



В.К. Скрипко

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

В.К. Скрипко

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ



Учебное пособие

Омск
ОмГТУ
2007

УДК 621.316Т(075):621.311
ББК 31.27 .73
С46

Скрипко В.К.

С46. Релейная защита трансформаторов: учебное пособие. (Скрипко В.К.
- Омск: ОмГТУ, 2007. - 27 с.

Многолетний опыт эксплуатации силовых трансформаторов в распределительных сетях 6-10 кВ указывают на относительно большую вероятность повреждения трансформаторов по сравнению с другими элементами сети.

В данном пособии рассматриваются принципы и методы расчёта токов короткого замыкания, уставок срабатывания релейной защиты для выбора электрических аппаратов и электрооборудования силовых трансформаторов в системах электроснабжения. Даются примеры выбора, приведены материалы для расчетов.

Предназначено для студентов электротехнических специальностей, а также может быть полезно для инженеров-практиков.

УДК 621.316Т(075):621.311
ББК 31.27 .73

© В.К. Скрипко, 2007
© Омский государственный
технический университет, 2007

Релейная защита силовых трансформаторов

Виды повреждений трансформаторов

Многолетний опыт эксплуатации силовых трансформаторов в распределительных сетях 6-10 кВ указывает на относительно большую вероятность отказа (повреждения) трансформаторов по сравнению с другими элементами сети (шинами, ячейками распределительных устройств). Например, параметр потока отказов (прежний термин - удельная повреждаемость) для трансформаторов воздушных сетей 6 и 10 кВ выше, чем для ячеек КРУ и КРУН этого же напряжения.

К основным видам повреждения трансформаторов относятся:

трёхфазные и двухфазные к.з. между обмотками внутри бака (корпуса) трансформатора или между наружными выводами обмоток, расположенными на крышке бака;

однофазные замыкания обмотки или её наружного вывода на корпус трансформатора, т.е. на землю; возможны также двухфазные к.з. на землю (для трансформаторов, работающих в сети с глухозаземлённой нейтралью) и двойные замыкания на землю в двух разных точках, из которых одна – в трансформаторе или на его наружном выводе (для сетей с изолированной или компенсированной нейтралью);

замыкания между витками одной фазы обмотки, называемые витковыми замыканиями.

Наиболее опасными для самого трансформатора и для элементов прилегающей электрической сети являются междуфазные к.з. – трёхфазные и двухфазные. Они сопровождаются большими токами, как правило, во много раз превосходящими номинальный ток трансформатора, и могут вызывать глубокие напряжения в сети. При возникновении таких повреждений трансформатор должен быть немедленно отключён от всех источников питания, чтобы предотвратить дальнейшее развитие повреждения и, в особенности, возникновения пожара трансформатора.

Виды ненормальных режимов работы трансформаторов.

Ненормальными режимами работы трансформаторов являются:

сверхтоки при перегрузках;

сверхтоки, вызванные внешними к.з.;

понижение уровня масла (для масляных трансформаторов);

повышение напряжения (для сетей 110 кВ и выше).

Сверхтоки при перегрузках. В соответствии с Инструкцией по эксплуатации трансформаторов допустимые значения тока перегрузки и длительность его прохождения через трансформатор определяются по-разному для перегрузок, вызванных неравномерностью графика нагрузки и аварийными ситуациями. Аварийные перегрузки допускаются в исключительных случаях, например при выходе из строя одного из параллельно работающих трансформаторов подстанции или при срабатывании устройств АВР на подстанции или в сети, в

результате чего к работающему трансформатору подключается дополнительная нагрузка.

Таблица 1.

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов

трансформаторы	перегрузка по току, %	допустимая длительность перегрузки, мин
Масляные	30	120
	45	80
	60	45
	78	20
	100	10
Сухие	20	60
	30	45
	40	32
	50	18
	60	5

Сверхтоки, вызванные внешними к.з. При близких к.з. на элементах питаемой сети низшего или среднего напряжения через понижающий трансформатор проходят токи, намного превышающие его номинальный ток. Эти токи, называемые сверхтоками к.з., оказывают вредное термическое и динамическое воздействие на обмотки трансформатора. Для ограничения длительности термического воздействия тока к.з. необходимо отключить трансформатор, причём тем быстрее, чем больше значение сверхтока внешнего к.з.

Однако указанный новый ГОСТ ограничивает наибольшую продолжительность к.з. на выводах трансформатора следующими значениями:

при к.з. на сторонах трансформатора с номинальным напряжением 35 кВ и ниже – $t_k \leq 4с$;

при к.з. на сторонах с номинальным напряжением 110 кВ и выше – $t_k \leq 3с$.

Понижение уровня масла. Трансформаторное масло обеспечивает не только электрическую изоляцию обмоток, но и их охлаждение. Поэтому понижение уровня масла в трансформаторе ниже допустимого представляет большую опасность. Причинами понижения уровня масла могут быть резкое снижение температуры окружающего воздуха или течь в баке трансформатора.

Повышение напряжения. Современные понижающие трансформаторы 110 (220) кВ могут иметь неполную изоляцию обмотки со стороны нулевого вывода (нейтрали) высшего напряжения. Для таких трансформаторов весьма опасно повышения напряжения выше номинального. Повышение напряжения происходит в том случае, если понижающий трансформатор с изолированной нейтралью 110 (220) кВ и с источником питания на стороне низшего (среднего)напряжения 6 – 35 кВ остаётся подключенным к участку сети 110 (220) кВ, где имеется однофазное замыкание на землю, а трансформаторы с глухозаземлённой нейтралью отсутствуют.

Типы релейной защиты трансформаторов.

Для защиты понижающих трансформаторов от повреждений и ненормальных режимов в соответствии с ПУЭ и на основании расчёта применяются следующие основные типы релейной защиты.

1. Продольная дифференциальная защита – от коротких замыканий в обмотках и на их наружных выводах, для трансформаторов мощностью, как правило, 6,3 МВ·А и выше; с действием на отклонение трансформатора.

2. Токовая отсечка без выдержки времени – от коротких замыканий на наружных выводах ВН трансформатора со стороны питания и в части обмотки ВН, для трансформаторов, не оборудованных продольной дифференциальной защитой; с действием на отключение.

3. Газовая защита – от всех видов повреждений внутри бака (кожуха) трансформатора, сопровождающихся выделением газа из трансформаторного масла, а также от понижения уровня масла, для масляных трансформаторов мощностью, как правило, 6,3 МВ·А и выше; с действием на сигнал и на отключение.

4. Максимальная токовая защита (с пуском или без пуска по напряжению) – от сверхтоков, обусловленных внешними междуфазными короткими замыканиями на сторонах НН или СН трансформатора, для всех трансформаторов, независимо от мощности и наличия других типов релейной защиты; с действием на отключение.

5. Специальная токовая защита нулевой последовательности, устанавливаемая в нулевом проводе трансформаторов со схемой соединения и Υ/Υ Δ/Υ – от однофазных к.з. на землю в сети НН, работающей с глухозаземленной нейтралью (как правило, 0,4 кВ); с действием на отключение.

6. Максимальная токовая защита в одной фазе – от сверхтоков, обусловленных перегрузкой, для трансформаторов начиная с 400 кВ·А, у которых возможна перегрузка после отключения параллельно работающего трансформатора или после срабатывания местного или сетевого АВР; с действием на сигнал или на автоматическую разгрузку.

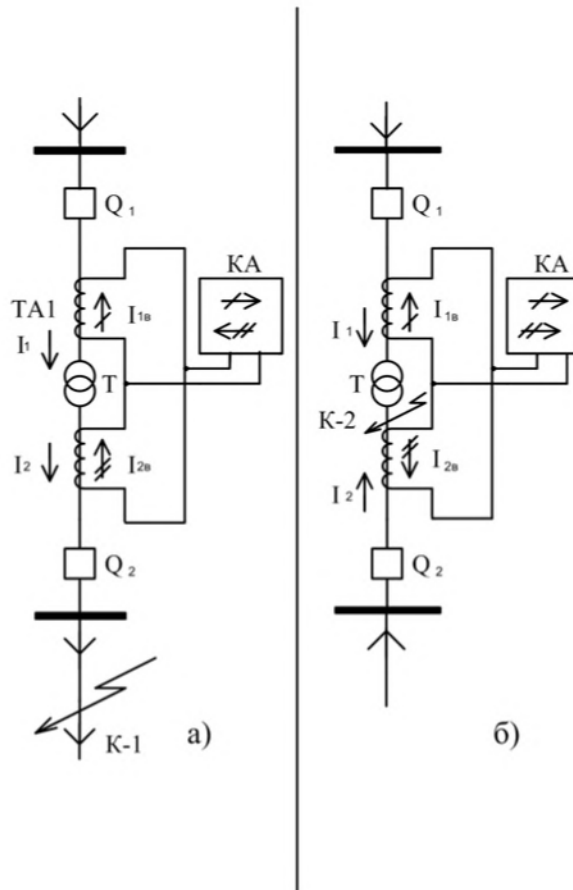
7. Сигнализация однофазных замыканий на землю в обмотке ВН или на питающем кабеле трансформаторов, работающих в сетях с изолированной нейтралью (с малым током замыкания на землю), к которым относятся сети 3-35 кВ.

