{ с.}$$

2. Расчет уставок МТЗ ввода 6 кВ

1. Через выключатель ввода и трансформатор в результате успешной работы АВР проходит сумма токов нагрузки одной секции и самозапуска другой, поэтому по условию отстройки от тока самозапуска:

$$\begin{aligned} I_{\text{с.з.в}} &= \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} (K_{\text{с.з.п}} \cdot I_{\text{max св}} + I_{\text{max св}}) = \\ &= \frac{1,2}{0,95} \cdot (2,2 \cdot 1027,6 + 1027,6) = 4153,7 \text{ А.} \end{aligned}$$

По условию согласования с защитой секционного выключателя:

$$I_{\text{сзв}} = K_{\text{н.с.}} (I_{\text{сзсв}} + I_{\text{макс.секц}}) = 1,1 \cdot (2855,6 + 1027,6) = 4271,5 \text{ А}$$

принимаем 4271,5 А;

2. Чувствительность защиты в основной зоне

$$K_{\text{ч.о.}} = 0,867 \cdot 8500 / 4271,3 = 1,725 > 1,5;$$

3. Чувствительность защиты в зоне резервирования

$$K_{\text{ч.р.}} = 0,867 \cdot 7000 / 4271,3 = 1,42 > 1,2;$$

4. Уставка защиты по времени:

$$t_{\text{сзв}} = 0,6 + 0,2 = 0,8 \text{ с.}$$

3. Расчет уставок МТЗ трансформатора:

– Расчетный режим по отстройке от тока самозапуска – подача напряжения на трансформатор, питающий одновременно обе секции (ремонтный режим подстанции):

$$I_{\text{с.з.тр.нн}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} K_{\text{с.з.п}} \cdot 2I_{\text{макс секц.}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 2,2 \cdot 2 \cdot 1027,6 = 5711,3 \text{ А.}$$

– Этот же ток срабатывания защиты, но приведенный к стороне ВН при минимальном коэффициенте трансформации трансформатора Т1 за счет действия переключателя РПН:

$$I_{\text{с.з.тр.вн}} = I_{\text{с.з.тр.нн}} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн.ср}} (1 - \Delta U_{\text{рпн}})} = 5711,3 \cdot \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 372,5 \text{ А.}$$

– По условию согласования с защитой ввода 6 кВ с учетом изменения коэффициента трансформации:

$$\begin{aligned} I_{\text{с.з.тр.вн}} &= K_{\text{н.с.}} (I_{\text{с.з.в}} + I_{\text{нагр.35кВ}}) \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн.ср}} (1 - \Delta U_{\text{рпн}})} = \\ &= 1,2(4271,5 + 0) \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 326,5 \end{aligned}$$

принимаем 372,5 А;

уставка защиты по времени $t_{\text{с.з.тр}} = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с.}$

– Проверка чувствительности защиты трансформатора производится по минимальному току КЗ на шинах 6 кВ, приведенному к стороне ВН при максимальном реально возможном коэффициенте трансформации за счет РПН.

$$I_{\text{к2 min вн}}^{(3)} = I_{\text{к2 min нн}}^{(3)} \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн max}}} = 8500 \cdot \frac{6,3}{126} = 425 \text{ А.}$$

– Учитывая, что трансформаторы тока на стороне ВН соединены в звезду, то коэффициент чувствительности составит

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к2 min вн}}^{(3)} / I_{\text{с.з.тр.вн}} = 425 / 372,5 = 1,141 < 1,2.$$

– Так как чувствительность защиты трансформатора недостаточна, то необходимо применить МТЗ с пуском по минимальному напряжению, причем пусковой орган минимального напряжения выполняется общим для защит на сторонах ВН и НН, а уставку его можно принять равным $0,6U_{\text{ном}}$. В этом случае уставки защит по току выбираются только по условию согласования их по чувствительности, а функцию отстройки защит от тока самозапуска выполняет пусковой орган минимального напряжения и коэффициент самозапуска принимается равным единице.

– В соответствии с вышеприведенным расчетом ток срабатывания МТЗ секционного выключателя вычисляется:

$$I_{\text{с.з.св}} = \frac{K_{\text{н}}}{K_{\text{в}}} K_{\text{с.з.п}} \cdot I_{\text{max секц.}} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 1,0 \cdot 1027,6 = 1297,9 \text{ А.}$$

– Уставка по току защиты ввода 6 кВ:

$$I_{\text{сз.в}} = 1,1 \cdot (1297,9 + 1027,6) = 2558 \text{, А.}$$

– Уставка по току защиты трансформатора

$$I_{\text{с.з.тр.вн}} = 1,2 \cdot 2558 \frac{6,3}{115(1-0,16)} = 200,2 \text{ А.}$$

– Проверка чувствительности защиты СВ:

$$K_{\text{ч.о}} = 0,867 \cdot 8500 / 1297,9 = 5,67;$$

– Проверка чувствительности защиты ввода:

$$K_{\text{ч.о}} = 0,867 \cdot 8500 / 2558 = 2,88;$$

– Проверка чувствительности защиты трансформатора

$$K_{\text{ч.о}} = 425 / 200,2 = 2,12.$$

ДОМАШНЕЕ ЗАДАНИЕ № 5

Для схемы ГПП, приведенной на рис. 5.1, произвести расчет уставок защит АКсв, АКвв, АКт и проверить чувствительность каждой из защит. Токи КЗ принять из задачи 5.1. РПН $\pm 16\%$. Номер варианта соответствует последней цифре зачетной книжки.

№ варианта	$U_{\text{сист}}, \text{кВ}$	$U_{\text{ГПП}}, \text{кВ}$	$S_{\text{T}}, \text{МВ}\cdot\text{А}$	$I_{\text{сзп}}, \text{А}$	$t_{\text{сзп}}, \text{с}$
1	110	10	6,3	200	0,4
2	35	6	10	300	1,6
3	110	10	10	400	0,6
4	35	6	16	300	0,4
5	110	10	16	300	1,0
6	35	6	25	400	0,8
7	110	10	25	450	0,6
8	35	6	16	350	0,4
9	110	10	40	400	1,2
0	35	6	10	250	1,4

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6

РАСЧЕТ УСТАВОК ЗАЩИТ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ВЫСШИМ НАПРЯЖЕНИЕМ 35–110 кВ

Основными защитами от внутренних повреждений трансформаторов являются токовая отсечка (ТО) или дифференциальная защита (ДЗТ), а также газовая защита (ГЗ). В качестве резервной защиты трансформатора от внешних КЗ применяют МТЗ.

Токовая отсечка без выдержки времени применяется на трансформаторах мощностью до 4000 кВ·А. При большей мощности трансформатора или при недостаточной чувствительности токовой отсечки применяют дифференциальную защиту.

6.1. Общие положения расчета дифференциальной защиты трансформатора на цифровых реле

Цифровые реле дифференциальной защиты трансформатора выпускаются в отдельном исполнении, т.е. отдельным блоком, например, реле типа Seram 2000 – D21 для двухобмоточных и Seram 2000 – D31 для трехобмоточных трансформаторов, причем эти реле подключаются к отдельным (от МТЗ или ТО) трансформаторам тока сторон ВН и НН. В цифровых защитах выравнивание вторичных токов в плечах защиты по величине и фазе производится программным (расчетным) способом. Поэтому нет необходимости рассчитывать числа витков уравнивательных и рабочей обмоток.

В цифровых реле отстройка от тока небаланса, вызванного броском тока намагничивания трансформатора, производится за счет блокировки цифровых реле по 2- и 5-ой гармоникам дифференциального тока. Отстройка от бросков тока намагничивания позволяет в цифровых реле минимальный дифференциальный ток срабатывания защиты (I_{dmin}) принять равным 30 % номинального тока трансформатора. Для сравнения – в защитах с реле типа ДЗТ-11 ток срабатывания равен 150 % номинального.

Принцип торможения дифференциальной защиты при сквозных токах КЗ остался прежним. При КЗ за пределами зоны действия ДЗТ, трансформаторы тока стороны НН обтекаются током и реле автоматически загроубляется, т.е. ток срабатывания его увеличивается по мере роста тока сквозного замыкания (тормозного тока). Уставкой по степени торможения в цифровых реле принято считать отношение

дифференциального тока (I_d) к тормозному току (I_t) в процентах и рассчитывается оно по выражению:

$$\frac{I_d}{I_t} \geq K_n \cdot (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U), \quad (6.1)$$

где K_n – коэффициент надежности равен 1,2;

ε – погрешность трансформаторов тока, принимается равной 10 %;

K_a – коэффициент, учитывающий рост погрешности при больших токах за счет апериодической составляющей, принимается равным 1,5;

ΔU – диапазон регулирования коэффициента трансформации защищаемого трансформатора, в зависимости от типа трансформатора и регулятора РПН значение ΔU принимается равным 16 % или 10 %.

Тормозная характеристика цифрового реле Seram 2000 – Д21 (Д31) приведена на рис. 6.1.

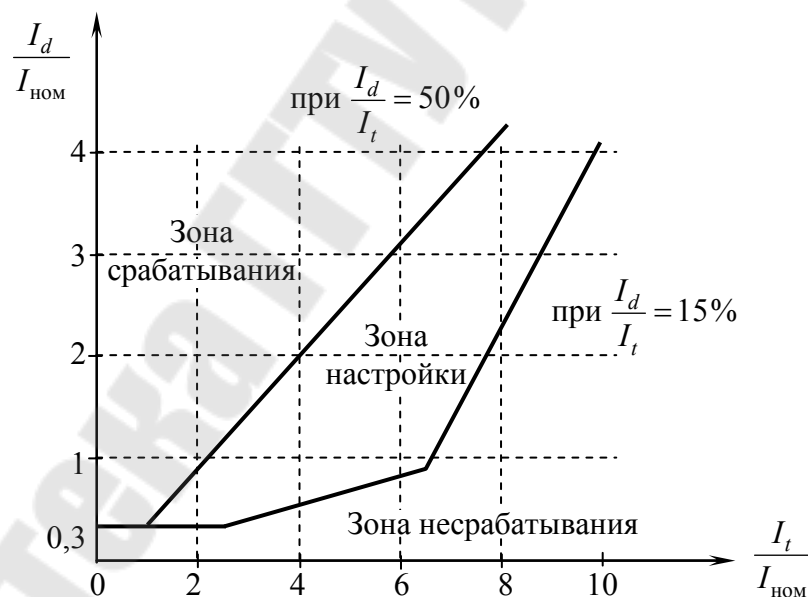


Рис. 6.1. Тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора

Зона настройки процентного торможения реле находится в диапазоне 15-50 %. Например, для трансформатора с $\Delta U_{\text{РПН}} = 16\%$ имеем:

$$\frac{I_d}{I_t} \geq 1,2 \cdot (1,5 \cdot 10 + 16) = 37,2 \% \text{ \%}.$$

Принимается 40 %-ная тормозная характеристика. Указанное значение выставляется в реле в качестве уставки дифференциальной защиты.

