

М.А. Шабад

**ТРАНСФОРМАТОРЫ
ТОКА
В СХЕМАХ
РЕЛЕЙНОЙ
ЗАЩИТЫ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ
ЭНЕРГЕТИК**

Уважаемые читатели!

Откликаясь на ваши многочисленные пожелания, высказанные в ваших письмах и при встречах с вами, редакционная коллегия журнала "Энергетик" начала выпускать со второго полугодия 1998 г. отдельно по подписке

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЖУРНАЛУ "ЭНЕРГЕТИК" "БИБЛИОТЕЧКА ЭЛЕКТРОТЕХНИКА"

Приложение мыслится как практическое и учебное пособие, оно будет выходить один раз в два месяца и иметь объем 3—4 печатных листа. Создан редакционный совет приложения и уже разработан план первых выпусков.

Редсовет готов рассмотреть ваши предложения по расширению тематики "Библиотечки электротехника".

Распространение и популярность нового издания целиком будут зависеть от вашего профессионального интереса к приложению. Реальным проявлением этого интереса может стать активная подписка на "Библиотечку электротехника".

Очень надеемся, что на приложение к журналу "Энергетик" обязательно оформят подписку библиотеки всех энергосистем, предприятий и организаций электроэнергетики, энергопотребляющих предприятий других отраслей, а также техникумов и вузов. Для заинтересованных специалистов предусмотрена индивидуальная подписка на приложение.

"Библиотечка электротехника" будет включена в объединенный каталог Госкомсвязи РФ "Подписка-98".

Дорогие наши читатели, благодарим вас за внимание к журналу "Энергетик" и рассчитываем на вашу поддержку в нашем начинании. В случае успеха намерены издавать второе приложение "Библиотечка теплотехника".

Редколлегия журнала "Энергетик"

Библиотечка Электротехника
(приложение к журналу "Энергетик")

Выпуск 1

М.А. Шабад

**ТРАНСФОРМАТОРЫ
ТОКА
В СХЕМАХ
РЕЛЕЙНОЙ
ЗАЩИТЫ**



Москва
ИТФ "Энергопрогресс", "Энергетик"
1998

Главный редактор журнала "Энергетик" А.Ф. ДЬЯКОВ

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

"Библиотечка электротехника"

Р.А. Семенов (*председатель*), И.И. Батюк (*зам. председателя*),
Б.А. Алексеев, К.М. Антипов, Г.А. Безчастнов, А.Н. Жулев, В.А. Забсгалов,
П.У. Ищанов, Ф.Л. Коган, В.И. Кочкарев, Н.В. Лисицын, Л.Г. Мамиконянц,
П.А. Плетчев, В.И. Пуляев, Ю.В. Усачев, М.А. Шабал

Шабал М.А.

Трансформаторы тока в схемах релейных защиты. — М.:
НТФ "Энергопрогресс", 1998. — 64 с.: ил. (Библиотечка
электротехника, приложение к журналу "Энергетик"; Вып. 1).

В брошюре приведены общие сведения о ТТ, используемых в схемах РЗ; рассмотрены объемы и методы экспериментальной проверки ТТ; изложены расчетные методики определения пригодности ТТ по их погрешности в схемах РЗ на переменном оперативном токе, при дещультировании электромагнитов управления коммутационных аппаратов, с реле прямого действия. Приложения содержат расчетные формулы для вторичной нагрузки ТТ, формулу рекомендуемого пастурта-протокола ТТ; кривые предельных значений некоторых типов ТТ.

Содержание

Предисловие	4
1. Общие сведения о трансформаторах тока, используемых в схемах релейной защиты	6
2. Объем и методы экспериментальной проверки трансформаторов тока	11
3. Расчетная проверка пригодности трансформаторов тока по их погрешностям	17
4. Релейная защита на переменном оперативном токе и роль трансформаторов тока в обеспечении ее надежной работы	26
5. Расчеты для схем релейной защиты с дешунтированием электромагнитов управления коммутационных аппаратов (ОК и ВК)	27
6. Расчетная проверка трансформаторов тока в схемах защиты с реле прямого действия	36
Список литературы	41
П р и л о ж е н и я:	
I. Расчетные формулы вторичной нагрузки трансформаторов тока	42
II. Рекомендуемый паспорт-протокол трансформаторов тока	44
III. Кривые предельных кратностей некоторых типов трансформаторов тока	50

Предисловие

Трансформатор тока является одним из наиболее распространенных видов электрических трансформаторов — устройств, преобразующих или изменяющих параметры электрической энергии (“transformo” на латинском языке означает “преобразую”).

Измерительные трансформаторы тока (ТТ) своей первичной обмоткой включаются последовательно в измеряемую (защищаемую) цепь электроустановки, например, в линию электропередачи. Вторичная обмотка ТТ замыкается на измерительные приборы (амперметры, счетчики электроэнергии) и аппараты релейной защиты (РЗ) практически всех типов.

От исправности и точности работы ТТ зависят не только правильный повседневный учет электроэнергии, отпускаемой потребителям, но и бесперебойность их электроснабжения, сохранность самой электроустановки, особенно при коротких замыканиях (КЗ).

Точность ТТ характеризуется их полной погрешностью в передаче значения тока и угловой по-

грешностью в передаче фазы измеряемого тока. Требования к точности различны для ТТ, питающих измерительные приборы, и для ТТ, питающих аппаратуру РЗ.

Точная работа ТТ, используемых для РЗ, необходима для правильного функционирования большинства типов РЗ: максимальных токовых защит и токовых направленных защит, дистанционных и дифференциальных защит и т.п. Лишь в относительно редких случаях применяется РЗ, не требующая измерительных ТТ (например, защита минимального напряжения).

В Правилах устройства электроустановок (ПУЭ) [1] приведены четкие требования к точности ТТ, которые были разработаны и начали применяться в конце 1970-х годов. Однако в официальной инструкции по проверке трансформаторов тока [2] методика определения пригодности ТТ по их погрешностям отсутствует.

Требования к ТТ, изложенные в ПУЭ, базируются на работах института Энергосетьпроект (Москва и Нижний Новгород),

которые обобщены в книге, написанной основными соавторами этих работ [3]. Однако в данной книге рассматриваются прежде всего вопросы проектирования РЗ, когда необходимо рассчитать допустимое сопротивление нагрузки на ТТ, чтобы обеспечить правильное функционирование РЗ.

При наладочных же работах и при дальнейшем обслуживании электроустановки персонал имеет дело с уже смонтированной аппаратурой и вторичными цепями, которые, как правило, соответствуют проекту. В соответствии с инструкцией [2] он измеряет сопротивление уже проложенных соединительных кабелей и релейной аппаратуры, снимает вольт-амперные характеристики уже установленных ТТ. Остается лишь определить ожидаемые значения погрешности ТТ при КЗ и сравнить полученные результаты расчета с требованиями ПУЭ.

Методики расчета погрешностей ТТ на основании результатов их экспериментальной проверки нет ни в [2], ни в [3, 4]. А без такого расчета нельзя гарантировать надежное функционирование РЗ при КЗ на защищаемой электроустановке и на смежных элементах электрической сети.

Следует отметить, что расчетное определение погрешностей ТТ в одинаковой степени важно и необходимо как для традиционных электромеханических и статических аналоговых реле, так и

для новой аппаратуры — цифровых реле и терминалов РЗ, в особенности при использовании цифровых токовых защит с обратнo зависимыми время-токовыми характеристиками. Это объясняется тем, что в настоящее время абсолютное большинство устройств РЗ, в том числе и цифровые защиты, получают основную информацию от традиционных электромагнитных ТТ.

Методика расчета погрешностей ТТ по экспериментальным данным приведена в [5]. Однако за прошедшие годы эта книга, как и [3], превратилась в библиографическую редкость. Вместе с тем появились и новые реле, и новые информационные материалы.

В предлагаемой брошюре последовательно рассматриваются современные требования к точности ТТ, объем и методы экспериментальной проверки ТТ и их цепей, а также методы и примеры расчетов погрешностей ТТ, используемых для устройств РЗ разных типов. Эта брошюра не может претендовать на полноту изложения всех вопросов теории, конструкции и использования ТТ, она является лишь дополнением к фундаментальным работам, таким, как [3, 4].

Замечания и пожелания по данной брошюре просим направлять по адресу: 109280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23. Редакция журнала "Энергетик".

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТРАНСФОРМАТОРАХ ТОКА, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В СХЕМАХ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Первичные измерительные преобразователи тока. Электромагнитный ТТ тока является одной из разновидностей первичных преобразователей тока наряду с трансреакторами, магнитными датчиками и оптико-электронными преобразователями. Именно электромагнитные ТТ с замкнутым магнитопроводом имеют наибольшее распространение.

Первые ТТ появились в начале XX века, когда потребовалась быстроедействующая и селективная РЗ от КЗ в электроустановках напряжением выше 1 кВ. Вместо первичных реле тока, обмотка которых включается непосредственно в цепь защищаемого эле-

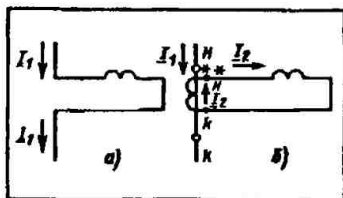


Рис. 1 Схема включения обмоток первичных (а) и вторичных (б) реле в цепь защищаемого элемента

мента (рис. 1, а), стали широко использоваться вторичные токовые реле, значительно более точные и менее громоздкие, чем первичные. Обмотка (катушка) вторичного реле тока включается в цепь через ТТ (рис. 1, б), благодаря чему она изолирована от первичного напряжения защищаемого элемента.

Принцип действия ТТ. Первичная обмотка ТТ (W_1) включается в цепь защищаемого элемента последовательно (рис. 2). Вторичная обмотка (W_2) замкнута на сопротивление Z_H , состоящее из сопротивлений реле, измерительных приборов, соединительных проводов (кабелей), проложенных между ТТ и аппаратами защиты.

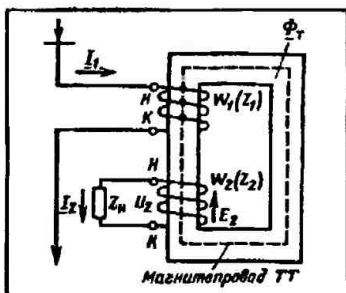


Рис. 2 Схема ТТ, иллюстрирующая принцип трансформации (преобразования) первичного тока I_1 во вторичный I_2

Первичный ток I_1 и вторичный ток I_2 , индуцированный во вторичной обмотке W_2 , создают намагничивающие силы, которые вызывают магнитные потоки Φ_1 и Φ_2 , замыкающиеся по стальному магнитопроводу (раньше его называли сердечником). Намагничивающие силы (н.с.), равные $I_1 W_1$ и $I_2 W_2$ и создаваемые ими магнитные потоки Φ_1 и Φ_2 геометрически складываются, создавая результирующий поток Φ_T в ТТ:

$$I_1 W_1 + I_2 W_2 = I_{\text{нам}} W_1; \quad (1)$$

$$\Phi_1 + \Phi_2 = \Phi_T, \quad (2)$$

где Φ_T — рабочий магнитный поток, пронизывающий обе обмотки ТТ и наводящий во вторичной обмотке электродвижущую силу (э.д.с) E_2 , которая создает в замкнутой цепи вторичной обмотки ток I_2 (вторичный).

Магнитный поток Φ_T создается н.с. $I_{\text{нам}} W_1$, иначе говоря, током намагничивания $I_{\text{нам}}$, который является частью первичного тока I_1 . Именно наличие тока $I_{\text{нам}}$ обеспечивает трансформацию I_1 в I_2 .

Однако ток намагничивания — это часть первичного тока, т.е. во вторичный ток трансформируется лишь часть первичного:

$$I_2 = - \left(\frac{I_1}{n_B} - \frac{I_{\text{нам}}}{n_B} \right), \quad (3)$$

где $n_B = \frac{W_2}{W_1}$ — витковый коэффициент трансформации ТТ.

В нормальном режиме при рабочих токах значение $I_{\text{нам}}$ невелико (0,5—3%) и поэтому витко-

вый коэффициент может считаться равным коэффициенту трансформации ТТ:

$$n_T = \frac{I_1}{I_2}. \quad (4)$$

При расчетных токах КЗ, если ток намагничивания ТТ не превышает 10% первичного тока, также может использоваться выражение (4), например, для вычисления вторичного тока (тока в реле):

$$I_2 = \frac{I_1}{n_T}. \quad (4a)$$

Однако при больших значениях тока намагничивания выражениями (4) и (4a) нельзя пользоваться без учета $I_{\text{нам}}$, который и определяет полную погрешность ТТ, т.е. точность его работы в таких аварийных режимах, когда должна действовать релейная защита.

Коэффициент трансформации является одним из основных параметров ТТ, он указывается на паспортной табличке ТТ и проверяется при наладке РЗ. Номинальные токи I_1 и I_2 должны соответствовать ГОСТ 7746-78 "Трансформаторы тока". В России и других странах СНГ значения I_2 могут быть либо 5 А, либо 1 А. Токи I_1 также стандартизованы: 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 600 А и т.д.

Виды погрешностей ТТ и их влияние на работу устройств РЗ. Трансформаторы тока имеют три вида погрешностей: токовую, полную и угловую, значения которых тесно связаны друг с другом и зависят от степени насыще-

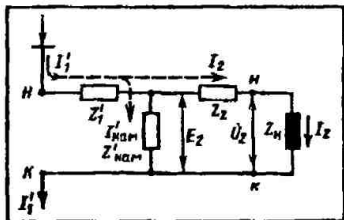


Рис. 3. Схема замещения ТТ

ния магнитопровода ТТ. Чем больше это насыщение, а оно зависит, например, от значения первичного тока I_1 , тем меньше сопротивление так называемой “ветви намагничивания” ($Z'_{\text{нам}}$), тем больше ток в этой ветви ($I'_{\text{нам}}$) и тем меньший ток попадает в реле (I_2).

Наглядное представление о таком процессе дает схема замещения ТТ (рис. 3). Здесь магнитная связь между обмотками ТТ условно заменена электрической и все первичные величины приведены к значениям вторичной стороны ТТ через коэффициент трансформации ТТ:

$$I'_1 = \frac{I_1}{n_T}; \quad I'_{\text{нам}} = \frac{I_{\text{нам}}}{n_T}.$$

Приведенные сопротивления первичной обмотки ТТ $Z'_1 = Z_1 n_T^2$, а ветви намагничивания $Z'_{\text{нам}} = Z_{\text{нам}} n_T^2$.

Из схемы замещения (рис. 3) хорошо видно, что рост значения $I_{\text{нам}}$ может произойти не только при глубоком насыщении магнитопровода, но и по другой причине: при непредусмотренном увеличении сопротивления нагрузки $Z_{\text{н}}$. При этом не только уменьшается значение тока I_2 , но и иска-

жается форма кривой этого тока, которая в нормальных условиях является, как известно, синусоидальной.

При сильном искажении формы тока I_2 может произойти отказ защиты из-за ненадежного замыкания контактов некоторых реле: ЭТ-520, ИМБ, РБМ, РТ-40. Методика расчетной проверки надежности работы этих реле будет изложена далее.

На основе схемы замещения ТТ строится его векторная диаграмма [3, 4]. На рис. 4, а приведен лишь конечный результат такого построения.

Величина ΔI , равная арифметической разности между I'_1 и I_2 , называется токовой погрешностью, обозначается буквой f (иногда f_1), выражается чаще всего в процентах и вычисляется по формуле:

$$f = \frac{I_2 - I'_1}{I'_1} \cdot 100, \%. \quad (5)$$

Токовая погрешность является величиной отрицательной.

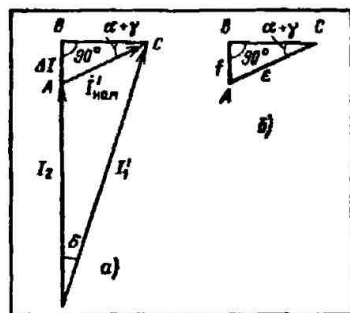


Рис. 4. Векторная диаграмма (а) и “треугольник погрешностей” (б) ТТ

Угол δ , показывающий насколько действительный ток I_2 сдвинут относительно "идеального" тока I_2 , рассчитанного по формуле (4а), определяет угловую погрешность ТТ и указывается в градусах. Если токовая погрешность f не выше 10%, то угловая погрешность не более 10°. Однако при глубоком насыщении магнитопровода ТТ в случаях, близких КЗ, угловая погрешность может достигнуть больших значений и вызвать неправильное срабатывание направленных реле, реагирующих на ток, напряжение и угол между этими величинами. Поэтому в таких схемах защиты не допускается работа ТТ с $\delta > 45^\circ$, что соответствует $f > 50\%$ [3].

Абсолютное значение вектора тока намагничивания $I_{\text{нам}}$, равного геометрической разности вектора приведенного первичного тока I_1 и вектора действительного вторичного тока I_2 называется **полной погрешностью ТТ**, обозначается греческой буквой ϵ , выражается чаще всего в процентах и вычисляется по формуле:

$$\epsilon = \frac{|I_{\text{нам}}|}{|I_1|} \cdot 100, \% \quad (6)$$

где $|I_{\text{нам}}|$ и $|I_1|$ — действующие значения тока намагничивания и приведенного первичного тока.

Это выражение справедливо для синусоидального вторичного тока. Для несинусоидального тока имеется более сложное выражение [4], но очевидно, что полная

погрешность ТТ соответствует току намагничивания ТТ.

Рассмотрим соотношение f и ϵ (рис. 4, б). Из векторной диаграммы (рис. 4, а) видно, что при $\delta > 0$ всегда $\epsilon > f$, так как ϵ представлен гипотенузой, f — катетом, а гипотенуза всегда больше катета. Из прямоугольного треугольника ABC видно, что $\Delta I = I_{\text{нам}} \sin(\alpha + \gamma)$, и практически при $\alpha + \gamma = 55 + 65^\circ$: $\Delta I \approx (0,8 + 0,9) I_{\text{нам}}$ и, следовательно, $f \approx (0,8 + 0,9) \epsilon$.