Наиболее важные защиты – дифференциальная и газовая – могут применяться и на трансформаторах мощностью менее 6,3 МВ·А. Так, например, ПУЭ разрешают предусматривать дифференциальную защиту на трансформаторах 1 – 2,5 МВ·А в тех случаях, когда токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а максимальная токовая защита имеет выдержку времени $t_{с.з} \geq 0,6$ с. Газовую защиту также стремятся устанавливать на трансформаторах меньшей мощности: от 1 до 4 МВ·А, а на внутрицеховых трансформаторах – начиная с 630 кВ·А.

Продольная дифференциальная защита трансформатора

Принцип действия

Дифференциальная токовая защита является основной быстродействующей защитой трансформаторов.



С обеих сторон защищаемого трансформатора установлены ТТ, ТА1 и ТА2, ограничивающие зону действия дифференциальной защиты. Их вторичные обмотки соединены таким образом, чтобы при нагрузке и внешних КЗ (точка К-1) в реле КА протекала разность вторичных токов $\dot{I}_p = \dot{I}_{1в} - \dot{I}_{2в}$.

При КЗ в зоне действия защиты (точка К-2) ток в реле равен сумме $\dot{I}_p = \dot{I}_{1в} + \dot{I}_{2в}$. Под влиянием этого тока защита срабатывает и отключает повреждённый трансформатор.

В случае одностороннего питания в реле КА проходит один из токов $I_{1в}$ или $I_{2в}$. При этом дифференциальная защита также должна сработать на отключение.

Факторы, влияющие на величину тока небаланса

1. *Ток намагничивания трансформатора.* Коэффициент трансформации $n_T = \frac{U_1}{U_2} \neq 1$, поэтому в защите сравниваются токи I_1 и $\frac{I_2}{n_T}$. При отсутствии

повреждения в защищаемой зоне ток намагничивания $\dot{I}_{нам} = \dot{I}_1 - \frac{\dot{I}_2}{n_T}$ является причиной появления дополнительной составляющей $\dot{I}_{нб.нам}$, которая при нормальной работе и внешнем КЗ составляет $(0,005...0,015)I_{нт}$ и может не учитываться.

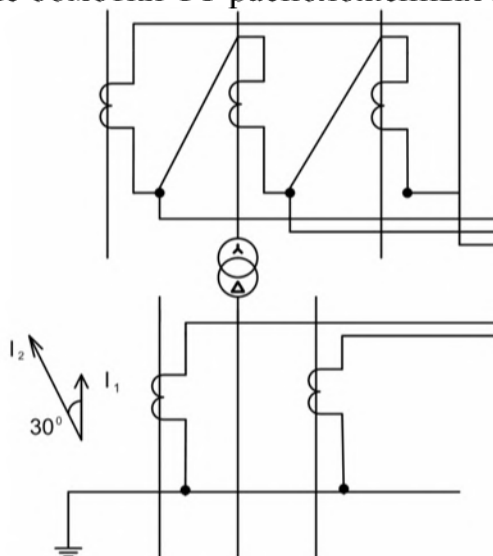
При включении трансформатора под напряжение бросок тока $I_{нам}$ может в 5-8 раз превышать $I_{нт}$ и вызвать неправильное срабатывание защиты. Отстройка дифференциальной защиты от броска тока намагничивания является первым условием при выборе тока срабатывания.

Отстройка защиты от броска тока намагничивания достигается в основном тремя путями:

- заглублением защиты по току срабатывания (дифференциальная отсечка);
- включением реле через промежуточные насыщающиеся трансформаторы тока (НТТ);
- выявлением различия между формой кривой тока КЗ и формой кривой тока намагничивания.

2. *Схема соединения обмоток трансформатора.* Так как коэффициент трансформации $n_m \neq 1$, токи \dot{I}_1 и \dot{I}_2 не равны между собой и в общем случае не совпадают по фазе. В трансформаторе с соединением обмоток Y/Δ – 11 угол сдвига фаз составляет $\frac{\pi}{6}$ (30°), соответственно сдвинуты по фазе и вторичные токи $\dot{I}_{1в}$ и $\dot{I}_{2в}$. Поэтому при отсутствии повреждений в защищаемой зоне в симметричном режиме в обмотке реле появляется значительный ток $I_{нб.сх} = 2I_{1в} \cdot \sin \frac{\pi}{12}$.

Для компенсации сдвига вторичных токов вторичные обмотки трансформаторов тока соединяют в Δ на стороне звезды силового трансформатора, а вторичные обмотки ТТ расположенных на стороне Δ – в Y .



3. *Коэффициенты трансформации ТТ.* В силовом трансформаторе первичные токи обмоток ВН, СН, НН не равны между собой, а коэффициенты трансформации стандартного ТТ таковы, что практически невозможно обеспечить с их помощью равенство вторичных токов $\dot{I}_{1в}$ и $\dot{I}_{2в}$ в плечах дифференциальной защиты.

Например, при соединении обмоток трансформатора по схеме Y /Δ ток в плече, питающемся от ТТ, соединенном в Δ, равен:

$$I_{1с} = \frac{I_1}{n_{TA1}} \sqrt{3},$$

а в плече, питающемся от ТТ, соединенном в Y, равен:

$$I_{2с} = \frac{I_2}{n_{TA2}}$$

отсюда

$$\frac{n_{TA2}}{n_{TA1}} = \frac{n_T}{\sqrt{3}},$$

где n_T – коэффициент трансформации силового трансформатора. Задаваясь одним из коэффициентов трансформации (n_{TA1}), можно найти n_{TA2} , обеспечивающий равенство: $\dot{I}_{1с} = \dot{I}_{2с}$. Найденный n_{TA2} как правило не является стандартным, поэтому используются стандартные трансформаторы с ближайшим к расчётному значениям коэффициента трансформации.

Компенсация оставшегося неравенства осуществляется с помощью уравнильных обмоток в самом дифференциальном реле, которые имеют большое число ответвлений. Т.к. в дифференциальном реле могут быть установлены только целые числа витков уравнильных обмоток, то появляется ток небаланса, который должен учитываться при выборе тока срабатывания защиты:

$$I_{нб.компл} = I_{нб}'' = \left| \frac{\omega_{I_{расч}} - \omega_I}{\omega_{I_{расч}}} \right| \cdot I_{K_{max.вн}}^{(3)},$$

где $I_{K_{max.вн}}^{(3)}$ – максимальный ток внешнего трехфазного КЗ.

4. Автоматическое регулирование коэффициента трансформации.

Регулирование n_T нарушает соотношение между первичными токами \dot{I}_1 и \dot{I}_2 , в связи с чем нарушается распределение вторичных токов в плечах дифференциальной защиты, и в реле появляется ток

$$I_{нб.компл} = I_{нб}'' = \Delta U_* \cdot I_{K_{max.вн}}^{(3)}$$

где ΔU_* – половина полного диапазона регулирования напряжения на соответствующей стороне трансформатора.

5. *Разнотипность трансформаторов тока.* Эта составляющая характерна для всех дифференциальных защит. Она обусловлена разностью намагничивающих токов ТТ в плечах защиты и равна току намагничивания или полной погрешности ε худшего из ТТ:

$$I_{нб.ТТ} = I_{нб}' = K_{анер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{K_{max.вн}}^{(3)}$$

Здесь $\varepsilon = 0,1$ – относительное значение тока намагничивания, равное полной погрешности ТТ; $K_{анер}$ – коэффициент апериодичности, учитывающий

переходный режим (для реле с НТТ $K_{анер} = 1$); $K_{одн}$ – коэффициент однотипности, для дифференциальной защиты трансформаторов принимается равным максимальному значению $K_{одн} = 1$.

