

Министерство сельского хозяйства РФ
Брянский государственный аграрный университет
Институт энергетики и природопользования
Кафедра электроэнергетики и автоматики

Кисель Ю.Е.

**УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

Учебно-методическое пособие для практических занятий
для студентов очной и заочной форм обучения
направления подготовки
13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Брянская область 2018

УДК 621.311 (076)

ББК 31.277

К 44

Кисель, Ю. Е. Устройства защиты и автоматики электрооборудования: учебно-методическое пособие для практических занятий для студентов очной и заочной форм обучения направления подготовки 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника / Ю. Е. Кисель. – Брянск: Изд-во Брянский ГАУ, 2018. – 49 с.

Методические указания являются руководством к практическим занятиям по курсу «Устройства защиты и автоматики электрооборудования» для магистров направления 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника» дневного и заочного обучения.

Рецензент: д.т.н., профессор Гурьянов Г. В.

Рекомендовано к изданию методической комиссией института энергетики и природопользования Брянского государственного аграрного университета, протокол №6 от 10.04.2018 года.

© ФГБОУ ВО Брянский ГАУ, 2018

© Ю. Е. Кисель, 2018

Оглавление

Практическое занятие №1	4
Практическое занятие №2	12
Практическое занятие №3	25
Практическое занятие №4	28
Практическое занятие №5	31
Практическое занятие №6	37
Практическое занятие №7	44
ЛИТЕРАТУРА	48

Практическое занятие №1

Тема: МЕТОДИКА РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА УСТАВОК РЕЛЕЙНЫХ ЗАЩИТ

Расчетными точками для определения токов КЗ систем электроснабжения трансформаторных станций являются шины низкого (НН) или среднего напряжения (СН) главной понизительной подстанции (ГПП), от которой питается заданная распределительная сеть. Необходимо учитывать, что силовые трансформаторы ГПП с высшим напряжением (ВН) 35, 110 кВ и более оборудованы устройством РПН. При регулировании напряжения переключателем РПН изменяется не только коэффициент трансформации, но и реактивное сопротивление трансформатора. Энергосистема, питающая трансформатор, изменяет свое реактивное сопротивление в зависимости от ее режима работы (максимальный или минимальный). Таким образом, для корректного выбора уставок защит в расчетной точке необходимо определить значения как максимальных, так и минимальных токов КЗ.

При определении полного сопротивления КЗ (реактанса) в расчетной точке - шинах НН подстанции рекомендуется пользоваться следующими обобщенными выражениями, справедливыми для любого типа трансформатора.

$$x_{\text{НН.мин}} = \frac{U_{\text{НН}}^2}{U_{\text{НОМ.ВН}}} \left[\frac{x_{\text{с.мах}}}{U_{\text{ср.ВН}} (1 - \Delta U)} + \frac{U_{\text{ср.ВН}} (1 - \Delta U) \cdot u_{\text{к.мин}}}{100 S_{\text{Н.тр}}} \right]; \quad (1)$$

$$x_{\text{НН.мах}} = U_{\text{НН}}^2 \left[\frac{x_{\text{с.мин}}}{U_{\text{мах.ВН}}^2} + \frac{u_{\text{к.мах}}}{100 S_{\text{Н.тр}}} \right], \quad (2)$$

где $U_{\text{НН}}$ – номинальное напряжение трансформатора стороны НН, кВ; в зависимости от типа трансформатора может иметь значение 6,6; 6,3; 11 кВ;

$U_{\text{НОМ.ВН}}$, $U_{\text{ср.ВН}}$, $U_{\text{мах.ВН}}$ – значения соответственно номинального, среднего и максимального напряжений питающей энергосистемы, равные 110, 115, 126 кВ или 35, 37, 40,5 кВ;

ΔU – относительный диапазон регулирования напряжения переключателем РПН, равный 0,16 или 0,1 соответственно при пределах регулирования $\pm 16\%$ и $\pm 10\%$;

$S_{\text{Н.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВ·А; для 2-х обмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой принимается значение $0,533 S_{\text{Н.тр}}$;

$x_{c.max}, x_{c.min}$ – значения реактансов на шинах 110 (35) кВ данной подстанции, Ом; получают по запросу от службы РЗА энергосистемы;

$u_{к.min}, u_{к.max}$ – значения напряжения короткого замыкания на крайних ответвлениях регулируемой обмотки ВН трансформатора, %; определяются из паспорта на данный трансформатор или по табл. 10.1.

Для трехобмоточного трансформатора в [1] и [2] принимают значение параметров:

если рассчитывается $x_{нн}$ на шинах 6(10) кВ, то $u_{к} = u_{к.вн-нн}$, т.е. принимается значение $u_{к.min(max)}$ между обмотками высокого и низкого напряжения;

если рассчитывается реактанс $x_{сн}$ на шинах среднего напряжения 35 кВ, то вместо $U_{нн}$ принимается номинальное напряжение трансформатора стороны СН, равное 38,5 кВ, а вместо $u_{к}$ подставляется эквивалентное значение, определяемое из следующего выражения:

$$u_{к} = 0,5(u_{к.вн-нн} + u_{к.вн-сн} - u_{к.сн-нн}). \quad (3)$$

Токи трехфазного КЗ на шинах НН(СН) подстанции определяются по выражению:

$$I_{к.нн.max(min)}^{(3)} = U_{нн} / (\sqrt{3} \cdot x_{нн.min(max)}). \quad (4)$$

Приведение указанных токов КЗ к стороне ВН трансформатора производится с учетом изменения коэффициента трансформации по следующим выражениям:

$$I_{к.вн.max}^{(3)} = I_{к.нн.max}^{(3)} \cdot U_{нн} / [U_{ср.вн} (1 - \Delta U)]; \quad (5)$$

$$I_{к.вн.min}^{(3)} = I_{к.нн.min}^{(3)} \cdot U_{нн} / U_{max.вн}. \quad (6)$$

Пример. Определить токи КЗ на шинах 6 и 35 кВ ПС с трехобмоточными трансформаторами типа ТДТН-16000/115/38,5/6,6, у которых

$$\Delta U_{рнн} = \pm 16 \%,$$

$$u_{к.вн-нн.min(max)} = 16,4(18,5)\%;$$

$$u_{к.вн-сн.min(max)} = 9,5(11,69)\%;$$

$$u_{к.сн-нн} = 6\%.$$

Данные реактансов на шинах 110 кВ подстанции известны:
 $x_{c.\max} = 21,42 \text{ Ом}$, $x_{c.\min} = 57,66 \text{ Ом}$.

Определяем по (10.1), (10.2) сопротивления КЗ на шинах 6 кВ:

$$x_{\text{нн.}\min} = \frac{6,6^2}{110} \left[\frac{21,42}{115(1-0,16)} + \frac{115(1-0,16)16,4}{100 \cdot 16} \right] = 0,48 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{нн.}\max} = 6,6^2 \left[\frac{57,66}{126^2} + \frac{18,5}{100 \cdot 16} \right] = 0,66 \text{ Ом}.$$

Находим сопротивления КЗ на шинах 35 кВ, для чего сначала определяем по (10.3) эквивалентные напряжения КЗ трансформатора:

$$u_{\text{к.}\min} = 0,5(16,4 + 9,5 - 6) = 9,95 \%;$$

$$u_{\text{к.}\max} = 0,5(18,5 + 11,69 - 6) = 12,1 \%;$$

$$x_{\text{сн.}\min} = \frac{38,5^2}{110} \left[\frac{21,42}{115(1-0,16)} + \frac{115(1-0,16) \cdot 9,95}{100 \cdot 16} \right] = 11,08 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{сн.}\max} = 38,5^2 \left[\frac{57,66}{126^2} + \frac{12,1}{100 \cdot 16} \right] = 16,59 \text{ Ом}.$$

Рассчитываем токи КЗ на шинах НН и СН по (10.4):

$$I_{\text{к.нн.}\max}^{(3)} = 6600 / (\sqrt{3} \cdot 0,48) = 7938 \text{ А};$$

$$I_{\text{к.нн.}\min}^{(3)} = 6600 / (\sqrt{3} \cdot 0,66) = 5773 \text{ А};$$

$$I_{\text{к.сн.}\max}^{(3)} = 38500 / (\sqrt{3} \cdot 11,08) = 2006 \text{ А};$$

$$I_{\text{к.сн.}\min}^{(3)} = 38500 / (\sqrt{3} \cdot 16,59) = 1340 \text{ А}.$$

Найденные токи КЗ приводим к стороне ВН трансформатора по (10.5, 10.6):

$$I_{\text{к.вн.}\max(\text{нн})}^{(3)} = 7938 \cdot 6,6 / [115(1-0,16)] = 542 \text{ А};$$

$$I_{\text{к.ВН.мин(НН)}}^{(3)} = 5773 \cdot 6,6/126 = 302 \text{ А};$$

$$I_{\text{к.ВН.маx(сн)}}^{(3)} = 2006 \cdot 38,5/[115(1-0,16)] = 799 \text{ А};$$

$$I_{\text{к.ВН.мин(сн)}}^{(3)} = 1340 \cdot 38,5/126 = 409 \text{ А}.$$

Как видим из расчета, за счет РПН токи КЗ на стороне ВН трансформатора отличаются в 1,8 раза, а на стороне НН разница этих токов менее, чем в 1,4 раза.

Для определения токов КЗ на фидерах, отходящих от шин подстанции, т.е. в заданной распределительной сети 6, 10, 35 кВ к найденным значениям $x_{\text{НН}}$ ($x_{\text{сн}}$) прибавляют сопротивление линии фидера, причем обязательно с учетом активного сопротивления кабельной или воздушной линии (см. табл. 10.3):

$$Z_{\text{л}} = r_{\text{каб}} + j(x_{\text{каб}} + x_{\text{НН}}),$$

затем по выражению (10.4) определяют токи КЗ.

Максимальные значения токов КЗ используются при выборе уставок релейных защит, а минимальные токи КЗ, причем двухфазные, $I_{\text{к.мин}}^{(2)} = 0,866 I_{\text{к.мин}}^{(3)}$ - для проверки чувствительности защит.

В последнее время при реконструкции подстанции ГПП применяют зарубежные трансформаторы, например польские типа TNORD – 16000/115/6,3 или TNORD – 25000/115/6,3. У них пределы регулирования РПН составляют $\pm 10\%$. Следовательно, в выражения (10.1) и (10.2) необходимо подставить $\Delta U = 0,1$ и $U_{\text{НН}} = 6,3$ кВ. При этом, если в паспорте на трансформатор отсутствуют данные значений $u_{\text{к.мин}}$ и $u_{\text{к.маx}}$, то рекомендуется принимать приближенные значения $u_{\text{к}}$, исходя из линейной интерполяции между средним и крайним значениями $u_{\text{к}}$ отечественных трансформаторов такой же мощности и имеющих $\Delta U_{\text{РПН}} = 16\%$.