Для чего это важно знать? Дело в том, что с 1930-х до 70-х годов при проектировании рассчитывали сечение соединительных проводов исходя из того, что $f \leq 10\%$. И это было неправильно в отношении всех дифференциальных защит, ток небаланса которых определяется в первую очередь током $I_{\text{нам}}$, а следовательно, полной погрешностью ϵ .

С конца 1970-х годов для ТТ установлено требование $\epsilon \leq 10\%$, независимо от типа подключенной защиты [1]. Способы расчетов ТТ на 10%-ную полную погрешность рассматриваются далее.

Опасность размыкания вторичной обмотки ТТ. Из сказанного следует, что ток намагничивания ТТ в нормальных условиях очень мал (меньше 10%), так как он заранее подбирается по допустимому значению $Z_{\text{н}}$, исходя из условия работы ТТ с малыми погрешностями. При таком относительно небольшом сопротивлении $Z_{\text{н}}$ невелики значения U_2 и E_2 (см. рис. 3).

Однако при случайном размыкании вторичной обмотки ток I_1

становится равным значению $I_{\text{нам}}$, и поток Φ_T резко возрастает, вызывая за счет повышенных потерь в стали сильный нагрев магнитопровода (сердечника), вплоть до пожара. При этом мгновенные значения э.д.с. E_2 могут оказаться очень большими, опасными для изоляции ТТ и для жизни обслуживающего персонала, даже при нормальных рабочих токах защищаемого элемента.

Поэтому **размыкание** вторичной обмотки трансформатора тока недопустимо!

О других типах первичных преобразователей тока. Трансреактор (ТР) преобразовывает первичный ток в пропорциональную ему вторичную э.д.с. Стальной сердечник ТР всегда имеет зазор (у ТТ — это, как правило, замкнутый сердечник), а режим работы трансреактора близок к холостому ходу (х.х.), который для ТТ чреват КЗ.

Основным недостатком ТТ и ТР является их громоздкая конструкция, обусловленная необходимостью обеспечения изоляции первичной обмотки относительно сердечника (магнитопровода) с размещенной на нем вторичной обмоткой. И чем выше номинальное напряжение электроустановки, тем сильнее чувствуется этот недостаток.

Разработаны и разрабатываются другие виды первичных измерительных преобразователей тока. Наиболее перспективными считаются **оптико-электронные** преобразователи. Находясь непосредственно в первичной цепи, они преобразуют ток в световой сигнал, который затем передается

по оптико-волоконному кабелю к месту установки защитной аппаратуры и здесь снова преобразуется в электрический сигнал.

Об одном из подобных преобразователей — поясе или катушке Роговского необходимо сказать несколько слов. Предложенное в 1912 г. устройство, иначе воздушный трансформатор тока в течение 80 лет был мало известен и практически использовался лишь для измерений, например, магнитных полей. В 90-х годах, с развитием микропроцессорных устройств РЗ оказалось, что именно для таких устройств катушка Роговского является наиболее подходящим преобразователем первичного тока во вторичный. Эта катушка не может выдавать мощный сигнал на выходе, который необходим для работы электро-механических реле и электромагнитов отключения выключателей, однако для цифровых реле он и не требуется.

Сравнивая катушку Роговского с электромагнитным ТТ, необходимо в первую очередь отметить, что в ней отсутствует железный магнитопровод (сердечник) и, следовательно, невозможны опасное насыщение магнитопровода, искажение формы вторичного тока и возникновение больших погрешностей измерения, что особенно важно при больших кратностях тока КЗ. Кроме того, катушки Роговского имеют меньшие габариты и стоимость, чем электромагнитные ТТ. Практическое применение катушки Роговского началось одновременно во всех крупных релейно-релей-

ных фирмах Европы и США в 1995—1997 гг.

Схемы соединения ТТ. В трехфазных электрических сетях переменного тока всех классов напряжения ТТ для питания устройств РЗ устанавливаются в двух или в трех фазах: как правило, в сетях 6 и 10 кВ с малыми токами замыкания на землю — в двух фазах (А и С), в сетях 35 кВ и обязательно в сетях 110 кВ и выше — в трех фазах. Все три фазы оснащаются ТТ и в сетях напряжением до 1000 В, если они работают с глухозаземленной нейтралью.

Соответственно применяются схемы соединения двух ТТ в “неполную звезду” и трех ТТ — в “полную звезду” (схемы приведены в [3, 4, 5], а также в приложении I данной брошюры). Редко используется схема включения двух ТТ на разность токов двух фаз (однорелейная схема токовой отсечки практически применяется лишь для защиты электродвигателей небольшой мощности).

Для дифференциальных защит трансформаторов (ДЗТ) с электромеханическими и статическими реле (РНТ, ДЗТ, РСТ) используется схема включения трех ТТ в “треугольник”. При выполнении ДЗТ с помощью современных цифровых реле (например, серии SPACOM) вместо соединения ТТ в “треугольник” применяется схема “звезда”. Это достоинство цифровой техники позволяет существенно уменьшить сопротивление Z_H вторичной нагрузки.

2. ОБЪЕМ И МЕТОДЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ ПРОВЕРКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Порядок изложения в этом разделе соответствует инструкции по проверке ТТ [2].

Объем проверки ТТ. При первом включении электроустановки ТТ и их вторичные цепи проверяют в следующем объеме и в такой последовательности:

а) подбор документации и ознакомление с ней;

б) внешний осмотр ТТ и их цепей;

в) предварительная проверка схемы прозвонкой;

г) проверка сопротивления изоляции и электрической прочности изоляции вторичных обмоток ТТ и их вторичных цепей;

д) определение однополярных выводов первичной и вторичной обмоток ТТ;

е) снятие вольт-амперных характеристик (ВАХ);

ж) проверка установленных коэффициентов трансформации (n_T);

з) определение сопротивления вторичной нагрузки ТТ (Z_H);

и) проверка полной схемы соединений вторичных обмоток ТТ и цепей РЗ;

к) расчетная проверка пригодности ТТ к работе в данных условиях;

л) оформление результатов проверки (заполнение паспорта-протокола установленной формы — см. приложение II).

При плановых проверках выполняются пункты *а, б, з, е, л* (в зависимости от вида технического обслуживания).

В случае разборки вторичных цепей ТТ дополнительно проверяется правильность их последующей сборки (пункт *и*).

После замены ТТ проверка производится по пунктам *б, з, д, е, ж, и, к, л*.

При изменениях вторичной нагрузки выполняются пункты *з, к, л*.

Подготовка документации (пункт *а*). Перед проверкой ТТ необходимо подготовить принципиальные и монтажные схемы защиты проверяемого элемента электроустановки, а также типовые бланки паспорта-протокола и рабочую тетрадь для записи результатов проверки. Рекомендуется произвести предварительное расчетное определение погрешностей ТТ по данным проекта, но с учетом конкретных условий на день проверки.

Внешний осмотр (пункт *б*). При таком осмотре ТТ и их цепей обращается особое внимание на надежность защиты выводов вторичных обмоток и цепей от попадания масла и влаги, а также от механических повреждений. В КРУ с выкатными тележками проверяется надежность работы штепсельных разъемов и переключателей во вторичных цепях, в устройствах с испытательными блоками (БИ) — надежность работы блоков. Проверка производится подачей тока 5—10 А от постороннего источника с замером этого тока прибором типа ВАФ-85 при

разных положениях тележки КРУ или деталей БИ.

У ТТ типов ТФН, ТФНК и т.п. необходимо вскрыть отделение внутри цоколя, где помещаются выводы вторичных обмоток и вводы в кабельные коробки. Место заземления вторичных обмоток ТТ должно быть доступно без снятия высокого напряжения.

Проверяется правильность маркировки вторичных цепей, которая должна соответствовать следующему требованию: провод вторичной цепи, присоединенный к выводу вторичной обмотки ТТ одинаковой полярности, с выводом первичной обмотки, присоединенным к шинам, маркируется по названию этой фазы (независимо от схемы соединения ТТ).

Предварительная проверка схемы и проверка состояния изоляции (пункты *в* и *з*). Прозвонка схемы, определение сопротивления изоляции, оценка ее производятся в соответствии с Типовой

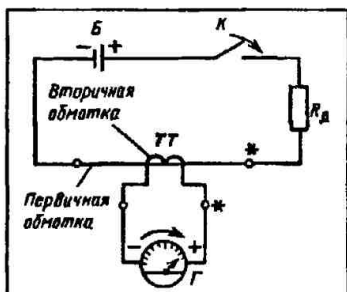


Рис. 5. Принципиальная схема для определения однополярных выводов первичной и вторичной обмоток ТТ

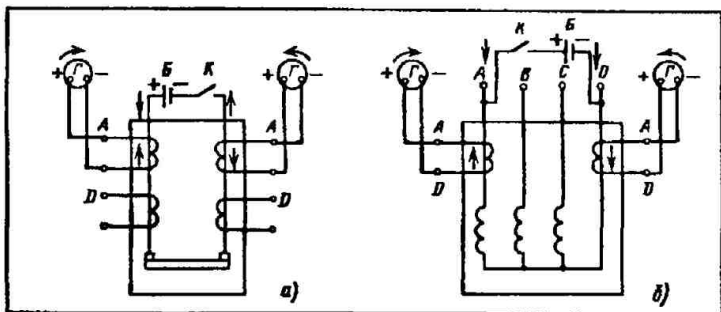


Рис. 6. Схемы для определения однополярных выводов ТТ, встроенных во вводы выключателя (а) и силового трансформатора (б)

инструкцией по организации производства работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электростанций и подстанций (Минэнерго — ОРГРЭС, 1991).

Определение однополярных выводов реле (пункт д). Однополярность выводов первичной и вторичной обмоток ТТ определяется следующим образом (рис. 5).

В схеме используется аккумуляторная батарея (Б) на 4,5 или 6 В с обозначенной полярностью выводов. Выключатель (К) может быть любого типа. Добавочное сопротивление (резистор R_d) подбирается таким, чтобы ограничить ток до значения, безопасного для батареи Б. Измерительный прибор (Г) — это магнитоэлектрический миллиамперметр (шкала 5—10 мА) или вольтметр (шкала 1,5—3,0 В) с обозначенной полярностью выводов и с нулем в середине шкалы.

Включается прибор Г так, чтобы при замыкании первичной цепи выключателем К стрелка

прибора отклонилась вправо. В этом случае однополярными являются выводы первичной и вторичной обмоток, присоединенные к плюсу батареи Б и к плюсу прибора Г (на рис. 5 однополярные зажимы отмечены “звездочкой”).

Для определения однополярных выводов ТТ, встроенных во вводы выключателя или силового трансформатора, схема проверки собирается по рис. 6. Следует обратить внимание на то, что у приборов Г, подключенных к разным группам ТТ, стрелки отклоняются в противоположные стороны. Это происходит из-за разных направлений постоянного тока от батареи Б в данных группах ТТ при замыкании выключателя К.

При определении однополярных выводов ТТ возможно кратковременное появление высокого напряжения на зажимах прибора Г (рис. 5 и 6). Поэтому во время такой проверки все другие работы во вторичных цепях этих ТТ следует прекратить, а работающие

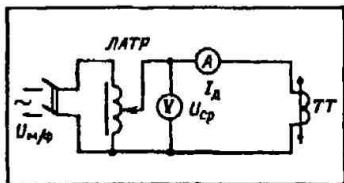


Рис. 7. Рекомендуемая схема для снятия ВАХ трансформаторов тока

должны избегать прикосновения к токоведущим частям вторичных цепей и прибора.

Снятие вольт-амперных характеристик (пункт е). Эти характеристики представляют зависимость напряжения на вторичной обмотке ТТ (U_2 на рис. 3) от тока намагничивания ($I_{\text{нам}}$) при разомкнутой цепи вторичной обмотки.

Снятие ВАХ необходимо для двух целей: оценки исправности ТТ как аппарата (отсутствие витковых замыканий во вторичной обмотке); расчета полной погрешности ТТ (ε).

При снятии ВАХ (рис. 7) напряжение следует регулировать автотрансформатором типа ЛАТР (лабораторный автотрансформатор). Рекомендуемые приборы: вольтметр (V) типа Ц-4312, измеряющий среднее напряжение, и амперметр (A) — электромагнитный или электродинамический, позволяющий измерять действующее значение тока. Можно использовать переносный измерительный прибор ВАФ-85. Соблюдение перечисленных рекомендаций обеспечивает наибольшую реалистичность снятых ВАХ [2].

Трансформаторы тока при снятии ВАХ должны быть полностью отсоединены от схемы защиты, а защитные заземления вторичных обмоток ТТ сняты. Желательно снять ВАХ до насыщения магнитопровода (сердечника) ТТ, т.е. до “перегиба” ВАХ, или по крайней мере до значения $I_{\text{нам}} = 0,1 I_{2\text{расч}}$, где $I_{2\text{расч}}$ — вторичный ток КЗ, при которой должна обеспечиваться точная работа ТТ (полная погрешность не превышает 10%). При снятии ВАХ нельзя подавать напряжение выше гарантированного заводом-изготовителем (чаще всего 1000 В).

Для встроенных ТТ рекомендуется снимать ВАХ перед их установкой и повторно после установки на место (но до заливки масла в трансформатор или выключатель.), чтобы убедиться в отсутствии повреждений обмотки, которые могут быть получены во время установки ТТ.

В случаях использования двух последовательно включенных вторичных обмоток сердечников ТТ (например, у ТВТ-110, ТВТ-35, а также у ТЛМ, ТВЛМ, ТПЛ-“Р” и “0,5”) необходимо снять ВАХ для каждой из обмоток, а затем суммарную ВАХ — для двух обмоток, включенных последовательно.

Вольт-амперная характеристика должна быть сразу построена на миллиметровой бумаге. Исправность ТТ оценивается сопоставлением построенной ВАХ с ВАХ других ТТ того же типа, класса и коэффициента трансформации, а также с ВАХ транс-

форматоров тока на других фазах данного присоединения.

При наличии виткового замыкания во вторичной обмотке ТТ (наиболее распространенная неисправность) ВАХ резко снижается по сравнению с ВАХ исправных ТТ и при этом резко уменьшается угол наклона ВАХ к горизонтальной оси. Трансформаторы тока с такими ВАХ должны заменяться исправными ТТ.

Проверка коэффициента трансформации (пункт ж). Рекомендуется совме-

щать оценку n_T с проверкой полной схемы соединения вторичных обмоток ТТ и их цепей (см. далее — пункт и).

Определение сопротивления вторичной нагрузки ТТ (пункт з). Фактическое значение Z_H определяется от постороннего источника питания по схемам рис. 8. Здесь же приведены формулы расчета значений Z_H для каждой из фаз, а также для “петли” фазы — нулевой провод (рис. 8, а) и “петли” фазы — обратный провод (рис. 8, б). Эти

Схема измерений	Измеренные значения	Формулы для вычисления сопротивления нагрузки Z_H , Ом
	$I, \text{ А}$ $U_{ab}, \text{ В}$ $U_{bc}, \text{ В}$ $U_{ca}, \text{ В}$ $I, \text{ А}$ $U_{a0}, \text{ В}$ $U_{b0}, \text{ В}$ $U_{c0}, \text{ В}$	$Z_a = \frac{U_{ab} - U_{bc} + U_{ca}}{2I}$ $Z_b = \frac{U_{bc} - U_{ca} + U_{ab}}{2I}$ $Z_c = \frac{U_{ca} - U_{ab} + U_{bc}}{2I}$ $Z_{a0} = \frac{U_{a0}}{I}$ $Z_{b0} = \frac{U_{b0}}{I}$ $Z_{c0} = \frac{U_{c0}}{I}$
	$I, \text{ А}$ $U_{a0}, \text{ В}$ $U_{c0}, \text{ В}$ $U_{a0}, \text{ В}$	$Z_a = \frac{U_{ac} - U_{c0} + U_{a0}}{2I}$ $Z_b = \frac{U_{c0} - U_{a0} + U_{ac}}{2I}$ $Z_c = \frac{U_{a0} - U_{ac} + U_{c0}}{2I}$ $Z_{ac} = \frac{U_{ac}}{I}$ $Z_{a0} = \frac{U_{a0}}{I}$ $Z_{c0} = \frac{U_{c0}}{I}$

Рис 8 Схемы измерений и расчетные формулы для определения фактических значений сопротивления нагрузки ТТ (Z_H) в трехфазной (а) и двухфазной (б) схемах РЗ

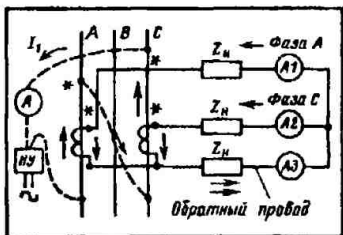


Рис. 9. Один из примеров проверки полной схемы соединенной вторичных обмоток ТТ и цепей РЗ

значения Z_n используются при расчетной проверке ТТ по их погрешностям (см. далее — раздел 3).

Ток I от постороннего источника (рис. 8) подается равным номинальному вторичному току ТТ, т.е. 5 или 1 А. Исключение составляют схемы максимальных токовых защит с дисковыми реле РТ-80 (ИТ-80) и реле прямого действия РТВ, для которых Z_n измеряется при токе на 20% больше, чем ток срабатывания этих реле, так как после срабатывания их сопротивление возрастает.

Проверка полной схемы соединений вторичных обмоток ТТ и их цепей (пункт и). Для ТТ, питающих простые защиты, которые не проверяются под нагрузкой (например, максимальные токовые защиты), проверка полной схемы производится первичным током от постороннего источника (нагрузочного устройства).