Чувствительность дифференциальной защиты оценивается при минимальном токе двухфазного КЗ на выводах НН трансформатора по формуле:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(2)} / (0,3I_{\text{ном.тр}}) \geq 2,$$

где $I_{\text{к.мин}}^{(2)}$ – приведенный к стороне ВН двухфазный ток КЗ, который при схеме соединения трансформаторов тока на стороне ВН в звезду численно равен трехфазному току КЗ.

Степень торможения оценивается при трехфазном максимальном токе КЗ на шинах НН подстанции по выражению:

$$I_d = \left(\frac{I_d}{I_t} \right)_{\text{уст}} \cdot \frac{I_{\text{к.мах}}^{(3)}}{I_{\text{ном.тр}}}.$$

В нашем примере предположив, что максимальный ток КЗ на шинах НН $I_{\text{к.мах}}^{(3)} = 8000 \text{ А}$, $I_{\text{ном.тр}} = 1400 \text{ А}$, получим:

$$I_d = 40 \cdot 8000 / 1400 = 230 \% ,$$

т.е. уставка возросла с 30 % до 230 % номинального тока или в 7,6 раза.

В некоторых типах дифференциальных ЦР, например MICOM/P632 (ALSTOM), при токах КЗ свыше $6I_{\text{ном.тр}}$ срабатывает дифференциальная токовая отсечка. При этом токе фактор торможения уже не действует. Кроме того, для таких реле в характеристике процентного торможения дополнительно к показанной на рис. 6.2 определяется наклон ($tg\alpha$) характеристики первого участка торможения при малых значениях сквозных токов от 0 до $2,5I_{\text{ном.тр}}$. Данная характеристика рассчитывается по выражению (6.1), в котором коэффициент K_a принимается равным единице, а значение $\varepsilon = 5 \%$.

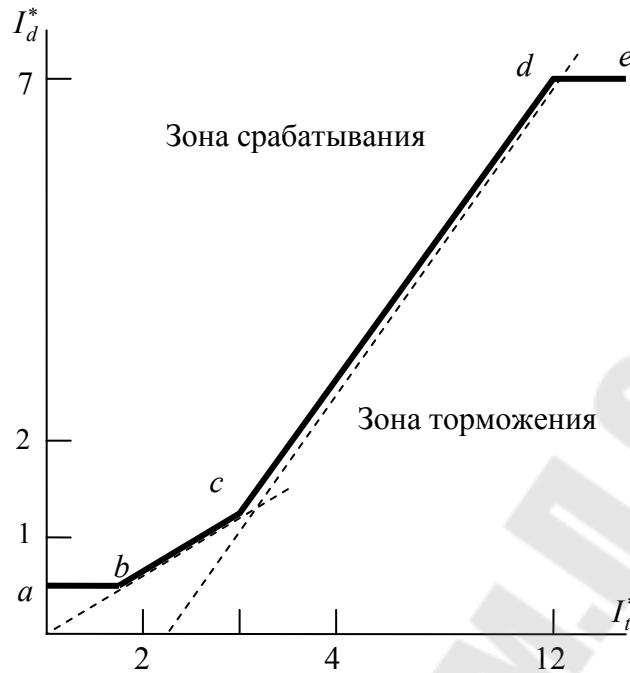


Рис. 6.2. Тормозная характеристика цифрового реле REF-542

Из приведенных на рисунках 6.1-6.2 тормозных характеристик дифференциальных реле различных фирм видно, что они похожи друг на друга и принципы, на которых они выполняются, одинаковы. Имеется начальный ток срабатывания значительно меньший номинального тока трансформатора, участок с малым торможением для малой величины тока, участок с большим торможением для больших токов, при которых погрешность ТТ существенно возрастает. Как правило, в состав ДЗТ входит дифференциальная отсечка, которая обеспечивает быстрое отключение КЗ при больших токах, когда торможение может замедлить срабатывание защиты. Отстройка от броска намагничивающего тока трансформатора производится за счет торможения второй гармоникой тока намагничивания, а при перевозбуждении – пятой гармоникой.

Многолетний опыт эксплуатации ДЗТ на базе аналоговых реле типа ДЗТ-11 и ДЗТ-21 показал высокую их эффективность срабатывания при внутренних повреждениях трансформатора и несрабатывания (отстройки) при внешних КЗ за счет торможения, то есть автоматического увеличения уставки реле при протекании тока КЗ через ТТ стороны НН трансформатора, что свидетельствует о повреждении вне зоны действия ДЗТ. По этой причине разработчики микропроцессор-

ных защит взяли за основу тормозную характеристику дифференциального реле типа ДЗТ-21.

Кроме того, ранее был разработан для аналоговых электронных реле ДЗТ-21, РСТ-15 принцип отстройки ДЗТ от бросков тока намагничивания по второй гармонике дифференциального тока, который и был в дальнейшем реализован программным путем в цифровых реле. Простота настройки и гибкость выбора наиболее оптимальных защитных характеристик цифровых реле дает им неоспоримые преимущества перед аналоговыми защитами.

При выборе уставок цифровой ДЗТ рекомендуется использовать методику выбора уставок близкого по характеристике аналогового полупроводникового реле типа ДЗТ-21.

6.2. Пример расчета ДЗТ на цифровом реле REF-542

Произвести расчет уставок ДЗТ трансформатора мощностью 25 МВ·А напряжением 110/6кВ. Токи трехфазного КЗ за трансформатором, приведенные к стороне ВН равны в максимальном режиме 1470 А и минимальном режиме 1320 А.

1. Определяем номинальные токи трансформатора при среднем положении регулятора РПН ($\Delta U_{\text{рпн}} = \pm 16\%$)

$$I_{\text{ном.ВН}} = 126 \text{ А}; I_{\text{ном.НН}} = 2190 \text{ А};$$

2. Номинальные токи трансформаторов тока составят:

- сторона ВН – 300/5 А;

- сторона НН – 2000/5 А.

3. Коэффициент пересчета (базовый коэффициент) стороны ВН:

$$K_{\text{п.ВН}} = 126/300 = 0,42; \text{ стороны НН: } K_{\text{п.НН}} = 2190/200 = 1,1.$$

4. Цифровое реле градуировано в относительных единицах к номинальному вторичному току трансформаторов тока стороны ВН, принятой за основную. Вторичные токи стороны НН пересчитываются к основной стороне автоматически. Выравнивание вторичных токов в плечах ДЗТ по величине и фазе производится программным путем.

5. Минимальный ток срабатывания ДЗТ при КЗ в зоне ее действия принимают равным $0,3I_{\text{ном}}$ трансформатора для ЦР и $0,5I_{\text{ном}}$ для ДЗТ-21. Для сравнения в реле ДЗТ-11 принимают ток срабатывания, равным $1,5I_{\text{ном}}$, так как это реле не имеет блокировки по второй гармонике.

6. Принимая $I_{\text{ср.мин}} = 0,3I_{\text{ном.тр}}$ и приводя это значение к номинальному току трансформаторов тока, получим:

$$I_{\text{ср.мин}} = 0,3 \cdot 0,42 = 0,126 \text{ о.е.}$$

7. Минимальное значение дифференциального тока срабатывания в цифровом реле из диапазона возможных уставок (0,15...1,2) равно 0,15 о.е. Тогда уставка на реле горизонтального участка тормозной характеристики составит в относительных единицах: $I_d = 0,15/0,42 = 0,36$.

Принимаем $I_d = 0,4$ о.е.

8. При малых значениях тока (до $2,5I_{\text{ном.тр}}$) ТТ работают с погрешностью $\varepsilon \leq 5\%$. Определим наклон (коэффициент торможения) первого участка тормозной характеристики, исходя из условия отстройки от тока небаланса при малых токах:

$$I_{d1} \geq K_{\text{отс}} \cdot (\varepsilon + \Delta U) \cdot 2,5 = 1,5 \cdot (0,05 + 0,16) \cdot 2,5 = 0,79.$$

Принимаем $I_{d1} = 0,8$ о.е.

На рис. 6.3 изображена тормозная характеристика зависимости дифференциального тока (I_d) от тормозного тока (I_T) в относительных единицах (относительно номинального тока трансформатора). Горизонтальная линия (отрезок А-В) проводится на уровне $I_d = 0,4$ о.е. Для построения второго уровня тормозной характеристики отмечается точка с координатами: $I_{d1} = 0,8$ о.е. и $I_T = 2,55$ о.е. Через эту точку и начало координат проводится прямая линия.

Пересечение этой прямой с горизонтальной линией (точка В) определяет первый излом тормозной характеристики.

Коэффициент 1-го участка торможения равен $\text{tg}\alpha_1 = I_{d1}/I_T = 0,8/2,5 = 0,32$.

9. Выбирается наклон 2-го (основного) участка торможения. Для этого определим значение дифференциального тока при КЗ на шинах 6 кВ из условия отстройки от максимального тока небаланса. Максимальный ток КЗ (тормозной ток) при этом повреждении равен 1470 А, приведенный к стороне ВН, что составляет кратность $I_t = 1470/126 = 11,7$ о.е. Значение дифференциального тока определяется по выражению:

$$I_{d2} \geq K_{\text{отс}} \cdot (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_T = 1,5 \cdot (1,5 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 11,7 = 5,44,$$

где K_a – коэффициент апериодической составляющей, равный 1,5;

ε – 10 %-ая погрешность трансформаторов тока;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки.

Для повышения надежности принимаем $I_{d2} = 7$ о.е.

Второй участок торможения на рис 9.14 представляет прямую линию, проведенную через точку с координатами 11,7; 7,0 – (точка «D») и точку на оси абсцисс $I_T = 2,5$.

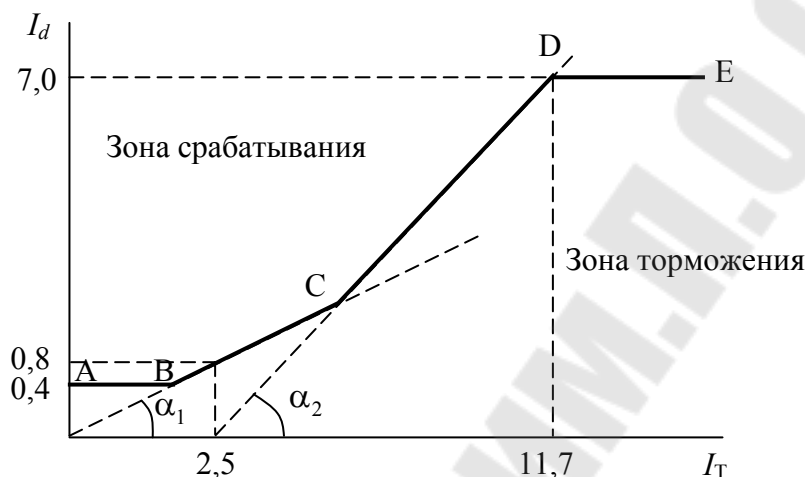


Рис. 6.3. Тормозная характеристика к примеру 6.1

Пересечение этой прямой с первым участком торможения дает точку второго излома тормозной характеристики (точка С). Вторым излом характеризуется коэффициентом торможения:

$$tg\alpha_2 = \frac{I_{d2}}{I_{T2} - I_{T1}} = \frac{7}{11,7 - 2,5} = 0,76.$$

Отметим, что наклон касательной линии к тормозным характеристикам аналоговых реле ДЗТ-11 и ДЗТ-21 составляет $tg\alpha = 0,75$.