Например, если для отечественного трансформатора

$$u_{\text{к}}(-16\%) = 9,8\%; \quad u_{\text{к}}(+16\%) = 11,71\%; \quad u_{\text{к.ср}} = 10,5\%,$$

то для польского трансформатора такой же мощности получим:

$$\begin{aligned}
 u_{к.мин} &= 10,5 - \frac{10}{16}(10,5 + 9,8) = 10,06 \text{ \%}; \\
 u_{к.маx} &= 10,5 + \frac{10}{16}(11,71 - 10,5) = 11,26 \text{ \%.}
 \end{aligned}
 \tag{7}$$

Вместе с тем, для точного определения значений $u_{к.мин (маx)}$ необходимо либо запросить данные у производителя трансформатора, либо провести опыт короткого замыкания в соответствии с ГОСТ 12965-74.

1.1 Особенности расчета токов КЗ при коротких замыканиях за приемными трансформаторами 6/0,4 кВ

Для выбора уставок релейных защит блока линия – трансформатор (см. п. 4.3) необходимо знать величины токов короткого замыкания не только в конце линии, т.е. на выводах ВН приемного трансформатора, но и значения токов КЗ на стороне низкого напряжения 0,4 кВ трансформатора, приведенные к высокой стороне. При этом рассчитываются как трехфазные, так и однофазные КЗ, поскольку на стороне 0,4 кВ нейтраль заземлена.

Для определения токов трехфазного КЗ вначале рассчитывается сопротивление трансформатора по следующему выражению:

$$x_{тр}^{(3)} = \frac{u_{к} \cdot U_{ср.ВН}^2}{100S_{тр}},$$

где $u_{к}$ – напряжение короткого замыкания; в зависимости от мощности трансформатора значение $u_{к}$ составляет от 4,5 до 5,5 % (определяются по паспорту или каталогу);

$U_{ср.ВН}$ – среднее напряжение стороны ВН, равное 6,3 кВ;

$S_{тр}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Например, трансформатор мощностью 400 кВА имеет:

$$x_{тр}^{(3)} = \frac{4,5 \cdot 6,3^2}{100 \cdot 0,4} = 4,46 \text{ Ом.}$$

Это значение примерно на порядок больше, чем сопротивление питающей его сети. Поэтому при расчете тока КЗ допускается не учитывать сопротивление питающей сети, а, следовательно, и нет необходимости в определении максимального и минимального тока КЗ. Однако для более мощных

трансформаторов следует сложить сопротивления $x_{\text{тр}}^{(3)} + x_{\text{нн. min}} + x_{\text{каб}}$ и по выражению (4.4) определить максимальный ток трехфазного металлического КЗ за трансформатором. Реальный ток КЗ всегда ниже расчетного значения, поскольку в цепях 0,4 кВ существенную роль играют переходные сопротивления контактных соединений сборок и сопротивление дуги. Несоответствие расчетного и реального значения токов КЗ должно учитываться при выборе уставок защит с помощью коэффициентов чувствительности и надежности согласования.

При определении тока однофазного КЗ необходимо прежде всего узнать группу соединений обмоток трансформатора 6/0,4 кВ. Если группа соединений обмоток трансформатора Δ/Y , то можно считать, что сопротивление прямой последовательности равно сопротивлению нулевой последовательности, т.е. $x_{\text{тр}}^{(3)} = x_{\text{тр}}^{(1)}$, и, следовательно, токи однофазного и трехфазного замыкания примерно равны между собой: $I_{\text{к}}^{(1)} \approx I_{\text{к}}^{(3)}$. Если группа соединений обмоток трансформатора Y/Y_0 , то здесь ток однофазного КЗ намного меньше тока трехфазного замыкания. Это объясняется тем, что при однофазном КЗ в обмотке 0,4 кВ трансформатора протекают токи прямой, обратной и нулевой последовательности, в то время как в обмотке 6 кВ – только токи прямой и обратной последовательностей. В результате токи нулевой последовательности являются целиком намагничивающими токами. Магнитные потоки, создаваемые этими токами во всех стержнях магнитопровода направлены в одну сторону и поэтому замыкаются через стенки бака, изолирующей среды, стяжные болты, что и определяет высокое значение сопротивления нулевой последовательности по сравнению с сопротивлением прямой последовательности этих трансформаторов.

Для практических расчетов тока однофазного КЗ за трансформатором Y/Y_0 пользуются следующим выражением:

$$I_{\text{к.нн}}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{z_{\text{тр}}^{(1)}/3},$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение стороны НН, равное 230 В.

$z_{\text{тр}}^{(1)}/3$ – значение сопротивления однофазного замыкания, отнесенное к стороне НН; эти значения приведены в табл. 10.2 в зависимости от мощности трансформатора.

Например, для трансформатора мощностью 400 кВА значение $z_{\text{тр}}^{(1)}/3 = 0,065$ Ом, следовательно, ток однофазного КЗ на стороне 0,4 кВ со-

ставит:

$$I_{\text{к.нн}}^{(1)} = \frac{230}{0,065} = 3538 \text{ А.}$$

Этот же ток, приведенный к стороне ВН, будет соответствовать:

$$I_{\text{к.вн}}^{(1)} = I_{\text{к.нн}}^{(1)} \frac{U_{\text{ном.нн}}}{U_{\text{ном.вн}}} = 3538 \cdot \frac{0,4}{6} = 236 \text{ А.}$$

Полученный ток на стороне ВН распределяется по фазам следующим образом. В одной из фаз его величина составляет $\frac{2}{3} I_{\text{к.вн}}^{(1)}$, а в двух других фазах – $\frac{1}{3} I_{\text{к.вн}}^{(1)}$. Таким образом, при оценке чувствительности МТЗ такого трансформатора для реле Seram 2000, а также для обычных защит в трехре-лейном исполнении, значение тока однофазного КЗ принимается равным $\frac{2}{3} I_{\text{к.вн}}^{(1)}$ (см. п. 4.3).

Таблица 10.1 Расчетные значения напряжения короткого замыкания ($u_{\text{к}}$, %) на крайних ответвлениях регулируемой обмотки 110 кВ, отнесенные к номинальной мощности трансформатора и напряжениям соответствующих крайних ответвлений, при $\Delta U_{\text{рпн}} = \pm 16 \%$

Тип трансформатора	Значение $u_{\text{к}}$, % между обмотками						
	ВН-НН			СН-НН	ВН-СН		
	мин	ср	макс	ср	мин	ср	макс
Двухобмоточные трансформаторы, в том числе с расщепленными обмотками							
ТДН-10000/115/6,6	8,70	10,5	12,36	–	–	–	–
ТДН-16000/115/6,6	9,80	10,5	11,71	–	–	–	–
ТДН-25000/115/6,3–6,3	9,84	10,5	11,72	–	–	–	–
ТДН-32000/115/6,3–6,3	9,77	10,5	11,58	–	–	–	–
ТДН-40000/115/6,3–6,3	9,59	10,5	11,46	–	–	–	–
Трехобмоточные трансформаторы							
ТДТН-10000/115/38,5/6,6	16,66	17,0	19,50	6,0	9,99	10,5	12,69
ТДТН-16000/115/38,5/6,6	16,40	17,0	18,50	6,0	9,50	10,5	11,69
ТДТН-25000/115/11/6,6	17,47	17,5	19,50	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-25000/115/38,5/6,6	17,47	17,5	19,50	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-40000/115/38,5/6,6	17,04	17,5	19,29	6,5	9,52	10,5	11,56

Примечания.

1. Таблица составлена по данным ГОСТ и ТУ, действительным на 01.06.1978 г.

2. Значения $u_{к.мин}$ соответствуют положению переключателей $\Delta U_{РПН} = -16 \%$, $u_{к.ср} - \Delta U_{РПН ср.}$ и $u_{к.мах} - \Delta U_{РПН} = +16 \%$.

3. Для всех указанных трансформаторов $U_{ном.ср} = 115$ кВ, $U_{ном.мин} = 96,6$ кВ (при $\Delta U_{РПН} = -16 \%$); $U_{ном.мах} = 133,4$ кВ (при $\Delta U_{РПН} = +16 \%$).

Таблица 10.2 Сопротивление $z_{тр}^{(1)}/3$ трансформаторов Y/Yo напряжением 6(10)/0,4 кВ для определения токов однофазного КЗ

Мощность трансформатора, кВА	40	63	100	160	250	400	630	1000	1600
$\frac{1}{3} z_{00}^{(1)}$, Ом	0,65	0,41	0,26	0,16	0,1	0,065	0,042	0,027	0,018

Таблица 10.3 Удельные активные и индуктивные сопротивления силовых кабелей с поясной изоляцией

Номинальное сечение жил, мм ²	Активное сопротивление, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км при номинальном напряжении, кВ, равном		
	алюминия	меди	6	10	35
25	1,24	0,74	0,091	0,099	—
35	0,89	0,52	0,087	0,095	—
50	0,62	0,37	0,083	0,09	—
70	0,443	0,26	0,08	0,086	0,137
95	0,326	0,194	0,078	0,083	0,126
120	0,258	0,153	0,076	0,081	0,120
150	0,206	0,122	0,074	0,079	0,116
185	0,167	0,099	0,073	0,077	0,113
240	0,129	0,077	0,071	0,075	—

Практическое занятие №2

Тема: РАСЧЕТ УСТАВОК СТУПЕНЧАТЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ ОТ МЕЖДУФАЗНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ

Релейная защита линий (6, 10, 35) кВ выполняется ступенчатыми токовыми защитами. Первая ступень – токовая отсечка без выдержки времени, вторая ступень – токовая отсечка с небольшим замедлением и третья самая чувствительная ступень – максимальная токовая защита (МТЗ) с выдержкой времени. На коротких линиях выполнить трехступенчатую защиту часто бывает невозможно по условию недостаточной чувствительности первой или второй ступени. Тогда применяют либо две ступени – отсечку без выдержки времени и МТЗ, либо одну ступень – только МТЗ. Таким образом МТЗ является обязательной защитой на всех линиях напряжением до 35 кВ. На линиях более высоких напряжений применяют дистанционные защиты (см. 3.2.3).

Задачей МТЗ является не только защитить свою линию, на которой установлена МТЗ, но и обеспечить дальнейшее резервирование в случае отказа защиты или выключателя при повреждениях на нижестоящих (предыдущих) линиях.

2.1. Расчет тока срабатывания МТЗ

Ток срабатывания МТЗ выбирается в амперах (первичных) по трем условиям:

1) несрабатывание защиты при сверхтоках после аварийных перегрузок, т.е. после отключения КЗ на предыдущем элементе (рис. 2.1);

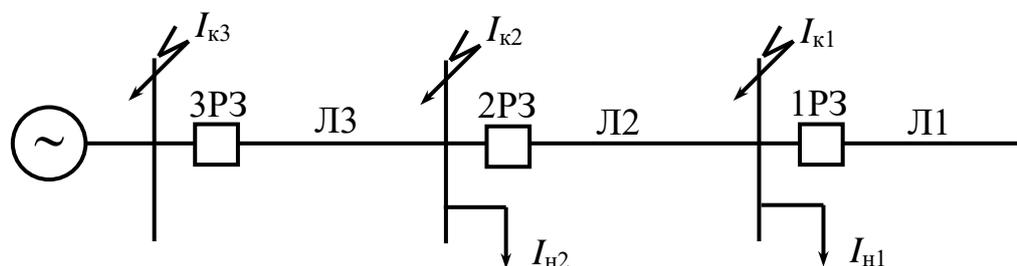


Рис. 2.1 Расчетная схема для выбора уставок токовых защит

2) согласование чувствительности защит последующего и предыдущего элементов;

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

По первому из этих условий ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot K_{сзп} \cdot I_{раб.мах}, \quad (2.1)$$

где K_H – 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.