Для ТТ, питающих обязательно проверяемые под нагрузкой защиты (дифференциальные, направленные, фильтровые и т.п.), проверка полной схемы может

выполняться первичным током нагрузки. Однако в ряде случаев (главным образом при отсутствии тока нагрузки защищаемого элемента) и эти схемы должны проверяться от постороннего источника вместе с проверкой правильности включения указанных защит (фазировкой).

Способ проверки от постороннего источника питания (нагрузочного устройства) состоит из следующих операций: первичные обмотки ТТ соединяются временными перемычками и в них подается ток от нагрузочного устройства; прибором типа ВАФ-85 измеряются токи во всех вторичных цепях ТТ, которые должны быть уже полностью собраны. Перемычки (одна или несколько) устанавливаются таким образом, чтобы при правильно выполненной схеме ни в одной из вторичных цепей ток не равнялся бы нулю.

Схема для такой проверки зависит от схемы соединения ТТ. На рис. 9 в качестве примера представлена схема проверки цепей двухфазной токовой защиты при соединении ТТ в "неполную звезду". Схемы проверки правильности соединения ТТ в "полную звезду", "треугольник" и др. приведены в [2].

В начале проверки рекомендуется подать небольшой первичный ток I_1 , чтобы не вызвать опасных перенапряжений во вторичных цепях, если одна из вторичных обмоток ТТ окажется ошибочно разомкнутой (об опасности такого режима уже было сказано). Например, при $n_T = 100/5$ подадим $I_1 = 2$ А. Для

правильно собранной схемы (рис. 9) вторичные токи I_2 в фазах A и C будут равны по 0,1 А, а в обратном проводе составят сумму этих токов, т.е. 0,2 А.

Возможные ошибки в схеме легко определяются по значениям измеренных токов I_2 . Так, при ошибочном изменении полярности одного из ТТ ток I_2 в обратном проводе будет равен нулю. После взятия защищаемой электроустановкой нагрузки следует еще раз проверить правильность схемы соединений ТТ и выбора защиты путем измерения вторичных рабочих токов.

Для схемы двухфазной токовой защиты (рис. 9) ток I_2 в обратном проводе будет теперь равен по значению токам I_2 в фазах A и C , поскольку в реальных трехфазных сетях векторы токов в этих фазах сдвинуты на 120° и их геометрическая сумма имеет такое же значение, как и слагаемые токи. Если же полярность одного из ТТ изменена ошибочно, ток в обратном проводе будет в $\sqrt{3}$ раза больше, чем в фазных проводах.

В инструкции [2] рассмотрены все возможные ошибки в различных схемах соединения ТТ: изменена полярность одного из ТТ, закорочена вторичная обмотка, разорвана одна из вторичных цепей защиты.

Проверке расчетом пригодности ТТ к конкретным условиям работы (пункт $к$) посвящен следующий раздел.

3. РАСЧЕТНАЯ ПРОВЕРКА ПРИГОДНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА ПО ИХ ПОГРЕШНОСТЯМ

Приведенные далее сведения полностью соответствуют действующим ПУЭ [1]. Рассмотренные здесь методы расчета погрешностей ТТ, изложенные также в [3, 4, 5], многие годы используются на практике в службах релейной защиты у нас и за рубежом.

Виды и способы расчетной проверки ТТ. В соответствии с ПУЭ [1] все ТТ, используемые для релейной защиты, должны обеспечивать:

точную работу измерительных органов РЗ в конкретных расчетных условиях, для чего полная погрешность ТТ при $I_{гр\text{асч}}$ не должна превышать 10%;

надежную (без вибрации) работу контактов измерительных органов РЗ при максимальном токе КЗ ($I_{К\text{макс}}$), когда возможны повышенные погрешности ТТ и искажение формы кривой вторичного тока;

отсутствие опасных перенапряжений во вторичных цепях ТТ при том же максимальном токе КЗ.

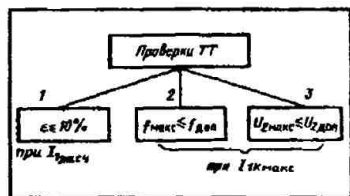


Рис. 10. Необходимые виды расчетных проверок ТТ, используемых для РЗ

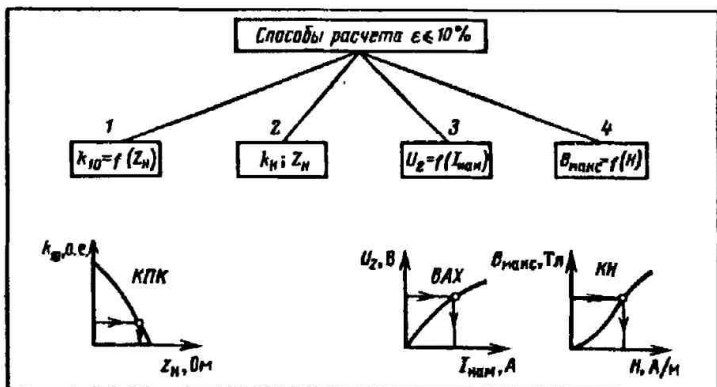


Рис. 11. Способы расчетной проверки ТТ на 10%-ную полную погрешность

Таким образом, расчетная проверка ТТ (рис. 10) состоит из проверок на 10%-ную погрешность (1) и надежность работы реле (2), а также определения напряжения во вторичных цепях (3).

Способы расчетной проверки ТТ на 10%-ную полную погрешность (условие $\epsilon \leq 10\%$). Рассмотрим четыре способа такой проверки (рис. 11):

1 — по кривым предельной кратности (КПК): $k_{10} = f(Z_N)$, где Z_N — сопротивление нагрузки ТТ, при которой $\epsilon = 10\%$ — способ применяется в ходе проектирования или перед наладочными работами, когда еще нет действительных ВАХ тех ТТ, которые будут установлены;

2 — по паспортным данным ТТ: номинальному значению Z_N при номинальной кратности тока k_N (может обозначаться m_N или n_N) — способ используется при проверке проекта до снятия ВАХ;

3 — по действительным ВАХ, полученным для ТТ в соответствии с инструкцией [2]: $U_2 = f(I_{\text{нам}})$ — это основной способ определения полной погрешности ТТ перед включением электроустановки под напряжение и взятием нагрузки;

4 — по типовой кривой намагничивания (КН) электротехнической стали, которая применяется для изготовления ТТ: $V_{\text{макс}} = f(H)$ — способ использовался еще в СССР для построения КПК и применяется в проектных работах сегодня при отсутствии КПК или необходимости вычисления значения ϵ (по КПК можно определить лишь соответствие или несоответствие ТТ условию $\epsilon \leq 10\%$).

Определение расчетного тока $I_{\text{расч}}$. Это безусловно ток КЗ, при котором для правильного функционирования РЗ должна быть обеспечена работа ТТ с соблюдением требования ПТЭ [1] к нему о полной погрешности

($\epsilon \leq 10\%$). Однако значения $I_{\text{расч}}$ различны для разных типов защиты:

— для токовой отсечки и максимальной токовой защиты с независимой характеристикой $I_{\text{расч}} = 1,1I_{\text{с.з}}$, поскольку для этих защит точная работа ТТ требуется лишь при токе срабатывания защиты ($I_{\text{с.з}}$); коэффициент 1,1 учитывает увеличение кратности первичного тока по сравнению с кратностью вторичного тока из-за 10%-ной погрешности трансформаторов тока;

— для максимальной токовой защиты с зависимой время-токовой характеристикой $t_3 = f(I_k)$ значение $I_{\text{расч}} = I_{\text{согл}}$, где $I_{\text{согл}}$ соответствует первичному току КЗ, при котором производится согласование по времени последующей и предыдущей защит и определяется ступень селективности Δt ; в практике эксплуатации электромеханических реле, чтобы создать некоторый запас, ток $I_{\text{согл}}$ принимают равным току, с которого начинается установившаяся (независимая) часть характеристики; для современных цифровых реле, практически не имеющих такой части характеристики, принимают $I_{\text{расч}} = I_{1k \text{ макс}}$, если последующая защита имеет зависимую характеристику, или $I_{\text{расч}} = I_{\text{с.з. посл}}$, т.е. равным такому току КЗ, который приводит в действие последующую защиту с независимой время-токовой характеристикой;

— для продольных дифференциальных защит (трансформаторов, генераторов, шин, линий) ток $I_{\text{расч}}$ принимается равным наибольшему его значению при

внешнем КЗ, т.е. КЗ вне зоны действия дифференциальной защиты;

— для дистанционной направленной (токовой направленной) защиты линий с односторонним питанием ток $I_{\text{расч}}$ принимается равным наибольшему значению при КЗ в конце первой зоны защиты (в конце линии); для линий с двусторонним питанием следует дополнительно определить ток по линии при КЗ на шинах той подстанции, где установлена рассматриваемая защита (КЗ “за спиной”); в качестве $I_{\text{расч}}$ выбирается больший из этих токов КЗ.

Проверка ТТ по кривым предельной кратности. Эти кривые (по условию $\epsilon \leq 10\%$) для большинства отечественных ТТ приведены в [3], а КПК для новых типов ТТ можно запросить в институте Энергосетьпроект (г. Нижний Новгород).

Чтобы определить по КПК допустимое значение Z_n , при котором $\epsilon = 10\%$, необходимо вычислить для конкретного расчетного тока предельную кратность k_{10} — величину, введенную ГОСТ 7746-78 с 1980 г.:

$$k_{10} = \frac{I_{\text{расч}}}{I_{\text{ном}}}, \quad (7)$$

где $I_{\text{ном}}$ — первичный номинальный ток ТТ.

По КПК, соответствующей типу, классу вторичной обмотки и коэффициенту трансформации ТТ, находится значение Z_n (рис. 11). В зависимости от схемы соединения ТТ и реле, от вила за-

щитаемой электроустановки выбирается сечение соединительных проводов (кабелей) между ТТ и реле.

Проверка ТТ по паспортным данным. На табличке ТТ или в паспорте (а также в [3] указана номинальная кратность тока k_n (m_n или n_n), при которой допускается сопротивление нагрузки Z_n и к тому же обеспечивается $\epsilon \leq 10\%$ (или $f \leq 10\%$ у старых типов ТТ, вполне достаточное для максимальных токовых и дистанционных защит). Если известны фактическое расчетное значение $Z_{н.факт.расч}$ (например, из проекта) и полное сопротивление Z_2 вторичной обмотки ТТ (из паспорта или [3]), можно определить допустимую кратность k_{10} :

$$k_{10доп} = k_{ном} \frac{Z_2 + Z_{нкм}}{Z_2 + Z_{н.факт.расч}}, \quad (8)$$

а затем сравнить ее с предельной кратностью k_{10} , полученной из соотношения (7) для данной электроустановки.

Пример расчета. Для ТТ типа ТПЛ-10 (обмотка класса "Р", $n_T = 100/5$), известны $k_{ном} = 13$; $Z_{ном} = 0,6$ Ом; $Z_2 = 0,22$ Ом [3]. Для проверяемой защиты — $Z_{н.факт.расч} = 0,31$ Ом и $I_{1расч} = I_{1к макс} = 1800$ А.

При этих конкретных условиях по (7):

$$k_{10} = \frac{1800}{100} = 18.$$

Допустимая кратность по (8):

$$k_{10доп} = 13 \cdot \frac{(0,22 + 0,6)}{(0,22 + 0,31)} = 20.$$

Поскольку $k_{10доп} > k_{10}$, можно считать, что погрешность ТТ не будет превышать допустимого значения — 10%.

Выражение (8) можно использовать также при составлении задания на наладку РЗ. Для известных параметров ТТ и значения $I_{1расч}$ фактическая нагрузка ТТ не должна превышать:

$$Z_{н.факт.расч} \leq \frac{k_{ном} \cdot (Z_2 + Z_{нкм})}{k_{10}} - Z_2. \quad (8a)$$

Для условий данного примера:

$$Z_{н.факт.расч} \leq \frac{13(0,22 + 0,6)}{18} - 0,22 \leq 0,37 \text{ Ом.}$$

Проверка ТТ по фактической ВАХ. Для определения тока намагничивания $I_{нам}$ и затем полной погрешности ТТ ϵ необходимо определить на вторичной обмотке ТТ напряжение U_2 (см. рис. 3) при расчетных условиях:

$$U_{2расч} = I_{2расч} (Z_2 + Z_{н.факт.расч}), \quad (9)$$

где $I_{2расч} = I_{1расч} / n_T$. (10)

Значение $Z_{н.факт.расч}$ вычисляется по значениям $Z_{н.факт}$, полученным в результате экспериментальной проверки ТТ. Для конкретной схемы соединения ТТ вычисляется наибольшее значение $Z_{н.факт.расч}$ в зависимости

от вида КЗ. Например, для схемы "неполная звезда" наибольшее значение $Z_{н}$ оказывается при двухфазном КЗ на защищаемой линии между фазами *A* и *B*, *B* и *C*, если ТТ установлены на фазах *A* и *C*. Для схемы "полная звезда" наибольшее $Z_{н}$ соответствует однофазному КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью.

Формулы расчета $Z_{н.факт.расч}$ для разных схем соединения ТТ при различных видах КЗ приведены в [5] и в приложении I данной брошюры.

По значению $U_{2расч}$ с ВАХ определяется ток намагничивания для каждого ТТ (рис. 11). Далее вычисляется полная погрешность ТТ в процентах:

$$\epsilon = \frac{I_{нам}}{I_{2расч}} \cdot 100, \% \quad (11)$$

Значение ϵ должно быть не более 10%, оно и может быть использовано для выбора уставок дифференциальных защит.

Способ определения ϵ по ВАХ следует считать наиболее достоверным, так как ВАХ сняты в соответствии с инструкцией [2]. Результаты расчета ϵ должны быть занесены в паспорт-протокол ТТ, рекомендуемая форма которого приведена в [2], но, к сожалению, без указаний на необходимость расчета погрешностей ТТ (см. рис. 10).

Пользуясь данной методикой, можно в задании на наладку защиты указать контрольную точку ВАХ, ниже которой ВАХ не должна проходить. Эта точка выбирается из условия $\epsilon = 10\%$, чему соответствует значение $I_{нам} =$

$= 0,1 I_{2расч}$. Искомая точка будет находиться на пересечении абсциссы $I_{нам}$ и ординаты U_2 , вычисленной по (9).

Для ТТ из приведенного примера расчета контрольная точка ВАХ определяется значениями:

$$I_{нам} = 0,1 \frac{1800}{20} = 9 \text{ А и}$$

$$U_{2расч} \geq 90 (0,22 + 0,31) \geq 48 \text{ В.}$$

Задание координат контрольной точки не отменяет необходимости снятия всех точек ВАХ и изображения ее в паспорте-протоколе, как требует инструкция [2].

Для уменьшения погрешностей ТТ весьма часто практикуется последовательное включение двух вторичных обмоток ТТ. "Суммарная" ВАХ располагается значительно выше, чем ВАХ одной из обмоток. Каждая ордината U_2 "суммарной" ВАХ представляет собой сумму ординат ВАХ двух обмоток ТТ. Следовательно, при данном значении $U_{2расч}$ ток намагничивания $I_{нам}$ и полная погрешность ϵ могут оказаться значительно меньшими, чем при использовании одной из обмоток ТТ, несмотря на то, что в этом случае следует в выражении (9) учесть $2 Z_2$ или сумму $Z_{21ТТ} + Z_{22ТТ}$.

Чтобы снизить погрешность ϵ , могут потребоваться и другие мероприятия: уменьшение сопротивления вторичной нагрузки $Z_{н.факт.расч}$ и даже замена трансформаторов тока.

Расчет полной погрешности ТТ по типовой КН. Проверка по кривой намагничи-

вания электротехнической стали и параметрам конкретного ТТ используется у нас относительно редко. Необходимы следующие данные для расчета:

— типовая КН стали, из которой выполняются магнитопроводы ТТ, соответствующая зависимости $B_{\text{макс}} = f(H)$, где $B_{\text{макс}}$ — максимальная индукция в магнитопроводе, Тл; H — действующая напряженность поля, А/м;

— параметры ТТ (приведены в [3] и справочниках): Ω — сечение магнитопровода, м²; W_2 — действительное число витков во вторичной обмотке; $L_{\text{ср}}$ — средняя длина магнитной силовой линии (длина пути) в магнитопроводе, м.

Последовательность вычисления тока намагничивания такова: определяется значение $B_{\text{макс}}$:

$$B_{\text{макс}} = \frac{U_{2\text{расч}}}{4,44 f W_2 \Omega}, \quad (12)$$

где $U_{2\text{расч}}$ рассчитывается по (9), а частота $f = 50$ Гц;

по кривой намагничивания находится напряженность H , соответствующая вычисленному значению $B_{\text{макс}}$ (рис. 11); при этом для запаса принимается КН наихудшей электротехнической стали (из допустимых сортов);

определяется действующее значение $I_{\text{нам}}$, А, приведенное к вторичной стороне ТТ:

$$I_{\text{нам}} = \frac{H L_{\text{ср}}}{W_2}. \quad (13)$$

Полная погрешность ТТ ϵ определяется по (11).

Проверка ТТ по условию $f_{\text{макс}} \leq f_{\text{доп}}$ при максимальном токе КЗ $I_{1к\text{макс}}$ (рис. 10). Порядок определения максимальной токовой погрешности $f_{\text{макс}}$ следующий:

вычисляется максимальная кратность тока КЗ по отношению к первичному номинальному току ТТ:

$$k_{\text{макс}} = \frac{I_{1к\text{макс}}}{I_{\text{ном}}}; \quad (14)$$

определяется максимальное значение коэффициента A :

$$A_{\text{макс}} = \frac{k_{\text{макс}}}{k_{10\text{ном}}}, \quad (15)$$

где $k_{10\text{доп}}$ — допустимая кратность тока КЗ, соответствующая $\epsilon = 10\%$, которая может быть определена расчетом (8) или графически по кривой предельной кратности для значения $Z_{н.\text{факт.расч}}$ (рис. 12, а);

определяется $f_{\text{макс}}$ по зависимости $A = \psi(f)$ на рис. 12, б;

сравнивается полученное значение $f_{\text{макс}}$ с допустимым значением $f_{\text{доп}}$, при котором обеспечиваются надежное замыкание контактов электромеханических реле (ЭТ-520, РТ-40, ИМБ, РБМ), а также правильная ориентация направленных реле всех типов и заданная время-токовая характеристика дисковых индукционных реле (ИТ-80, РТ-80).