10. Определим уставку дифференциальной токовой отсечки (значение тока срабатывания которой не зависит от величины тормозного тока). Как и для любой токовой отсечки ток срабатывания выбирается по двум условиям:

– по условию отстройки от максимального тока небаланса при КЗ за трансформатором и при максимальном значении коэффициента апериодической составляющей ($K_a = 3$):

$$I_{d3} \geq K_{отс} \cdot (K_a \cdot \varepsilon + \Delta U) \cdot I_T = 1,2 \cdot (3 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 11,7 = 6,46;$$

– по условию отстройки от броска тока намагничивания трансформатора при его включении $I_{d3} \geq 6 \cdot I_{ном}$ Принимаем $I_{d3} = 7$ о.е.

11. Проверим чувствительность дифференциальной защиты.

При КЗ в зоне срабатывания чувствительность защиты можно не проверять, так как уставка составляет $0,4I_{\text{НОМ}}$ при минимальном токе КЗ $4,8I_{\text{НОМ}}$.

Следует отметить, что при перегрузке трансформатора до $(1,4...1,5) \cdot I_{\text{НОМ}}$ (рис. 9.14) торможение фактически отсутствует, следовательно, в этом режиме ток срабатывания составляет $0,4I_{\text{НОМ}}$ и защита может реагировать на однофазные КЗ и межвитковые замыкания в обмотке трансформатора.

Проверяется чувствительность дифференциальной отсечки при КЗ на выводах ВН трансформатора. Для этого определяется ток КЗ на шинах 110 кВ в минимальном режиме системы. Для рассматриваемого случая он равен 4,3 кА.

$$I_{\text{к.мин}} = U_{\text{ср}} / (\sqrt{3} \cdot Z'_{\text{с.макс}}) = 115 / \sqrt{3} (14,213 + j48,365) = 1320.$$

Тогда, чувствительность защиты при двухфазном КЗ составит:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(2)} / (I_{\text{НОМ.тр}} \cdot I_{\text{д3}}) = 0,866 \cdot 4200 / (126 \cdot 7,0) = 4,1 \geq 2.$$

На рис. 6.3 ломаная линия А, В, С, D, Е отображает тормозную характеристику дифференциальной защиты цифрового реле. Сравнивая данную характеристику с тормозной характеристикой аналогового реле ДЗТ-21(11), видим их полную адекватность.

Настройка цифрового реле на заданную характеристику осуществляется по разному. В одних реле, например REF-542, она задается следующими параметрами: значениями $I_{\text{д1}}$, $I_{\text{д2}}$, координатами точек «В» и «С» (по оси абсцисс) и величиной $\text{tg}\alpha_2$. В других реле (R31PT)- значениями: $I_{\text{д1}}$, $I_{\text{д2}}$, $\text{tg}\alpha_1$, $\text{tg}\alpha_2$. Тормозная характеристика цифрового реле типа RET-316 несколько отличается от рассмотренной (рис. 6.3), но принцип расчета тот же. Вместе с тем, следует отметить, что уставки реле RET-316 можно не рассчитывать, если их принять такими как рекомендует фирма-производитель независимо от мощности трансформатора.

Пример

Рассчитать ток срабатывания МТЗ трансформатора, установленного на двухтрансформаторной подстанции ГПП. Исходные данные:

– параметры трансформатора ТДН-16000/115/6,6; $\Delta U_{РПН} = \pm 16\%$; напряжения КЗ трансформатора при крайних и среднем положениях РПН: $u_{к.маx} = 11,71\%$; $u_{к.мин} = 9,8\%$; $u_{к.ср} = 10,5\%$;

– сопротивление энергосистемы в минимальном режиме при КЗ на шинах 110 кВ подстанции: $X_{с.мин} = 30 \text{ Ом}$;

– максимальный рабочий ток нагрузки одного трансформатора при выведенном в ремонт втором составляет:

$$I_{р.маx} = 1,4 \cdot I_{ном} = 1,4 \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1960 \text{ А.}$$

Решение

1. Определяем сопротивление трансформатора при максимальном допустимом напряжении обмотки ВН и значении $u_{к.маx}$:

$$X_{тр.маx} = \frac{u_{к.маx} \cdot U_{ВНмаx}^2}{100 \cdot S_{н.тр}} = \frac{11,71 \cdot 126^2}{100 \cdot 16} = 116 \text{ Ом.}$$

2. Значение минимального тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенного к сторонам ВН и НН:

$$I_{к.минВН}^{(3)} = \frac{U_{ВНмаx}}{\sqrt{3}(X_{с.мин} + X_{тр.маx})} = \frac{126000}{\sqrt{3}(30 + 116)} = 498 \text{ А.}$$

3. Определяем ток срабатывания МТЗ ввода 6 кВ (защита трансформатора на стороне НН). Расчетный режим – подача напряжения на трансформатор при максимальной нагрузке трансформатора по:

$$I_{сзНН} = K_{н} \cdot K_{сзп} \cdot I_{р.маx} / K_{в} = 1,2 \cdot 2,2 \cdot 1960 / 0,96 = 5390 \text{ А,}$$

где $K_{сзп}$ – коэффициент самозапуска нагрузки; для общепромышленной нагрузки и городских сетей принимаем $K_{сзп} = 2,2$.

4. Коэффициент чувствительности защиты при КЗ на шинах 6 кВ:

$$K_{ч} = I_{к.минНН}^{(2)} / I_{сзНН} = 0,867 \cdot 9512 / 5390 = 1,53 > 1,5.$$

5. Определяем ток срабатывания МТЗ трансформатора (защита ввода 110 кВ) при минимальном значении коэффициента трансформации трансформатора:

$$I_{\text{сзВН}} = \frac{K_{\text{нс}} \cdot I_{\text{сзНН}}}{K_{\text{тр.min}}} = \frac{1,25 \cdot 5390}{115(1-0,16)/6,6} = 460 \text{ А.}$$

6. Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора при минимальном токе КЗ за трансформатором:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.minВН}}^{(3)} / I_{\text{сзВН}} = 498/460 = 1,08$$

что недопустимо, так как меньше требуемого 1,2. Здесь, поскольку применяется цифровое реле и ТТ на стороне ВН соединены в полную звезду, то ток двухфазного КЗ за трансформатором численно равен току трехфазного КЗ.

Если ТТ на стороне ВН соединить по схеме треугольника, то:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.minВН}}^{(2)} / I_{\text{сзВН}} = 0,867 \cdot 498/460 = 0,94.$$

В случае отсутствия защиты на стороне НН трансформатора (ввод 6 кВ), чувствительность МТЗ трансформатора должна быть повышена до значения 1,5.

Следовательно, МТЗ трансформатора не проходит по чувствительности. В этом случае применяют МТЗ с пуском по минимальному напряжению (можно принять без расчета $U_{\text{сз}} = 0,6 \cdot U_{\text{ном}}$ и выбор уставок защит выполняют следующим образом.

7. Ток срабатывания МТЗ ввода 6 кВ при $K_{\text{сзп}} = 1$:

$$I_{\text{сзНН}} = K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{р.max}} / K_{\text{в}} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1960/0,96 = 2450 \text{ А.}$$

8. Ток срабатывания МТЗ трансформатора:

$$I_{\text{сзВН}} = \frac{K_{\text{нс}} \cdot I_{\text{сзНН}}}{K_{\text{тр.min}}} = \frac{1,25 \cdot 2450}{115(1-0,16)/6,6} = 210 \text{ А.}$$

9. Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора с блокировкой по напряжению:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.minВН}}^{(2)} / I_{\text{сзВН}} = 0,867 \cdot 498/210 = 2,05.$$

ДОМАШНЕЕ ЗАДАНИЕ № 6

Построить тормозную характеристику и рассчитать уставки МТЗ трансформатора. Номер задания соответствует последней цифре зачетной книжки.

№ варианта	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	S_T , МВ·А	X_c , Ом	$I_{к max}$, А (ВН)	$I_{к min}$, А (ВН)
1	110	10	6,3	22	1400	1300
2	110	6	10	25	1600	1450
3	110	10	10	28	1300	1200
4	110	6	16	30	1450	1300
5	110	10	16	35	1700	1550
6	110	6	25	40	1100	950
7	110	10	25	30	2000	1950
8	110	6	40	28	1980	1820
9	110	10	40	25	1850	1610
0	110	6	6,3	20	1760	1580

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 7

ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1000 В

Основной защитой электродвигателей (ЭД) от междуфазных КЗ является токовая отсечка, если мощность ЭД меньше 5 МВт или дифференциальная защита, если $P_{эд} \geq 5$ МВт. Дифференциальная защита может применяться и при меньшей чем 5 МВт мощности двигателя при условии, что обмотки этих двигателей имеют выводы со стороны нейтрали. Кроме защит от междуфазных КЗ на двигателе должна быть предусмотрена защита от однофазных замыканий на землю, порядок выбора уставок которой рассмотрен ранее.

7.1. Расчет токовой отсечки двигателя

Ток срабатывания отсечки выбирается по выражению

$$I_{с.з} \geq K_n \cdot I_{пуск}, \quad (7.1)$$

где K_n – коэффициент надежности, для цифровых реле, принимается 1,3-1,4;

$I_{пуск}$ – пусковой ток ЭД.

Коэффициент чувствительности отсечки проверяется по выражению:

$$K_{ч} = I_{к.мин}^{(2)} / I_{с.з}, \quad (7.2)$$

где $I_{к.мин}^{(2)}$ – минимальный двухфазный ток КЗ на линейных выводах ЭД.

Согласно ПУЭ должно выполняться условие $K_{ч} \geq 2$.

Если в выражении (7.1) в качестве $I_{пуск}$ принять паспортное значение пускового тока ЭД, то чувствительность отсечки может оказаться недостаточной. В этом случае следует рассчитать реальное значение пускового тока с учетом сопротивления питающего источника по выражению:

$$I_{пуск} = U_{нн.ср} / [\sqrt{3}(x_{нн.мин} + x''d)], \quad (7.3)$$

где обозначения те же, что и в формуле (7.2).

Следует отметить, что токовая отсечка защищает только часть обмотки ЭД, расположенной ближе к линейным выводам. Указанную часть обмотки в процентах можно определить по формуле:

$$I_{\text{то}} = (I_{\text{к.мин}}^{(2)} - I_{\text{с.з}}) / I_{\text{кз.мин}}^{(2)} \cdot 100 \%.$$

7.2. Расчет дифференциальной защиты двигателя

Для 100%-го охвата всей обмотки двигателя применяют дифференциальную защиту. В цифровых реле ток срабатывания дифференциальной защиты принимается равным 50 % номинального тока двигателя. Торможение дифференциальной защиты от пусковых токов и чувствительность дифференциальной защиты осуществляется также как в трансформаторах.