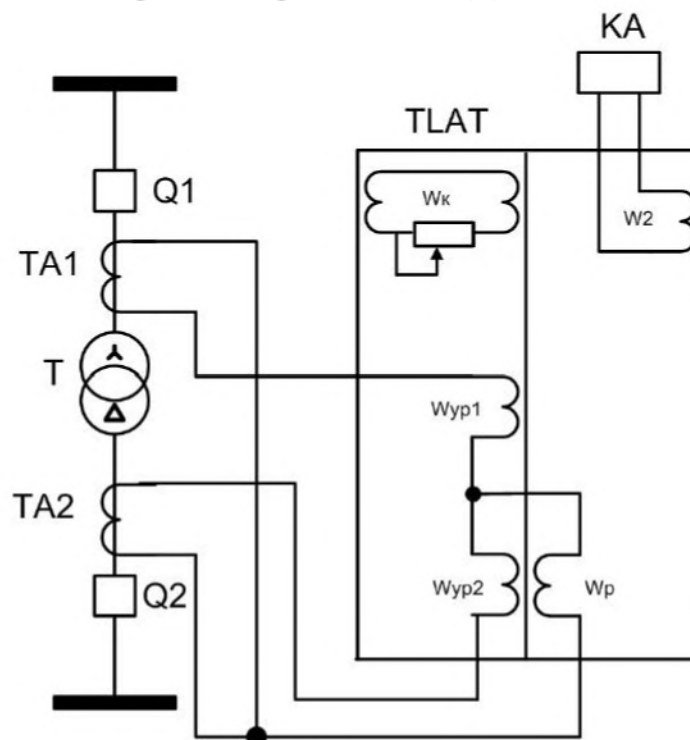
Таким образом, пренебрегая значением $I_{нб.нам.}$ в нормальном режиме работы трансформатора и при внешних КЗ, и $I_{нб.сх.}$, считая, что сдвиг фаз первичных токов скомпенсирован, получим

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}$$

Отстройка от этого тока небаланса является вторым условием выбора тока срабатывания дифференциальной защиты.

Дифференциальная токовая защита с промежуточным НТТ (реле РНТ - 565)

При выборе схемы дифференциальной защиты необходимо рассмотреть возможность использования реле РНТ. Если чувствительность защиты с реле РНТ окажется недостаточной, то используют более сложную дифференциальную защиту на основе применения реле с торможением ДЗТ - 11.



Упрощённая схема дифференциальной защиты 2^х обмоточного трансформатора на реле с НТТ серии РНТ – 565

(TLAT – насыщающийся ТТ – плохо трансформирует во вторичную обмотку аperiodические составляющие бросков намагничивающих токов, переходных токов небаланса; ω_p (ω_∂) – рабочая (дифференциальная) обмотка, включенная на разность вторичных токов;

$\omega_{ур1}$, $\omega_{ур2}$ – уравнивательные обмотки для уравнивания вторичных токов; ω_k – короткозамкнутая обмотка – повышает отстройку реле от токов небаланса и бросков намагничивающих токов).

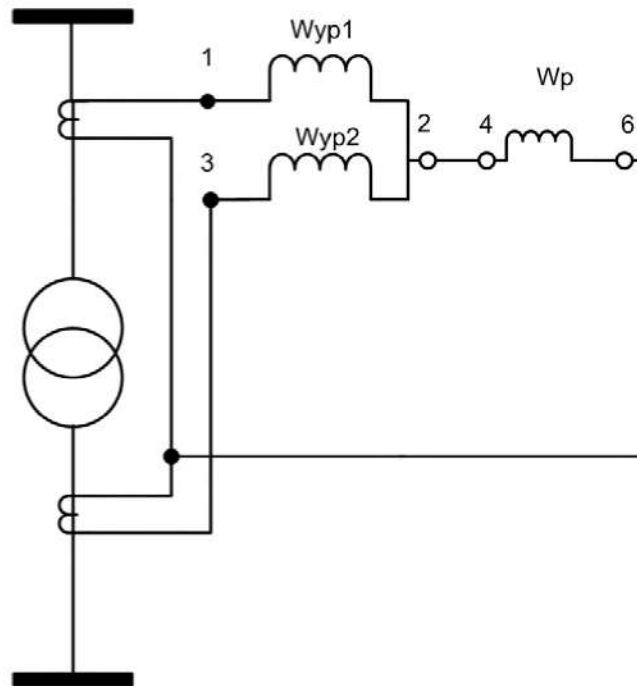
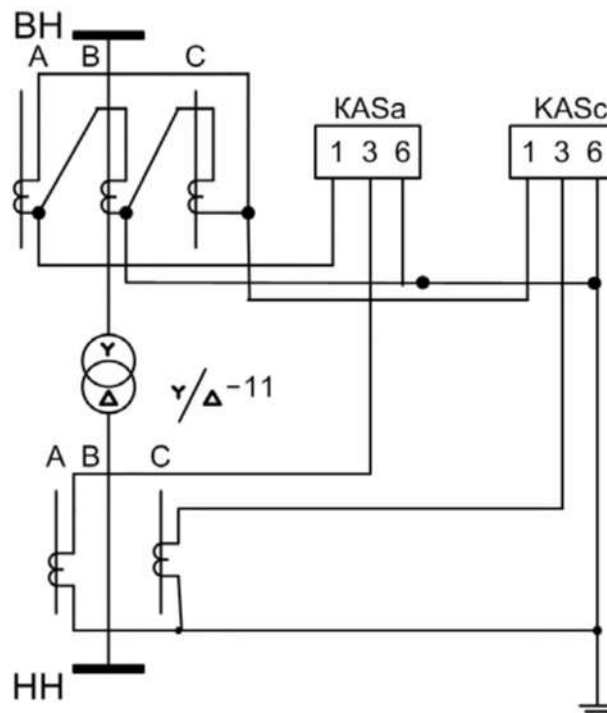


Схема включения первичной обмотки НТТ реле РНТ – 565 для защиты двухобмоточного трансформатора

(В этом случае достаточно использовать только уравнивательные обмотки: зажимы 2 и 6 реле соединяются, а перемычка 2-4 размыкается т.е. ω_p остаётся разомкнутой).



Трёхфазная схема включения РНТ – 565 для защиты двухобмоточного трансформатора.

Порядок расчёта дифференциальной токовой защиты трансформатора с реле РНТ – 565

1. Определяются первичные токи на сторонах ВН и НН защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициента трансформации ТТ K_I и коэффициента схемы K_{cx} .

Расчёты сводятся в таблицу (например, для трансформатора ТРДН 40000/110/10):

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для сторон	
		ВН	НН
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А	$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201$	$\frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2202$
Схема соединения трансформаторов тока (коэффициент схемы $K_{cx}^{(3)}$)	—	$\Delta(\sqrt{3})$	Y(1)
Коэффициент трансформации ТТ	$K_I = \frac{K_{cx} \cdot I_n}{5}$	$\frac{348}{5} \left(\frac{400}{5}\right)^*$	$\frac{2202}{5} \left(\frac{3000}{5}\right)^*$
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{n2} = \frac{I_n \cdot K_{cx}}{K_I}$	$\frac{201 \cdot \sqrt{3}}{400/5} = 4,35$	$\frac{2202}{3000/5} = 3,67$

**Принятые ближайшие большие значения стандартных коэффициентов трансформации ТТ, с целью повышения надёжности (уменьшения полной погрешности ε) и обеспечения допускаемой длительной 40% перегрузки силового трансформатора.*

2. Определяется основная сторона защиты и максимальный первичный ток, проходящий через защищаемый трансформатор при трехфазном КЗ на шинах НН.

В качестве основной стороны защиты принимается сторона с большим вторичным током, соответственно, в дальнейших расчетах, значение максимального первичного тока трехфазного КЗ на шинах НН должно быть приведено к указанной стороне.