По результатам исследований различных типов реле [3, 6] можно ориентироваться на следующие значения $f_{\text{доп}}$ в процентах.

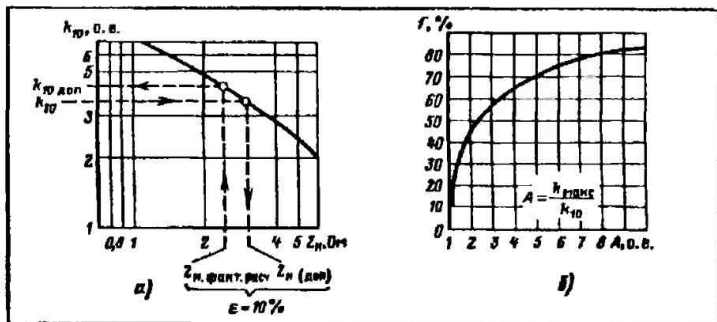


Рис. 12. Кривая предельных кратностей одного из типов ТТ (а) и зависимость $A = \psi$ (f) из [3] (б), общая для всех типов отечественных ТТ

Реле тока:

ЭТ-520.....	13
РТ-40 (выпуска до 1969 г.).....	40
РТ-40 (модернизированные).....	50
РТ-80 (ИТ-80).....	50
Статические реле РСТ.....	80

Реле сопротивления всех типов.....50

Реле направления мощности:

ИМБ и РБМ (до 1970 г.).....	10
РБМ-171, 172 (после 1970 г.).....	30
РБМ-177, 178 (после 1970 г.).....	20
Статические реле РМ.....	50

Главным условием правильной ориентации статических реле направления мощности и различных реле сопротивления (дистанционных) является ограничение угловой погрешности ϵ ТТ, которая при $f = 50\%$ соответствует 45° [3].

Соблюдение условия $f_{\text{макс}} \leq f_{\text{доп}}$ обеспечивает функционирование проверяемых типов реле при максимальных токах КЗ. Руководящие материалы, как РАО

“ЕЭС России”, так и бывшего Минэнерго, предписывают такую проверку не только перед включением новой электроустановки, но и у эксплуатируемых установок в тех случаях, когда предполагается увеличение тока КЗ.

Если в результате расчета оказалось, что $f_{\text{макс}} > f_{\text{доп}}$, следует рассмотреть несколько возможных мероприятий:

— замена существующих реле на такие, у которых значение $f_{\text{доп}}$ выше (например, РБМ-178(7) на РМ-12); следует также заменять токовые защиты с реле ЭТ-520 современными цифровыми токовыми защитами [7], например, серии SPAC-800, выпускаемыми СП “АББ Реле Чебоксары” и т.п.;

— снижение погрешности $f_{\text{макс}}$, которое можно достичь уменьшением значения $Z_{\text{н. факт. расч}}$ или $k_{\text{макс}}$ путем увеличения коэффициента трансформации ТТ и, следовательно, значения $I_{\text{ном}}$. Либо путем последовательного включения двух вторичных обмоток

ТТ, о котором подробнее скажем далее.

Каждое из этих мероприятий даст уменьшение f_{\max} на какое-то количество процентов, и эти проценты можно сложить (арифметически): рассмотренная методика и использование зависимости $A = \psi(f)$ на рис. 12, б позволяют легко выполнить подобные расчеты.

Последовательное включение двух вторичных обмоток ТТ. Если предполагается включить две обмотки одного класса, эффективность этого мероприятия оценивается следующим образом:

— по кривой предельной кратности (рис. 12, а) определяется $k_{10\text{доп}}$ для $0,5 Z_{\text{н.факт.расч}}$, т.е. в предположении, что фактическая нагрузка распределится между обмотками ТТ поровну;

— для нового, большего значения $k_{10\text{доп}}$ определяется по (15) коэффициент A_{\max} , который может оказаться значительно меньшим, чем при использовании только одной обмотки в этом ТТ;

— по меньшему значению A_{\max} по рис. 12, б определяется новое, меньшее значение f_{\max} .

В случае включения последовательно двух вторичных обмоток разных классов (например, "Р" и "0,5") необходимо для определения нового значения $k_{10\text{доп}}$ построить суммарную кривую предельных кратностей [5]. Эта кривая ляжет правее КПК для класса "Р" и, следовательно, при том же значении $Z_{\text{н.факт.расч}}$ получим большее $k_{10\text{доп}}$

Если предполагается использовать для последовательного включения две обмотки уже имеющихся ТТ, следует снять суммарную ВАХ, которая пройдет значительно выше, чем ВАХ одной из обмоток ТТ. И хотя в выражение (9) вместо Z_2 придется ввести $2Z_2$ или сумму Z_2 каждой из обмоток, значение $I_{\text{нам}}$ и, следовательно, ϵ будет существенно меньше, чем при использовании одной из обмоток ТТ.

Проверка ТТ по условию $U_{2\max} \leq U_{2\text{доп}}$ (см. рис. 10). Значение $U_{2\max}$ на зажимах вторичной обмотки ТТ определяется из соотношения:

$$U_{2\max} = \frac{I_{1k\max}}{n_T} Z_{1\text{факт.расч}} \quad (16)$$

где $I_{1k\max}$ — действующее значение периодической составляющей тока КЗ (влияние апериодической составляющей этого тока с 1980-х годов не учитывается).

Согласно ПУЭ [1] $U_{2\text{доп}}$ равно испытательному напряжению 1000 В, которое должно прикладываться к вторичным цепям защиты в течение 1 мин при частоте 50 Гц.

У ТТ с $I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$ это условие практически всегда соблюдается. Исключения могут быть при расчетной проверке цепей дифференциальных защит трансформаторов, выполненных на переменном оперативном токе, в режиме после дешунтирования электромагнита управления коммутационным аппаратом.

Для ТТ с $I_{2\text{ном}} = 1 \text{ А}$ в сетях выше 110 кВ с невыполнением

названного условия из ПУЭ пришлось столкнуться в 1980-х годах, когда, например в схемы ТТ включались шкафы и панели с электромеханическими реле

С целью предотвращения подобных случаев институт Атомэнергопроект в информационном сообщении № 31-Э от 12.12.84 рекомендовал перенос защитного заземления ТТ в другую точку вторичных цепей (по сравнению с заземлением по типовым схемам). Эта рекомендация относится к схемам соединения ТТ "полная звезда" и "треугольник", но не касается схемы "неполная звезда". Перенос точки заземления от места установки ТТ позволяет существенно уменьшить расчетное значение $U_{2\text{макс}}$, однако делается он лишь в случаях невыполнения условия $U_{2\text{макс}} \leq U_{2\text{доп}}$.

Использование статических аналоговых реле и комплектных устройств РЗ, особенно цифровых терминалов, существенно снижает нагрузку на ТТ, так как такие устройства потребляют значительно меньше мощности.

Особенности расчетной проверки ТТ на переменном оперативном токе. Большинство таких схем РЗ выполнены либо с электромеханическими реле прямого действия типа РТВ (реле тока с обратной зависимой время-токовой характеристикой), либо с так называемыми дешунтирующими реле типов РТ-85, РТ-95 (дисковые реле тока с обратно зависимой время-токовой характеристикой)

или типа РП-341 (промежуточное выходное реле максимальной токовой защиты с независимой время-токовой характеристикой).

Дешунтирующие реле имеют усиленные переключающие контакты, которые в нормальном режиме работы электроустановки шунтируют электромагнит управления (ЭУ) коммутационного аппарата (выключателя или короткозамыкателя), а после срабатывания защиты переключаются и дешунтируют этот электромагнит. После дешунтирования ЭУ подключается к ТТ, значительно увеличивая при этом сопротивление его вторичной нагрузки Z_n (в 3—5 раз и более), что может весьма существенно повысить полную (и токовую) погрешность — от 10 до 50—70%.

Задачами расчетной проверки ТТ в подобных случаях являются: вычисление увеличенной токовой погрешности ($f > 10\%$) и определение невозможности возврата дешунтирующих реле (из-за уменьшения вторичного тока I_{2k} после дешунтирования ЭУ), а также оценка надежности срабатывания дешунтированного ЭУ.

Такие же задачи ставятся и при расчетной проверке ТТ, питающих защиту с реле прямого действия РТМ и РТВ, которые сами выполняют функции ЭУ. Для этих ТТ допускается токовая погрешность $f > 10\%$, если будет обеспечено надежное срабатывание реле защиты с необходимыми коэффициентами чувствительности.

4. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА НА ПЕРЕМЕННОМ ОПЕРАТИВНОМ ТОКЕ И РОЛЬ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА В ОБЕСПЕЧЕНИИ НАДЕЖНОСТИ ЕЕ РАБОТЫ

В распределительных электрических сетях напряжением 6, 10 кВ и до 110 кВ включительно РЗ весьма часто выполняется на переменном оперативном токе. Объясняется это тем, что на относительно небольших подстанциях и в распределительных пунктах таких сетей обычно из экономических соображений не устанавливаются аккумуляторные батареи или выпрямительные агрегаты (в отличие от электростанций и крупных подстанций промышленных предприятий).

Особенность использования ТТ в схемах РЗ на переменном оперативном токе заключается в том, что в этих схемах ТТ являются не только источником информации для измерительных органов защиты (токовой, дистанционной, дифференциальной, направленной), но также источником оперативного тока.

Оперативным током называют переменный (или постоянный) ток, обеспечивающий работу:

— логических элементов защиты (реле времени, промежуточных и сигнальных реле);

— электромагнитов (катушек) управления коммутационных аппаратов (отключающих катушек — ОК выключателей, включающих катушек — ВК короткозамыкателей и выключателей и т.п.);

— выпрямительных устройств, предназначенных для питания

защит и аппаратов, которые работают на выпрямленном (постоянном) оперативном токе; от ТТ питаются выпрямительные устройства, получившие название “блоки питания токовые” (БПТ);

— зарядных устройств (УЗ, БПЗ), т.е. выпрямительных устройств, заряжающих специальные конденсаторные батареи (БК), которые в нужный момент отдают заранее накопленную энергию электромагнитам управления (например, отключающей катушке автоматического отделителя, установленного на стороне 110 кВ силового трансформатора), что позволяет отключить от сети поврежденный трансформатор, причем в тот момент, когда на подстанции может отсутствовать напряжение и ток, т.е. предельно заряженная БК является единственным источником оперативного тока, разумеется, если нет аккумуляторной батареи.

Источниками оперативного тока могут служить:

— аккумуляторные батареи с собственными зарядными устройствами — это самый надежный и независимый источник оперативного тока, но слишком дорогостоящий для небольших подстанций распределительных сетей;

— выпрямительные устройства — блоки питания, получающие на входе переменный ток (БПТ) или переменное напряжение (БПН) соответственно от трансформаторов тока (ТТ) или трансформаторов напряжения (ТН), либо от трансформаторов собственных нужд (ТСН), и выдающие на общие шинки выпрямленный

(постоянный) оперативный ток 110 или 220 В — этот вид оперативного тока используется для питания сложных ступенчатых защит и другой аппаратуры, рассчитанной на постоянный оперативный ток;

— предварительно заряженные батареи конденсаторов БК со специальными зарядными устройствами БПЗ, получающими на входе переменный ток от ТТ или переменное напряжение от ТН или ТСН;

— трансформаторы напряжения или ТСН, которые могут обеспечить оперативным током только те устройства РЗ, которые не предназначены для работы при коротких замыканиях (КЗ), когда возможны глубокие снижения напряжения, или при полном отключении подстанции, например, защиты от перегрузки, от снижения уровня масла в трансформаторе и т.п.;

— трансформаторы тока, питающие те устройства РЗ, которые предназначены для срабатывания при КЗ (максимальные токовые, дифференциальные, токовые направленные защиты), а также электромагниты управления коммутационных аппаратов, на которые воздействуют эти защиты; очень часто те же ТТ используются и для питания измерительных органов соответствующей РЗ.

Для обеспечения надежной работы РЗ в сетях 35 кВ и выше используются, как правило, комбинации из нескольких источников оперативного тока. В городских и сельских распределительных сетях 6 и 10 кВ источником оперативного тока обычно слу-

жат только ТТ защищаемого присоединения.

Названные схемы и являются в точном смысле схемами РЗ на переменном оперативном токе. Они могут быть разделены на два вида: схемы с дешунтированием электромагнитов управления (ЭУ); схемы с реле прямого действия (РТМ и РТВ), которые сами же выполняют функции ЭУ выключателя.

Основная особенность работы ТТ в этих схемах при КЗ заключается в возможности значительного увеличения полной погрешности ТТ по сравнению с принятой нормой ($\epsilon = 10\%$). Расчетной методике определения погрешностей ТТ ϵ и f , превышающих 10%, и проверки надежности функционирования при таких значениях схем РЗ электроустановки и ЭУ коммутационных аппаратов ее защищаемого элемента посвящен следующий раздел.

5. РАСЧЕТЫ ДЛЯ СХЕМ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ С ДЕШУНТИРОВАНИЕМ ЭУ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ (ОК И ВК)

Схемы РЗ с дешунтированием электромагнитов управления. Подобные схемы могут быть двух видов в зависимости от типов реле, дешунтирующих ЭУ:

схемы максимальных токовых защит с дисковыми индукционными реле типов РТ-85 и РТ-95, которые имеют специальные усиленные контакты для дешунтирования ЭУ;

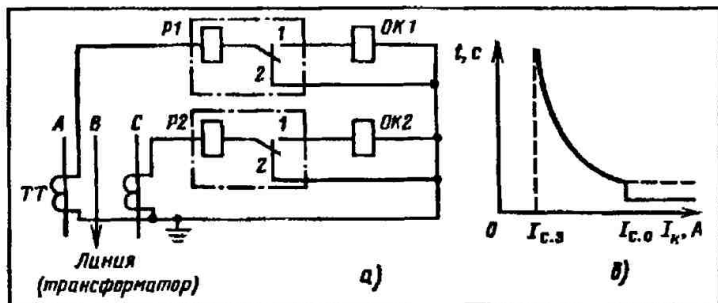


Рис. 13. Схема максимальной токовой защиты с дисковыми реле РТ-85 (а) и время-токовая характеристика этих реле (б)

схемы ступенчатых максимальных токовых защит с независимой время-токовой характеристикой, дифференциальных защит, направленных токовых защит, которые имеют специальные выходные промежуточные реле типов РП-341 и РП-361 с усиленными контактами для дешунтирования ЭУ.

Для надежной работы таких схем при КЗ необходимо, чтобы ТТ имели погрешность $\epsilon \leq 10\%$ (и $f < 10\%$) до момента дешунтирования ЭУ, а после дешунтирования ЭУ возросшая погрешность ТТ не должна приводить к такому уменьшению вторичного тока, при котором может произойти возврат дешунтирующих реле, т.е. отказ защиты. Иными словами, в соответствии с ПТЭ требуются дополнительная расчетная проверка чувствительности защиты в режиме после дешунтирования ЭУ с максимально возможной погрешностью ТТ (f_{\max}), а также проверка чувствительности дешунтированных ЭУ.

Таким образом, проверка допустимости использования схем РЗ с дешунтированием ЭУ непосредственно связана с расчетной проверкой ТТ. Рассмотрим эти методики применительно к типовым схемам защиты с дисковыми реле РТ-85 (РТ-95) и схемам со специальными выходными реле РП-341 (РП-361).

Максимальная токовая защита с дисковыми реле РТ-85. Типовая двухфазная двухрелейная схема такой защиты с двумя дешунтируемыми ОК (рис. 13, а) используется главным образом для линий 6 и 10 кВ, но в ряде случаев применяется также для защиты силовых трансформаторов с высшим напряжением 10 (6) кВ, секционных выключателей 10 (6) кВ, вводов низшего напряжения у трансформаторов 110/10 кВ, 35/10 кВ и т.п., а иногда и типовых линий напряжением до 35 кВ. Реле типа РТ-85 в этой схеме обеспечивает, как известно, возможность выполнения двухступенчатой токовой защиты, первой ступенью которой яв-

ляется быстродействующая токовая отсечка (электромагнитный элемент этого реле), а второй — максимальная токовая защита с обратной зависимой время-токовой характеристикой (индукционный элемент) [4, 8].

В нормальном режиме работы защищаемой линии или трансформатора контакты 1 и 2 реле $P1$ и $P2$ находятся в положении, показанном на рис. 13, а. Контакты 2 шунтируют соответствующие отключающие катушки (ОК). При КЗ и срабатывании одного или двух реле контакт 1 замыкается, а контакт 2 размыкается (без опасного даже кратковременного размыкания цепи ТТ). При этом ЭУ — катушки $OK1$ и $OK2$ (или одна из них) оказываются дешунтированными и подключенными к соответствующему ТТ.

В результате резко возрастает сопротивление вторичной нагрузки $Z_{н.факт}$ и соответственно $Z_{н.факт} расч$ (особенно, если произошло двухфазное КЗ фаз AB или BC). Следовательно, как видно из схемы замещения ТТ (см. рис. 3), уменьшается ток I_2 в реле, а ток намагничивания, полная и токовая погрешности ТТ возрастают.