Повысить чувствительность токовой отсечки можно применив цифровое реле SPAC-802, у которого есть функция автоматического удвоения уставки токовой отсечки при пуске двигателя. Данная функция работает по следующему алгоритму.

В реле имеется три токовых пороговых органа (ПО). Два первых ПО максимального тока с уставками $0,1 \cdot I_{\text{ном}}$ и $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$, а третий ПО – минимального тока с уставкой $1,25 \cdot I_{\text{ном}}$. При быстром нарастании тока два первых ПО последовательно срабатывают и если промежуток времени между срабатыванием ПО1 и срабатыванием ПО2 не превысит 60 мс, то это будет свидетельствовать о начале пуска двигателя, а не его перегрузке. В этот момент цифровое реле удваивает уставку токовой отсечки, которая в данном случае будет отстроена от максимального пускового тока. После окончания процесса пуска двигателя, его ток уменьшается до номинального значения. При достижении порога срабатывания ПО3 снимается удвоение уставки и токовая отсечка уже будет работать с повышенной чувствительностью к коротким замыканиям в работающем двигателе.

Однако данная функция имеет недостаток: она может необоснованно загрузить токовую отсечку в случае включения двигателя на короткое замыкание.

На современных цифровых реле имеется возможность выполнить защиту двигателя от затяжного пуска и заклинивания ротора. Первая защита срабатывает и отключает двигатель, если ток двигателя от начала процесса пуска превышает значение $3 \cdot I_{\text{ном}}$ в течение заданного времени $t_1 \approx 2t_{\text{пуск}}$. Начало пуска обнаруживается в момент увеличения потребляемого тока от 0 до значения более 5 % номи-

нального тока. Вторая защита срабатывает если пуск завершен, двигатель работает нормально и в установившемся режиме неожиданно ток двигателя достигает значения более $3 \cdot I_{\text{НОМ}}$ и держится в течение заданного времени $t_2 = 3 - 4 \text{ с}$.

7.3. Защита минимального напряжения

Защита минимального напряжения (ЗМН) применяется на всех без исключения двигателях. Если количество двигателей, подключенных к одной секции шины больше одного, то в общем случае применяется двухступенчатая ЗМН.

Первая ступень ЗМН выполняет функцию отключения ответственных двигателей для обеспечения самозапуска ответственных по технологии агрегатов. Уставка ЗМН-1 выбирается по условию обеспечения возврата реле напряжения при восстановлении напряжения на шинах после отключения КЗ токовыми защитами присоединения. При этом необходимо, чтобы все защиты отходящих от шин линий имели токовые отсечки без выдержки времени. Если это условие не выполняется, двигатели могут затормозиться и последует одновременный самозапуск всех двигателей (групповой), который может оказаться неуспешным. Выдержка времени ЗМН-1 отстраивается от времени действия МТЗ отходящих линий и обычно равна по времени МТЗ питающего ввода. Таким образом, уставки ЗМН-1 следующие:

$$U_{\text{сз}} \leq (0,6 \div 0,7)U_{\text{НОМ}}; t_{\text{сз}} \approx t_{\text{МТЗ.В}}$$

Вторая ступень ЗМН применяется для ответственных двигателей и уставка ее определяется значением напряжения на шинах, при котором самозапуск двигателей не может быть обеспечен. Выдержка времени второй ступени определяется технологическими условиями работы механизмов.

Таким образом, уставки ЗМН-2 следующие:

$$U_{\text{сз}} \leq (0,4 \div 0,5)U_{\text{НОМ}}; t_{\text{сз}} \approx (3 \div 9) \text{ с}$$

7.4. Особенности защиты синхронных двигателей

Синхронный двигатель (СД), кроме указанных выше защит, имеет защиту от асинхронного хода. Асинхронный ход опасен тем, что в роторе возбужденного СД наводится ЭДС и соответствующие ей токи с частотой скольжения, которые вызывают нагрев ротора, а при большом скольжении еще и его вибрацию. Асинхронный ход цифровым реле выявляется по величине реактивной мощности, по-

требуемой двигателем. Данная защита отключает двигатель с выдержкой времени около 16÷20 с при достижении реактивной мощности значения более 50 % номинальной мощности двигателя. Уставка задается в кВ·А реактивных.

В цифровом реле типа БМРЗ-ДС заложена новая защитная функция – опережающее отключение синхронных двигателей при потере устойчивости. Отключение СД производится в начальной стадии аварийных процессов, вызванных короткими замыканиями в питающей сети в тех случаях, когда в последующем процессе развития аварии двигатель теряет динамическую устойчивость и попадает в асинхронный режим с возбуждением. Данную защиту целесообразно применять для тех СД, у которых ресинхронизация невозможна без разгрузки двигателя. Это относится к тихоходным синхронным двигателям с поршневыми компрессорами или приводными механизмами с высоким противодавлением.

7.5. Защита от перегрузки на основе тепловой модели

Перегрузка электродвигателей или трансформаторов вызывает чрезмерный нагрев их обмоток и может привести к повышенному износу или тепловому пробое изоляции. Допустимое время перегрузки находится в обратнопропорциональной зависимости от квадрата величины тока перегрузки. Поэтому защита от перегрузки двигателя на аналоговых реле выполняется с использованием обратозависимой от тока выдержки времени (индукционный элемент реле типа РТ-80). Вместе с тем, такой принцип выполнения защиты не отслеживает температуру защищаемого объекта. При повторном пуске двигателя с горячего состояния реле РТ-82 имеет такую же выдержку времени, как и при пуске холодного двигателя.

Более совершенный принцип выполнения защиты от перегрузки используется в цифровых реле, в которых температура защищаемого объекта косвенно отслеживается как при нагреве, так и при охлаждении. Защита срабатывает, когда интегральная температура превысит допустимое значение.

Тепловая модель двигателя описывается следующим выражением [5]:

$$\theta = I_*^2 \cdot (1 - e^{-t/T}) + \theta_{\text{нач}} \cdot e^{-t/T} \cdot p, \quad (6.3)$$

где θ – интегральная температура модели в относительных единицах;

$\theta_{\text{нач}}$ – начальная температура, с которой двигатель начинает охлаждаться;

I_* – кратность тока перегрузки по отношению к значению номинального тока двигателя, увеличенному на 5 %;

t – текущее время, с;

T – тепловая постоянная времени, с.

p – коэффициент изменения начальной температуры модели, значение которого принимается в зависимости от заданных условий.

Первое слагаемое выражения (6.3) отражает процесс нагрева, а второе – охлаждение двигателя.

В качестве тепловой характеристики двигателя в зарубежной практике используется параметр t_{6x} , под которым подразумевается предельно допустимое время нахождения холодного двигателя в заторможенном состоянии при 6-кратном токе. У обычных двигателей параметр t_{6x} превышает время пуска примерно в два раза ($t_{6x} \approx 2 \cdot t_{\text{п}}$). Существует однозначная связь между постоянной времени T и параметром t_{6x} , что вытекает из уравнения (6.3) после его решения относительно t :

$$t_{6x} = T \cdot \ln[(I_*^2 - I_{*\text{нач}}^2 P) / (I_*^2 - I_{*\text{откл}}^2)] = T \cdot \ln[(6^2 - 0) / (6^2 - 1,05^2)] = T/32.$$

Отсюда постоянную времени нагрева $T_{\text{н}}$ можно определить по следующей формуле:

$$T_{\text{н}} = 60 \cdot t_{\text{п}},$$

где $t_{\text{п}}$ – время пуска, определяемое из опыта пуска двигателя при полной нагрузке.

После отключения двигателя процесс его остывания характеризуется постоянной времени остывания T_0 , значение которой намного больше постоянной времени нагрева:

$$T_0 = (2 - 4)T_{\text{н}}.$$

Это объясняется отсутствием принудительной вентиляции остановленного двигателя.

Ниже на конкретном примере показано как тепловая модель цифрового реле отслеживает температуру обмотки двигателя при его включении и отключении.

Предположим, из опытных данных известно, что кратность пускового тока двигателя равна $6I_{\text{ном}}$, а время пуска – $t_{\text{п}} = 5 \text{ с}$. Тогда:

$$T_{\text{н}} = 60 \cdot 5 = 300 \text{ с}; \quad T_0 = 4T_{\text{н}} = 4 \cdot 300 = 1200 \text{ с}.$$

Согласно ПТЭ двигатели обязаны обеспечивать 2 пуска из холодного состояния и 1 из горячего состояния. Поэтому в тепловой модели принимаем $p = 0,5$ при $I_{\text{дв}} > I_{\text{ном.дв}}$ и $p = 1$ при $I_{\text{дв}} \leq 1,05I_{\text{ном.дв}}$.

При включении двигателя из холодного состояния ($\theta_{\text{нач}} = 0$) температуру его обмотки к концу пуска, определим по выражению (6.3):

$$\theta = I_*^2 (1 - e^{-t/T}) + 0 = (6/1,05)^2 (1 - e^{-5/300}) = 0,54,$$

т.е. двигатель будет нагрет до 54 % допустимой температуры.

Если после окончания пуска двигатель перейдет в режим нормальной работы с номинальным током, то процесс изменения температуры будет описываться выражением (6.3), в котором коэффициент $p = 1$. Например, спустя 10 мин (600 с) после пуска температура двигателя составит:

$$\theta = (1/1,05)^2 \cdot (1 - e^{-600/300}) + 0,54 \cdot e^{-600/300} \cdot 1 = 0,86 \text{ (86 \%)}.$$

Установившееся же значение температуры двигателя нормального режима при $t = \infty$, составит:

$$\theta = I_*^2 = (1/1,05)^2 = 0,91.$$

Следует отметить, что значение допустимой (100 %-ной) температуры двигателя в среднем составляет $120 \div 135^\circ\text{C}$.

Можно показать, что защита разрешит пуск двигателя, работающего с полной загрузкой и из горячего состояния при температуре равной 91 % (здесь p принимается равным 0,5):

$$\theta = (6/1,05)^2 \cdot (1 - e^{-5/300}) + 0,91 \cdot e^{-5/300} \cdot 0,5 = 0,987.$$

Как видно, при самозапуске двигателя (из горячего состояния) его температура не превысит допустимого значения. При этом в процессе установившейся работы температура двигателя снова установится на уровне 91 %.

Проверим требование ГОСТ183-74 на отечественные электродвигатели, допускающего нахождение ЭД в течение 2 минут в режиме перегрузки 1,5-кратным током:

$$\theta = (1,5/1,05)^2 \cdot (1 - e^{-120/300}) + 0,91 \cdot e^{-120/300} \cdot 0,5 \leq 100 \%.$$

Как видим, требования ГОСТа выполняются.