3. Определяется первичный расчётный ток небаланса без учёта составляющей $I_{нб}'''$ т.к. неизвестно, насколько точно удастся в ходе расчёта подобрать числа витков обмоток НТТ реле.

$$I_{нб\text{ расч.}} = I_{нб}' + I_{нб}'',$$

где $I'_{нб} = K_A \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon \cdot I_{Ктахосн.}^{(3)}$ – составляющая, обуславливающая погрешностью трансформаторов тока; $I''_{нб} = \Delta U_* \cdot I_{Ктахосн.}^{(3)}$ – составляющая, обуславливающаяся регулированием напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{нб\text{ расч.}} = (K_A \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_*) \cdot I_{Ктахосн.}^{(3)}$$

4. Определяется предварительное, без учёта $I_{нб}^m$ значение тока срабатывания защиты по двум расчетным условиям:

а) по условию отстройки от тока небаланса

$$I_{сз} \geq K_o I_{нб\text{ расч.}},$$

где $K_o = 1,3$ – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности реле и необходимый запас;

б) по условию отстройки от броска тока намагничивания

$$I_{сз} \geq K_o I_{нТ},$$

где $K_o = 1,3$ – коэффициент отстройки защиты от бросков тока намагничивания, принимаемый при условии, что надёжность отстройки уточняется при первом (5- кратном) включении трансформатора под напряжение; $I_{нТ}$ – номинальный ток трансформатора.

Из двух полученных значений тока срабатывания к дальнейшему расчету принимается большее.

5. Производится предварительная проверка чувствительности защиты при повреждениях в зоне её действия.

Продольная дифференциальная защита трансформатора по требованию ПУЭ должна иметь коэффициент чувствительности около 2,0. Допускается снижение требуемого коэффициента чувствительности до значения около 1,5 в тех случаях, когда обеспечение коэффициента чувствительности около 2,0 связано со значительным усложнением защиты или технически невозможно (применение реле ДЗТ-11 не следует считать значительным усложнением защиты).

$$K_{\eta} = \frac{I_{Кmin}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 2,$$

где $I_{Кmin}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного КЗ на шинах НН трансформатора.

6. Определяются числа витков обмоток реле, с учётом того, что на коммутаторе реле РНТ – 565 можно подобрать практически любое целое число витков как рабочей, так и уравнильных обмоток. Расчёт начинается с выбора числа витков для основной стороны защищаемого трансформатора

$$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}},$$

где $F_{ср}$ – магнитодвижущая сила срабатывания реле, $F_{ср} = 100\text{А}$; $I_{ср.осн}$ – ток срабатывания реле, отнесённый к основной стороне, определяемый приведением первичного тока срабатывания защиты ко вторичным цепям ТТ основной стороны:

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} K_{схосн}}{K_{Iосн}}.$$

В качестве $\omega_{осн.}$ предварительно принимаем ближайшее меньшее целое число витков.

7. Определяется число витков $\omega_{Iрасч}$ обмотки НТТ реле для не основной стороны защищаемого трансформатора

$$\omega_{Iрасч} = \omega_{осн} \cdot \frac{I_{осн.в}}{I_{Iв}},$$

где $I_{осн.в}$ и $I_{I.в}$ – вторичные токи в плечах защиты для основной и не основной сторон, соответствующие номинальные мощности трансформатора;

$\omega_{осн}$ – принятое число витков обмотки НТТ реле для основной стороны.

В качестве ω_I предварительно принимаем ближайшее целое число витков.

8. Определяется значение тока небаланса с учетом составляющей $I_{нб}'''$

$$I_{нб} = I_{нб расч.} + \left| \frac{\omega_{Iрасч} - \omega_I}{\omega_{Iрасч}} \right| \cdot I_{Kтавоcн.}^{(3)}$$

Ток срабатывания защиты на основной стороне:

$$I_{сз} = \frac{F_{ср}}{\omega_{осн}} \cdot \frac{K_{Iосн}}{K_{схосн}}.$$

9. Определяется действительное (окончательное) значение коэффициента отстройки защиты

$$K_o = \frac{I_{сз}}{I_{нб}}.$$

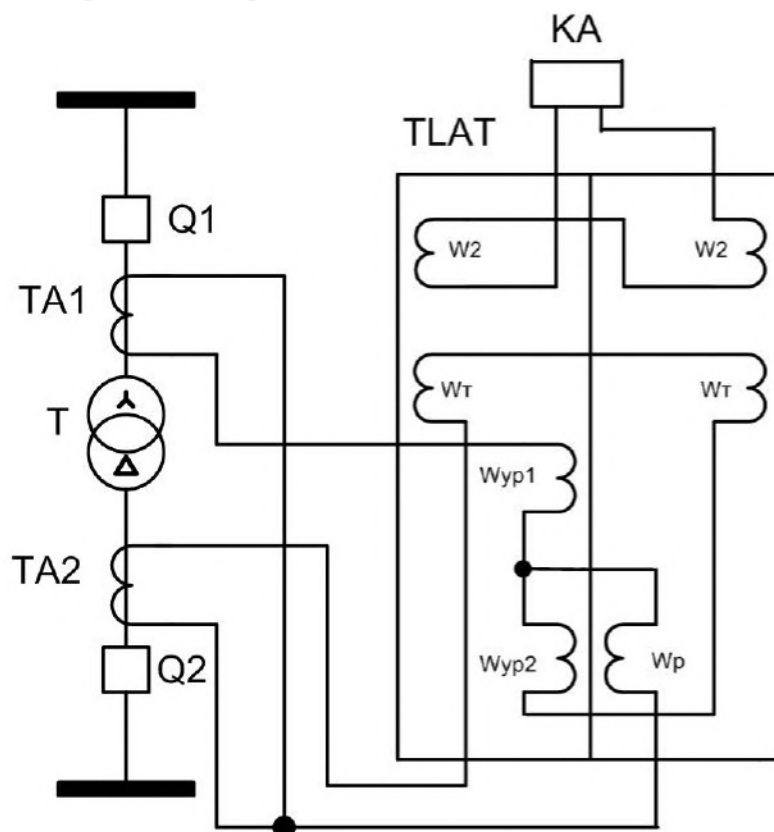
Действительное значение коэффициента отстройки K_o должно быть не менее 1,3. Если $K_o < 1,3$, то для основной стороны следует принять новое число витков $\omega_{осн.}$ на единицу меньшее, чем было принято ранее (см. п.6) и повторить расчёт начиная с п.7. Уменьшение $\omega_{осн.}$ необходимо производить до тех пор пока $K_o \geq 1,3$.

10. Определяется значение коэффициента чувствительности для тока срабатывания защиты, соответствующего окончательно принятому

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{сз}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \geq 2.$$

Дифференциальная токовая защита с реле ДЗТ – 11 (реле с магнитным торможением)

Для повышения чувствительности продольных дифференциальных защит широко используется принцип торможения сквозным током.



Упрощённая схема дифференциальной защиты 2^х обмоточного трансформатора на реле серии ДЗТ – 11

На трехстержневом магнитопроводе НТТ имеется дополнительная тормозная обмотка ω_T , расположенная на тех же крайних стержнях, что и вторичная обмотка ω_2 .

Тормозная обмотка ω_T включена в одно из плеч защиты (на понижающих трансформаторах включена со стороны, противоположной питающей, т.е. на стороне НН и СН) и при внешних КЗ по ней проходит вторичный ток КЗ. Эта обмотка осуществляет «магнитное» торможение, т.е. автоматическое увеличение тока срабатывания защиты (загрубление) по мере увеличения тормозного тока I_T , равного вторичному току КЗ. Загрубление реле вызывается тем, что ток I_T дополнительно насыщает магнитопровод НТТ реле ДЗТ, при этом ухудшается трансформация первичного тока НТТ в его вторичную обмотку ω_2 и, следовательно, уменьшается ток в КА.