Чтобы предотвратить возврат реле $P1$, $P2$, необходимо рассчитать коэффициент чувствительности защиты в режиме после дешунтирования $OK1$ ($OK2$):

$$k_{ч.з} = \frac{I_{1k_{мин}} \left(1 - \frac{f_{макс}}{100}\right)}{k_B I_{с.з}}, \quad (17)$$

где $I_{1k_{мин}}$ — минимальный ток при двухфазном КЗ в конце за-

щищаемого участка, А; $f_{макс}$ — наибольшая (максимальная) токовая погрешность ТТ, %; k_B — коэффициент возврата реле (отношение тока возврата к току срабатывания реле); $I_{с.з}$ — первичный ток срабатывания защиты или отсечки, А.

Следует отметить, что электромагнитный элемент реле РТ-85, который при срабатывании переключает контакты и дешунтирует ЭУ, имеет очень низкий коэффициент возврата: $k_B = 0,3 + 0,4$. Эта положительная особенность конструкции реле в данном случае позволяет "удерживать" реле в сработавшем состоянии, несмотря на увеличение погрешности вплоть до 60—70%. Даже при такой погрешности ТТ коэффициент чувствительности защиты $k_{ч.з}$ практически не снижается, что свидетельствует о невозможности возврата реле РТ-85 после его срабатывания и дешунтирования ЭУ.

Однако в отличие от электро-механических реле у их полупроводниковых аналогов значения коэффициента возврата близки к 1. Таким образом, в случаях использования принципа дешунтирования ЭУ в полупроводниковых защитах необходимо предусмотреть специальные мероприятия, предотвращающие возврат дешунтирующих органов после их срабатывания и дешунтирования ЭУ, если по условию коэффициент чувствительности защиты $k_{ч.з}$ по (17) оказывается меньше, чем требуют ПТЭ [1].

Чувствительность ОК в схемах, подобных рис. 13, а, проверяется отдельно по выражению,

аналогичному (17), но без учета коэффициента возврата:

$$k_{ч.ОК} = \frac{I_{1кном} \left(1 - \frac{f_{макс}}{100}\right)}{n_T I_{с.ОК}}, \quad (18)$$

где n_T — коэффициент трансформации ТТ; $I_{с.ОК}$ — ток срабатывания стандартной отключающей катушки, равный, как правило, 5 А (РТМ) или 3,5 А ($\mathcal{E}_{отт}$). Коэффициент схемы $k_{сх}$ для варианта на рис. 13, а равен 1 и поэтому в (18) не указан, для других схем, где $k_{сх} \neq 1$, этот коэффициент должен учитываться.

Минимальный коэффициент чувствительности для ОК, обеспечивающий их надежное срабатывание, должен быть приблизительно на 20% больше значения для соответствующих защит, т.е.

$$k_{ч.ОК} = 1,2 k_{ч.З}. \quad (19)$$

Например, для максимальной токовой защиты при срабатывании в основной зоне требуется, чтобы $k_{ч} \approx 1,5$, а для ОК — $k_{ч} \approx 1,8$. В зоне дальнего резервирования необходимо: для защиты $k_{ч} \approx 1,2$, а для ОК $k_{ч} \approx 1,44$ [1].

При такой раздельной проверке чувствительности защиты и ОК согласование их токов срабатывания по ныне действующим ПТЭ не обязательно, поэтому ток срабатывания защиты (реле) может выбираться большим или меньшим, чем ток срабатывания дешунтируемой ОК. Рекомендуется только при согласовании чувствительности защит смежных элементов у предыдущей (нижестоящей) защиты прини-

мать больший из токов срабатывания — защиты или ОК.

Определение максимальной токовой погрешности ТТ. Токовая погрешность $f_{макс}$, превышающая 10%, рассчитывается (см. рис. 12, б) по зависимости $A = \psi(f)$ при таком значении тока КЗ, которое обеспечивает надежное срабатывание и токовой отсечки (а если она не используется — максимальной токовой защиты), и отключающей катушки. Коэффициент A определяется по (15), а максимальные кратности из следующих выражений:

$$\text{для защиты } k_{макс} = \frac{k_{ч} I_{с.З}}{I_{ном.Т}}; \quad (20)$$

$$\text{для ОК } k_{макс.ОК} = \frac{k_{ч} n_T I_{с.ОК}}{I_{ном.Т}}, \quad (21)$$

где $k_{ч}$ — коэффициент чувствительности защиты; $I_{с.З}$ — ток срабатывания отсечки (или максимальной токовой защиты), А; n_T — коэффициент трансформации ТТ; $I_{с.ОК}$ — ток срабатывания ОК, А; $I_{ном.Т}$ — первичный номинальный ток ТТ, А.

Коэффициент $k_{ч}$ равен примерно 1,5 для максимальной токовой защиты, 1,2 — для токовой отсечки линии, 1,8 — для ОК. Если защищается трансформатор, то для токовой отсечки $k_{ч} = 2$, а для ОК — около 2,4 [1].

Допустимая предельная кратность $k_{1доп}$, соответствующая полной погрешности ТТ ($\epsilon = 10\%$ при заданном сопротивлении $Z_{н.факт.расч}$), может быть определена либо расчетом по (8), либо графически по кривой предельной кратности (см. рис. 12, а).

Пример расчета $f_{\text{макс}}$ для схемы защиты, рис. 13, а. Наибольшее сопротивление вторичная нагрузка ТТ имеет при двухфазном КЗ фаз АВ или ВС в режиме после дешунтирования ОК:

$$Z_{\text{н.факт.расч}} = 2r_{\text{пр}} + Z_{\text{р}} + Z_{\text{ОК}} + Z_{\text{пер}} = \\ = 0,1 + 0,1 + 2,2 + 0,1 = 2,5 \text{ Ом,}$$

где $r_{\text{пр}}$ — сопротивление фазного провода от ТТ до реле и принятое равным ему сопротивление обратного провода схемы; $Z_{\text{р}}$ и $Z_{\text{ОК}}$ — сопротивления реле РТ-85 и отключающей катушки при токе срабатывания; $Z_{\text{пер}}$ — сопротивление контактов, принятое равным 0,1 Ом.

Сопротивлению нагрузки 2,5 Ом соответствует значение $k_{10\text{доп}} = 4$ (см. рис. 12, а). Кратность $k_{\text{макс}}$ при токе срабатывания отсечки, например, 700 А определяется по (20): $k_{\text{макс}} = (1,2 \cdot 700) / 50 = 16,8$, где 50 А — первичный номинальный ток ТТ в этом примере. Согласно (15) коэффициент $A = 16,8 / 4 = 4,2$, а токовая погрешность $f_{\text{макс}}$ (см. рис. 12, б) равна 65%.

Для токовой отсечки характерны большие кратности тока срабатывания, тем у максимальной токовой защиты (индукционного элемента РТ-80), еще больше кратности тока срабатывания у отсечки в сравнении с первичным номинальным током ТТ. Но и при такой большой погрешности ТТ возврата реле РТ-85 после дешунтирования ОК не произойдет, поскольку коэффициент чувствительности оста-

ется примерно таким же, как и до дешунтирования ОК.

Если токовая отсечка на линии не используется, может оказаться, что и после дешунтирования ОК погрешность ТТ не превышает 10%. Например, ток срабатывания максимальной токовой защиты с независимой характеристикой (с реле РТ-95): $I_{\text{с.з}} = 3 I_{\text{ном.т}}$. В соответствии с (7) $k_{10} = 1,1 I_{\text{с.з}} / I_{\text{ном.т}} = 3,3$. Из рис. 12, а видим, что допустимо $Z_{\text{н}} = 3 \text{ Ом}$, которое больше $Z_{\text{н.расч}} = 2,5 \text{ Ом}$ и, следовательно, значение f в данном примере не более 10%.

Для токовых защит с обратно зависимой характеристикой погрешность ТТ определяется при токе согласования или токе перехода характеристики в независимую часть: для реле РТ-80 это значение соответствует $(5 + 8) I_{\text{с.з}}$. В рассматриваемом примере токовая погрешность f находится в пределах 60—70%, т.е. она такая же, как и для токовой отсечки.

Токи срабатывания стандартных ОК составляют 5 или 3,5 А, т.е. равны или меньше $I_{2\text{ном.т}}$ (5 А). При этом предельные кратности k_{10} не превышают 1,5 и, как правило, $f < 10\%$.

Проверка точности индукционного элемента реле РТ-80. Для точной работы реле серии РТ-80 необходимо, чтобы токовая погрешность не превышала 50% при максимальном токе КЗ через защиту. Значение f определяется по уже рассмотренной методике при максимальном токе срабатывания отсечки, если она используется, причем этот ток вы-

лчивается еще на 15—20%, чтобы создать расчетный запас по f . Сопротивление $Z_{н.расч}$ определяется в режиме до дешунтирования ОК, т.е. без учета сопротивления ОК.

Например, $k_{\max} = I_{1k \max} / I_{н.ном.т} = 27$. Значению $Z_{н.факт.расч} = 0,3$ Ом соответствует $k_{10доп} = 18$ (определяется по соответствующей кривой предельных кратностей или другим способом — см. рис. 11). Коэффициент $A = 27/18 = 1,5$. Из зависимости $A = \psi(f)$ на рис. 12, б погрешность $f = 30\%$, что менее $f_{доп} = 50\%$. Следовательно, точная работа индукционного элемента реле РТ-80 будет обеспечена во всем диапазоне токов КЗ, меньших чем ток срабатывания электромагнитного элемента (отсечки).

Проверка надежности дешунтирующих контактов реле РТ-85. По данным завода-изготовителя [8] контакты реле РТ-85 способны дешунтировать ОК с сопротивлением цепи не более 4,5 Ом при токах, не превышающих 150 А. В некоторых случаях, когда токи КЗ в процессе эксплуатации увеличиваются, приходится рассматривать возможность дальнейшего использования схемы защиты с дешунтированием ОК на всех или на части элементов 6(10) кВ, если $I_{2k} = I_k / n_T > 150$ А. Однако для этого рекомендуется уточнить значение I_{2k} с учетом действительной токовой погрешности ТТ. Уточненный вторичный ток КЗ, который может быть

дешунтирован контактами реле РТ-85:

$$I'_{2k} = \frac{I_{1k \max} \cdot \left(1 - \frac{f}{k \cdot 100}\right) \cdot k_{сх}}{n_T}, \quad (22)$$

где $I_{1k \max}$ — максимальный первичный ток КЗ в месте установки защиты, А; f — токовая погрешность ТТ, %; $k = 1,2$ — коэффициент запаса, учитывающий возможность использования лучших сортов электротехнической стали для изготовления магнитопроводов ТТ; $k_{сх}$ — коэффициент схемы, принимаемый для неполной звезды (рис. 13, а) равным 1; n_T — коэффициент трансформации ТТ. Значение $Z_{н.расч}$ для f определяется без учета дешунтируемых ЭО, поскольку регламентируется ток до дешунтирования ОК [3, 8].

Например, при $I_{1k} = 1600$ А и $n_T = 50/5$ формально подсчитанное значение $I_{2k} = 160$ А. Но при $Z_{н.расч} = 0,3$ Ом, $k_{10доп} = 18$, $k_{\max} = 1600/50 = 32$; коэффициент $A = 32/18 = 1,8$; значение $f = 38\%$. По (22) $I_{2k} = 110$ А < 150 А, и таким образом, схема с дешунтированием ОК может быть оставлена в работе.

Трехрелейная схема защиты с реле РТ-85 при двух ОК. Такая схема применяется в тех случаях, когда максимальная токовая защита имеет достаточную чувствительность при трехфазном КЗ за трансформатором 6(10)/0,4 кВ со схемой соединения обмоток “треугольник-звезда-11”. Добавление третьего реле не ухудшает чувствительности и при всех видах двухфазных КЗ за этим трансформатором, в то время как

двухрелейная схема (рис. 13, а) при двухфазном КЗ может иметь вдвое меньшую чувствительность.

Трехрелейная схема может использоваться для собственной защиты подобных трансформаторов, а также для защиты питающих их линий 6(10) кВ. Трехрелейная схема пригодна и для защиты небольших трансформаторов 35 кВ со схемой соединения обмоток “звезда-треугольник-11” (не имеющих дифференциальной защиты) и линий, питающих трансформаторы с такой схемой соединения обмоток.

Для выполнения трехрелейной схемы при двух ОК в приводе выключателя требуется (рис. 13, а) у дополнительно устанавливаемого реле (РЗ) типа РТ-85 раздельно вывести на внешние зажимы его катушки замыкающий (1) и размыкающий (2) контакты: замыкающий контакт 1 включается параллельно с аналогичным замыкающим контактом 1 реле Р1, а размыкающий контакт 2 включается последовательно с аналогичным контактом 2 реле Р1. Тогда оба реле — Р1 и РЗ при срабатывании вместе или по отдельности смогут дешунтировать одну и ту же отключающую катушку ОК1. Катушка третьего реле РЗ должна быть включена в обратный провод схемы “неполная звезда”, где в нормальном режиме проходит ток фазы В (с обратным знаком).

Коэффициент чувствительности защиты, выполненной по указанной схеме, в режиме после дешунтирования ОК определяется по (17), где минимальный ток $I_{\Delta \text{ мин}}$ принимается равным току

при трехфазном КЗ за трансформатором со схемой соединения обмоток “треугольник-звезда” или “звезда-треугольник-11”. Коэффициент чувствительности для ОК определяется по (18) при токе $I_{\Delta \text{ мин}}$, равном половине тока трехфазного КЗ за этим же трансформатором. Таким образом, подобная схема эффективна, если ток срабатывания ОК по крайней мере в 2 раза меньше тока срабатывания реле защиты, что вполне реально.

Токовая погрешность ТТ после дешунтирования ОК определяется так же, как и для схемы на рис. 13, а, но с учетом, что максимальное расчетное сопротивление $Z_{\text{н.расч}} = 3r_{\text{тр}} + 3Z_{\text{р}} + Z_{\text{ОК}} + Z_{\text{пер}}$ соответствует значению при двухфазном КЗ за трансформаторами с указанными схемами соединения обмоток (см. [5] и приложение I).

При небольших значениях $Z_{\text{р}}$ и $r_{\text{тр}}$ в комплектных распределительных устройствах (КРУ) 6 и 10 кВ, по сравнению с $Z_{\text{ОК}}$, очевидно, что суммарные значения $Z_{\text{н.расч}}$ для схемы защиты с двумя или тремя реле различаются незначительно. Если в рассмотренном ранее примере $Z_{\text{н.факт.расч}}$ для схемы на рис. 13, а было равно 2,5 Ом, то для схемы с тремя реле при тех же условиях это значение составит 2,75 Ом. В случае трех реле и трех ОК сопротивление $Z_{\text{н.расч}}$ резко возрастает за счет утроенного значения $Z_{\text{ОК}}$ (для того же примера 7,35 Ом).

Точность и надежность работы реле РТ-85 для трехрелейных схем проверяется по аналогичной методике.

Защита трансформаторов и линий с помощью дешунтирующих реле РП-341 (РП-361). Не касаясь выбора параметров срабатывания защит в схеме с дешунтированием отключающих (или включающих) катушек, рассмотрим лишь условия проверки чувствительности дифференциальной и максимальной токовой защит трансформаторов, а также ОК выключателей и ВК короткозамыкателей в режиме после дешунтирования ОК с учетом погрешности ТТ.

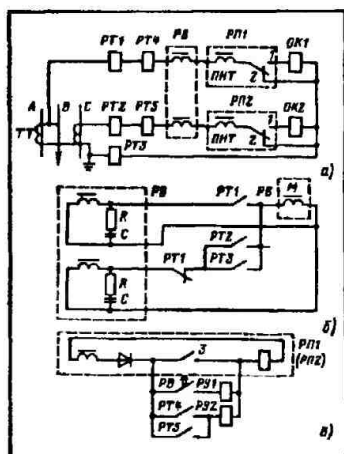


Рис. 14. Принципиальная схема двухступенчатой максимальной токовой защиты на переменном оперативном токе с дешунтированием электромагнитов отключения (ОК1, ОК2) при помощи реле типа РП-341:

а — цепи максимальной токовой защиты (МТЗ) и токовой отсечки (ТО); б — цепи реле времени типов РВМ-12 и РВМ-13; в — цепи промежуточных реле типа РП-341, РТ1—РТ3 и РТ4, РТ5 — реле тока мгновенного действия соответственно МТЗ и ОК; РВ — реле времени; РУ — реле указательные (сигнальные)

Чувствительность измерительных органов (реле дифференциальной и максимальной токовой защит), токового реле времени (РВМ, РСВ) и специальных дешунтирующих реле типа РП-341 (РП-361), показанных на рис. 14, должна проверяться по выражению (17), переписанному для вторичных токов, т.е. токов, которые протекают через реле во время КЗ в защищаемой зоне:

$$k_{ч.з} = \frac{I_{2k \text{ мин}} \left(1 - \frac{f_{\text{макс}}}{100}\right)}{k_B I_{с.р} k_y}, \quad (23)$$

где $I_{2k \text{ мин}}$ — минимальный ток в реле при металлическом КЗ в конце защищаемой зоны (значение этого тока зависит от схемы соединения обмоток и наличия РПН защищаемого трансформатора, от схемы соединения ТТ защиты и вида КЗ), А [5]; $f_{\text{макс}}$ — максимальная токовая погрешность ТТ в режиме после дешунтирования ОК, %; k_B — коэффициент возврата реле (ориентировочно принимается для РТ-40 не более 0,8, а для реле РП-341 — не более 0,4 и уточняется после наладки защиты); $I_{с.р}$ — ток срабатывания реле (принимается больший из токов срабатывания реле максимальной и дифференциальной защит и дешунтирующего реле типа РП-341), А.

Чувствительность ОК определяется по выражению, аналогичному (18):

$$k_{ч.ОК} = \frac{I_{2k \text{ мин}} \left(1 - \frac{f_{\text{макс}}}{100}\right)}{I_{с.ОК} k_y}, \quad (24)$$

где все обозначения такие же, как в (17), (18) и (23).