Для бытовой нагрузки $K_{сзп} = 1,2 \div 1,3$. Промышленную нагрузку с большой долей (более 50 %) электродвигателей 0,4 кВ принято считать обобщенной нагрузкой, у которой сопротивление, отнесенное к максимальной рабочей нагрузке составляет $X_{об} = 0,35$. Например, определить коэффициент самозапуска обобщенной нагрузки, питающейся от трансформатора с напряжением короткого замыкания $U_K = 10,5 \%$:

$$K_{сзп} = 1 / (0,105 + 0,35) = 2,2.$$

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 (см. п. 5.2).

Значения коэффициентов K_H и K_B для цифровых реле соответственно равны $1,1 \div 1,2$ и $0,96$. Для сравнения напомним, что при использовании электромеханических реле типа РТ-40 или РТ-80 $K_H = 1,2$, а $K_B = 0,8$, типа РТВ (прямого действия) – соответственно $1,3$ и $0,65$.

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 $1,4 - 1,6$.

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

$$I_{с.з.посл} \geq K_{н.с} (I_{с.з.пред} + \sum I'_{раб.мах}), \quad (2.2)$$

где $K_{н.с}$ – коэффициент надежности согласования, значение которого принимается в зависимости от типа токовых реле от 1,1 для цифрового реле, 1,2 для реле РТ-40, РТ-80 и 1,3÷1,4 для реле типа РТВ;

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

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

Например, при согласовании защиты ЗРЗ с защитой 2РЗ (см. рис. 4.1), которая имеет ток срабатывания $I_{с.з.2}=300$ А, а ток нагрузки других линий $I_{н2}=100$ А должно выполняться условие:

$$I_{с.з.3} \geq 1,1(300 + 100) \geq 440 \text{ А.}$$

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

Для выполнения третьего условия необходимо знать значение токов КЗ в конце защищаемого элемента, например, $I_{к2}$ и в конце зоны резервирования $I_{к1}$. Методика расчета токов КЗ приведена в п. 10. Определение коэффициентов чувствительности защиты, например, ЗРЗ (см. рис. 4.1) производят по выражениям:

$$K_{ч.о} = I_{к2.min} / I_{с.з3}; \quad K_{ч.р} = I_{к1.min} / I_{с.з3}, \quad (2.3)$$

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 [3] 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:

$$I_{с.р} = I_{с.з} \cdot K_{с.х} / n_T, \quad (2.4)$$

где $I_{с.з}$ - ток срабатывания защиты (первичный);
 n_T - коэффициент трансформации трансформаторов тока;
 $K_{с.х}$ - коэффициент схемы соединения трансформаторов тока и реле;
при применении схемы полной или неполной звезды $K_{с.х} = 1$, при полном или неполном треугольнике $K_{с.х} = \sqrt{3}$.

Следует отметить, что в некоторых типах цифровых реле, например Seram 2000, уставка выставляется в первичных токах, а коэффициент трансформации трансформаторов тока заранее заносится в память реле. Коэффициент схемы $K_{с.х}$ при использовании цифровых реле, как правило, равен единице, поскольку трансформаторы тока на входе реле всегда включаются в звезду, но если потребуется обеспечить угловой сдвиг фазного тока на 30° , например, в дифференциальной защите трансформатора, то это выполняется программным способом.

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

2.2 Выбор времени срабатывания и типа время-токовых характеристик МТЗ

Выдержка времени максимальных токовых защит вводится для замедления действия защиты с целью обеспечения временной селективности действия защиты последующего элемента по отношению к защитами предыдущих элементов. Для этого время срабатывания защиты последующей линии выбирается большей времени срабатывания защиты предыдущей линии (защита 2РЗ последующая по отношению к защите 1РЗ, так же, как и 3РЗ по отношению к 2РЗ, рис. 2.1):

$$t_{с.з.посл} = t_{с.з.пред} + \Delta t, \quad (2.5)$$

где Δt – ступень селективности.

Величина Δt состоит из следующих составляющих: 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).

Недостатком максимальных токовых защит является накопление выдержек времени, особенно существенное для головных элементов в многоступенчатых электрических сетях. Для преодоления этого недостатка исполь-

зуются цифровые устройства защиты, позволяющие принимать ступени селективности $\Delta t = 0,15 \div 0,2$ с при условии, что на смежных линиях используются такие же цифровые защиты и однотипные вакуумные или элегазовые выключатели. Для сравнения отметим, что для защит с электромагнитными токовыми реле типов РТ-40 и РТ-80 ступень селективности принимается $\Delta t = 0,5$ с, а для реле типа РТВ $\Delta t = 0,7$ с. Если согласование идет между цифровыми и электромеханическими защитами, то $\Delta t = 0,3$ с.

Другим способом ускорения отключения КЗ является применение токовых защит с обратозависимыми от тока (инверсными) характеристиками срабатывания.

При приближении точки КЗ к источнику питания значения токов КЗ увеличиваются. Например, при КЗ в точке К2 (рис. 2.2) защита 3 отключит повреждения за минимальное время, а защиты 2 и 1 не будут работать, поскольку через них ток КЗ не проходит. При КЗ в точке К1 защиты 2 и 3 не успеют сработать, так как они имеют большую выдержку времени, чем защита 1. В данном случае у рассматриваемых защит разные кратности тока КЗ по отношению к току срабатывания.

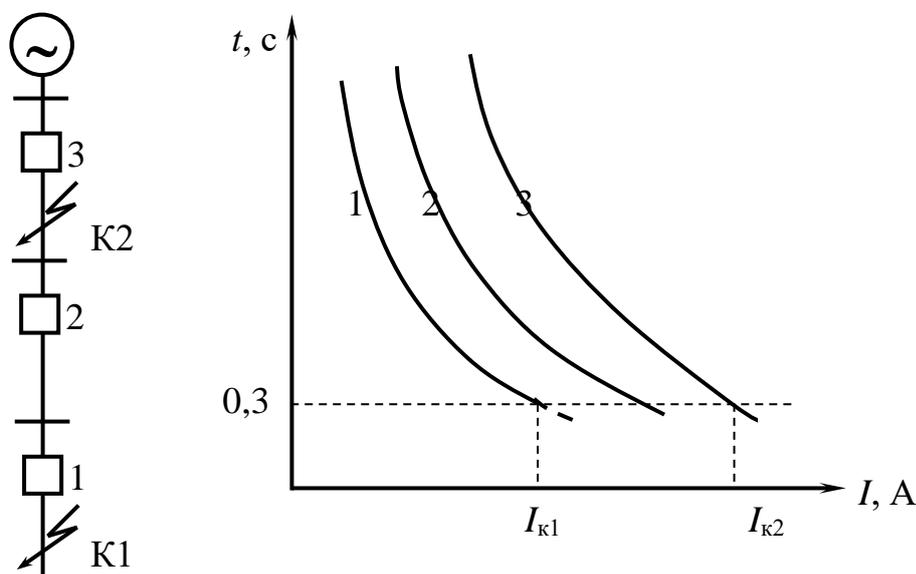


Рис. 2.2 Отключения КЗ без накопления выдержек времени

Таким образом, при выборе времени срабатывания смежных защит, если они имеют однотипные времятоковые характеристики, то никаких графических построений не требуется. Например, при согласовании МТЗ с независимыми от тока характеристиками срабатывания уставки по времени рассчитываются по выражению (2.5) в табличной форме. При согласовании однотип-

ных зависимых защит их характеристики срабатывания могут выбираться с одинаковыми временными параметрами, но при обязательном соблюдении условия (2.2). В случае согласования времени срабатывания защит с разнотипными характеристиками (зависимая и независимая, две разные зависимые и т.д.), необходимо построить так зависимую карту селективности в координатах $t(I)$ (см. рис. 2.2).

Все цифровые реле защиты линий оснащены трех- или четырехступенчатыми защитами максимального тока, причем каждая ступень или две из них имеет набор разных типов время-токовых характеристик в соответствии со стандартом МЭК225-4. 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. Тип зависимой характеристики выбирается пользователем программным способом. При этом в соответствии со стандартом МЭК обратозависимые от тока (ОЗТ) характеристики срабатывания описываются выражением:

$$t = \frac{K \cdot \beta}{I_*^\alpha - 1}, \quad (2.6)$$

где K – временной коэффициент;

$I_* = I_{кз} / I_{с.з}$ - кратность тока КЗ ($I_{кз}$) по отношению к току срабатывания защиты;

t – время срабатывания защиты, с.

Постоянные коэффициенты α и β , определяющие крутизну стандартных 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" $\alpha = 2,5$, $\beta = 315$.

Цифровые реле серии SPAC и БМРЗ имеют еще две характеристики: специальную для согласования с индукционным дисковым реле тока типа R1 (РТ-80) и 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 при 10-ти кратном токе $I_* = 10$.

Связь между значениями T и K однозначно определяется из (2.6) следующими выражениями:

для нормальной ОЗТ (функция SIT) $T = 2,97 \cdot K$;

для очень зависимой (VIT) $T = 1,5 \cdot K$;

для чрезвычайной (EIT) $T = 0,808 \cdot K$;

для ультра зависимой (UIT) $T = K$.

Для того чтобы на карте селективности построить ОЗТ характеристику заданного типа, необходимо знать координаты одной расчетной точки (I_* , $t_{с.з}$), через которую эта характеристика должна проходить. Из (2.6) следует:

$$K = t_{с.з} (I_*^\alpha - 1) / \beta. \quad (2.7)$$

При известных значениях I_* и $t_{с.з}$ определяется коэффициент K и по выражению (2.6) для произвольных значений I_* определяются времена срабатывания t . Затем по полученным координатам на карте селективности строят обратозависимую характеристику.

Построение карты селективности рассмотрим на числовых примерах.

Задача 1. Выбрать обратозависимую характеристику цифрового реле SPAC или Seram защиты линии (рис. 4.3), если предыдущий элемент (трансформатор 10/0,4 кВ мощностью 160 кВ·А) защищен плавким предохранителем типа ПКТ-10 с номинальным током плавкой вставки $I_{пр} = 20$ А. При этом известно, что двухфазный ток КЗ на выводах трансформатора $I_k^{(2)} = 150$ А, а ток срабатывания МТЗ, выбранный по условиям (4.1, 4.2, 4.3) равен $I_{с.з2} = 75$ А (первичных).