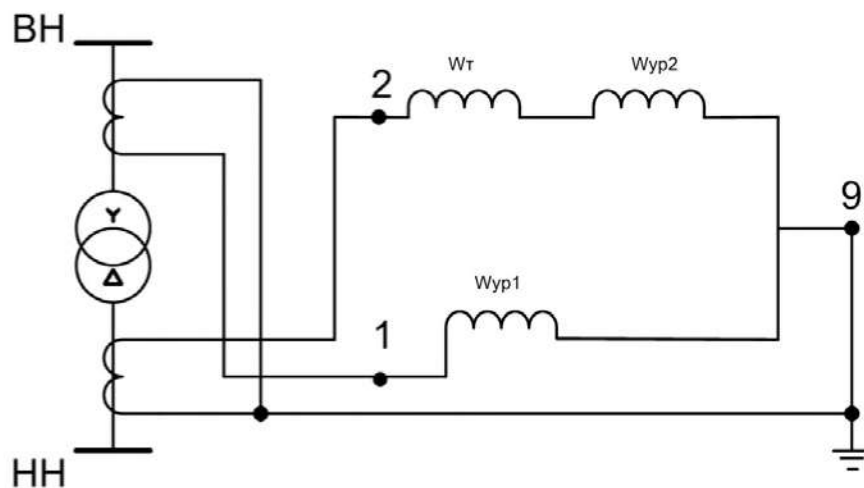
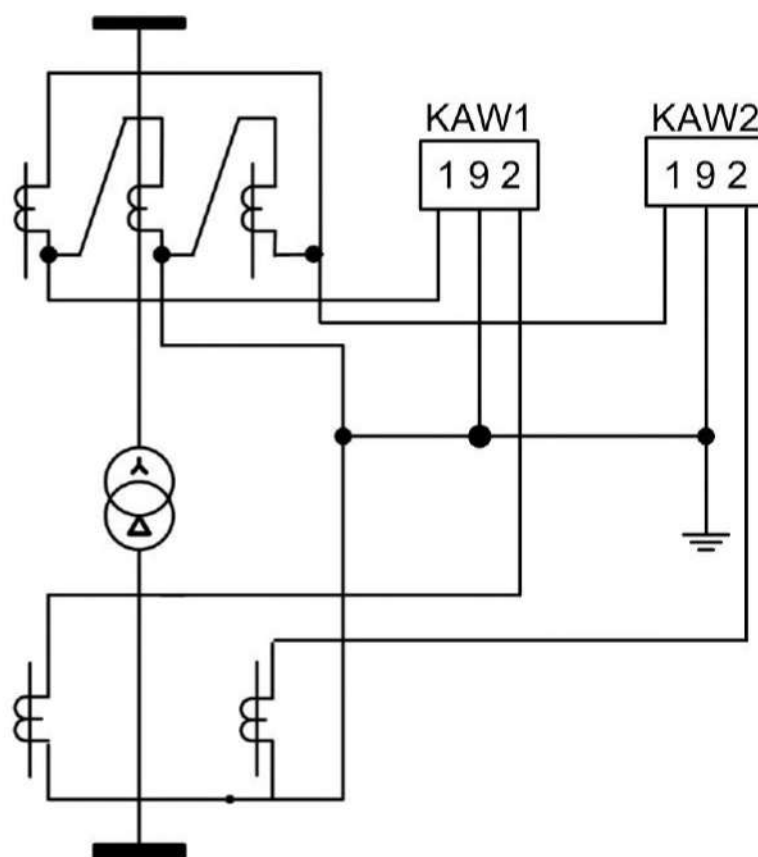


Схема включения первичной обмотки НТТ реле ДЗТ – 11 для защиты двухобмоточного трансформатора.



Трехфазная схема включения реле ДЗТ – 11 для защиты двухобмоточного трансформатора.

Порядок расчёта дифференциальной токовой защиты трансформатора с реле ДЗТ – 11

1. Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальные мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициента трансформации ТТ K_I и коэффициента схемы $K_{сх}$ (см. п.1 расчета с реле РНТ – 565).

2. Определяется основная сторона защиты и максимальный первичный ток, проходящий через защищаемый трансформатор при трехфазном КЗ на шинах НН (см. п.2 расчета с реле РНТ – 565). Выбирается сторона, к ТТ которой целесообразно присоединить тормозную обмотку реле. На двухобмоточном трансформаторе с расщеплённой обмоткой ω_T целесообразно присоединить на сумму токов ТТ, установленных в цепи каждой из расщеплённых обмоток.

3. Определяется ток срабатывания защиты по условию отстройки от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение

$$I_{сз} \geq K_o I_{нТ},$$

где $K_o = 1,5$ – коэффициент отстройки защиты от бросков тока намагничивания (больше, чем для реле РНТ-565, т.к. в ДЗТ-11 отсутствует короткозамкнутая обмотка НТТ).

4. Определяется число витков рабочей обмотки НТТ реле для основной стороны исходя из значения тока срабатывания защиты

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз} K_{схосн}}{K_{Iосн}};$$

$$\omega_{осн.расч} = \frac{F_{ср}}{I_{ср.осн}},$$

где $F_{ср}$ – магнитодвижущая сила срабатывания реле, $F_{ср} = 100A$.

В качестве $\omega_{осн.}$ принимаем ближайшее меньшее целое число витков.

5. Определяется число витков $\omega_{1расч}$ обмотки НТТ реле для не основной стороны защищаемого трансформатора

$$\omega_{1расч} = \omega_{осн} \cdot \frac{I_{осн.в}}{I_{Iв}},$$

где $I_{осн.в}$ и $I_{I.в}$ – вторичные токи в плечах защиты для основной и не основной сторон, соответствующие номинальные мощности трансформатора;

$\omega_{осн}$ – принятое число витков обмотки НТТ реле для основной стороны.

В качестве ω_1 предварительно принимаем ближайшее целое число витков.

6. Проверяется равенство магнитодвижущих сил в плечах защиты

$$\omega_{осн} I_{осн.в} \approx \omega_I I_{Iв}.$$

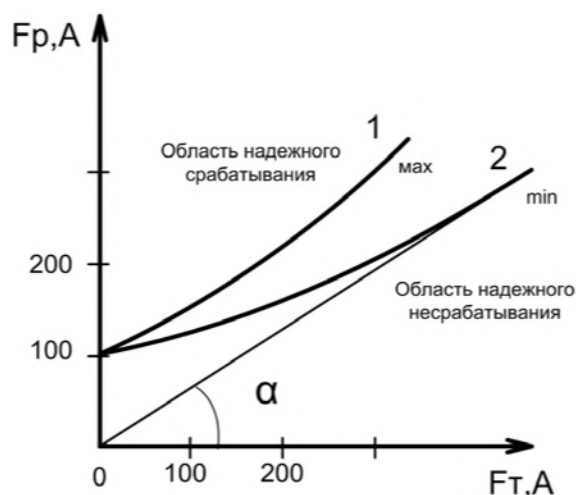
7. Определяется первичный ток небаланса

$$I_{нб} = \left(K_A \cdot K_{ОДН} \cdot \varepsilon + \Delta U_* + \left| \frac{\omega_{расч} - \omega_I}{\omega_{расч}} \right| \right) \cdot I_{Ктаво.осн.}^{(3)}$$

8. Выбирается необходимое число витков тормозной обмотки НТТ реле

$$\omega_{\text{тр.расч.}} = K_0 \frac{I_{\text{нб.}} \omega_{\text{раб.}}}{I_{\text{торм.}} \operatorname{tg} \alpha},$$

где $I_{\text{нб.расч.}}$ и $I_{\text{торм.}}$ – соответственно первичный ток небаланса и первичный тормозной ток при расчетном внешнем КЗ на той стороне трансформатора, где включена тормозная обмотка ($I_{\text{торм.}} = I_{\text{К max осн.}}^{(3)}$); $\omega_{\text{раб.}}$ – число витков рабочей обмотки НТТ реле на стороне, к которой присоединена тормозная обмотка; при этом учитывается принятое число витков, если рассматриваемая сторона является основной, и расчетное число витков, если эта сторона является не основной; $K_0=1,5$ коэффициент отстройки, учитывает ошибку реле и необходимый запас; $\operatorname{tg} \alpha$ – тангенс угла наклона к оси абсцисс касательной, проведенной из начала координат к характеристике срабатывания реле, соответствующей минимальному торможению (для реле ДЗТ-11 – $\operatorname{tg} \alpha = 0,75$).



На тормозной обмотке ДЗТ-11 могут быть установлены следующие числа витков: 1, 3, 5, 7, 9, 11, 13, 18, 24. В качестве $\omega_{\text{т}}$ принимаем ближайшее большее по отношению к $\omega_{\text{тр.расч.}}$ число витков.