О коэффициенте k_y в двух последних выражениях следует поговорить отдельно. Применительно к типовой схеме защиты трансформаторов на переменном оперативном токе, в которой реле типа РП-341 самоудерживаются после срабатывания, расчетную проверку чувствительности измерительных органов защиты и реле времени (токового) типов РВМ-12(13), РСВ-13 достаточно сделать для режима до дешунтирования отключающих катушек (ОК), поскольку после дешунтирования их возврат уже не может вызвать возврата реле РП-341 и отказа функционирования защиты (рис. 14).

Чувствительность по (23) должна проверяться только для реле типа РП-341, при такой проверке надо помнить, что защита трехмоточных трансформаторов со стандартной схемой соединения обмоток, как правило, выполняется тремя измерительными органами (например, тремя реле ДЗТ-11), а реле РП-341 могут быть установлены лишь два (по числу дешунтируемых ОК). При этом в (23) коэффициент $k_y = 2$, так как значение $I_{2k \text{ мин}}$ для проверки чувствительности РП-341 будет в действительности вдвое меньшим, чем при проверке чувствительности измерительных органов защиты. Однако относительно низкий коэффициент возврата реле РП-341 и небольшой ток его срабатывания (5 или 2,5 А) способствуют получению достаточного коэффициента чувствительности защиты по (23),

несмотря на учет коэффициента k_y и возможную высокую токовую погрешность ($f > 10\%$).

Чувствительность ОК при тех же условиях оказывается значительно ниже, поскольку в (24) отсутствует коэффициент возврата, а коэффициент чувствительности для ОК должен быть на 20% выше, чем для защиты: если у дифференциальной защиты $k_d \approx 2$, то для ОК $k_{d1} = 2,4$. Такого значения k_d практически нельзя достичь для защиты трансформаторов небольшой мощности (например, 110 кВ мощностью 2,5 и 6,3 МВ·А) при встроенных ТТ типа ТВТ-110 с $n_T \leq 150/5$ даже при условии, что их погрешность не превышает 10% (как раз у таких типов ТТ погрешности чаще всего выше 10%). Кроме того, при двух ОК (или двух ВК) коэффициент k_y в выражении (24) равен 2.

Надо также отметить, что для встроенных ТТ не может быть использована методика определения значения $f > 10\%$ по зависимости $A = \psi(f)$. Для них рекомендуется определять полную погрешность ϵ , соответствующую току намагничивания $I_{\text{нам}}$ по фактическим вольт-амперным характеристикам ТТ или по типовой кривой намагничивания стали и параметрам ТТ (см. рис. 11).

У трансформаторов 110 кВ большей мощности и трансформаторов 35 кВ схемы с дешунтированием ОК (ВК) имеют широкое распространение.

6. РАСЧЕТНАЯ ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА В СХЕМАХ ЗАЩИТЫ С РЕЛЕ ПРЯМОГО ДЕЙСТВИЯ

Схемы токовых защит на реле прямого действия наиболее просты и дешевы, так как эти реле выполняют также функции электромагнитов (катушек) отключения выключателей. При срабатывании реле прямого действия выбивают “защелку” привода выключателя, который отключается энергией, например, предварительно сжатых пружин или предварительно поднятого груза.

Однако для срабатывания таких реле требуется существенная мощность ТТ (десятки вольт-ампер). Соответственно велико и сопротивление $Z_{н.факт}$ вторичной нагрузки ТТ (более одного ома). Погрешности ТТ при этом могут оказаться значительно больше 10%.

Расчетная проверка ТТ в схемах защиты с реле прямого действия состоит из двух задач: определение уровня токовых погрешностей ТТ и оценка чувствительности реле защиты при КЗ для наибольшей возможной погрешности ТТ.

Схема защиты линий 6 и 10 кВ с реле прямого действия. Двухступенчатая токовая защита выполняется на реле РТМ (токовая отсечка) и РТВ (максимальная токовая защита с обратно зависимой время-токовой характеристикой). В качестве типовой принимается двухфазная двухрелейная схема с совместным включением РТМ и РТВ (рис. 15, а). Для защиты трансформаторов со схемой соединения обмоток “треугольник-звезда” устанавливается третье реле РТВ (реле 5 на рис. 15), повышающее чувствительность защиты при двухфазных КЗ.

Чувствительность токовых защит с реле прямого действия следует проверять с учетом дейст-

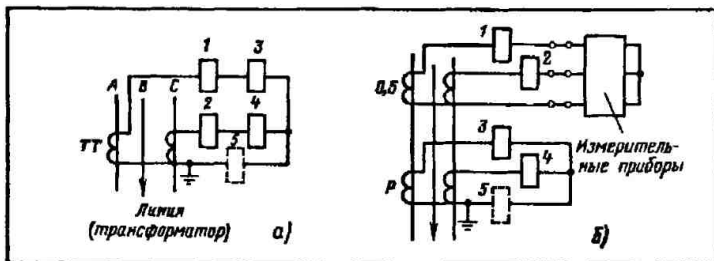


Рис. 15. Схема двухфазной двухрелейной (или трехрелейной) двухступенчатой максимальной токовой защиты с реле прямого действия:
а и б — соответственно совместное и раздельное включение реле РТМ и РТВ;
1, 2 — РТМ; 3, 4, 5 — РТВ

вительной токовой погрешности ТТ:

$$k_{\psi} = \frac{I_{1k_{\max}} \left(1 - \frac{f_{\max}}{100}\right)}{I_{с.з.}}, \quad (25)$$

где обозначения такие же, как в выражении (17).

Проверка ТТ на 10%-ную погрешность для схемы защиты на рис. 15, а выполняется при токе срабатывания отсечки и, как правило, предельная кратность k_{10} оказывается весьма большой, а допустимое сопротивление $Z_{н}$ — маленьким (см. рис. 12, а). Фактическое же расчетное сопротивление нагрузки $Z_{н.расч}$ в этой схеме велико за счет сопротивления реле РТВ (при токе срабатывания 5 А — примерно 3—4 Ом, при 10 А — около 1 Ом).

В результате проверки часто оказывается, что $f > 10\%$. Для таких случаев нужно рассчитать действительную токовую погрешность ТТ при кривой $A = \psi(f)$ на рис. 12, б, а затем определить значение k_{ψ} для токовой отсечки по (25).

Если оказывается, что коэффициент чувствительности существенно ниже 1,2 для защиты линии или 2 для защиты трансформатора (или блока линия-трансформатор), следует рассмотреть несколько вариантов мероприятий для повышения чувствительности токовой отсечки и максимальной токовой защиты. Например, заменить ТТ на более мощные или с более высоким первичным номинальным током, перейти на схему с реле типа РТ-85 и т.п.

Рекомендуется также рассмотреть наиболее дешевый и простой вариант раздельного включения реле РТМ и РТВ на обмотки классов "Р" и "0,5" установленных ТТ (рис. 15, б). Такая схема при определенных условиях допускается ПТЭ [1]. При этом часто оказывается, что и для токовой отсечки, и для максимальной токовой защиты погрешности ТТ получаются меньше 10% из-за разных расчетных условий проверки ТТ на 10%-ную погрешность.

Вместе с тем реле РТМ не снижает точности работы измерительных приборов, включенных на обмотку класса "0,5". Приведем один из характерных примеров (рис. 16).

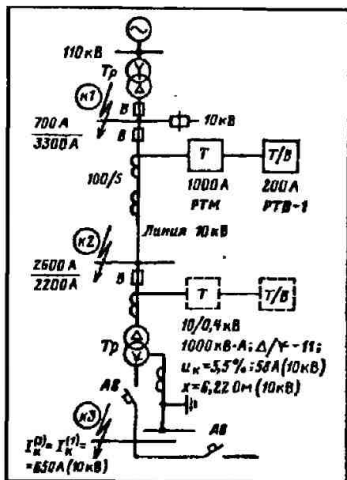


Рис. 16. Расчетная схема для примера проверки чувствительности токовых защит с реле прямого действия РТМ и РТВ

Для защиты линии 10 кВ, питающей трансформатор мощностью 1000 кВ·А со схемой соединения обмоток "треугольник-звезда-11", установлены: реле типов РТВ-1 и РТМ-III, привод типа ПП-67; ТТ типа ПТЛ-10 с $n_T = 100/5$ и выбраны следующие токи срабатывания: для максимальной токовой защиты $I_{с.з} = 200$ А (примерно 350% номинального тока трансформатора); для токовой отсечки $I_{с.о} = 1000$ А (из условия несрабатывания отсечки при КЗ за трансформатором, когда ток КЗ равен 650 А).

Проверка на 10%-ную погрешность ТТ с обмоткой класса "Р" (см. схему на рис. 15, а) при токе срабатывания отсечки производится в следующем порядке. Рассчитывается предельная кратность $k_{10} = 1,1 I_{с.о} / I_{ном.т} = (1,1 \cdot 1000) / 100 = 11$. По кривой предельных кратностей (см. рис. 12, а) определяется допустимое сопротивление нагрузки $Z_{н.доп} = 0,8$ Ом, при котором $\epsilon = 10\%$, а токовая погрешность $f < 10\%$.

Затем рассчитывается фактическое сопротивление нагрузки ТТ в схеме на рис. 15, а: $Z_{н.расч} = 2r_{пр} + Z_{РТМ} + 2Z_{РТВ} + r_{пер}$ при $r_{пр} = 0,05$ Ом, $r_{пер} = 0,05 + 0,1$ Ом.

Сопротивление реле РТМ при токе срабатывания $I_{с.р} = 1000/20 = 50$ А: $Z_{РТМ} = 0,8 S / I_{с.р}^2 = (0,8 \cdot 345) / 50^2 = 0,11$ Ом, где S — потребляемая мощность при втянутом якоре реле и токе срабатывания, В А; коэффициент 0,8 учитывает, что расцепление механизма привода выключателя при срабатывании реле РТМ происходит несколько раньше,

чем якорь реле полностью втянется и дойдет до упора, и сопротивление реле станет равным значению, указанному заводом-изготовителем для втянутого положения якоря [3].

Соответственно сопротивление реле РТВ при токе срабатывания $I_{с.р} = 200/20 = 10$ А: $Z_{РТВ} = 113/10^2 = 1,13$ Ом.

Если ток срабатывания последовательно включенного реле РТМ превышает ток срабатывания реле РТВ примерно в 2 раза для РТВ-1, II, III и в 3—4 раза для РТВ-IV, V, VI, то якоря (сердечники) обоих реле при срабатывании втягиваются одновременно и быстро: за время около 0,02 с [9]. Однако с учетом снижения сопротивления реле при больших токах можно принять в расчете $Z_{РТВ} = 0,8 \cdot 1,13 = 0,9$ Ом, так как сопротивление реле РТВ с током срабатывания 10 А при увеличении токов снижается: при 20 А — до 0,85 Ом, при 25 А — до 0,8 Ом, при 30 А — до 0,75 Ом (ориентировочно, по экспериментальным данным).

Суммарное сопротивление $Z_{н.расч} = 0,1 + 0,11 + 2,09 + 0,05 = 2,06$ Ом, что больше, чем значение $Z_{н.доп} = 0,8$ Ом и, следовательно, погрешность ТТ превысит 10%.

Чувствительность отсечки с учетом действительной максимальной погрешности ТТ рассчитывается по (25). Погрешность трансформаторов тока f определяется по рассмотренной методике для максимального тока КЗ: $I_{к.макс} = k_4 I_{с.о}$. При $k_4 = 2$ для токовой отсечки трансформаторов $I_{к.макс} = 2 \cdot 1000 = 2000$ А, мак-

симальная кратность тока КЗ — $k_{\text{макс}} = 2000/100 = 20$. Допустимая предельная кратность $k_{10\text{доп}} = 5$ при $Z_{\text{н.расч}} = 2,06 \text{ Ом}$ (рис. 12, а). Коэффициент $A = 20/5 = 4$, а $f = 63\%$ (см. рис. 12, б).

При токе двухфазного КЗ на выводах защищаемого трансформатора, равном 2200 А, коэффициент чувствительности для токовой отсечки определяется по (2.5): $k_t = 2200(1 - 0,63)/1000 = 0,8$, т.е. отсечка не сможет сработать из-за большой погрешности ТТ. Такая ситуация недопустима по многим причинам и в первую очередь она противоречит ПТЭ [1].

Чтобы повысить чувствительность токовой отсечки, необходимо обеспечить работу ТТ с меньшей погрешностью, лучше всего с $f \leq 10\%$. В качестве одного из вариантов может быть использована схема защиты (рис. 15, б), где выполнено раздельное включение реле токовой отсечки типа РТМ и измерительных приборов на обмотку класса "0,5", а реле РТВ — на обмотку класса "Р" одних и тех же трансформаторов тока.

Рассмотрим возможность выполнения требований ПТЭ [1] для условий этого примера. Проверяем на 10%-ную погрешность обмотки класса "0,5" с помощью кривых предельной кратности (см. рис. 11 и 12) при токе КЗ, равном току срабатывания отсечки: $k_{10} = (1,1 \cdot 1000)/100 = 11$. Такой кратности соответствует допустимое сопротивление нагрузки ТТ — $Z_{\text{н}} = 0,35 \text{ Ом}$.

Фактическое расчетное сопротивление нагрузки: $Z_{\text{н.факт}} = 2r_{\text{тр}} + Z_{\text{РТМ}} + Z_{\text{и.п}} + Z_{\text{пер}} = 0,1 + 0,11 + 0,07 + 0,05 = 0,33 \text{ Ом}$, где $Z_{\text{и.п}}$ — сумма сопротивлений измерительных приборов: амперметра (0,03 Ом) и двух счетчиков (по 0,02 Ом). Таким образом, фактическая нагрузка не больше допустимой и погрешность ТТ не превышает 10%, что должно обеспечить точную работу отсечки при КЗ. Проверку на 10%-ную погрешность можно выполнить и по фактическим вольт-амперным характеристикам ТТ.

Для оценки точности работы измерительных приборов рассчитывается сопротивление нагрузки этой же обмотки ТТ (класса "0,5") в нормальном симметричном нагрузочном режиме работы защищаемой линии. С учетом того, что в таком режиме якорь реле РТМ находится в нижнем положении, сопротивление реле равно 0,057 Ом.

Суммарное сопротивление нагрузки: $Z_{\text{н.расч}} = 2r_{\text{тр}} + Z_{\text{РТМ}} + Z_{\text{и.п}} + r_{\text{пер}} = 0,1 + 0,057 + 0,07 + 0,05 + 0,28 \text{ Ом}$, что меньше допустимого паспортного значения $Z_{\text{н}} = 0,4 \text{ Ом}$ [2]. Следовательно, совместное включение реле РТМ и измерительных приборов на обмотку класса "0,5" вполне допустимо, причем счетчики могут использоваться для расчетного учета электрической энергии. В тех случаях, когда счетчики применяются только для технического учета, возможны повышенные сопротивления нагрузки $Z_{\text{н}}$ (большие, чем указанное в паспорте значение).

Обмотка класса "Р" проверяется на 10%-ную погрешность при токе КЗ, соответствующем току перехода время-токовой характеристики реле РТВ-1 в независимую часть: $k_{10} = (1,1 \cdot 1,6 \cdot 200) / 100 = 3,5$. Допустимое сопротивление нагрузки определяется по соответствующей кривой предельной кратности и составляет 3 Ом.

Наибольшее фактическое расчетное сопротивление нагрузки ТТ соответствует случаю двухфазного КЗ за трансформатором со схемой соединения обмо-

ток "треугольник-звезда-11". Для трехрелейной схемы максимальной токовой защиты с реле РТВ-1 (рис. 15, б): $Z_{н.расч} = 3r_{тр} + 3Z_{РТВ} + r_{пер} = 0,15 + 3 \cdot 0,9 + 0,1 = 2,95$ Ом, что примерно равно допустимому сопротивлению нагрузки (3 Ом), при котором полная погрешность ТТ — $\epsilon = 10\%$, а токовая погрешность меньше 10%.

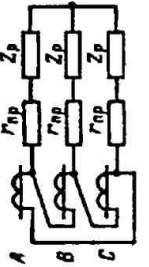
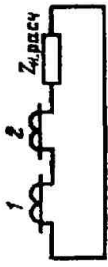
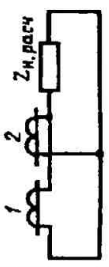
Аналогичную проверку ТТ на 10%-ную погрешность можно осуществить и другими способами (см. рис. 11).

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). — 6-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Инструкция по проверке трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты. — 2-е изд. — М.: Изд-во "Энергия", 1977.
3. Королев Е.П., Либерзон Э.М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. — М.: Изд-во "Энергия", 1980.
4. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита. — М.: Энергоатомиздат, 1992.
5. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. — 3-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1985.
6. Гельфанд Я.С. Релейная защита распределительных сетей. — 2-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1987.
7. Шабад М.А. Выбор характеристик и уставок цифровых токовых защит серии SPACOM. — Изд. ПЭИпк, 1995.
8. Реле защиты. В.С. Алексеев, Г.П. Варганов, Б.И. Панфилов, Р.З. Розенблюм. — М.: Изд-во "Энергия", 1976.
9. Голубев М.Л. Реле прямого действия. — М.: Изд-во "Энергия", 1966.