На карте селективности по каталожным данным строится время-токовая характеристика предохранителя ПКТ-10 с $I_{пр} = 20$ А, показанная на рис. 2.3 (кривая 1), затем определяются координаты расчетной точки "а". Для этого сначала определяется максимальный расчетный ток КЗ, который одновременно протекает через ПКТ и МТЗ. Для данного примера $I_{рас} = 0,8 \cdot I_k^{(2)} = 0,8 \cdot 150 = 120$ А. Уменьшение тока производится для учета допустимого разброса время-токовых характеристик предохранителей на ± 20 %, а двухфазный ток КЗ принимается в виду малой вероятности одновременного замыкания всех трех фаз на линейных выводах трансформатора. При этом расчетном токе по кривой 1 (рис. 2.3) определяется время плавления плавкой вставки предохранителя $t_{пл} = 0,4$ с.

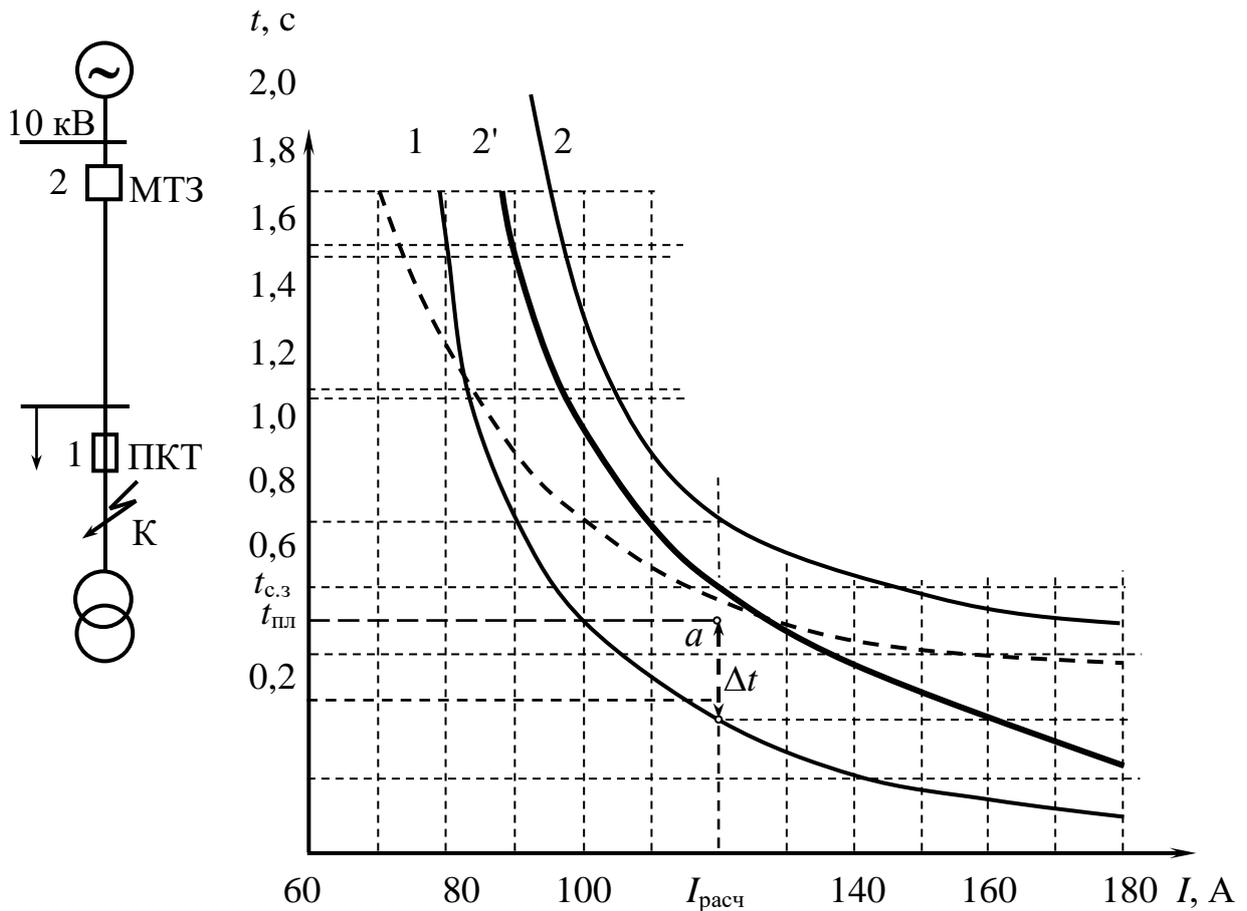


Рис. 2.3 Пример согласования зависимых характеристик цифрового реле и плавкого предохранителя

По выражению (2.5) определяется координата времени расчетной точки "а":

$$t_{c.з2} = t_{пл} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с.}$$

Кратность тока МТЗ при расчетном токе КЗ

$$I_* = I_{рас} / I_{с.з2} = 120 / 75 = 1,6.$$

Выбирается "нормальная" обратозависимая характеристика цифрового реле и определяется временной коэффициент K по выражению (2.7):

$$K = t_{с.з} (I_*^\alpha - 1) / \beta = 0,7 (1,6^{0,02} - 1) / 0,14 = 0,047.$$

Для реле SPAC принимается ближайшая уставка коэффициента $K = 0,05$, а для реле Seram 2000 уставка по времени составит:

$$T=2,97 \cdot K=2,97 \cdot 0,047=0,13959 \text{ с.}$$

При разрешающей способности 10 мс (дискретность 0,01) принимаем $T = 0,14$ с, тогда при обратном пересчете $K = 0,047$.

Для построения время-токовой характеристики реле СПАС защиты 2 рассчитываются несколько значений $t_{c.3}$ при разных кратностях тока КЗ по выражению (4.6):

$$\text{при } I^*=1,3 \quad (100 \text{ A}) \quad t_{c.3} = 0,05 \cdot 0,14 / (1,3^{0,02} - 1) = 1,33 \text{ с;}$$

$$I^*=1,5 \quad (112 \text{ A}) \quad t_{c.3} = 0,05 \cdot 0,14 / (1,5^{0,02} - 1) = 0,86 \text{ с;}$$

$$I^*=2,0 \quad (150 \text{ A}) \quad t_{c.3} = 0,05 \cdot 0,14 / (2,0^{0,02} - 1) = 0,5 \text{ с;}$$

$$I^*=2,5 \quad (187 \text{ A}) \quad t_{c.3} = 0,05 \cdot 0,14 / (2,5^{0,02} - 1) = 0,4 \text{ с.}$$

Построенные характеристики 1 и 2 показывают, что селективность обеспечивается при всех значениях токов КЗ (рис. 2.3).

Задача 2. При тех же данных, что и в предыдущей задаче, но при меньшем токе срабатывания защиты 2, например $I_{c.32} = 50$ А, кратность тока КЗ $I^* = 120/50 = 2,4$, а коэффициент K по выражению (2.7) для "нормальной" ОЗТ характеристики:

$$K = 0,7(2,4^{0,02} - 1) / 0,14 = 0,09.$$

По выражению (4,6) определяется $t_{c.32}$ при разных кратностях тока КЗ:

$$I^*=1,3 \quad (65 \text{ A}) \quad t_{c.32} = 2,6 \text{ с;}$$

$$I^*=1,5 \quad (75 \text{ A}) \quad t_{c.32} = 1,7 \text{ с;}$$

$$I^*=2,0 \quad (100 \text{ A}) \quad t_{c.32} = 1,0 \text{ с;}$$

$$I^*=2,5 \quad (125 \text{ A}) \quad t_{c.32} = 0,7 \text{ с;}$$

$$I^*=3,0 \quad (150 \text{ A}) \quad t_{c.32} = 0,6 \text{ с.}$$

Построенная на рис. 2.3 "нормальная" ОЗТ характеристика с током срабатывания 50 А (штрихпунктирная кривая) пересекается с характеристикой предохранителя, что указывает на отсутствие селективности при малых значениях токов, например, при КЗ внутри трансформатора. В этом случае рекомендуется применить более крутую ОЗТ характеристику, например "экстремальную", для которой $\alpha=2$, $\beta=80$. Коэффициент K по (4.7):

$$K = 0,7(2,4^2 - 1) / 80 = 0,042.$$

Принимаем уставку $K=0,05$ (минимально возможная для реле SPAC).

По выражению (4.6) определяется несколько значений $t_{c.3}$:

$I^*=1,3$	(65 А)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 80 / (1,3^2 - 1) = 5,8$ с;
$I^*=1,5$	(75 А)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 80 / (1,5^2 - 1) = 3,2$ с;
$I^*=1,8$	(90 А)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 80 / (1,8^2 - 1) = 1,8$ с;
$I^*=2,0$	(100 А)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 80 / (2,0^2 - 1) = 1,3$ с;
$I^*=2,5$	(125 А)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 80 / (2,5^2 - 1) = 0,76$ с;
$I^*=3,0$	(150 А)	$t_{c.3} = 0,05 \cdot 80 / (3,0^2 - 1) = 0,5$ с.

Экстремальная характеристика с $I_{c.32} = 50$ А, построенная на рис. 2.3 (кривая 2') обеспечивает значительно лучшую селективность с предохранителем, чем другие характеристики. За счет того, что мы приняли $K = 0,05$ вместо 0,042 кривая 2' проходит несколько выше расчетной точки "а".

Порядок построения карты селективности, рассмотренный в задачах 1 и 2, справедлив и в случае согласования максимальной токовой защиты ЦР с МТЗ на электромеханических реле типа РТ-80 или РТВ. В указанном случае в качестве расчетного тока $I_{расч}$ принимают наибольший (трехфазный) ток КЗ в начале предыдущей линии.

Задача 3. Выбрать время срабатывания цифровых максимальных токовых защит на присоединении (защита 2) и вводе 6 кВ (защита 3) ГПП, если известны уставки токовых защит в многоступенчатой электрической сети 6 кВ, питающей ЦРП и РП (рис. 4.4, а). Трансформатор 400 кВ·А на РП защищен предохранителем ПКТ-6 с номинальным током плавкой вставки $I_{пр} = 80$ А, на ЦРП установлена МТЗ, выполненная на индукционном реле РТ-80 с током срабатывания $I_{c.31} = 400$ А и временем срабатывания в независимой части ОЗТ характеристики равным $t_{c.31} = 0,5$ с. На ГПП присоединение 2 имеет уставку МТЗ по току $I_{c.32} = 700$ А с ОЗТ характеристикой, а МТЗ ввода имеет уставку по току $I_{c.33} = 3000$ А с независимой характеристикой срабатывания.