9. Определяется чувствительность защиты при металлическом КЗ в защищаемой зоне, когда торможение отсутствует. Рассматривается КЗ между двумя фазами на стороне НН трансформатора при раздельной работе трансформаторов в минимальном режиме работы системы. Ток проходит только через ТТ стороны ВН

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{К min HH}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \geq 2.$$

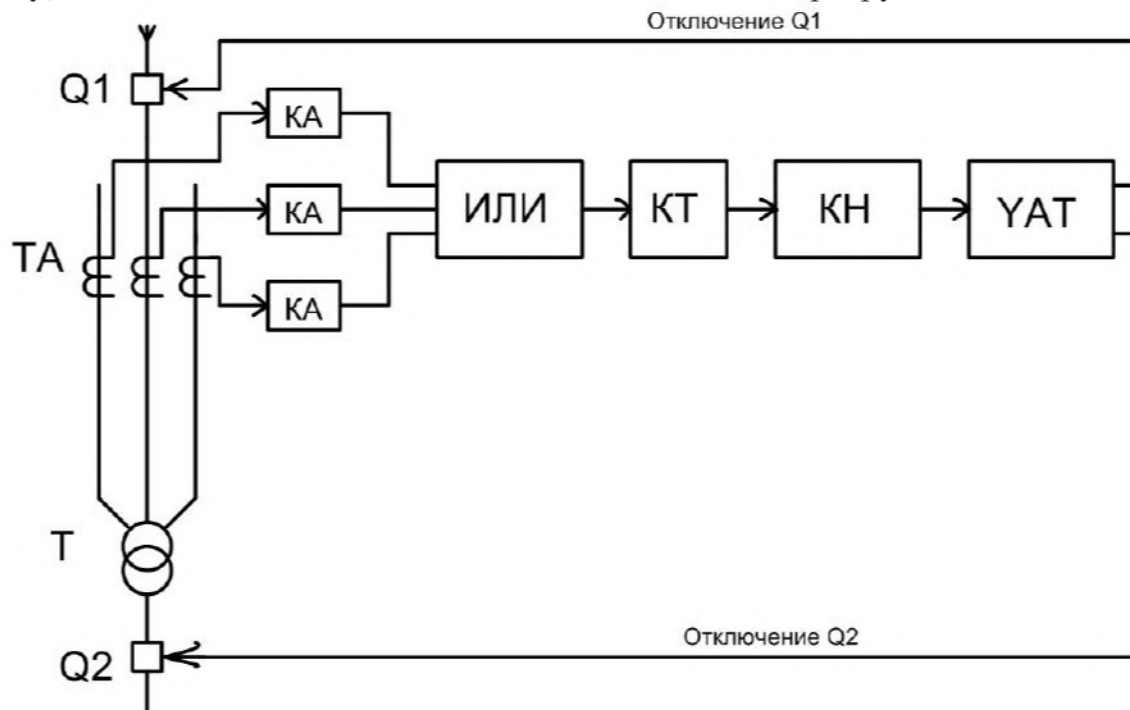
Так как рассмотрен минимальный режим при наличии РПН, то во всех других режимах коэффициент чувствительности будет больше вычисленного.

Максимальная токовая защита трансформатора

Принцип действия и область применения

МТЗ срабатывает при увеличении тока защищаемого элемента сверх установленного тока срабатывания (уставки).

Для предотвращения излишних (неселективных) срабатываний при внешних к.з. логическая часть защиты должна обязательно иметь орган выдержки времени, замедляющий ее действие на время, необходимое для срабатывания защиты поврежденного элемента. А для предотвращения излишних срабатываний при перегрузках измерительная часть защиты должна иметь ток срабатывания (уставку) больший, чем максимально возможный ток перегрузки.



Функциональная схема МТЗ.

Достоинства МТЗ:

- простота выполнения и обслуживания;
- малая стоимость.

Недостатки:

- трудность отстройки от токов перегрузки;
- относительно медленное отключение к.з. (до нескольких секунд);
- невозможность селективной настройки в сетях с двух сторонним питанием, а также при параллельно работающих трансформаторах и ЛЭП.

МТЗ устанавливается в обязательном порядке на понижающих трансформаторах практически любой мощности либо в качестве основной, либо вспомогательной (резервной) защиты (ПУЭ).

На трансформаторах мощностью менее 1 МВА МТЗ является основной защитой от токов, обусловленных к.з. в трансформаторе, т.к. на этих трансформаторах обычно не установлены дифференциальная и газовая защиты. МТЗ кроме того является основной защитой шин НН, а также резервной защитой для элементов сети НН.

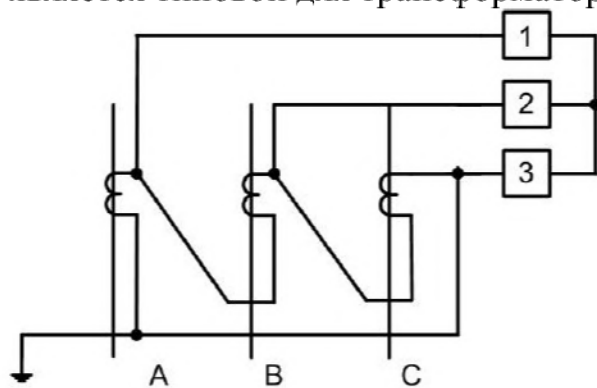
На трансформаторах мощностью 1 МВА и более МТЗ предназначена для действия в качестве основной защиты при к.з. на шинах НН и СН, и в качестве резервной – при к.з. на отходящих элементах сетей НН и СН.

На понижающих трансформаторах МТЗ всегда устанавливают со стороны основного питания, а на многообмоточных трансформаторах, кроме того, на сторонах НН и СН.

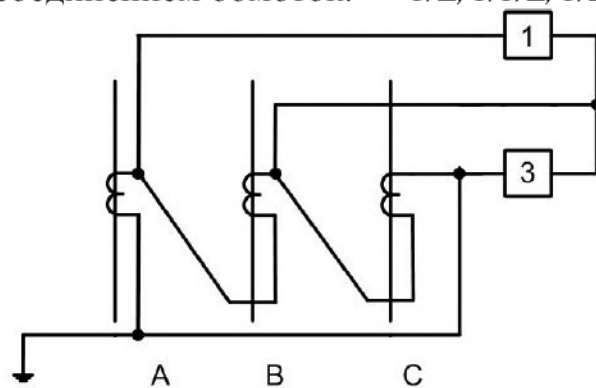
Согласно ПУЭ, коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора в основной зоне должен быть не менее 1,5, в резервной зоне - 1,2.

Схемы включения токовых реле МТЗ.

Схема соединения ТТ в треугольник, а реле в звезду (схема треугольника) является типовой для трансформаторов с соединением обмоток: Y/Δ , $Y/Y/\Delta$, $Y/\Delta/\Delta$.



а) На 3-х обмоточных трансформаторах



б) На двухобмоточных трансформаторах и трансформаторах с расщепленной обмоткой

Расчет параметров срабатывания (уставок) МТЗ

Заключается в выборе:

- тока срабатывания защиты (первичного);
- тока срабатывания реле для принятой схемы их включения;
- времени срабатывания защиты с независимой характеристикой или характеристики срабатывания токовых реле для защиты с зависимой характеристикой.

Уставки по току МТЗ должны обеспечивать:

- несрабатывание защиты на отключение при послеаварийных перегрузках;
- согласование действия (по току и по времени) с защитами питающих (последующих) и отходящих (предыдущих) элементов;
- необходимую чувствительность при всех видах к.з. в основной зоне и в зоне резервирования.

Для отстройки защиты при послеаварийных перегрузках необходимо выбрать ее ток срабатывания большим, чем возможный ток самозапуска электродвигателей, питаемых от трансформатора, а также большим, чем возможный ток перегрузки при отключении параллельно работающего трансформатора или при действии АВР, в результате которого к работающему с нагрузкой трансформатору подключается дополнительная нагрузка.

Порядок расчета параметров срабатывания МТЗ

1. Выбирается ток срабатывания селективной МТЗ с независимой характеристикой, установленной на секционном выключателе QB1.