Расчетные формулы вторичной нагрузки трансформаторов тока

Порядковый номер	Схема соединения ТТ и вторичной нагрузки	Вид КЗ	Формула для определения вторичной расчетной нагрузки ТТ (на фазу)
1	<p>Полная звезда</p>	Трехфазное и двухфазное	$Z_{н, \text{расч}} = Г_{пр} + Z_{р.ф} + Г_{пер}$
2	<p>Неполная звезда</p>	Трехфазное	$Z_{н, \text{расч}} = \sqrt{3} Г_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.обр} + Г_{пер}$
3	<p>На разность токов двух фаз А и С</p>	Двухфазное за трансформатором У/Δ-11	$Z_{н, \text{расч}} = 2 Г_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.обр} + Г_{пер}$
		Трехфазное	$Z_{н, \text{расч}} = 3 Г_{пр} + Z_{р.ф} + 2 Z_{р.обр} + Г_{пер}$
		Двухфазное АС	$Z_{н, \text{расч}} = \sqrt{3} (2 Г_{пр} + Z_{р}) + Г_{пер}$
		Двухфазное АВ или ВС	$Z_{н, \text{расч}} = 4 Г_{пр} + 2 Z_{р} + Г_{пер}$
			$Z_{н, \text{расч}} = 2 Г_{пр} + Z_{р} + Г_{пер}$

Порядковый номер	Схема соединения ТТ и вторичной нагрузки	Вид КЗ	Формула для определения вторичной расчетной нагрузки ТТ (на фазу)
4	 <p>Треугольник</p>	Трехфазное и двухфазное; двухфазное за трансформатором $Y/\Delta \cdot 11$	$Z_{н, \text{расч}} = 3 \Gamma_{\text{пр}} + 3 Z_p + \Gamma_{\text{пер}}$
5	 <p>Последовательное соединение вторичных обмоток ТТ</p>	—	$Z'_{н, \text{расч}} = 0,5 Z_{н, \text{расч}}$ <p>где $Z_{н, \text{расч}}$ — нагрузка, рассчитанная по формулам пп. 1—4. 1, 2 — ТТ одного и того же класса точности.</p>
6	 <p>Параллельное соединение вторичных обмоток ТТ</p>	—	$Z'_{н, \text{расч}} = 2 Z_{н, \text{расч}}$ <p>где $Z_{н, \text{расч}}$ — нагрузка, рассчитанная по формулам пп. 1—4. 1, 2 — ТТ одного и того же класса точности.</p>

Примечание. Во всех случаях на контактах прикладывается переодное сопротивление $\Gamma_{\text{пер}} = 0,1 \text{ Ом}$.

ПРИЛОЖЕНИЕ II
Рекомендуемый паспорт-протокол

 (Энергосистема)

 (Электростанция — сетевой район, подстанция)

 (Защищаемый объект)

 (Место установки)

**Паспорт-протокол
 трансформаторов тока (ТТ)**

I. Паспортные данные _____

Тип ТТ _____

Коэффициент трансформации _____

Год выпуска _____

Обозначение обмотки	Класс точности	Номинальный режим нагрузки		Номинальная предельная кратность $k_{10ном}$
		Ом	В А	

Схема соединений и полярность ТТ		Маркировка	Загрузка
Фаза	Сторона Полярность		
Обозначение обмотки		Маркировка	

Показать полную схему соединения с заземлениями. В прямоугольниках указать полярность и обозначение выводов вторичных обмоток.

Показать полностью схему загрузки. В прямоугольниках указать обозначение загрузки. Например: РТ, А, ВУ-25 и т.п.

Основные кабели

Порядковый номер	Наименование кабеля	Маркировка	Марка	Сечение, мм ²	Длина, м	Сопротивление жилы, Ом
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						

Соединительные муфты

Порядковый номер	Обозначение кабеля	Расстояние по длине кабеля от ТТ до муфты
1		
2		
3		
4		

Дата _____

Составил _____

Проверил _____

II. Проверка при новом включении

1. Внешний осмотр

Элементы схемы	Состояние
Выводы	
Сборки выводов	
Заземления	
Уплотнения	
Кабельные разделки	
Кабели и соединительные муфты	

2. Проверка схемы соединения токовых цепей

Схема и маркировка соответствуют монтажной схеме № _____

3. Проверка сопротивления изоляции ТТ и их цепей по элементам мегаомметром на _____ В

Обозначение ТТ																				
Сопротивление изоляции между обмотками, МОм																				
Сопротивление изоляции на землю, МОм																				
Обозначение кабеля																				
Сопротивление изоляции на землю, МОм																				
Минимальное сопротивление изоляции между жилами, МОм																				
Сопротивление изоляции на землю в полной схеме, МОм																				

4. Проверка электрической прочности изоляции токовых цепей на землю

Изоляция токовых цепей испытана напряжением _____ В
 в течение _____ мин. Изоляция испытана мегаомметром на _____ В
 Сопротивление изоляции _____ Ом (МОм)

5. Проверка полярности и схемы соединений ТТ

Однополярные зажимы _____.

6. Снятие характеристики намагничивания $U_2 = f(I'_{\text{нам}})$

7. Проверка коэффициента трансформации первичным током _____ А

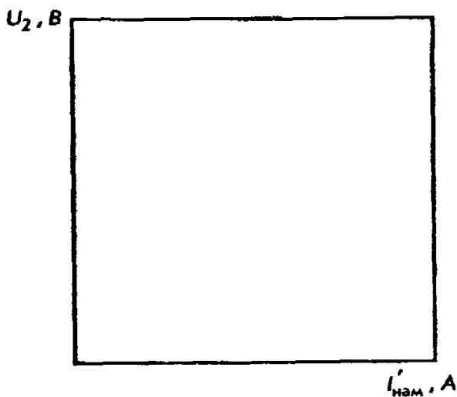
Фазы	Вторичный ток _____ А при отключениях вторичной обмотки								Установленный коэффициент трансформации
А									
В									
С									
А									
В									
С									
А									
В									
С									
А									
В									
С									

8. Проверка схемы соединения ТТ вторичным током

Фаза	Номер ТТ	$I_{пер. А}$	$I_{гор. А}$	Схема соединения ТТ	Номер ТТ	$I_{пер. А}$	$I_{гор. А}$	Схема соединения ТТ	Номер ТТ	$I_{пер. А}$	$I_{гор. А}$	Схема соединения ТТ
А												
В												
С												
0												

Обозначение обмотки																				
Класс ТТ																				
Фаза	A	B	C		A	B	C		A	B	C		A	B	C					
Нагрузка ТТ, Ом																				
$k_{ТТ}$ при снятии характеристики намагничивания																				
Результаты измерений	$I'_{нам}$	U_2			$I'_{нам}$	U_2			$I'_{нам}$	U_2			$I'_{нам}$	U_2						

Вольт-амперная характеристика для рабочего коэффициента трансформации



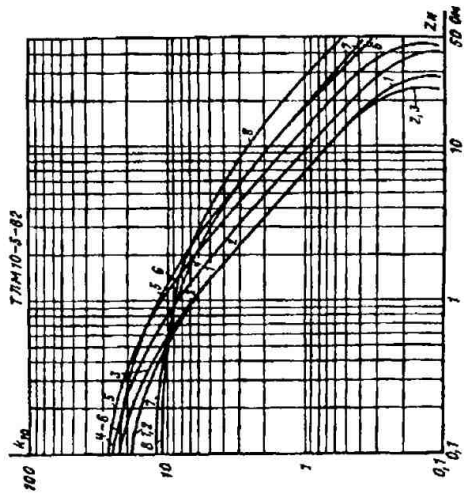
Приборы _____

Способ и схема проверки _____

ПРИЛОЖЕНИЕ III

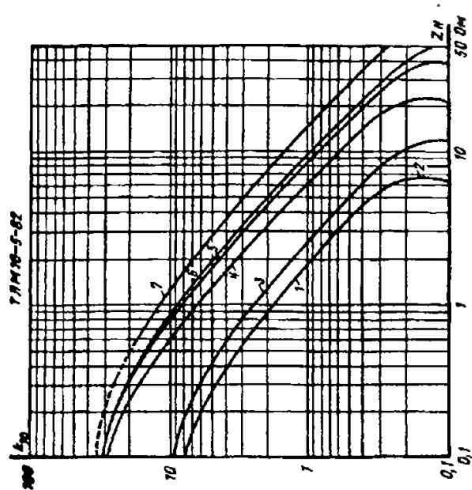
Кривые предельных кратностей некоторых типов трансформаторов тока

Кривые, представленные институтом Энергосеть-проект (г. Нижний Новгород), могут быть использованы при выборе допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. Методика выбора допустимых нагрузок (Z_k) приведена в [3] и в разделе 3 данной брошюры



Обмотка защитная Р1
Класс обмотки — 10

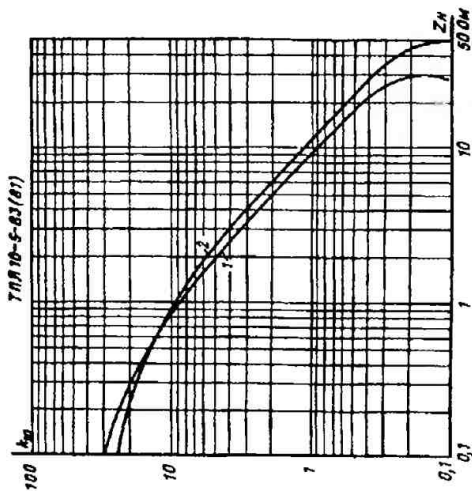
Вариант исполнения	50	100	150	200	300	400	600	800	1000	1500
Значение $I_{ном}$	50	100	150	200	300	400	600	800	1000	1500
Номер кривой	1	2	2	2	3	4	5	6	7	8



Обмотка измеренная
Класс обмотки — 0,5

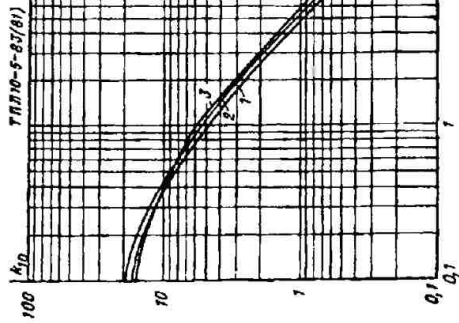
Вариант исполнения	50	100	150	200	300	400	600	800	1000	1500	
Значение $I_{ном}$	50	100	150	200	300	400	600	800	1000	1500	
Номер кривой	1	2	2	2	2	2	3	4	5	6	7

Интервал значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показан пунктиром



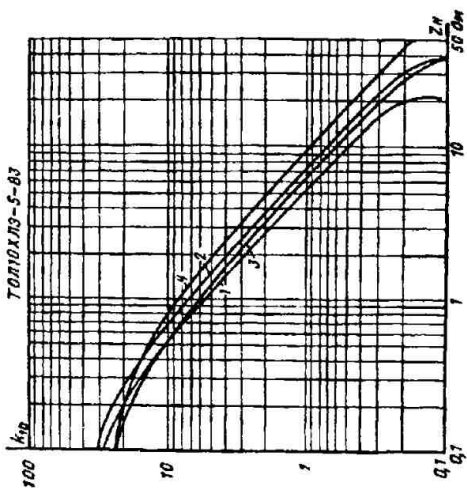
Обмотка защитная Р1
Класс обмотки — 10

Вариант исполнения	30	50	75	100	150	200	300	400
Значение $I_{ном}$	30	50	75	100	150	200	300	400
Номер кривой	1	1	1	1	1	1	1	2



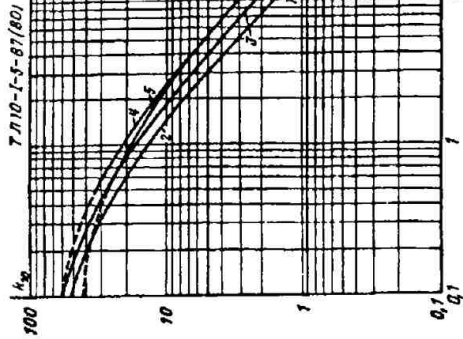
Обмотка измеренная
Класс обмотки — 0,5

Вариант исполнения	30	50	75	100	150	200	300	400
Значение $I_{ном}$	30	50	75	100	150	200	300	400
Номер кривой	1	1	1	1	1	2	2	3



Обмотка измеренная
Класс обмотки — 0,5

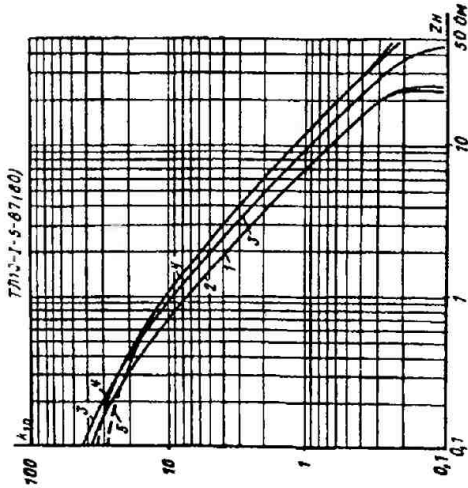
Вариант исполнения	50	100	150	200	300	400	600	800	1000	1500
Значение $I_{ном}$	50	100	150	200	300	400	600	800	1000	1500
Номер кривой	1	1	1	1	1	2	1	2	3	4



Обмотка запитива Р1
Класс обмотки — 10

Вариант исполнения	50	100	150	200	300	400	600	800	1000	1500
Значение $I_{ном}$	50	100	150	200	300	400	600	800	1000	1500
Номер кривой	1	1	1	1	2	3	2	3	4	5

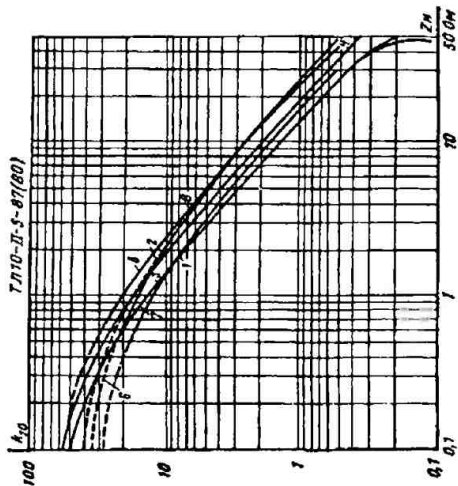
Интервалы значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показаны пунктиром



Обмотка измерения
Класс обмотки — 0,5

Вариант исполнения	50	100	150	200	300	400	600	800	1000	1500
Значение $I_{ном}$	50	100	150	200	300	400	600	800	1000	1500
Номер кривой	1	1	1	1	2	3	2	3	4	5

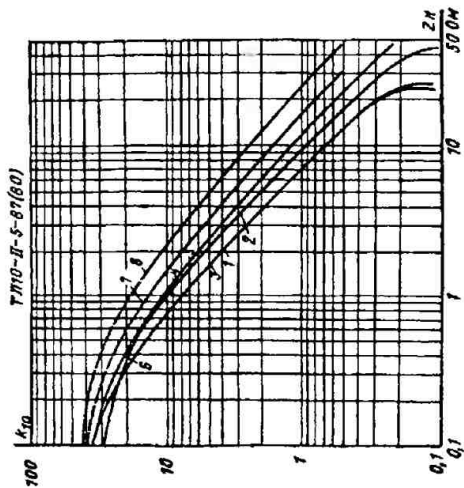
Интервалы значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показаны пунктиром



Обмотка запитная Р1
Класс точности — 10

Вариант исполнения	300	400	600	800	1000	1500	2000	3000
Значение $I_{ном}$	300	400	600	800	1000	1500	2000	3000
Номер кривой	1	2	3	4	5	6	7	8

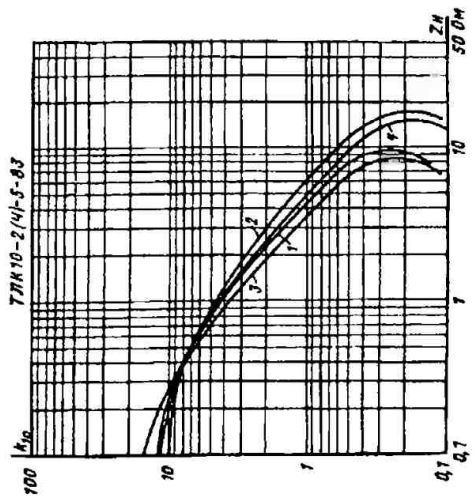
Интервалы значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показаны пунктиром



Обмотка измерения
Класс обмотки — 0,5

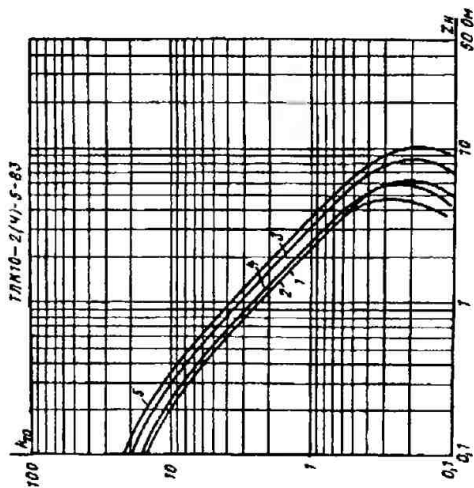
Вариант исполнения	300	400	600	800	1000	1500	2000	3000
Значение $I_{ном}$	300	400	600	800	1000	1500	2000	3000
Номер кривой	1	2	3	4	5	6	7	8

Интервалы значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показаны пунктиром



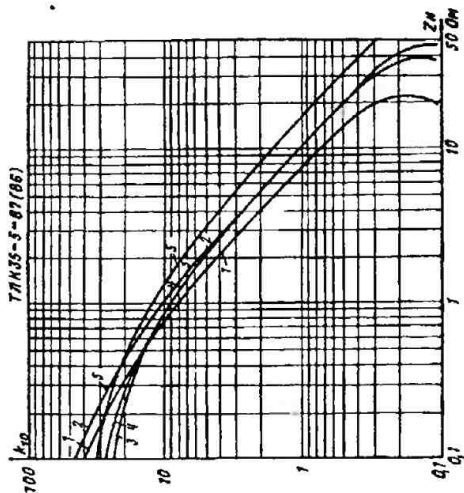
Обмотка защитная P1
Класс обмотки — 10

Версия исполнения	50	75	100	150	200	300	400
Значение $I_{ном}$	50	75	100	150	200	300	400
Номер кривой	1	1	1	1	2	3	4