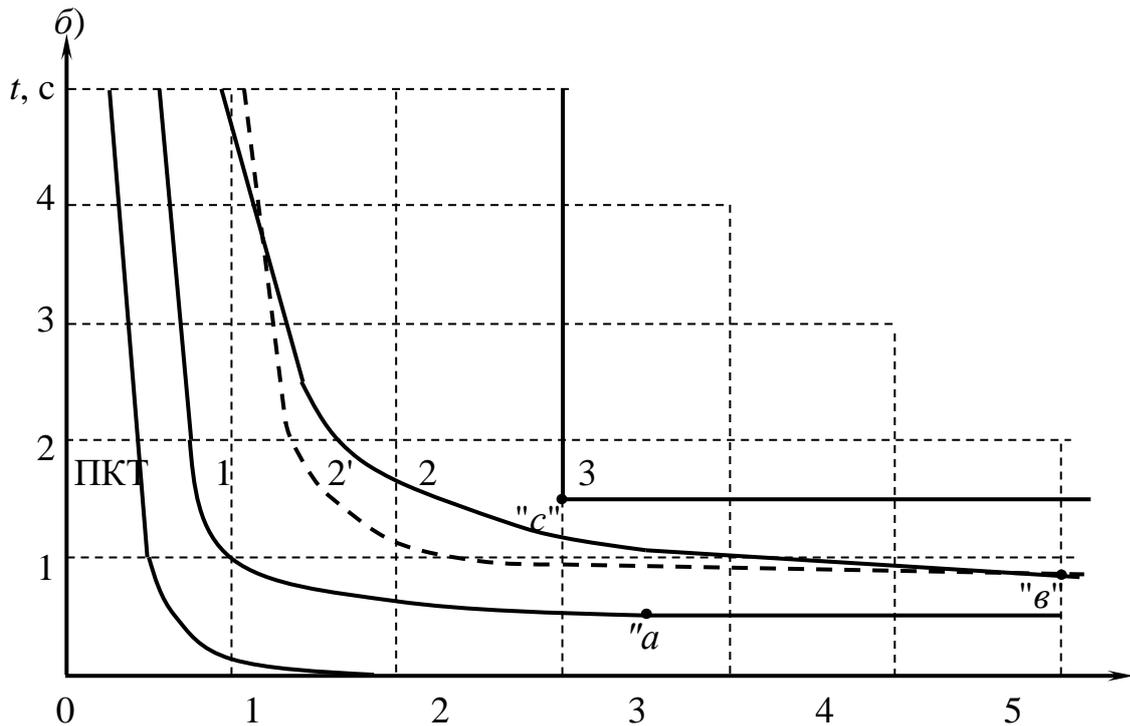
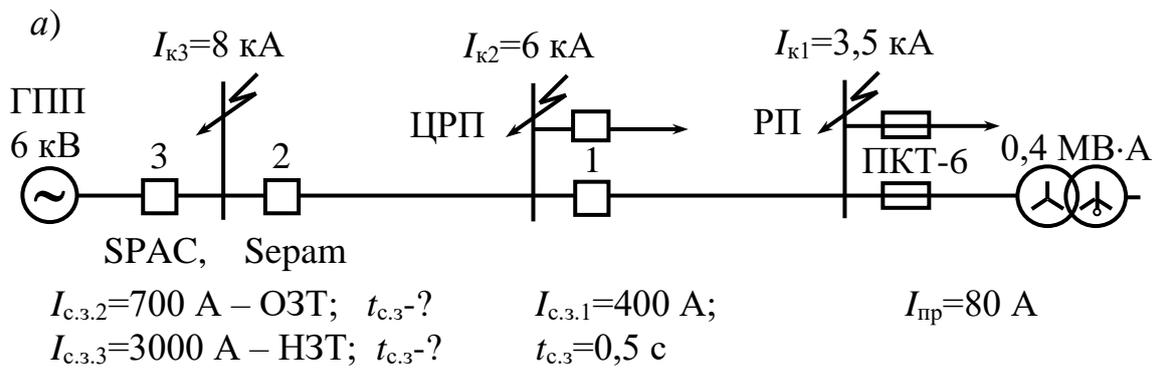


Рис. 2.4 Согласования времени срабатывания МТЗ с зависимыми и независимыми характеристиками срабатывания

Порядок построения карты селективности следующий (рис. 4.4, б):

В начале строится время-токовая характеристика плавкого предохранителя ПКТ по каталожным данным, например [4]. Построенная характеристика ПКТ смещена вправо на 20 % по току плавления по сравнению с типовой характеристикой. Определяется ток плавления плавкой вставки при времени плавления, равном 5 с. Указанный ток по ОЗТ характеристике предохранителя составляет $I_{пл} = 300 \text{ А}$. Ток срабатывания последующей защиты должен быть не менее, чем на 20 % больше значения тока $I_{пл}$. Данное условие выполняется, т.к. $1,2I_{пл}=1,2 \cdot 300=360 \text{ А}$ меньше тока срабатывания защиты 1 ($I_{c.3.1}=400 \text{ А}$). На карте селективности строится время-токовая характеристика индукционного реле РТ-80 (кривая 1). Данную кривую можно построить по

типовым кривым [4] реле РТ-80 с временем срабатывания равным 0,5 с. Однако можно воспользоваться математическим выражением, описывающим ОЗТ характеристику реле типа РТ-80:

$$t_{c.3} = \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}} + T_{уст} ,$$

где $T_{уст}$ – уставка по времени в независимой части ОЗТ характеристики при $I_* \geq 8$.

Данная ОЗТ характеристика заложена в цифровом реле типа БМРЗ как аналог реле РТ-80 и РТВ-4. Расчетная точка "а" кривой 1 соответствует току КЗ $I_{K1}=3,5$ кА. Для данной точки кратность тока $I_* = I_{K1}/I_{c.31}=3500/400 > 8$, следовательно, от точки "а" проводится вправо горизонтальная прямая на уровне $t_{c.31}=0,5$ с. Дальнейшее построение кривой 1 будет показано на примере кривой 2'.

Для построения кривой последующей цифровой защиты 2 определяется расчетная точка "б" с координатами $I_{"б"}=I_{K2}=6$ кА и $t_{"б"}=t_{c.31}+\Delta t=0,5+0,3=0,8$ с. Кратность тока КЗ в расчетной точке "б": $I_* = 6000/700 = 8,57$. Если бы на ГПП использовалось цифровое реле типа БМРЗ, то для защиты 2 целесообразно применить ОЗТ характеристику аналогичную реле РТ-80. Тогда указанную выше формулу перепишем:

$$T_{уст} = t_{c.3} - \frac{1,258}{(I_* - 1)^{1,8}} = 0,8 - \frac{1,258}{(8,57 - 1)^{1,8}} = 0,77 \text{ с.}$$

Таким образом, уставка на реле БМРЗ $T_{уст} = 0,77$ с. Определим время срабатывания $t_{c.32}$ при произвольных значениях кратности I_* :

$$I_* = 1,5 (1050 \text{ А}) \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(1,5 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 5,15 \text{ с;}$$

$$I_* = 2 \quad (1400 \text{ А}) \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(2 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 2,03 \text{ с;}$$

$$I_* = 3 \quad (2100 \text{ А}) \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(3 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 1,13 \text{ с;}$$

$$I_* = 5 \quad (3500 \text{ А}) \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(5 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 0,87 \text{ с;}$$

$$I_* = 8,57 \quad (6000 \text{ А}) \quad t_{c.3} = \frac{1,258}{(8,57 - 1)^{1,8}} + 0,77 = 0,8 \text{ с.}$$

На рис. 4.4, б штрихпунктирной линией показана кривая 2' – аналог реле РТ-80.

Однако по условию задачи на ГПП применяется ЦР типа SPAC или Seram 2000, у которых не имеется аналога реле РТ-80. Поэтому для защиты 2 применяем нормальную ОЗТ характеристику по стандарту МЭК в соответствии с выражениями (4.6, 4.7). В начале определяется коэффициент времени:

$$K = t_{c.3}(I_*^{0,02} - 1)/0,14 = 0,8(8,57^{0,02} - 1)/0,14 = 0,25.$$

Затем по (4.6) определим $t_{c.32}$ для различных кратностей тока КЗ:

$$I_* = 1,5(1050 \text{ А}) \quad t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (1,5^{0,02} - 1) = 4,3 \text{ с};$$

$$I_* = 2 \quad (1400 \text{ А}) \quad t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (2^{0,02} - 1) = 2,5 \text{ с};$$

$$I_* = 3 \quad (2100 \text{ А}) \quad t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (3^{0,02} - 1) = 1,58 \text{ с};$$

$$I_* = 5 \quad (3500 \text{ А}) \quad t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (5^{0,02} - 1) = 1,07 \text{ с};$$

$$I_* = 8,57 \quad (6000 \text{ А}) \quad t_{c.3} = 0,25 \cdot 0,14 / (8,57^{0,02} - 1) = 0,8 \text{ с}.$$

На рис. 4.4, б построена "нормальная" ОЗТ характеристика защиты 2 (кривая 2). Кривая 2 хуже согласовывается с кривой 1, чем кривая 2'.

Последняя защита 3 (защита ввода или секционного выключателя ГПП) по условию задачи выполнена с независимой от тока характеристикой срабатывания и имеет уставку по току $I_{c.33} = 3000 \text{ А}$. Для определения времени срабатывания защиты 3 на карте селективности строится кривая 3 с координатами угловой точки "с": $I_{c'} = I_{c.33} = 3 \text{ кА}$ и $t_{c'} = t_{c.32} + \Delta t$.

Определим время срабатывания защиты 2 при токе КЗ равном 3 кА:

$$I_* = 3000/700=4,29 \quad t_{c.32} = 0,25 \cdot 0,14 / (4,29^{0,02} - 1) = 1,19 \text{ с}.$$

Приняв $\Delta t=0,3 \text{ с}$, получим уставку по времени защиты 3:

$$t_{c.33} = 1,19 + 0,3 = 1,5 \text{ с}.$$

При меньшем значении тока срабатывания, например, $I_{c.33} = 2 \text{ кА}$ время срабатывания защиты 3 пришлось бы принять равным 2 с (см. рис. 2.4, б).

Практическое занятие №3

Тема: РАСЧЕТ ТОКОВЫХ ОТСЕЧЕК

Токовая отсечка (ТО) без выдержки времени (первая ступень токовой защиты) предназначена для ускорения отключения близких коротких замыканий. Ее уставка (ток срабатывания) выбирается из условия отстройки (несрабатывания) от максимального трехфазного тока КЗ в конце защищаемой линии или трансформатора.

Для токовых отсечек защит 2РЗ и 3РЗ (см. рис. 3.1) соответственно:

$$I_{с.з.то2} \geq K_n \cdot I_{к1}^{(3)}; \quad I_{с.з.то3} \geq K_n \cdot I_{к2}^{(3)},$$

где K_n – коэффициент надежности, принимаемый для цифровых реле 1,15÷1,2.

Для сравнения при использовании электромагнитного элемента реле типа РТ-80 $K_n = 1,5÷1,6$, для реле РТМ $K_n = 1,7$.

Чувствительность отсечки проверяется при токах КЗ в начале защищаемой линии, соответственно:

$$K_{ч.то2} = I_{к2}^{(3)} / I_{с.з.то2}; \quad K_{ч.то3} = I_{к3}^{(3)} / I_{с.з.то3}.$$

При этом коэффициент чувствительности должен удовлетворять условию $K_{ч} \geq 1,2$.

Отсюда следует вывод, что применить отсечку можно только на тех линиях, где отношение токов КЗ в начале и в конце защищаемой линии превышает 1,4 для цифровых реле и 1,8 для реле РТ-80. Очевидно, что на коротких кабельных линиях применить отсечку без выдержки времени невозможно. В этом случае используется только одна защита – МТЗ.