Максимальный рабочий ток через QB1 может быть в худшем случае равен максимальному рабочему току любого из двух трансформаторов (Т1, Т2). В свою очередь, для каждого из трансформаторов $I_{\text{max раб.}}$ при введенном АВР не должно быть более 0,65-0,7 его номинального значения с тем, чтобы не вызывать недопустимую перегрузку оставшегося в работе трансформатора.

$$I_{\text{сзQB1}} \geq \frac{K_0 K_{\text{сзП}}}{K_e} I_{\text{раб. max QB1}},$$

где K_0 – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле и необходимый запас, $K_0 = 1,1 \dots 1,2$ – для реле РТ-40, РТ-80;

K_B – коэффициент возврата реле, $K_B = 0,8 \dots 0,85$ для РТ-40, РТ-80;

$K_{\text{сзП}}$ – коэффициент самозапуска, значение которого зависит от схемы и параметров питающей сети, от вида нагрузки и ее параметров, от выбранных параметров срабатывания защиты и автоматики;

$I_{\text{раб max QB1}}$ – максимальный рабочий ток через секционный выключатель подстанции

$$I_{\text{раб max QB1}} = 0,7 I_{\text{HT1}} = \frac{0,7 S_{\text{HT1}}}{\sqrt{3} U_{\text{сН}}}.$$

Приближенное определение тока самозапуска промышленной нагрузки

Для определения сопротивления обобщенной нагрузки в режиме самозапуска в именованных единицах считаем, что мощность нагрузки равна $0,7 S_{\text{HT}}$.

Тогда

$$X_{\text{нагр.}} = \frac{X_{* \text{нагр}} \cdot U_{\text{сН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{раб. max QB1}}}.$$

Ток самозапуска определяется как ток трехфазного короткого замыкания за эквивалентным сопротивлением (значения сопротивлений приведены к ступени НН)

$$Z_3 = jX_{G \text{ max}} + Z_{W1} + jX_{T1 \text{ min}} + Z_{W2} + jX_{\text{нагр}}$$

$$I_{\text{сзП}} = \frac{U_{\text{сН}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_3^2 + X_3^2}}.$$

Коэффициент самозапуска

$$K_{C3П} = \frac{I_{C3П}}{I_{\text{раб max QB1}}}.$$

Обязательно определяется минимальное остаточное (начальное) напряжение на шинах подстанции в начале самозапуска

$$U_{\min} = \sqrt{3} I_{C3П} X_{\text{нагр}}$$

Проверяется возможность самозапуска электродвигателей нагрузки

$$U_{\min}^* = \frac{U_{\min}}{U_{\text{HH}}} \geq (0,55 \dots 0,7).$$

Коэффициент чувствительности защиты на секционном выключателе QB1 в основной зоне

$$K_q = \frac{I_{K \min \text{HH}}^{(2)}}{I_{C3QB1}} \geq 1,5$$

где $I_{K \min \text{HH}}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного к.з. на шинах НН трансформатора.

Время срабатывания защиты на секционном выключателе QB1

$$t_{C3QB1} = t_{C3W2} + \Delta t$$

где $\Delta t = 0,3 \dots 0,5$ – ступень селективности.

2. Выбирается ток срабатывания МТЗ установленной на стороне ВН трансформатора.

В качестве тока срабатывания защиты принимается большее значение тока, найденное по следующим расчетным условиям.

1). По условию отстройки от самозапуска электродвигателей нагрузки:

$$I_{C3} \geq \frac{K_0 K_{C3П}}{K_B} I_{\text{раб max T1}},$$

где $K_{C3П}$ – коэффициент самозапуска для максимального рабочего тока защищаемого трансформатора с учетом допустимой длительной перегрузки в аварийных режимах $I_{\text{раб max T1}} = 1,4 I_{\text{HT1}}$.

Значение $K_{C3П}$ необходимо пересчитать с учетом

$$X_{\text{нагр}} = \frac{X_{\text{нагр}} U_{CB}}{\sqrt{3} I_{\text{раб max T1}}}.$$

2). По условию отстройки от тока перегрузки при действии АВР трансформаторов, в результате чего к работающему с нагрузкой трансформатору Т1 подключается затормозившаяся нагрузка отключившегося трансформатора Т2

$$I_{C3} \geq \frac{K_0}{K_B} (K_{C3П} I_{\text{раб max T2}} + K'_0 I_{\text{раб max T1}}),$$

где $I_{\text{раб max T1}} = I_{\text{раб max T1}} = 0,7 I_{\text{HT1}}$; $K_{C3П}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, подключенной к трансформатору Т2 (принимается равным значению, полученному для соответствующего рабочего тока в пункте 1); $K'_0 = 1,5 \dots 1,6$ –

коэффициент, учитывающий увеличение тока через трансформатор Т1 из-за понижения напряжения на шинах НН при подключении к нему после АВР затормозившихся двигателей, ранее питавшихся от трансформатора Т2.

Т.к. нагрузка предприятия задана как общепромышленная, т. е. имеющая в своем составе незначительную долю высоковольтных двигателей, то ток срабатывания может быть определен по упрощенному выражению

$$I_{C3} \geq K_o (K_{C3П} I_{раб\ max\ T2} + I_{раб\ max\ T1}).$$

3). По условию согласования с МТЗ, установленной на секционном выключателе QB1 (предыдущем элементе СЭС). Защита, расположенная ближе к источнику питания (последующая) должна быть менее чувствительна, то есть иметь большой ток срабатывания, чем защита, расположенная дальше от источника питания (предыдущая):

$$I_{C3} \geq K_{HC} (I_{C3QB1} + I_{раб\ max\ T1}),$$

где $K_{HC} = 1,2 \dots 1,25$ – коэффициент надежности согласования; $I_{раб\ max\ T1} = 0,7 I_{HT1}$.

3. Определяется ток срабатывания реле и минимальные токи в реле при к.з. в основной и резервной зоне

$$I_{cp} = \frac{I_{C3} K_{CX}}{K_I};$$

$$I_{pminO} = \frac{I_{K\ min\ HH}^{(2)} K_{CX}}{K_I};$$

$$I_{pminP} = \frac{I_{K\ min\ КЛ}^{(2)} K_{CX}}{K_I},$$

где K_I – коэффициент трансформации ТТ; K_{CX} – коэффициент схемы; $I_{K\ min\ HH}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного к.з. на шинах НН трансформатора; $I_{K\ min\ КЛ}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного к.з. в конце отходящей от шин НН трансформатора кабельной линии.

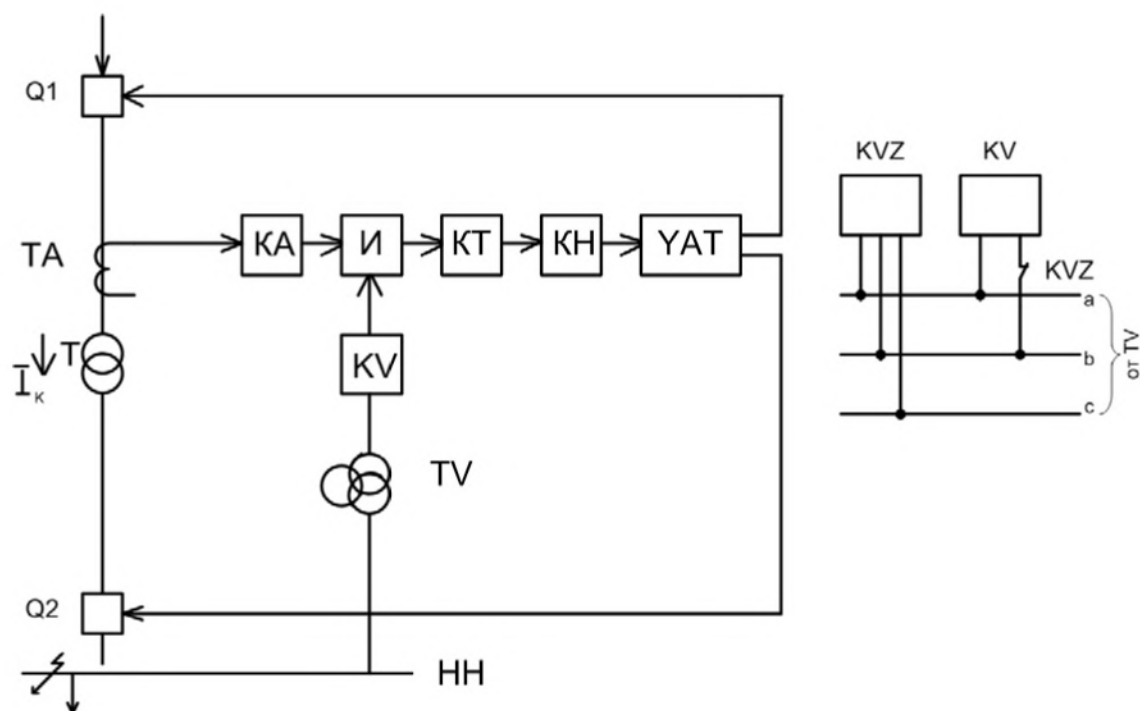
4. Проверяется чувствительность защиты в основной и резервной зоне МТЗ при заданной раздельной работе трансформаторов

$$K_{qO} = \frac{I_{pminO}}{I_{cp}} \geq 1,5;$$

$$K_{qP} = \frac{I_{pminP}}{I_{cp}} \geq 1,2.$$

Максимальная токовая защита трансформатора с пуском по напряжению

На трансформаторах с большими пределами регулирования напряжения под нагрузкой и, в связи с этим, существенным различием между токами короткого замыкания за трансформатором, а так же при значениях $K_{сзп} > 2$, МТЗ выполняется с пусковым органом напряжения, что позволяет повысить чувствительность защиты.