Определим температуру двигателя через 25 мин после его отключения:

$$\theta = 0 + 0,91 \cdot e^{-1500/1200} \cdot 1 = 0,26.$$

Поскольку процесс нагрева и охлаждения двигателя происходит по экспоненциальному закону, то для полного остывания двигателя должно пройти время не менее $3T_0 = 3 \cdot 1200 = 3600$ с, т.е. 1 час.

Надо отметить, что в качестве уставок защиты от перегрузки в цифровое реле, например Seram 2000, вводят значения постоянных времени T_n и T_0 , а также температуру в процентах, при которой защита должна действовать на сигнал и на отключение, например, 98 % и 110 % соответственно.

При аварийном отключении двигателя защитой от перегрузки его пуск в дальнейшем блокируется до охлаждения двигателя до заданной температуры. Текущее значение температуры двигателя можно вывести на дисплей реле.

Как выше отмечалось, цифровые реле измеряют значения симметричных составляющих токов прямой и обратной последовательностей ($I_{пр}$ и $I_{обр}$). Последняя появляется при несимметрии и неполнофазном режиме. Составляющая обратной последовательности генерирует в роторе двигателя токи значительной амплитуды, которые создают существенное повышение температуры в обмотке ротора и его вибрацию. Поэтому в цифровых реле с превышением величины $I_{обр}$ значения порога срабатывания (уставки) специальная защита от несимметрии отключает двигатель с выдержкой времени. Кроме того, повышенная интенсивность нагрева двигателя при появлении тока обратной последовательности учитывается в тепловой модели следующим образом.

Вычисляется эквивалентный ток:

$$I_{эkv} = \sqrt{I_{пр}^2 + KI_{обр}^2},$$

где K – коэффициент усиления влияния тока обратной последовательности на допустимую перегрузку.

При отсутствии необходимых данных значение K принимается равным 4 для отечественных двигателей и около 6 для зарубежных.

Вычисление кратности тока I_* в выражении (6.3) производится по величине эквивалентного тока.

Например, определим допустимое время перегрузки двигателя при неполнофазном режиме (обрыв провода на линии 110 кВ). В этом случае, поскольку $I_{пр} = I_{обр}$, значение эквивалентного тока составит

$$I_{э\text{кв}} = \sqrt{I_{пр}^2 + 4I_{пр}^2} = 2,236I_{пр}.$$

Подставив в выражение (6.3) значение $I_{э\text{кв}}$ при времени $t = 43$ с, получим:

$$\theta = (2,236/1,05)^2 \cdot (1 - e^{-43/300}) + 0,91e^{-43/300} \cdot 0,5 = 100 \text{ \%}.$$

Следовательно, данный двигатель при неполнофазном режиме отключится защитой от перегрузки за время около 45 с.

Следует отметить, что при тепловых расчетах реальное значение пускового тока двигателя необходимо вычислять по выражению (6.1, а).

В задании № 7 для электродвигателя выбираются уставки следующих видов защит: от междуфазных КЗ; от замыкания на землю; от перегрузки; минимального напряжения.

Рекомендуется придерживаться следующей последовательности расчета. Определяется номинальный ток двигателя:

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

1. В качестве защиты от междуфазных КЗ в обмотке статора применяют токовую отсечку при мощности ЭД меньше 5 МВт или дифференциальную защиту при $P_{\text{дв}} \geq 5$ МВт. Токовую отсечку рекомендуется принимать в двухфазном или трехфазном исполнении ($K_{\text{сх}} = 1$).

Расчетное значение первичного тока срабатывания токовой отсечки определяется по выражению:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{зап}} \cdot K_{\text{п}} \cdot I_{\text{ном.дв}}$$

где $K_{\text{п}}$ – кратность пускового тока;

$K_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса, принимается равным $1,8 \div 2$ для токового дискового реле РТ-80; $1,5 \div 1,6$ для реле РТ-40 и $1,3 \div 1,4$ для цифрового реле.

Чувствительность защиты оценивается по формуле:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к}}^{(2)} / I_{\text{сз}} \geq 2. \quad (4.1)$$

Если чувствительность отсечки недостаточная (меньше 2) или мощность ЭД более 5 МВт, то применяют дифференциальную защиту, при условии, что обмотка этого двигателя имеет выводы со стороны нейтрали.

Ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{ном.дв}},$$

где $K_{\text{зап}} = 1,5 \div 2$ для дифференциальных реле типа РНТ-565 и ДЗТ-11; $K_{\text{зап}} = 0,8 \div 1$ для РСТ-15 и $K_{\text{зап}} = 0,5$ для цифрового реле.

Чувствительность защиты оценивается по (7.1).

2. Защита от однофазных замыканий на землю двигателя устанавливается если суммарный емкостной ток замыкания на землю сети ($I_{\Sigma\text{С}}$) превышает 5 А. Она выполняется аналогично защите линии, но в отличии от последней защита ЭД действует на отключение двигателя. Данная защита выполняется на базе реле тока нулевой последовательности типа РТЗ-51.

Ток срабатывания защиты определяется по выражению (3.1), где к величине $I_{\text{с.л.8}}$ прибавляется значение собственного емкостного тока двигателя, ориентировочно определяемого по следующей формуле:

$$\text{при } U_{\text{ном}} = 6 \text{ кВ} \quad I_{\text{с.дв}} = 0,017 \cdot S_{\text{дв}};$$

$$\text{при } U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ} \quad I_{\text{с.дв}} = 0,03 \cdot S_{\text{дв}},$$

где $S_{\text{дв}} = P_{\text{дв}} / (\eta \cdot \cos \varphi)$; $P_{\text{дв}}$ – номинальная мощность ЭД в МВт.

Чувствительность защиты определяется по (3.2), где $I_{\Sigma\text{С}}$ принять из задания № 3. Если чувствительность окажется недостаточной, то рекомендуется применить направленную защиту с реле ЗЗП-1М.

3. Защита от перегрузки выполняется с помощью одного реле максимального тока, контролирующего фазный ток двигателя.

Ток срабатывания защиты ЭД от перегрузки определяется по выражению:

$$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{ном.дв}} / K_{\text{в}},$$

где $K_{\text{зап}} = 1,05$; $K_{\text{в}} = 0,85$.

Выдержка времени срабатывания защиты выбирается по условию отстройки от времени пуска двигателя:

$$t_{сз} \geq (1,3 \dots 1,4) \cdot t_{пуск},$$

где $t_{пуск}$ в задаче принять $6 \div 12$ с в зависимости от мощности двигателя.

В цифровых реле, кроме выше названных предусмотрена специальная защита от перегрузки ЭД на основе тепловой модели [4, с. 44].

4. Защита минимального напряжения (ЗМН) применяется на всех без исключения двигателях. При наличии нескольких двигателей защита выполняется групповой.

Напряжение срабатывания реле минимального напряжения (уставка реле напряжения) определяется по формуле:

$$U_{с.р} = (0,5 - 0,6)U_{2.ном},$$

где $U_{2.ном}$ – номинальное напряжение вторичной обмотки измерительного трансформатора напряжения (ТН), равное 100 В.

Выдержка времени срабатывания ЗМН двигателей, на которых самозапуск не предусмотрен принимается равной 1-3с.

Синхронные двигатели имеют еще защиту от асинхронного хода, которая обычно выполняется в возбуждательном устройстве, либо для этой цели используется защита от перегрузки. В последнем случае для исключения отказа при пульсации тока статора эта защита должна иметь выдержку времени не менее 0,6 с при возврате (устанавливается реле РП-250). При использовании цифровых реле защита от асинхронного хода реагирует на максимальное значение реактивной мощности ЭД: $Q_{с.з} \approx 0,5P_{ЭД}$.

В заключение выбираются трансформаторы тока и уставки реле защит от междуфазных КЗ и перегрузки. Составляется карта уставок защит электродвигателя.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 8

8.1. Расчет уставок защит генераторов

8.1.1. Защита низковольтных генераторов

Для генераторов мощностью до 150 кВт защита от междуфазных КЗ выполняется предохранителями или автоматами.

Предохранители выбираются по условиям:

$$U_{\text{пр.ном}} = U_{\text{сети}}, I_{\text{пр.откл}} \geq I_{\text{кз.мах}} \cdot \quad (8.1)$$

Плавкая вставка предохранителя выбирается из условий:

$$I_{\text{вс.ном}} \geq K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{раб.мах}}, I_{\text{вс.ном}} \geq I_{\text{перегр}} / K_{\text{пер}}, \quad (8.2)$$

где $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток, проходящий через предохранитель;

$K_{\text{зап}}$ – 1,1...1,25 коэффициент запаса;

$I_{\text{кз.мах}}$ – определяется в зависимости от того, одиночно или параллельно с другими генераторами работает генератор.

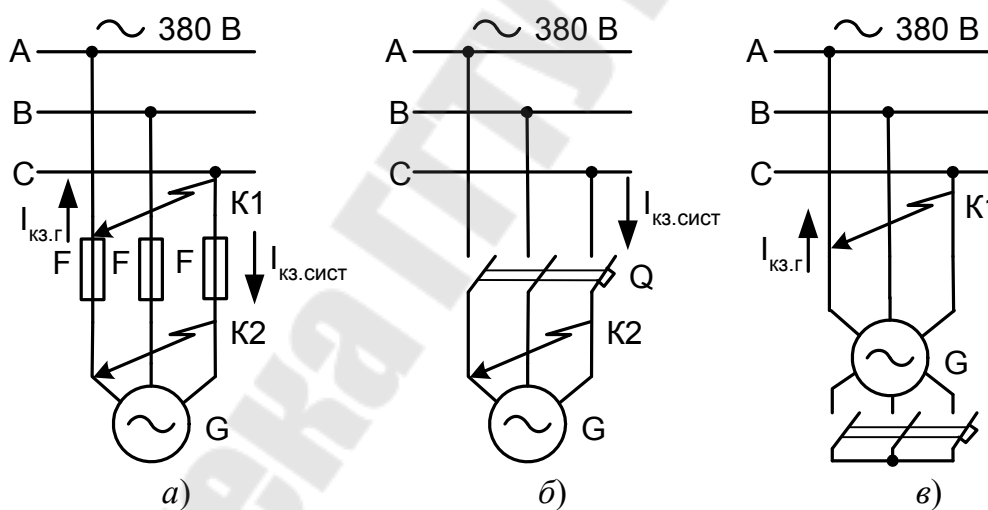


Рис. 8.1. Расчетные точки КЗ при защите низковольтных генераторов:

а) Защита генератора предохранителями; б) Защита автоматическими выключателями при работе генератора параллельно с другими генераторами; в) Защита автоматическими выключателями при одиночной работе генератора.

K1 – расчетная точка при работе генератора. Определяют $I_{\text{кз.г}}$;

K2 – расчетная точка при работе генератора параллельно.

Определяют $I_{\text{кз.сист}}$.

Токовая защита, выполняемая автоматическими выключателями выполняется двухфазной, если нейтраль генератора не заземлена, и трехфазной, если нейтраль глухо заземлена.