При этом следует иметь в виду, что если к шинам подстанции подключены синхронные двигатели или генераторы мини-ТЭЦ, то для обеспечения их динамической устойчивости при внешних КЗ на линиях всех присоединений подстанции должны применяться токовые отсечки без выдержки времени даже в ущерб их селективности. В этом случае на коротких линиях применяют неселективную отсечку с автоматикой АПВ или продольную дифференциальную защиту. Зона действия быстродействующей защиты должна распространяться на участок линии, короткое замыкание в котором сопровождается остаточным напряжением на шинах подстанции меньше 60 % номинального напряжения.

На длинных линиях кроме токовой отсечки без выдержки времени (обычно $t_{c.31} \approx 0,1$ с) применяют еще и токовую отсечку с выдержкой времени ($t_{c.32} \approx 0,3 \div 0,4$ с), ток срабатывания которой выбирается по условию отстройки от тока срабатывания отсечки предыдущей линии, например, для защиты ЗРЗ (см. рис. 3.1):

$$I_{c.33} \geq K_n \cdot I_{c.з.то2} ,$$

где K_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,1 для ЦР, обеспечивая тем самым токовую селективность.

Чувствительность отсечки с выдержкой времени проверяется при КЗ в конце защищаемой линии:

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к2}}^{(2)} / I_{c.33} \geq 1,2.$$

Рассмотрим особенность применения *токовых защит блока линия-трансформатор*.

На радиальной линии, питающей один трансформатор 6(10)/0,4 кВ (без предохранителя ПКТ на высокой стороне) токовая защита является основной как для линии, так и для трансформатора (рис. 2.5).

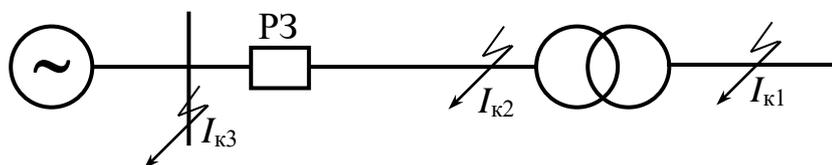


Рис. 3.1 Токовая защита блока линия-трансформатор

В этом случае применяют двухступенчатую защиту: токовую отсечку без выдержки времени и МТЗ.

Ток срабатывания отсечки выбирается по условию:

$$I_{c.з.ТО} \geq K_n I_{\text{к1}}^{(3)} , \quad (3.1)$$

где $I_{\text{к1}}^{(3)}$ – приведенный к высокой стороне ток КЗ на шинах 0,4 кВ;

K_n – коэффициент надежности отстройки, равный 1,2.

Чувствительность отсечки проверяется при двухфазном КЗ на линейных выводах трансформатора:

$$K_{\text{ч.то}} = I_{\text{к2}}^{(2)} / I_{c.з.то} . \quad (3.2)$$

Так как отсечка является основной защитой трансформатора коэффициент чувствительности ее должен быть $K_{ч.то} \geq 2$. Обычно это условие выполняется, так как сопротивление трансформатора велико.

Максимальная токовая защита (МТЗ) для линии является резервной, а для трансформатора основной защитой, поскольку защищает трансформатор при внутренних КЗ и на выводах 0,4 кВ.

Выбор тока срабатывания МТЗ производится по условию (3.1), а чувствительность защиты оценивается при двухфазных и однофазных КЗ на стороне 0,4 кВ трансформатора по выражению (3.3).

При этом напомним, что если группа соединения трансформатора звезда-звезда с заземленным нулем, то ток однофазного КЗ намного меньше трехфазного КЗ, а коэффициент чувствительности в этом случае определяется по выражению:

$$K_{ч} = \frac{2}{3} I_{к}^{(1)} / I_{с.з},$$

где $I_{к}^{(1)}$ - приведенный к стороне ВН ток однофазного КЗ на шинах 0,4 кВ.

Согласно ПУЭ должно выполняться условие $K_{ч} \geq 1,5$, как при двух-, так и при однофазных КЗ. Однако, ПУЭ допускает невыполнение этого условия при однофазных КЗ, если связь между трансформатором и распределительным щитом 0,4 кВ выполнена трехжильным кабелем. С применением кабеля однофазное КЗ обязательно переходит в междуфазное.

Минимальное время срабатывания МТЗ выбирается на ступень селективности больше, чем токовая отсечка. Для цифровых защит

$$t_{с.з.МТЗ} = 0,1 + 0,3 = 0,4 \text{ с.}$$

Однако, при этом должна быть проверена селективность МТЗ с вводным защитным аппаратом (предохранителем или автоматом) на стороне 0,4 кВ. Наилучшая селективность обеспечивается при применении обратозависимой время-токовой характеристики срабатывания МТЗ.

При использовании цифровых реле в качестве защиты трансформатора имеется возможность применить дополнительную к основным защиту от перегрузки на основе тепловой модели.

Практическое занятие №4

Тема: РАСЧЕТ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА С ВЫСШИМ НАПРЯЖЕНИЕМ 110(35) КВ

Трансформаторы 35 (110) кВ применяются на главных понизительных подстанциях ГПП и отпайках. Основными защитами от внутренних повреждений трансформаторов являются токовая отсечка (ТО) или дифференциальная защита, 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 этом расчет тока срабатывания и проверка чувствительности ТО производится по выражениям (3.8) и (3.9). При большей мощности трансформатора или при недостаточной чувствительности токовой отсечки применяют дифференциальную защиту.

Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Цифровое реле дифференциальной защиты трансформатора, как правило, выпускается 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) трансформаторам тока сторон ВН и НН. В отличие от аналоговых дифференциальных защит с реле РНТ, ДЗТ-11, ДЗТ-21 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. Кроме того от тока небаланса, вызванного бросками токов намагничивания трансформатора в цифровых реле эффективно отстраиваются за счет блокировки реле по 2- и 5-ой гармоникам дифференциального тока.

Глубокая отстройка от бросков тока намагничивания позволяет в цифровых реле минимальный дифференциальный ток срабатывания защиты ($I_{d\text{-min}}$) 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 внешнем КЗ за пределами зоны действия дифференциальной защиты, трансформаторы тока стороны НН обтекаются током и реле автоматически загрубляется, т.е. ток срабатывания его увеличивается по мере роста тока сквозного замыкания (тормозного тока). Уставкой по степени торможения в цифровых реле принято считать отношение дифференци-

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

$$\frac{I_d}{I_t} \geq K_n (K_a \varepsilon + \Delta U), \quad (4.1)$$

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. 5.1.

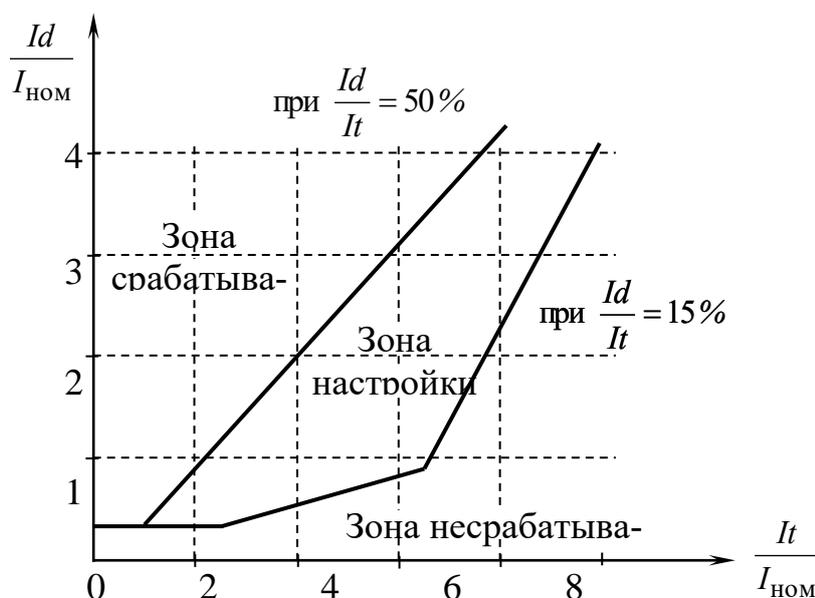


Рис. 4.1 Тормозная характеристика дифференциальной защиты трансформатора

Зона настройки процентного торможения реле находится в диапазоне от 15 до 50 %.

Например, для трансформатора с $\Delta U_{рпн} = 16\%$ имеем

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

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:

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

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

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

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. 4.1 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 (4.1), в котором коэффициент K_a принимается равным единице, а значение $\varepsilon = 5$ %.

Практическое занятие №5

Тема: РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНЫХ ТОКОВЫХ ЗАЩИТ НА ДВУХТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

На рис. 5.1 приведена схема двухтрансформаторной подстанции ГПП.

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 предыдущем, либо последующим по отношению друг к другу (см. п. 4).

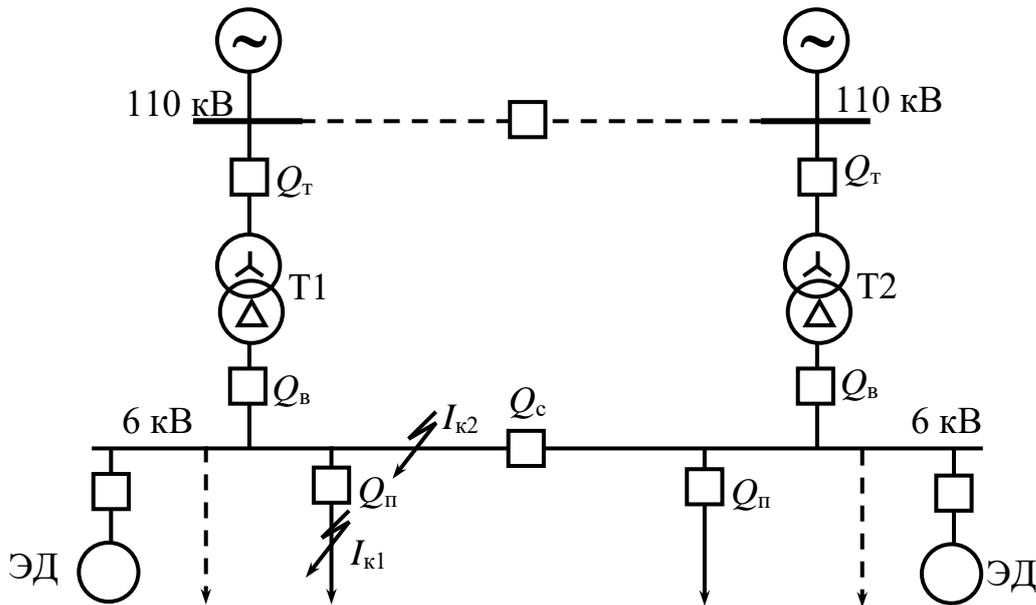


Рис. 5.1 Расчетная схема выбора уставок МТЗ на элементах ГПП

Для МТЗ выключателей Q_c и Q_B основной зоной защиты являются шины 6 кВ подстанции, а резервной зоной - присоединения $Q_П$. Исходя из этого при выборе тока срабатывания МТЗ справедливы выражения (4.1), (4.2) и (4.3). Однако при определении коэффициента самозапуска $K_{с.з.п}$ и значения $I_{раб.мах}$ возникает ряд трудностей, особенно если к шинам подстанции подключены электродвигатели (ЭД) напряжением выше 1 кВ. 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 $K_{с.з.п}$ принимается режим пуска одного ЭД при максимальном (реально возможном) количестве включенных присоединений:

$$K_{с.з.п} \cdot I_{раб.мах} = U_{нн.ср} / [\sqrt{3}(x_{нн.мин} + x_{ЭК})]; \quad (5.1)$$

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

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

$x_{\text{ЭК}}$ – эквивалентное сопротивление заторможенного двигателя $x''d$ и суммарной нагрузки присоединений $x_{\text{нагр.сум}}$.