Функциональная схема МТЗ трансформатора с пуском по напряжению.

При коротком замыкании на шинах НН напряжение на пусковом органе KV резко снижается, что приводит к его срабатыванию. В то же время через трансформатор проходит ток короткого замыкания, вызывающий срабатывание токового измерительного органа КА. Одновременное срабатывание органов КА и KV, включенных по логической схеме И, приводит к запуску реле времени КТ и к отключению трансформатора. В других случаях увеличение тока через трансформатор (самозапуск электродвигателей нагрузки или подключение дополнительной нагрузки) напряжение на шинах НН снижается не столь значительно как при коротком замыкании, KV при правильной его настройке не срабатывает и защита не может действовать на отключение.

Комбинированный пусковой орган выполняется с одним минимальным реле напряжения KV (типа РН-50), включенным на междуфазное напряжение, и одним фильтром-реле напряжения обратной последовательности KVZ (типа РНФ-М), разрывающим своим контактом цепь обмотки KV.

В нормальном режиме размыкающий контакт KVZ замкнут и через него подается напряжение на обмотку KV. При несимметричном коротком замыкании появляется напряжение обратной последовательности, срабатывает KVZ и

размыкает контакт в цепи KV, в результате KV теряет питание, возвращается и переключает свои контакты. Осуществляется пуск МТЗ.

При симметричном (3^х фазном) коротком замыкании реле KVZ не срабатывает, но напряжение снижается на всех фазах, в том числе и на тех, к которым подключено реле KV. Поэтому оно возвратится, если напряжение снизится ниже его напряжения возврата (0,5...0,6 номинального). Осуществляется пуск МТЗ.

Порядок расчета параметров срабатывания МТЗ с пуском по напряжению

1. Выбирается ток срабатывания МТЗ как наибольшее значение, полученное из трех, рассмотренных выше расчетных условий ($K_{сзп}=1$)

$$I_{сз} \geq \frac{K_0}{K_B} I_{раб\ max\ T1};$$

$$I_{сз} \geq K_o (I_{раб\ max\ T2} + I_{раб\ max\ T1});$$

$$I_{сз} \geq K_{HC} (I_{сзQB1} + I_{раб\ max\ T1}).$$

2. Определяется ток срабатывания реле и минимальные токи в реле при к.з. в основной и резервной зоне

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} K_{CX}}{K_I};$$

$$I_{pminO} = \frac{I_{K\ min\ HH}^{(2)} K_{CX}}{K_I};$$

$$I_{pminP} = \frac{I_{K\ min\ КЛ}^{(2)} K_{CX}}{K_I}.$$

3. Проверяется чувствительность защиты по току в основной и резервной зоне МТЗ при заданной раздельной работе трансформаторов

$$K_{чО} = \frac{I_{pminO}}{I_{ср}} \geq 1,5;$$

$$K_{чР} = \frac{I_{pminP}}{I_{ср}} \geq 1,2.$$

4. Определяются первичные напряжения срабатывания защиты.

Для минимального реле напряжения типа РН-54, включенного на междуфазное напряжение, напряжение срабатывания выбирается по условию обеспечения возврата реле после отключения внешнего короткого замыкания

$$U_{сз} \leq \frac{U_{min}}{K_0 K_B},$$

где U_{min} – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего короткого замыкания (принимается

наименьшее значение U_{min} из выполненных ранее расчетов самозапуска). В ориентировочных расчетах U_{min} принимается равным $(0,9...0,85)U_H$; $K_0=1,2$ – коэффициент отстройки; $K_B=1,2$ – коэффициент возврата реле.

Напряжение срабатывания реле

$$U_{CP} = \frac{U_{C3}}{K_U},$$

где K_U – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Напряжение срабатывания фильтра-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ-1М выбирается из условия обеспечения отстройки от напряжения небаланса фильтра в нормальном режиме

$$U_{2CP} = 0,06U_H = 6(B),$$

что соответствует минимальной уставке реле типа РНФ-1М с пределами шкалы 6-12 В; U_H – номинальное вторичное напряжение трансформатора напряжения.

Первичное напряжение срабатывания фильтра-реле

$$U_{2C3} = U_{2CP}K_U.$$

6. Проверяется чувствительность защиты по напряжению в резервной зоне МТЗ.

Как показывает анализ, чувствительность фильтра-реле напряжения обратной последовательности и минимального реле напряжения с большим запасом обеспечивается при всех видах короткого замыкания на шинах СН и НН, то есть в основной зоне защиты.

Коэффициент чувствительности при коротком замыкании в зоне резервирования для минимального реле напряжения

$$K_{qu} = \frac{U_{C3}K_B}{U_{ост. max}} \geq 1,2,$$

где $K_B=1,2$ – коэффициент возврата реле, учитывается, поскольку в случае 3^х фазного короткого замыкания кратковременно появляется напряжение обратной последовательности, срабатывает фильтр-реле, и тогда минимальное реле напряжения работает на возврате; $U_{ост. max}$ – междуфазное напряжение в месте установки ТН, от которого питаются реле, при металлическом 3^х фазном коротком замыкании в расчетной точке, когда указанное напряжение имеет максимальное значение

$$U_{ост. max} = \sqrt{3}I_{K max K/L}^{(3)} \sqrt{R_{W2}^2 + X_{W2}^2}.$$

Коэффициент чувствительности при коротком замыкании в зоне резервирования для фильтра-реле напряжения обратной последовательности определяется как

$$K_{qu} = \frac{U_{2min}}{U_{2C3}},$$

где U_{2min} – междуфазное напряжение обратной последовательности в месте установки ТН, от которого питается фильтр-реле, при металлическом коротком замыкании между двумя фазами в расчетной точке в режиме, при котором указанное напряжение минимально

$$U_{2min} = \frac{U_{HH}}{2} - \sqrt{3} I_{Kmin\ KЛ}^{(2)} \sqrt{R_{W2}^2 + X_{W2}^2}.$$

7. Время срабатывания для первой ступени МТЗ трансформатора, действующей на отключение вводного выключателя, выбирается на ступень селективности больше, чем у МТЗ секционного выключателя QB1

$$t'_{CЗТ1} = t_{CЗQB1} + \Delta t.$$

Для второй ступени, действующей на включение короткозамыкателя

$$t''_{CЗТ1} = t'_{CЗТ1} + \Delta t.$$

Обе выдержки времени могут быть выполнены одним реле времени с импульсными и замыкающими контактами (например, реле времени типа РВМ).

Литература

1. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Деан, 1999.
2. Руководящие указания по релейной защите. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ. Выпуск 13А. Схемы. Выпуск 13Б. Расчеты. М.: Энергоатомиздат, 1985.
3. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 1991. – 496 с.
4. Кривенков В.В., Новелла В.Н. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебн.пособие для вузов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 328 с.
5. Скрипко В.К. Выбор электрооборудования и релейной защиты внешнего электроснабжения. Методические указания для сквозного проектирования. Омск: ОмПИ. 1990. – 52 с.
6. Скрипко В.К. Выбор электрооборудования и релейной защиты внутризаводского электроснабжения. Методические указания для сквозного проектирования. Омск: ОмГТУ. 2000. – 84 с.
7. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. М.-Л.: Энергоатомиздат. 1985. –296 с.