Автоматические выключатели устанавливаются со стороны шинных выводов при его параллельной работе с другими генераторами, а при одиночной работе – со стороны нулевых выводов.

Автоматические выключатели с комбинированными расцепителями осуществляют защиту генератора от КЗ и от перегрузок. Блок-контакты автомата используются для отключения автомата гашения поля (АГП). При выборе автоматов принимается $I_{расч} = I_{ген.ном}$.

МТЗ генераторов с помощью вторичных реле косвенного действия применяются тогда, когда коммутационным аппаратом генератора служит магнитный пускатель.

Ток срабатывания защелки выбирается:

$$I_{сз} = \frac{K_{зап} \cdot K_{сз}}{K_{в}} \cdot I_{ген.ном}, \quad (8.3)$$

где $K_{сз} = 1,5 - 1,7$.

Чувствительность защиты:

$$K_{ч} = \frac{I_{реле \text{ при КЗ на выводах генератора}}}{I_{сраб. реле}}. \quad (8.4)$$

Если оказывается, что $K_{ч} \leq 1,2$ то $I_{сраб. реле}$ снижают, обеспечивая $K_{ч} = 1,2$, а отстройку от токов самозапуска осуществляют по времени.

Если генератор работает параллельно с другими генераторами, для обеспечения требований надежности и селективности дополнительно к МТЗ устанавливают ТО.

Реле отсечки подключаются к ТТ, установленным со стороны шинных выводов генератора, и действует за счет тока, идущего к месту повреждения от других генераторов.

Ток срабатывания ТО выбирают из условий:

$$\begin{aligned} I_{сз} &\geq K_{зап1} \cdot I_{КЗ \max}; \\ I_{сз} &\geq K_{зап2} \cdot I_{кач}, \end{aligned} \quad (8.5)$$

где $K_{зап1} = 1,6 \dots 1,8$ – РТ - 80, $K_{зап1} = 1,3$ – РТ - 40, $K_{зап2} = 1,2 \dots 1,3$;

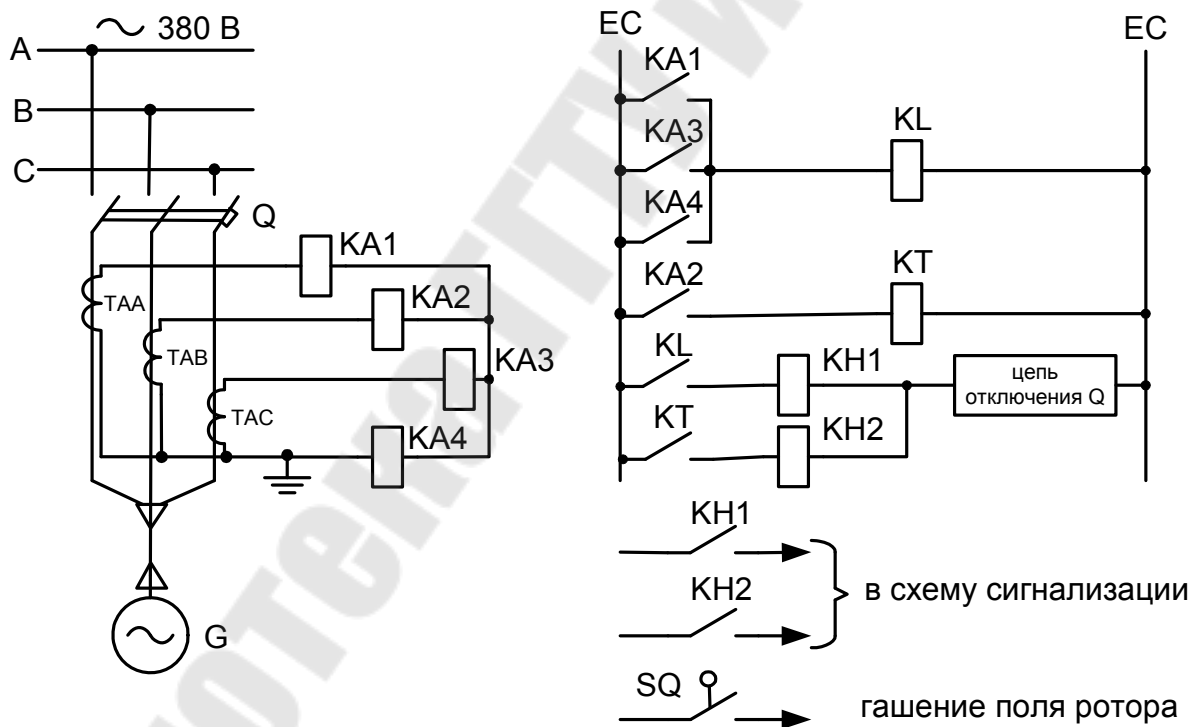
$I_{K3 \max}$ – периодическая составляющая тока генератора при $K^{(3)}$ на шинах генераторного напряжения;

$I_{\text{кач}}$ – возможный ток качаний.

Расчетным видом повреждений при определении чувствительности отсечки генератора, работающего с изолированной нейтралью является КЗ между фазами на выводах. Чувствительность отсечки считается достаточной при $K_{\text{ч}} \geq 2$.

Защита от замыканий в обмотках статора необходима для генераторов, работающих с заземленной нейтралью. Надобность в защите отпадает, если защита от многофазных КЗ выполняется трехфазной.

При двухфазном выполнении защиты от многофазных КЗ, дополнительно к ней должна предусматриваться защита нулевой последовательности – максимальная токовая защита или продольная дифференциальная защита.



a)

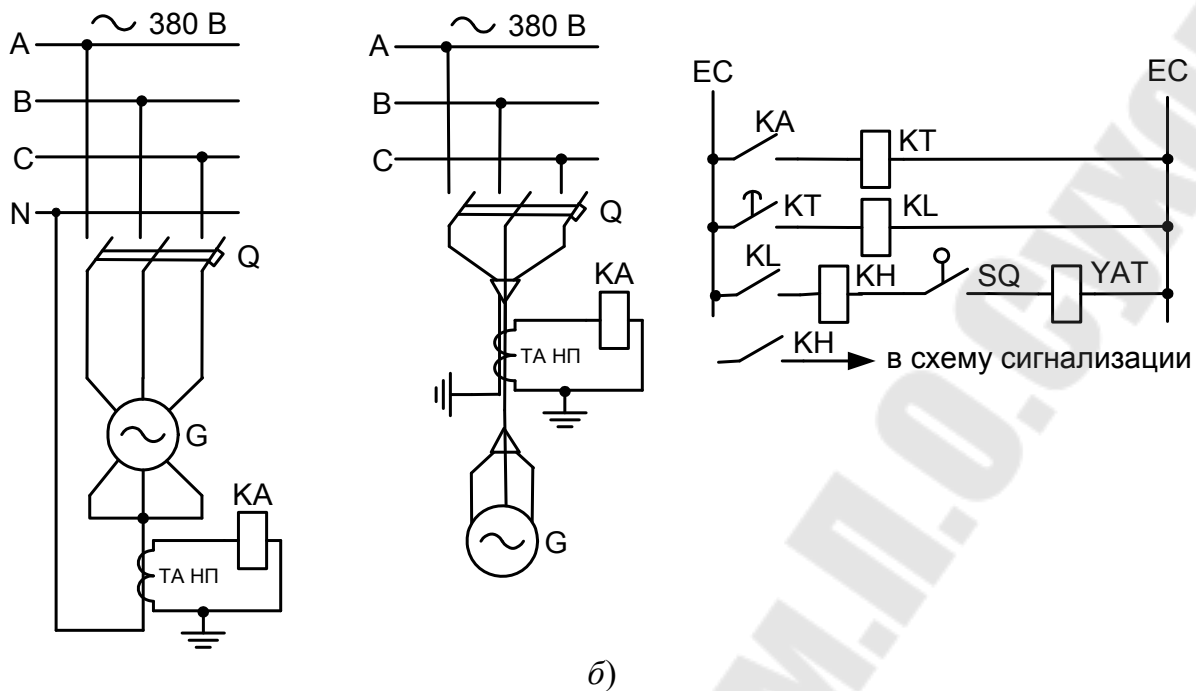


Рис. 8.2. Принципиальные схемы защиты низковольтных генераторов:

- а) Релейная защита от междуфазных КАЗ и однофазных КАЗ и от перегрузки КА2; б) Релейная защита от однофазных КЗ. ТАНП – трансформатор тока нулевой последовательности

В схеме релейной защиты от однофазных КЗ токовое реле КА включено через ТАНП в нулевой провод генератора. Это реле может действовать при КЗ на землю в сети генераторного напряжения, поэтому защита отстраивается от таких режимов с помощью реле времени КТ.

В ТАНП ток в реле КТ пропорционален разности магнитного потока, создаваемого токами фазных проводов и потоком, создаваемым током нулевого провода.

$$I_{сз} \geq K_{зап} \cdot I_{г. ном} \quad (8.6)$$

$$K_{зап} = 0,2 \dots 0,4.$$

Защита от перегрузки может не устанавливаться, если ее функции выполняет защита от многофазных КЗ (автоматы или токовые реле типа РТ - 80).

8.1.2. Выбор уставок защит аварийных генераторов напряжением 0,4 кВ

Релейная защита аварийных генераторов 0,4 кВ Схема защиты генератора, предназначенного для аварийного электроснабжения особо ответственных электроприемников КТП, приведена на рис. 8.2, а. В качестве источника оперативного тока используют аккумуляторную батарею, установленную для питания автоматики дизеля. Состав защиты: максимальная токовая (реле КА1, КА3), защита от однофазных КЗ (КА4), от перегрузки (КА3), все токовые реле типа РТ-40, РСТ. Для отключения повреждений внутри генератора трансформаторы тока защиты включают со стороны нулевых выводов, если это возможно. Если это невозможно, то защиту от однофазных КЗ включают на отдельный трансформатор тока, установленный в нулевом проводе генератора (аналогично защите трансформаторов КТП).

Ток срабатывания максимальной токовой защиты генератора выбирают по следующим условиям:

1. Несрабатывание при максимальном рабочем токе (принимается равным номинальному току генератора $I_{нг}$) с учетом его увеличения при самозапуске электродвигателей:

$$I_{сз} = \frac{K_{н}}{K_{в}} K_{сзп} I_{нг}, \quad (8.7)$$

где $K_{н}$ и $K_{в}$ – коэффициенты надежности и возврата, для реле РТ-40 принимаются соответственно 1,2 и 0,8; для микропроцессорных реле – соответственно – 1,1 и 0,95-0,96.

2. Несрабатывание при максимальном рабочем токе с учетом пуска наиболее мощного двигателя

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{н}}{K_{в}} [(I_{нг} - I_{н.дв}) + I_{пуск.дв}], \quad (8.8)$$

где $I_{н.дв}$ и $I_{пуск.дв}$ – соответственно номинальный и пусковой ток наиболее мощного электродвигателя.