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

Данное выражение справедливо как для МТЗ ввода, так и для МТЗ секционного выключателя, имея в виду, что через $Q_{\text{в}}$ может проходить нагрузка обеих секций шин, а через $Q_{\text{с}}$ – только одной (при ремонтном режиме работы подстанции). При отсутствии электродвигателей 6 кВ, подключенных к шинам подстанции в качестве значения $I_{\text{раб.мах}}$ можно принять:

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

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

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

Значение тока срабатывания МТЗ трансформатора ($Q_{\text{т}}$) должно быть больше, чем уставка МТЗ ввода $Q_{\text{в}}$ из условия (4.2).

Проверка чувствительности МТЗ $Q_{\text{с}}$ и $Q_{\text{в}}$ производится по выражениям (4.3), где в качестве значения тока КЗ основной зоны принимается ток $I_{\text{к2min}}^{(2)}$ (см. рис. 5.2), а тока КЗ в зоне резервирования – $I_{\text{к1min}}^{(2)}$, т.е. ток 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 (5.1) пусковой ток ЭД не учитывают, а в выражении (4.1) коэффициент $K_{\text{с.з.п}}$ принимают равным единице. Обычно значение напряжения срабатывания пускового органа минимального напряжения принимают $U_{\text{с.з}} = 0,6U_{\text{ном}}$. Чувствительность пускового органа проверяется по условию:

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

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

Данное условие по ПУЭ допускается не выполнять, если это связано с значительным усложнением защиты.

Следует отметить, что чувствительность МТЗ трансформатора проверяется только при КЗ на шинах 6 кВ, однако, при этом необходимо учитывать

схему соединения трансформаторов тока (ТТ), установленных на высокой стороне и группу соединения обмоток трансформатора. Например, если ТТ соединены в треугольник, а группа трансформатора Y/Δ , то чувствительность МТЗ проверяется по формуле:

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

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

В том же примере при ТТ соединенных в звезду $K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(3)} / I_{\text{с.з}}$. Подчеркнем, что с цифровыми реле ТТ соединяются в звезду, а первый пример используется в аналоговых защитах, когда к ТТ одновременно подключаются МТЗ и цепи дифференциальной защиты трансформатора.

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 $K_{\text{ч}} \geq 1,5$ при ее отсутствии. 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 по выражению (4.5), имея в виду, 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. Если на указанном присоединении применяется зависящая от тока выдержка времени, то необходимо построить карту селективности и определить минимально возможное время срабатывания МТЗ секционного выключателя, а далее, прибавляя ступени селективности $\Delta t = 0,3$ с, находят выдержки времени МТЗ ввода и трансформатора (см. задачу 3 п. 4.2). При однофазном КЗ на линии 110 кВ в защите трансформатора в случае соединения ТТ в звезду появляется ток нулевой последовательности, который может вызвать ложное отключение трансформатора, поэтому в большинстве ЦР ток нулевой последовательности устраняется расчетом. Если такой блокировки нет, то выдержка времени МТЗ трансформатора должна быть больше времени срабатывания защиты нулевой последовательности линии. При этом максимальное время срабатывания МТЗ трансформатора с высшим напряжением 110 кВ не должно быть больше 3 с, а трансформатора 35 кВ – 4 с. Напомним, что МТЗ секционного выключателя имеет ускорение (уменьшение выдержки времени) после АВР.

Задача. Выбрать уставки максимальных токовых цифровых защит на выключателях СВ- $Q_{\text{с}}$, ввода 6 кВ – $Q_{\text{в}}$ и трансформатора – $Q_{\text{т}}$ ГПП (см. рис. 5.2),

если известны: токи коротких замыканий на шинах 6 кВ $I_{к2.min}^{(3)} = 8,5$ кА; $I_{к2.max}^{(3)} = 12$ кА, ток КЗ в конце самого протяженного присоединения $I_{к1.min}^{(3)} = 7$ кА, на выключателе Q_H присоединения установлена МТЗ с уставками по току $I_{с.з.п.} = 400$ А и по времени $t_{с.з.п.} = 0,4$ с с независимой характеристикой срабатывания, трансформаторы Т1 и Т2 мощностью по $S_{1р} = 16$ МВ·А имеют регуляторы РПН с $\Delta U_{рпн} = \pm 16$ %, 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 максимальный ток нагрузки каждой секции, равным 0,7 номинального тока трансформатора.

$$I_{ном.тр.} = \frac{S_{тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{пн}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466 \text{ А.}$$

$$I_{max секц.} = 0,7 \cdot 1466 = 1026 \text{ А.}$$

- 1) Расчет уставки МТЗ секционного выключателя Q_c :
- по условию отстройки от тока самозапуска

$$I_{с.з.св} = \frac{K_H}{K_B} K_{с.з.п} \cdot I_{max секц.} = \frac{1,2}{0,96} \cdot 2,2 \cdot 1026 = 2822 \text{ А,}$$

где $K_{с.з.п} = 2,2$ (см. п. 4.1);

- по условию согласования по чувствительности с защитой отходящей линии.

$$I_{с.з.св} = K_{н.с} (I_{с.з.п} + I_{max секц.}) = 1,1(400 + 1026) = 1569 \text{ А,}$$

принимаем 2822 А;

- проверка чувствительности защиты производится по минимальному току двухфазного КЗ:

в основной зоне

$$K_{ч.о.} = I_{к2.min}^{(2)} / I_{с.з.св} = 0,866 \cdot 8500 / 2822 = 2,6 > 1,5;$$

в зоне резервирования

$$K_{ч.р.} = I_{к1.min}^{(2)} / I_{с.з.св} = 0,866 \cdot 7000 / 2822 = 2,1 > 1,2;$$

- уставка МТЗ по времени:

$$t_{с.з.св} = t_{с.з.п} + \Delta t = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с;}$$

- 2) Расчет уставки МТЗ ввода 6 кВ.

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

$$I_{с.з.в} = \frac{K_H}{K_B} (K_{с.з.п} \cdot I_{\max \text{ св}} + I_{\max \text{ св}}) = \frac{1,2}{0,96} \cdot (2,2 \cdot 1026 + 1026) = 4104 \text{ А};$$

- по условию согласования с защитой секционного выключателя

$$I_{с.з.в} = K_{н.с} (I_{с.з.св} + I_{\max \text{ секц.}}) = 1,1(2822+1026) = 4233 \text{ А},$$

принимаем 4233 А;

- чувствительность защиты в основной зоне

$$K_{ч.о.} = 0,866 \cdot 8500 / 4233 = 1,7 > 1,5,$$

в зоне резервирования

$$K_{ч.р.} = 0,866 \cdot 7000 / 4233 = 1,43 > 1,2;$$

- уставка защиты по времени

$$t_{с.з.в} = 0,7 + 0,3 = 1 \text{ с}$$

3) Расчет уставки МТЗ трансформатора:

- расчетный режим по отстройки от тока самозапуска – подача напряжение на трансформатор, питающий одновременно обе секции (ремонтный режим подстанции):

$$I_{с.з.тр.нн} = \frac{K_H}{K_B} K_{с.з.п} \cdot 2I_{\max \text{ секц.}} = \frac{1,2}{0,96} \cdot 2,2 \cdot 2 \cdot 1026 = 5643 \text{ А},$$

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

$$I_{с.з.тр.вн} = I_{с.з.тр.нн} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн.ср} (1 - \Delta U_{рпн})} = 5643 \cdot \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 368 \text{ А};$$

- по условию согласования с защитой ввода 6 кВ с учетом изменения коэффициента трансформации:

$$I_{с.з.тр.вн} = K_{н.с} (I_{с.з.в} + I_{\text{нагр.35кВ}}) \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн.ср} (1 - \Delta U_{рпн})} =$$

$$= 1,2(4233 + 0) \frac{6,3}{115(1 - 0,16)} = 332 \text{ А},$$

принимаем 368 А;

- уставка защиты по времени $t_{с.з.тр} = 1 + 0,4 = 1,4 \text{ с}$.

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

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к2 min вн}}^{(3)} / I_{\text{с.з.тр.вн}} = 425/368 = 1,15 < 1,2.$$

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 без расчета равным $0,6U_{\text{ном}}$. В этом случае уставки защит по току выбираются только по условию согласования их по чувствительности, а функцию отсрочки защит от тока самозапуска выполняет пусковой орган минимального напряжения и коэффициент самозапуска принимается равным единице.

В соответствии с выше приведенным расчетом ток срабатывания МТЗ секционного выключателя выбирается $I_{\text{с.з.св}} = 1569 \text{ А}$.

Уставка по току защиты ввода 6 кВ:

$$I_{\text{с.з.в}} = 1,1(1569+1026) = 2855 \text{ А.}$$

Уставка по току защиты трансформатора

$$I_{\text{с.з.тр.вн}} = 1,2 \cdot 2855 \frac{6,3}{115(1-0,16)} = 223 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности защит:

- защита СВ $K_{\text{ч.о}} = 0,866 \cdot 8500/1569 = 4,7$;
- защита ввода $K_{\text{ч.о}} = 0,866 \cdot 8500/2855 = 2,5$;
- защита трансформатора $K_{\text{ч}} = 425/223 = 1,9$.

По времени остаются ранее выбранные уставки защит.

Практическое занятие №6

Тема: ЗАЩИТА ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 КВ

Основной защитой электродвигателей (ЭД) от междуфазных КЗ является токовая отсечка, если мощность ЭД меньше 5 МВт или дифференциальная защита, если $P_{\text{ЭД}} \geq 5$ 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 в п. 7.

1 Выбор токовой отсечки и дифференциальной защиты двигателя

Ток срабатывания отсечки выбирается по выражению

$$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{пуск}}, \quad (6.1)$$

где $K_{\text{н}}$ – коэффициент надежности, для цифровых реле, принимается 1,3÷1,4;

$I_{\text{пуск}}$ – пусковой ток ЭД.

Коэффициент чувствительности отсечки проверяется по выражению

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{к.мин}}^{(2)} / I_{\text{с.з}}, \quad (6.2)$$

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

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

Если в выражении (6.1) в качестве $I_{\text{пуск}}$ 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:

$$I_{\text{пуск}} = U_{\text{нн.ср}} / [\sqrt{3}(x_{\text{нн.мин}} + x''d)], \quad (6.1.a)$$

где обозначения те же, что и в формуле (6.2).