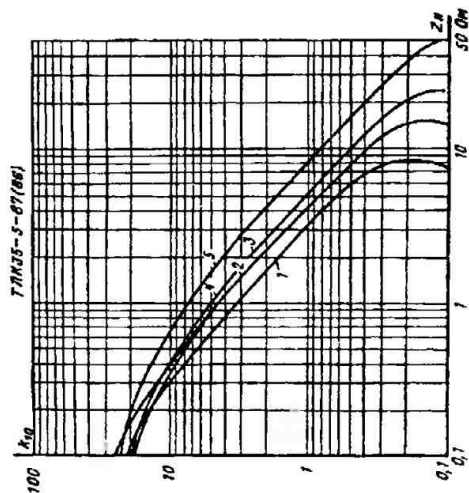
Обмотка измерная
Класс обмотки — 0,5

Версия исполнения	50	75	100	150	200	300	400
Значение $I_{ном}$	50	75	100	150	200	300	400
Номер кривой	1	2	2	2	3	4	5



Обмотка защитная Р1
Класс обмотки — 10

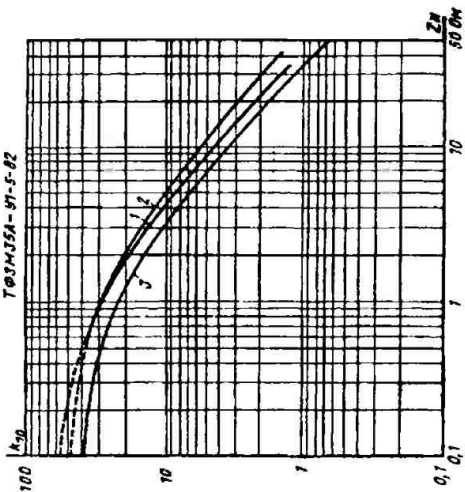
Вариант исполнения	200	300	400	600	800	1000	1500
Значение $I_{ном}$	200	300	400	600	800	1000	1500
Номер кривой	1	1	2	1	3	4	5



Обмотка измерительная
Класс обмотки — 0,5

Вариант исполнения	200	300	400	600	800	1000	1500
Значение $I_{ном}$	200	300	400	600	800	1000	1500
Номер кривой	1	1	2	1	3	4	5

ТФЭМ35А-У1-5-82

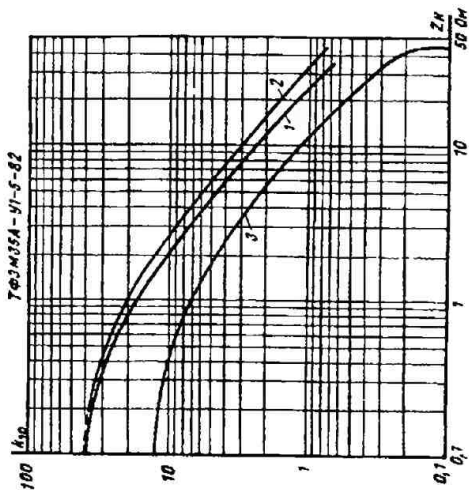


Обмотка защитная Р1
Класс обмотки — 10

Вариант исполнения	15	20	30	40	50	75	100	150	200	300	400	600	800	1000
Значение $I_{\text{ном}}$	15	20	30	40	50	75	100	150	200	300	400	600	800	1000
Номер кривой	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3

Интервалы значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показаны пунктиром

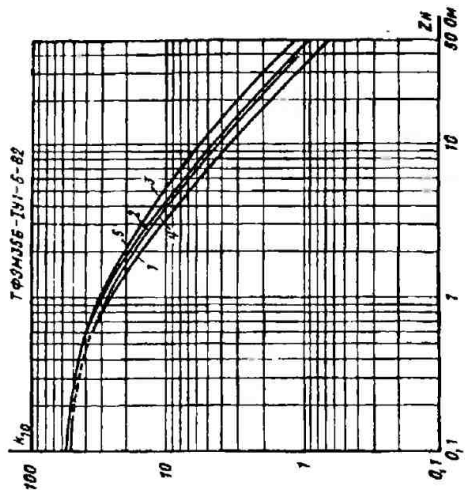
ТФЭМ35А-У1-5-82



Обмотка измеренная
Класс обмотки — 0,5

Вариант исполнения	15	20	30	40	50	75	100	150	200	300	400	600	800	1000
Значение $I_{\text{ном}}$	15	20	30	40	50	75	100	150	200	300	400	600	800	1000
Номер кривой	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	3

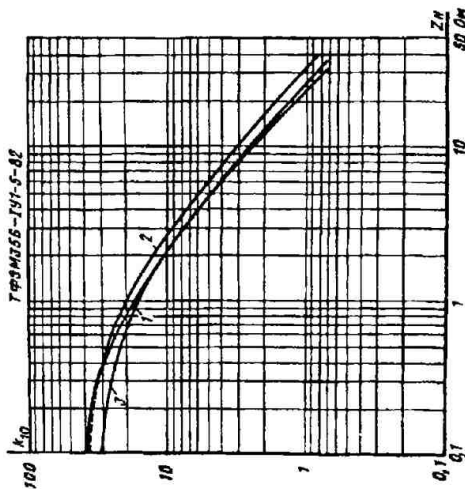
Интервал значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показан пунктиром



Обмотка защитная П2
Класс обмотки — 10

Вариант исполнения	15	20	30	40	50	75	100	150
Значение $I_{ном}$	15	20	30	40	50	75	100	150
Номер кривой	1	1	1	1	1	1	1	1
Вариант исполнения	200	300	400	600	800	1000	1500	2000
Значение $I_{ном}$	200	300	400	600	800	1000	1500	2000
Номер кривой	1	1	1	2	3	4	5	

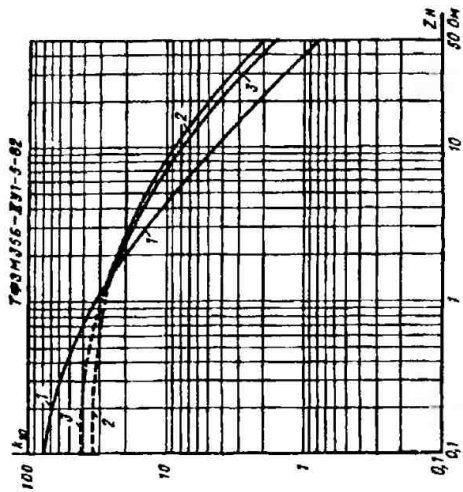
Интервал значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показан пунктиром



Обмотка измеренная
Класс обмотки — 0,5

Вариант исполнения	15	20	30	40	50	75	100	150
Значение $I_{ном}$	15	20	30	40	50	75	100	150
Номер кривой	1	1	1	1	1	1	1	1
Вариант исполнения	200	300	400	600	800	1000	1500	2000
Значение $I_{ном}$	200	300	400	600	800	1000	1500	2000
Номер кривой	1	1	1	2	3	2	3	

Интервал значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показан пунктиром

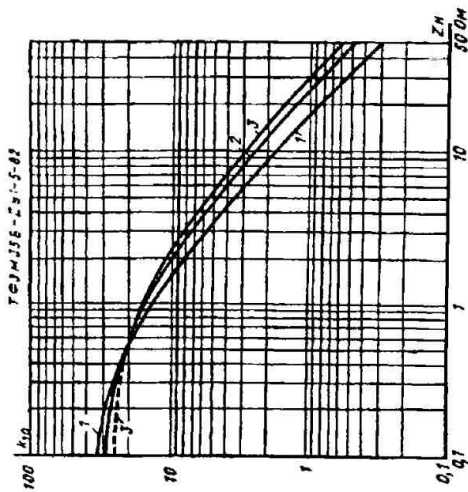


Обмотка защитная P1, P2

Класс обмотки — 10

Вариант исполнения	500	1000	2000	3000
Значение $I_{ном}$	500	1000	2000	3000
Номер кривой	1	1	2	3

Интервал значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показаны пунктиром

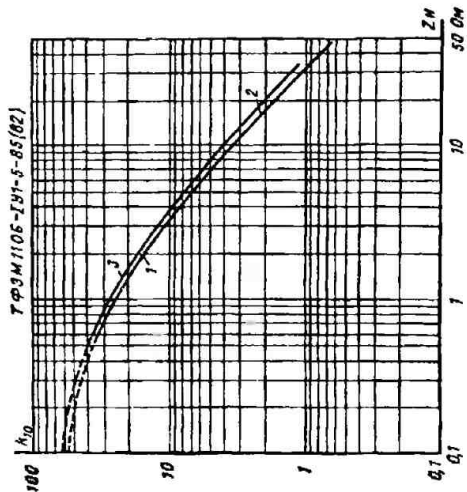


Обмотка измерная

Класс обмотки — 0,5

Вариант исполнения	500	1000	2000	3000
Значение $I_{ном}$	500	1000	2000	3000
Номер кривой	1	1	2	3

Интервал значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показан пунктиром

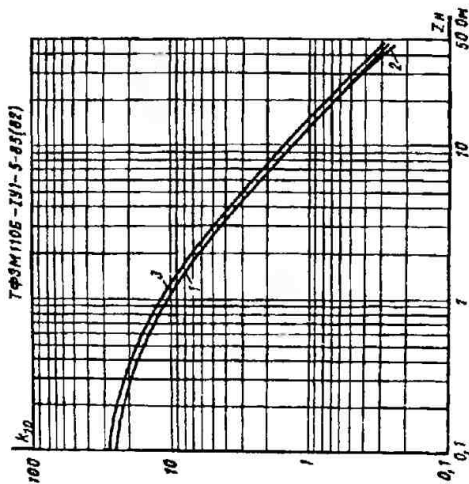


Обмотка запитная P1

Класс обмотки — 10

Вариант исполнения	100	100	150	150	200	200	200	300
Значение $I_{ном}$	50	100	75	150	100	200	150	150
Номер кривой	1	2	2	2	2	2	2	2
Вариант исполнения	300	400	400	600	600	800	800	800
Значение $I_{ном}$	300	200	400	300	600	400	800	800
Номер кривой	2	2	2	2	2	2	3	3

Интервалы значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показаны пунктиром

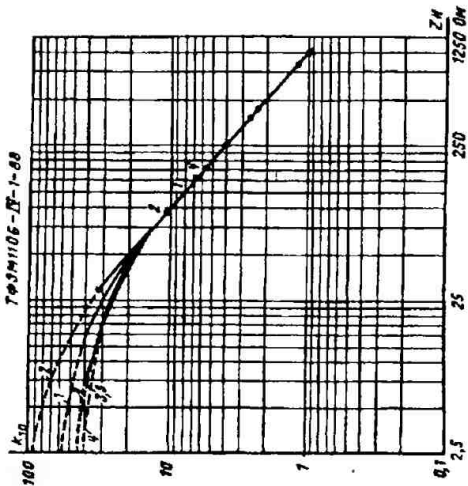


Обмотка измерения

Класс обмотки — 0,5

Вариант исполнения	100	100	150	150	200	200	300
Значение $I_{ном}$	50	100	75	150	100	200	150
Номер кривой	1	2	2	2	2	2	2
Вариант исполнения	300	400	400	600	600	800	800
Значение $I_{ном}$	300	200	400	300	600	400	800
Номер кривой	2	2	2	2	2	3	3

ТФЭМ1106-П-1-88



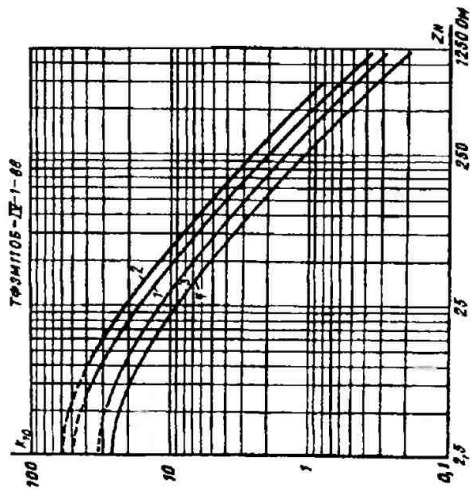
Обмотка защитная Р1

Класс обмотки — 10

Вариант исполнения	100	150	200	300	400	600	750	1000	1500	2000
Значение $I_{\text{ном}}$	100	150	200	300	400	600	750	1000	1500	2000
Номер кривой	1	1	1	1	1	2	3	4	5	6

Интервалы значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показаны пунктиром
Участки кривых, ограниченные допустимым напряжением настраиваемых точек, помечены точками.

ТФЭМ1106-П-1-88

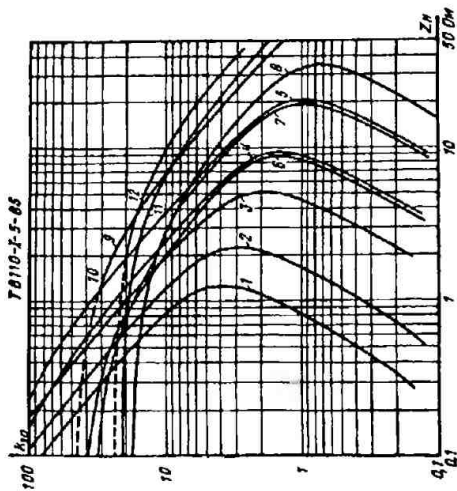


Обмотка измерения

Класс обмотки — 0,5

Вариант исполнения	100	150	200	300	400	600	750	1000	1500	2000
Значение $I_{\text{ном}}$	100	150	200	300	400	600	750	1000	1500	2000
Номер кривой	1	1	1	1	1	1	2	3	4	3

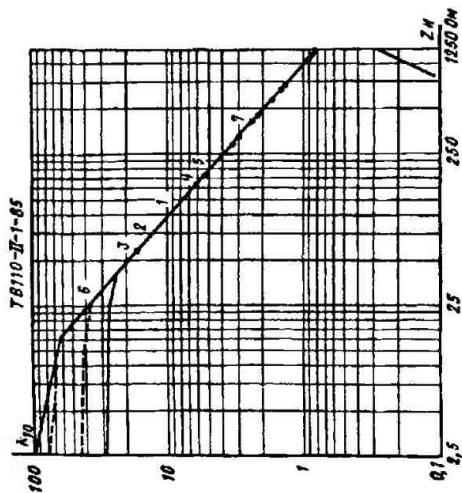
Интервалы значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показаны пунктиром



Класс обмотки — 10

Вариант исполнения	200	200	200	200	200	200	300	300	300	300	300
Значение $I_{1ном}$	75	100	150	200	100	150	200	300	150	200	300
Номер кривой	1	2	3	4	2	3	4	2	3	4	5
Вариант исполнения	600	800	600	600	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Значение $I_{1ном}$	200	300	400	600	400	600	400	600	600	750	1000
Номер кривой	6	7	8	9	8	10	11	12	10	11	12

Интервалы значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показаны пунктиром



Класс обмотки — 10

Вариант исполнения	1000	1000	1000	1000	1000	2000	2000	2000	2000
Значение $I_{1ном}$	500	600	750	1000	1000	1200	1500	2000	2000
Номер кривой	1	2	3	4	4	5	6	7	7

Интервалы значений k_{10} , превышающих кратность 3-секундного тока термической стойкости, показаны пунктиром
Участки кривых, ограниченные допустимым напряжением 1000 В, помечены точками

Библиотечка электротехника

Приложение к производственно-массовому журналу "Энергетик"

ШАБАД МИХАИЛ АБРАМОВИЧ

Трансформаторы тока в схемах релейной защиты

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

109280, Москва, ул. Автозаводская, 14/23

Телефоны: 275-19-06; 275-00-23 доб. 22-47

Редактор В.А. Родионов

Худож.-техн. редактор Т.Ю. Андреева

Корректор Э.Б. Драновская

Сдано в набор 27.04.98 Подписано в печать 15.06.98

Формат 60×88 ¹/₁₆. Печать офсетная.

Печ. л. 1,0. Тираж 500 экз. Заказ 34,2

Макет выполнен АО "Знак": 103012, Москва, Б. Черкасский пер., 2/10

Отпечатано типографией МЭИ: 111250, Москва, ул. Красноказарменная, 13.

**Подписывайтесь
на журнал "Энергетик"
и приложение "Библиотечка электротехника"**

**В России подписку на журнал "Энергетик"
и его приложение "Библиотечка электротехника"
должны оформить в любом почтовом отделении связи.**

Оба издания можно найти в объединенном каталоге

Госкомсвязи РФ "Подписка-98"

(Том 1. Российские и зарубежные газеты и журналы).

Индексы журнала "Энергетик" (стр. 225):

71108 — для предприятий и организаций;

71259 — для индивидуальных подписчиков.

Индексы "Библиотечки электротехника"

(приложение к журналу "Энергетик") (стр. 114):

88983 — для предприятий и организаций;

88782 — для индивидуальных подписчиков.

"Энергетик" и "Библиотечка электротехника" включены

также в подписные каталоги других стран СНГ

**по договорам с АО "Агентство по распространению
зарубежных изданий" (АРЗИ).**

Справки, где принимается подписка в этих государствах,

по телефонам АРЗИ в Москве:

(095) 280-83-65, 280-94-65.

Об авторе



Михаил Абрамович Шабад — кандидат техн. наук, заслуженный энергетик Российской Федерации, известный специалист по релейной защите и электроавтоматике.

М.А. Шабад — автор книг "Защита трансформаторов" (1981), "Расчеты релейной защиты распределительных сетей" (3-е изд. 1985), нескольких брошюр в серии "Библиотека электромонтера", выпущенных Энергоатомиздатом. В настоящее

время заведует кафедрой "Релейная защита и автоматика электрических станций, сетей и систем" Петербургского энергетического института повышения квалификации руководящих работников и специалистов Минтопэнерго РФ.

Трансформаторы тока — основной источник информации для устройств релейной защиты. Точная работа трансформаторов тока обеспечивает надежное и быстрое отключение коротких замыканий и своевременное сообщение об опасных перегрузках электрооборудования.