3. Согласование с защитами (токовыми отсечками) отходящих от генераторных шин линий по условию (8.5)

$$I_{с.з} = K_{н.с} I_{с.о}, \quad (8.9)$$

где $K_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, который выбирается принимается равным для автоматических выключателей серии

ВА и реле защиты генератора с реле РТ- 40 1,4, с реле РТ-80 1,5, с цифровыми реле – 1,2;

I_{co} – ток срабатывания отсечки автоматического выключателя, с защитой которого производится согласование.

Нахождение предельных значений тока срабатывания защиты этих линий показано в примере 8.1.

Пример 8.1

Определить предельные значения тока срабатывания защиты отходящих линий селективных с защитой аварийного генератора 0,4 кВ, параметры которого следующие: $P_{н.г} = 630$ кВт; $S_{н.г} = 787$ кВ·А; $U_{н.г} = 0,4$ кВ; $I_{н.г} = 1138$ А; $X_d'' = 0,16$ о.е.; $K_c = 0,63$; $I_{*в.пред} = 10$. Генератор имеет максимальную токовую защиту с независимой характеристикой, выполненную с помощью вторичных реле типа РТ-40.

Решение

Определяем установившийся ток трехфазного КЗ на зажимах генератора. КЗ на зажимах соответствует режиму предельного возбуждения.

Определим значения ЭДС и сопротивление генератора: $E_{г} = 4000$ В,

$$X_{г} = X_d'' \frac{U_{н.г}^2}{S_{н.г}} = 0,16 \frac{400^2}{787} = 322,7 \text{ мОм.}$$

Установившийся ток трехфазного КЗ по формуле $I_{к1}^{(3)} = 4000 / (\sqrt{3} \cdot 322,7) = 7,16$ кА. Его можно определить также по выражению: $I_{к1}^{(3)} = K_c \cdot I_{*в.пред} \cdot I_{н.г} = 0,63 \cdot 10 \cdot 1,138 = 7,16$ кА.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты генератора не может превышать значения $I_{сз} \leq 7,16 / 1,5 = 4,77$ кА. Следовательно, для защиты отходящих линий можно применить выключатели, ток срабатывания отсечки которых не превышает $I_{co} \leq 4,77 / 1,4 = 3,4$ кА. Влияние переходных сопротивлений на значение тока КЗ здесь не учтено, поскольку оно в данном случае несущественно.

4. Обеспечение необходимой чувствительности защиты в установившемся режиме трехфазного КЗ за выключателем генератора:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}\infty}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (8.10)$$

и с учетом переходных сопротивлений:

$$K_{\text{чR}} = \frac{I_{\text{КЗ}\infty\text{R}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2. \quad (8.11)$$

Значение тока на зажимах генератора в соответствии с ГОСТ 14965-80 должно составлять не менее $3I_{\text{н.г}}$. Поэтому необходимая чувствительность защиты гарантируется, если ее ток срабатывания не превышает значения.

$$I_{\text{с.з}} \leq 3I_{\text{н.г}}/1,5 = 2I_{\text{н.г}}, \quad (8.12)$$

Выдержку времени срабатывания максимальной токовой защиты генератора принимают по условию

$$t_{\text{с.з}} = t_{\text{с.о}} + \Delta t, \quad (8.13)$$

где $t_{\text{с.о}}$ – время срабатывания отсечки автоматического выключателя, с защитой которого производится согласование; Δt – ступень селективности, для защиты с независимой характеристикой принимается 0,4-0,5 с, для защиты с зависимой от тока характеристикой принимается в независимой части характеристики 0,5-0,6 с, в зависимой – не менее 1 с.

Поскольку генератор является последним источником электропитания и его излишние отключения крайне нежелательны, ступень селективности защиты обычно повышают до 1 с.

Ток срабатывания защиты от однофазных КЗ выбирают по условиям отстройки от номинального тока генератора $I_{\text{с.з}} \geq 1,4 \cdot I_{\text{н.г}}$, а также согласования с защитами отходящих линий, время срабатывания на ступень 0,4-0,5 с больше времени срабатывания защит от однофазных КЗ отходящих линий. Чувствительное проверяют по условию

$$K_{\text{чR}}^{(1)} = I_{\text{КЗR}}^{(1)} / I_{\text{с.з}} \geq 1,5, \quad (8.14)$$

где $I_{\text{КЗR}}^{(1)}$ – ток однофазного КЗ через переходное сопротивление на шинах щита 0,4 кВ КТП.

Выбранный по условию отстройки от самозапуска электродвигателей по выражению (8.8) ток срабатывания максимальной токовой

защиты может быть таким значительным, что чувствительность защиты по условиям (8.11 или 8.12) оказывается недостаточной. В этих случаях осуществляют поочередный самозапуск электродвигателей. В цепь управления пускателем (контактором) каждого двигателя включают замыкающие с выдержкой времени контакты реле времени, катушка которого включается на линейное напряжение первичной сети. Выдержку времени на срабатывание реле принимают на всех электродвигателях разной, поэтому после восстановления напряжения они включаются поочередно. В этом случае в выражении (8.8) можно принять $K_{сзп} = 1$. Поочередный самозапуск предпочтителен также с точки зрения предотвращения больших набросов нагрузки на дизель-генератор (дизель может остановиться).

Если чувствительность защиты не обеспечивается из-за условия (8.9), то дополнительно к поочередному самозапуску применяют пуск (блокировку) защиты по напряжению. Тогда при выборе тока срабатывания защиты можно не учитывать режимы пуска и самозапуска электродвигателей, т. е. учитывать только условие (8.7), в котором принимают $K_{сзп} = 1$, и условие (8.9). Это позволяет уменьшить ток срабатывания защиты и обеспечить ее чувствительность.

Пуск защиты по напряжению осуществляется специальным пусковым органом напряжения.

Схема комбинированного пускового органа напряжения, состоящего из фильтра-реле напряжения обратной последовательности KVZ типа РНФ-1М и реле минимального напряжения KV типа РН-50, приведена на рис. 8.3, а) Поскольку реле РНФ-1М выпускают только на напряжение 100 В, то оба реле подключают ко вторичным цепям трансформаторов напряжения 380/100 В, соединенных по схеме открытого треугольника. В нормальном режиме якорь реле KVZ отпущен, его контакт в цепи обмотки реле KV замкнут, якорь реле KV подтянут, а контакт KV в цепи пуска максимальной токовой защиты разомкнут. При появлении несимметрии фаз (двухфазное или однофазное КЗ) срабатывает реле KVZ, размыкая обмотку KV, которое разрешает пуск защиты. При симметричном снижении напряжения вследствие трехфазного КЗ реле KVZ не работает, но срабатывает реле KV, разрешая пуск защиты.

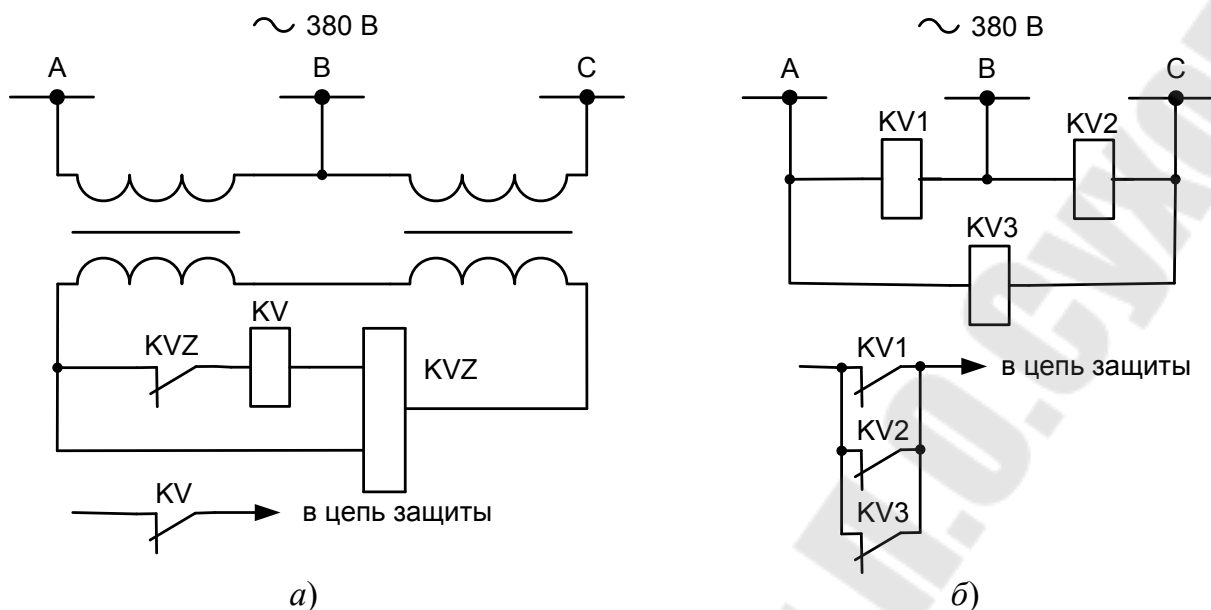


Рис. 8.3. Пусковые органы напряжения максимальной токовой защиты: комбинированный (а) и трехрелейный (б)

Напряжение срабатывания реле KVZ выбирается из условия отстройки от напряжения небаланса фильтра в нормальном режиме и в первичных величинах составляет $U_{2с.з} = (0,06 - 0,12)U_H$, где $U_{2с.з}$ и U_H – линейные напряжения. Напряжение срабатывания реле по шкале регулируется в пределах 6-12 В, обычно принимается $U_{2с.з} = 6$ В.

Напряжение срабатывания защиты (отпадания якоря реле минимального напряжения KV) выбирается исходя из условия возврата реле при самозапуске электродвигателей (после отключения внешнего КЗ), когда напряжение в месте установки реле снижается до U_{\min} :

$$U_{с.з} = U_{\min} \frac{1}{K_H K_B}, \quad (8.15)$$

где K_H – коэффициент надежности, принимается 1,1 – 1,2;

K_B – коэффициент возврата, для реле минимального напряжения принимается 1,15 – 1,2.

Напряжение срабатывания реле $U_{с.р} = U_{с.з} / K_U$, где K_U – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Обычно $U_{с.з} = (0,5 - 0,7)U_H$. Ниже $0,5U_H$ уставку выбирать не следует, так как защита может отказать при КЗ через переходное сопротивление.

Коэффициент чувствительности реле KVZ может не определяться, так как он обычно получается достаточно высоким.

Коэффициент чувствительности реле KV определяется при КЗ в зоне резервирования и должен быть не менее 1,2. Для схемы комбинированного пуска он определяется по выражению

$$K_{\text{ч}} = U_{\text{с.з}} K_{\text{в}} / U_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (8.16)$$

где $U_{\text{КЗ}}^{(3)}$ – междуфазное напряжение в месте установки реле при трехфазном металлическом КЗ в конце зоны резервирования (при питании от генераторов – для момента времени, соответствующего времени действия защиты).