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

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

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 осуществляется также как в трансформаторах (6.1). Чувствительность дифференциальной защиты оценивается по выражению (6.2).

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 $0,1I_{\text{ном}}$ и $1,5I_{\text{ном}}$, а третий ПО – минимального тока с уставкой $1,25I_{\text{ном}}$. 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 $3I_{\text{ном}}$ в течение заданного времени $t_1 \approx 2t_{\text{пуск}}$. Начало пуска обнаруживается в момент увеличения потребляемого тока от 0 до значения более 5 % номинального тока. Вторая защита срабатывает если пуск завершен, двигатель работает нормально и в установившемся режиме неожиданно ток двигателя достигает значения более $3I_{\text{ном}}$ и держится в течение заданного времени $t_2 = 3\div 4$ с.

2 Защита минимального напряжения и особенности защиты синхронных двигателей

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 неответственных 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:

$$U_{c.3} \leq (0,6 \div 0,7)U_{ном}; \quad t_{c.3} \approx t_{МТЗ.В}.$$

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:

$$U_{c.3} \leq (0,4 \div 0,5)U_{ном}; \quad t_{c.3} \approx (3 \div 9)с.$$

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, потребляемой 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, вы-

званных 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.

3. 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 обратно-пропорциональной 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]:

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

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 допу-

стимое время нахождения холодного двигателя в заторможенном состоянии при 6-кратном токе. У обычных двигателей параметр t_{6x} превышает время пуска примерно в два раза ($t_{6x} \approx 2 t_{п}$). Существует однозначная связь между постоянной времени T и параметром t_{6x} , что вытекает из уравнения (6.3) после его решения относительно t :

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

Отсюда постоянную времени нагрева T_n можно определить по следующей формуле

$$T_n = 60 \cdot t_{п},$$

где $t_{п}$ – 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:

$$T_0 = (2 \div 4) T_n.$$

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 $6I_{ном}$, а время пуска – $t_{п} = 5$ сек. Тогда:

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

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

При включении двигателя из холодного состояния ($\theta_{нач} = 0$) 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 нагрузкой 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:

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

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.

Рассмотренная тепловая модель справедлива и для трансформаторов, но в этом случае принимают $T_n = T_0$ и $p = 1$.

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 с пульта соответствующей командой.

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:

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

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

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

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

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

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).

Практическое занятие №7

Тема: Расчет основных показателей при оценке экономической эффективности использования цифровых реле

Цифровым реле (ЦР) присущи следующие основные положительные свойства, полностью отсутствующие в аналоговых релейных защитах.

1. Многофункциональность ЦР. При малых габаритах одно ЦР заменяет от 10 до 20 аналоговых реле, которые в совокупности выполняют такие же функции, а также несколько измерительных приборов (экономия подсчитывается по стоимости реле, приборов и монтажных работ).

2. Непрерывная самодиагностика и высокая аппаратная надежность, практически исключая возможность отказа защиты при КЗ и как следствие, предотвращающая ущерб от недоотпуска электроэнергии (см. п. 11.1). Аналоговые защиты, как не обладающие свойством самодиагностики, могут оказаться в неисправном состоянии в период между плановыми проверками от 1 до 5 лет и это неизбежно приведет к отказу защиты при коротком замыкании. В случае неисправности ЦР за счет непрерывной самодиагностики мгновенно выдается сигнал неисправности. Следовательно, замена этого реле или неисправного блока происходит оперативно, не ожидая аварийной ситуации на защищаемом элементе. Самодиагностика ЦР кроме того позволяет в несколько раз увеличить период плановых проверок или вообще от них отказаться (экономия в заработной плате за счет уменьшения численности ремонтного персонала). Так по данным сетевого района VIRAT, все подстанции которого оборудованы цифровыми реле (Финляндия), существенно снизились затраты на ремонт, перерывы электроснабжения. На весь ремонт вместо трех ремонтных бригад стала использоваться одна, состоящая из двух рабочих.

3. Ускорение отключения коротких замыканий благодаря существенно уменьшению ступени селективности по времени и точности работы ЦР (может дать экономию за счет применения проводов линии или кабелей меньшего сечения, выбранных по условию их термической стойкости).

7.1 Приближенный расчет ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям при отказе или неселективном срабатывании защиты

Рассмотрим случай отказа аналоговой релейной защиты на одном из присоединений подстанции 110/6 кВ при КЗ в точке К1 на линии данного присоединения. Отказ защиты и неотключение выключателя $Q_{п}$ приведет к срабатыванию резервной защиты и отключению выключателя ввода $Q_{в}$. Следом за этим произойдет АВР секционного выключателя $Q_{с}$, но поскольку за-

мыкание не устранено АВР будет неуспешным и выключатель Q_c отключится от своей защиты. Таким образом произойдет погашение всей секции шин и потребителей. На однострансформаторной подстанции отказ одной защиты приведет к погашению всей подстанции. Длительность перерыва электроснабжения зависит от ряда обстоятельств: наличие или отсутствия постоянного дежурного персонала, время на оперативные переговоры, осмотр ЗРУ-6 кВ и поиск отказавшей защиты (обычно все начинается с пробного включения выключателя ввода, затем отключают все присоединения, снова включают ввод и по очереди включают потребители вплоть до поврежденного фидера, затем все повторяется).

Ущерб от прекращения электроснабжения рассчитывается по формуле:

$$y = (a + t \cdot v)p,$$

где p – потребляемая мощность, отключенная в результате отказа релейной защиты (кВт);

t – продолжительность отсутствия электроснабжения (ч);

a – постоянная (фиксированная) часть ущерба, независящая от продолжительности отсутствия электроснабжения (руб/кВт);

v – переменная часть ущерба, зависящая от вида потребительского сектора (руб/кВт).

Средние величины a и v по данным западных исследователей приведены в следующей таблице:

Потребительский сектор	Сельский	Промышленных	Бытовой	Муниципальный	Обслуживание
Постоянная составляющая "а", USD/кВт	0	1,2	0	0,5	1,1
Переменная составляющая "в", USD/кВт	8,1	12,2	1,6	4,8	7,8

Пример. Определим стоимость ущерба от внезапного прекращения электроснабжения на время 0,5 часа потребителей, питающихся от двухтрансформаторной подстанции с мощностью трансформаторов по $S_T = 16000$ кВ·А.

Значение p определим по формуле:

$$p = 0,7 \cdot S_T \cdot \cos\varphi \cdot K_c,$$

где K_c – коэффициент спроса (одновременности).

При $K_c = 0,6$

$$p = 0,7 \cdot 16000 \cdot 0,8 \cdot 0,6 = 5400 \text{ кВт.}$$

Стоимость ущерба для сельских потребителей составит

$$y = (0 + 0,5 \cdot 8,1) \cdot 5400 = 21870 \text{ у.е.}$$

Для промышленных потребителей:

$$y = (1,2 + 0,5 \cdot 12,2) \cdot 5400 = 39420 \text{ у.е.}$$

Число отказов релейной защиты в год на одной подстанции при устаревших электромеханических элементах можно принять в среднем равным 0,3. Тогда среднегодовой ущерб от недоотпуска электроэнергии промышленным потребителям в нашем примере составит около 12000 у.е.

С применением цифровых защит вероятность отказа, по вышеназванным причинам, ничтожно мала. Тогда на подстанции с числом присоединений 6 кВ равным 10 при средней стоимости одного комплекта цифровой защиты 3000 у.е., затраты составят 33000 у.е. Следовательно, срок окупаемости цифровых защит только от предотвращения ущерба, связанного с недоотпуском электроэнергии около 3 лет.

7.2 Пример расчета экономии на сечении проводов линии за счет ускорения отключения КЗ

Минимальное допустимое сечение голых проводов по условиям их термической стойкости при КЗ определяется по выражению:

$$S_{\min} = I_{\text{к.мах}} \sqrt{t_{\text{откл}}} / C_T, \text{ мм}^2,$$

где C_T – параметр; для алюминиевых проводов $C_T=69,5$ [4];

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.з.уск}} + 2t_{\text{ов}},$$

$t_{\text{ов}}$ – собственное время отключение выключателя;

$t_{\text{с.з.уск}}$ – время срабатывания "ускоренной" защиты после АПВ линии.

Рассматриваются два вида защит на линии 10 кВ, имеющей автоматическое повторное включение (АПВ):

1 вид – релейная защита на электромеханических реле типа РТВ с минимальным временем срабатывания 0,7 с, не имеющая ускорения после АПВ (на реле РТВ ускорение невозможно выполнить);

2 вид – цифровая защита с временем срабатывания 0,2 с, а по цепи ускорения после АПВ – 0,05 с.

Если принять максимальный ток КЗ $I_{к.маx} = 3600$ А, что соответствует питанию от трансформатора 110/10 кВ мощностью 10 МВ·А, то при электромеханических реле минимальное допустимое сечение проводов:

$S_{\min} = 3600\sqrt{1,6}/69,5 = 65,5$ мм² или ближайшее стандартное сечение 70 мм² (АС-70). В этом примере $t_{откл} = 0,7+0,7+2\cdot0,1=1,6$ с.

При том же значении тока КЗ, но при использовании цифрового реле $t_{откл} = 0,2+0,05+2\cdot0,1=0,45$ с. Минимальное допустимое сечение проводов:

$$S_{\min} = 3600\sqrt{0,45}/69,5 = 34,7 \text{ мм}^2$$

или ближайшее стандартное сечение 35 мм² (АС-35).

Таким образом, при замене электромеханических реле на цифровое сечение проводов линии может быть уменьшено в 2 раза.

При расчете допустимого сечения кабельных линий напряжением до 10 кВ значения параметра C_T принимаются 90 и 140 соответственно для кабелей с алюминиевыми и медными жилами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Овчаренко Н.И. Элементы автоматических устройств энергосистем. М.: Энергоатомиздат, 1995.
2. Романюк Ф.А. Информационное обеспечение микропроцессорных защит электроустановок. Мн.: УП "Технопринт", 2001.
3. Правила устройств электроустановок. 6-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1986. Действие ПУЭ в РБ подтверждено письмом Белэнерго № 51/54 от 02.06.99 г.
4. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Л.: Энергоатомиздат, 1985.
5. Корогодский В.И. и др. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ. М.: Энергоатомиздат, 1987.
6. Информационные материалы по цифровым реле серии SPACOM, Seram 2000 и БМРЗ.

Учебное издание

Кисель Юрий Евгеньевич

**УСТРОЙСТВА ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

Учебно-методическое пособие для практических занятий
для студентов очной и заочной форм обучения
направления подготовки
13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

Редактор Павлютина И.П.

Подписано к печати 7.11.2019 г. Формат 60×84 $\frac{1}{16}$
Бумага печатная Усл. п. л. 2.84. Тираж 100. Изд. №6531.

243365 Брянская обл., Выгоничский р-н, с. Кокино
Издательство Брянского государственного аграрного университета