Из условия (8.16) видно, что $K_{\text{ч}}$ автоматически повышается в $K_{\text{в}}$ раз, так как в момент возникновения трехфазного КЗ из-за кратковременного появления напряжения обратной последовательности срабатывает реле KVZ, и тогда реле KV работает «на возврате».

Пусковой орган, состоящий из трех реле минимального напряжения типа РН-50, показан на рис. 8.3, б. В нормальном режиме якорь реле подтянут, а контакты разомкнуты. При снижении напряжения вследствие КЗ любых двух или всех трех фаз ниже уставки реле якорь реле отпадает, реле срабатывает, замыкает контакты и разрешает пуск максимальной токовой защиты генератора. Напряжение срабатывания (отпадания якоря) реле выбирается по выражению (8.16). Чувствительность защиты по напряжению проверяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = U_{\text{с.з}} / U_{\text{КЗ}}^{(3)} \geq 1,2, \quad (8.17)$$

где все обозначения такие же, как в условии (8.16).

Преимущество пускового органа, состоящего из трех реле напряжения, заключается в возможности подключения этих реле непосредственно на напряжение 380 В, недостаток – в меньшей чувствительности по сравнению с комбинированным пусковым органом. Недостаток комбинированного пускового органа заключается в необходимости установки специальных трансформаторов напряжения 380/100 В.

При проверке чувствительности пусковых органов напряжения необходимо учитывать влияние переходных сопротивлений в месте КЗ. Обычно влияние переходных сопротивлений на работу пусковых органов максимальных токовых защит маломощных аварийных генераторов 0,4 кВ значительно меньше, чем на работу защит трансформаторов с низшим напряжением 0,4 кВ. Поэтому применение пуска

по напряжению защит генераторов не вызывает особых сложностей в обеспечении чувствительности защиты.

Пример 8.2

Сравнить влияние переходных сопротивлений при проверке чувствительности пусковых органов напряжения максимальных токовых защит генератора 0,4 кВ мощностью 630 кВт, параметры которого приведены в примере 8.1, и питающегося от энергосистемы трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 630 кВ·А, $U_k = 5,5\%$.

Решение

Рассмотрим КЗ непосредственно на главных шинах 0,4 кВ, где влияние переходных сопротивлений наибольшее.

Проверяем чувствительность пускового органа напряжения защиты генератора. При $t = 0$ сопротивление генератора $X_r = 32,5$ мОм, переходные сопротивления $R_n = 15$ мОм. Полное сопротивление цепи КЗ $Z = \sqrt{32,5^2 + 15^2} = 35,8$ мОм. Значение тока КЗ $I_{K3R}^{(3)} = 1,05 \cdot 400 / (\sqrt{3} \cdot 35,8) = 6,8$ кА. Однако при $t = \infty$ значение тока составит $I_{K3\infty R}^{(3)} = I_{K3\infty}^{(3)} = 7,16$ кА, т. е. больше, чем при $t = 0$ (см. пример 8.1). Поэтому чувствительность пускового органа напряжения проверяем при токе равном 7,16 кА. Напряжение в месте КЗ $U_{K3\infty R}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot 7,16 \cdot 15 = 186$ В, или, в относительных единицах, $U_{K3\infty R}^{(3)} = 186/400 = 0,465$ о.е. При уставке пускового органа напряжения $U_{c.3} = 0,6$ о.е. его чувствительность составит: для комбинированного пускового органа $K_{\text{ч}} = 0,6 \cdot 1,2 / 0,465 = 1,55$ (т. е. больше 1,2) достаточна; для трехрелейного исполнения $K_{\text{ч}} = 0,6 / 0,465 = 1,29$ (т. е. больше 1,2) – достаточна. Однако рекомендуется применять комбинированный пусковой орган, обеспечивающий большую чувствительность и зону резервирования защит.

Защита автоматическими выключателями. Для защиты генераторов наиболее подходящими являются автоматические выключатели, имеющие электромагнитные расцепители защиты от перегрузки с зависимой характеристикой и небольшим временем срабатывания (2-4 с на независимой части характеристики). Их используют в качестве максимальной токовой защиты генератора от внешних КЗ. Расчет уставки тока срабатывания выполняют по приведенным выше выражениям. Время срабатывания принимают по условию се-

лективности с защитами отходящих линий 0,4 кВ, а также по условию отстройки от длительности пуска электродвигателей, если надежно отстроиться по току от пусковых режимов не удастся. Для наладки время срабатывания задают при токе КЗ на зажимах генератора, равном $I_{КЗ\infty}^{(3)}$. Обычно принимают минимальную уставку по шкале времени, соответствующую 2 с на независимой части характеристики (при токе более $3 \cdot I_{с.3}$), в этом случае при токе $I_{с.3}$ выключатель отключится не менее чем за 7 с. Меньшую уставку по шкале времени принимать не рекомендуется, так как выдержка времени становится неустойчивой, что может приводить к неселективным отключениям.

Отсечку выключателя используют для защиты генератора от внутренних КЗ при его параллельной работе с другими источниками. Ток срабатывания отсечки выбирают, исходя из отстройки от максимального тока КЗ $I_{КЗ0}^{(3)}$, посылаемого генератором в сеть в начальный момент КЗ на генераторных шинах

$$I_{с.о} \geq K_n \cdot I_{КЗ0}^{(3)}, \quad (8.18)$$

где K_n – коэффициент надежности, принимается равным для автоматических выключателей серии ВА 1,4.

При этом $I_{с.о}$ проверяется на отстройку от тока качаний, если предусматривается параллельная работа генератора с другими источниками. Поскольку отсечка не работает при внешних КЗ, то для защиты генератора можно применять как селективный, так и неселективный выключатель. Селективный предпочтителен ввиду надежности несрабатывания отсечки при внешних КЗ. Чувствительность отсечки проверяется при КЗ внутри генератора, когда отсечка срабатывает из-за тока, притекающего к месту КЗ от параллельно работающих с ним генераторов.

Защитные характеристики автоматических выключателей других типов мало подходят для защиты генераторов, поскольку их защита от перегрузки ввиду большого времени действия не может быть использована в качестве максимальной токовой защиты. Для этой цели приходится использовать селективную токовую отсечку, однако обеспечить при этом надежную отстройку от режимов пуска и самозапуска электродвигателя обычно не удастся. Поэтому применение автоматических выключателей возможно лишь в частных случаях для генераторов мощностью не более 100-200 кВт, если в схеме электро-

снабжения отсутствуют двигатели, пуск которых может вызвать срабатывание защиты генератора.

Пример 8.3

Выбрать автоматический выключатель и уставки защиты для генератора, параметры и значения токов КЗ, которого приведены в примерах 8.1 и 8.2. $P_{н.г} = 630$ кВт; $S_{н.г} = 787$ кВ·А; $U_{н.г} = 0,4$ кВ; $I_{н.г} = 1138$ А; $X_d'' = 0,16$ о.е.; $K_c = 0,63$; $I_{*в.пред} = 10$.

Решение

Принимаем по условию $I_{ном.расц} \geq I_{раб.мах}$ автоматический выключатель ВА-53 с номинальным током расцепителя 1200 А, у которого ток срабатывания защиты от перегрузки регулируется в пределах 1500-2400 А, ток срабатывания отсечки 8-10 кА.

Выбираем ток срабатывания максимальной токовой защиты по условию (8.8). Ввиду отсутствия конкретных нагрузок принимаем, что от режимов пуска и самозапуска можно отстроиться по времени, соответственно $K_{сзп} = 1$. Коэффициент возврата расцепителя зависит от времени от начала срабатывания, в конце хода якоря он составляет 0,5-0,6, в середине – около 0,7. Принимаем $K_b = 0,6$. Соответственно $I_{с.з} = 1,4 \cdot 1138 / 0,6 = 2280$ А. Для надежной отстройки пусковых режимов и согласования с защитами отходящих линий принимаем максимальную по шкале уставку $I_{с.з} = 2400$ А. Чувствительность защиты при установившемся токе трехфазного КЗ $K_{ч.∞} = 7160 / 2400 = 2,98 > 1,5$. Чувствительность при однофазных КЗ $K_{ч.Р} = 7400 / 2400 = 3,08 > 1,5$.

Время срабатывания защиты принимаем 2 с на независимой части характеристики (при токе более $3 \cdot I_{с.з}$). При кратности тока $7160 / 2400 = 2,98$ время срабатывания по характеристикам выключателей ВА составляет около 2,3 с при токе срабатывания – не менее 7 с.

Максимальный ток КЗ от генератора при $t = 0$ без учета переходных сопротивлений $I_{КЗ0}^{(3)} = 1,05 \cdot 400 / (\sqrt{3} \cdot 32,5) = 7500$ А. Ток срабатывания отсечки по условию (8.19) $I_{с.о} = 1,4 \cdot 7500 = 10500$ А. Принимаем наибольшую уставку по шкале 10 кА. Для обеспечения не-

срабатывания отсечки при внешнем КЗ принимаем селективный выключатель, время срабатывания отсечки принимаем $t_{c.o} = 0,4$ с.

ДОМАШНЕЕ ЗАДАНИЕ № 8

Выбрать автоматические выключатели отходящей линии и генератора серии ВА при напряжении сети 0,4 кВ, $\cos \varphi_{ген} = 0,8$. Номер задания соответствует последнему номеру зачетной книжки.

№ варианта	$P_{н.г},$ кВт	$S_{\max.оль},$ кВ·А	$X''_d,$ о.е.	K_c	$I_{в.пред}$
1	100	60	0,15	0,63	10
2	160	78	0,16	0,65	9
3	200	80	0,17	0,68	8,5
4	250	90	0,18	0,70	9
5	300	100	0,15	0,71	10
6	320	60	0,16	0,73	9,5
7	400	95	0,19	0,72	7
8	420	100	0,18	0,70	9
9	450	75	0,17	0,69	8
0	500	85	0,16	0,67	10

СОДЕРЖАНИЕ

Практическое занятие № 1. Выбор и проверка трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для РЗА	3
Практическое занятие № 2. Расчёт уставок защит с независимой выдержкой времени радиальной сети. Карта селективности	9
Практическое занятие № 3. МТЗ с зависимыми характеристиками срабатывания	22
Практическое занятие № 4	39
Практическое занятие № 5. Расчет уставок защит двухтрансформаторной подстанции	59
Практическое занятие № 6. Расчет уставок защит трансформаторов с высшим напряжением 35–110 кВ	69
Практическое занятие № 7. Защита электродвигателей напряжением выше 1000 В	80
Практическое занятие № 8	90

Евминов Леонид Иванович
Добродей Александр Олегович

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Практикум
по одноименной дисциплине
для студентов специальностей
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»
и 1-43 01 07 «Техническая эксплуатация
энергооборудования организаций»
дневной и заочной форм обучения

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 17.02.11.

Рег. № 63Е.
E-mail: ic@gstu.by
<http://www.gstu.by>