

Лекція 5

(2 години)

РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

План лекції

1. Основні види пошкоджень трансформаторів.
2. Аварійні режими роботи трансформаторів.
3. Струмова відсічка силових трансформаторів.
4. Максимальний струмовий захист трансформаторів.
5. Диференціальний захист силових трансформаторів.
6. Захист силових трансформаторів від перевантаження.
7. Газовий захист трансформаторів.

1 Основні види пошкоджень трансформаторів

До основних пошкоджень силових трансформаторів напругою 35, 110/6, 10, 35 кВ відносять:

- трифазні і двофазні короткі замикання (к.з.) між обмотками у середині баку трансформатора або між зовнішніми виводами обмоток;
- однофазні замикання обмотки або її зовнішнього виводу на корпус трансформатора, тобто на землю; можливі також двофазні к.з. на землю (для трансформаторів, що працюють в мережі з глухо заземленою нейтраллю) і подвійні замикання на землю в двох різних точках, з яких одна в трансформаторі або на його зовнішньому виводі (для мереж з ізольованою або компенсованою нейтраллю);
- замикання між витками однієї фази обмотки, які ще називають витковими замиканнями.

Одним із слабких місць трансформаторів є ізоляція обмоток, яка виходить із ладу при пошкодженнях та при аварійних режимах їх роботи.

Аналіз пошкоджень трансформаторів показав, що найбільше відмов відбувається із-за пошкоджень на зовнішніх виводах, із-за порушень виткової ізоляції обмоток та із-за ненадійної роботи перемикачів відгалужень обмоток.

Причинами к. з. на зовнішніх виводах обмоток, які називаються високовольтними вводами, можуть бути перекриття внутрішньої ізоляції із-за зволоження трансформаторного масла, яким заповнений ввід, а також перекриття по зовнішній стороні високовольтного вводу із-за забруднення ізоляції (фарфору), випадкового попадання сторонніх предметів або тварин, атмосферних перенапруг.

Найбільш небезпечними, як для силового трансформатора, так і для елементів прилеглої електричної мережі є міжфазні к. з. – трифазні або двофазні. Вони супроводжуються великими струмами, які, як правило, у багато разів перевищують номінальний струм трансформатора, і можуть викликати глибоке зниження напруги в мережі.

При виникненні таких пошкоджень трансформатор повинен бути негайно відключений від живлення, щоб запобігти подальшому розвитку пошкодження і, особливо, виникненню пожежі трансформатора. Разом з цим швидке відключення пошкодженого трансформатора запобігає розповсюдженню аварії на інші ділянки мережі, забезпечує нормальне електропостачання споживачів. Для цих цілей трансформатори обладнуються пристроями захисту у вигляді плавких запобіжників, або релейного захисту.

Міжфазні к. з. найбільш імовірні на зовнішніх виводах обмоток трансформатора. Двофазне та трифазне к. з. усередині бака трансформатора вважається маловірогідним із-за великої міцності міжфазної ізоляції.

У мережах з ізольованою або компенсованою нейтраллю (6...35 кВ) замикання на землю супроводжуються малими струмами (не більше 30 А).

Значення струмів при виткових замиканнях залежать від числа витків, що замкнулися. Чим менше число витків, що замкнулися, тим менше струм пошкодження, що приходить з боку джерела живлення.

При незначній кількості витків, що замкнулися, по відношенню до загального числа витків обмотки струм пошкодження може бути менше номінального струму трансформатора. Наприклад, при замиканні одного витка струм к.з. з боку джерела живлення може знаходитися в межах 0,4...0,7 від номінального струму трансформатора. Тому виткові замикання важко виявити.

В даний час із всіх стандартних захистів трансформаторів тільки газовий захист реагує на виткове (міжвиткове) замикання, оскільки воно, як правило, супроводжується горінням електричної дуги або місцевим нагрівом, а це приводить до розкладання трансформаторного масла і ізоляційних матеріалів – і до утворенню летючих газів. Ці гази витісняють масло з бака трансформатора в розширювач і викликають дію газового захисту.

Ведуться розробки нових захистів підвищеної чутливості, здатних реагувати на виткове замикання в обмотках трансформаторів. Причинами виникнення виткових замикань можуть бути часті між фазні к.з. у мережі живлення (зовнішні к.з.), під час яких динамічна дія великих струмів викликає деформацію обмоток трансформатора і механічне руйнування виткової ізоляції. Причиною пошкодження виткової ізоляції також може бути тривале перевантаження трансформатора.

2 Аварійні режими роботи трансформаторів

До аварійних режимів роботи трансформаторів відносять:

- надструми при перенавантаженнях;
- надструми, викликані зовнішніми короткими замиканнями;
- надструми, викликані короткими замиканнями на виводах силового трансформатора зі сторони живлення;
- зниження рівня масла в баку масляних трансформаторів.

Надструми при перевантаженні трансформатора. Допустиме значення струму перевантаження і тривалість його проходження через трансформатор по-різному визначається для перевантажень, що викликані нерівномірністю графіка навантаження і для перевантажень, що викликані аварійними ситуаціями (аварійне перевантаження).

Аварійні перевантаження допускаються при виході з ладу одного з трансформаторів підстанції, що працюють паралельно, або при спрацьовуванні пристроїв АВР на підстанції, або в мережі, внаслідок чого до працюючого трансформатора підключається навантаження іншого трансформатора.

Допустимі аварійні перевантаження, на відміну від режимних, вказуються незалежно від попереднього навантаження, температури охолоджуючого середовища, місця установки і системи охолодження трансформатора. Допускається аварійне перевантаження масляних трансформаторів від 10 хвилин при 60 % до 120 хвилин при 20 % перевантаженні. Для сухих трансформаторів, відповідно, від 5 до 60 хвилин.

Для контролю, виявлення і запобігання неприпустимих перевантажень трансформаторів виконується максимальний струмовий захист, що діє при збільшенні струму, що протікає через трансформатор понад задане значення струму спрацьовування захисту (струм уставки).

Із врахуванням того, що перевантаження трансформаторів, як правило, є симетричним режимом, тобто у всіх трьох фазах трансформатора проходять однакові струми перевантаження, цей захист виконується за допомогою одного максимального реле струму, включеного на струм однієї із фаз трансформатора.

Підстанції із черговим персоналом можуть бути оснащені захистом від перевантаження який діє на сигнал. Підстанції без постійного чергового персоналу завжди комплектуються захистом, який повинен діяти на розвантаження трансформатора шляхом автоматичного відключення частини навантаження.

Надструми, викликані зовнішніми короткими замиканнями. Якщо коротке замикання виникає неподалік від трансформатора, на елементах мережі нижчої напруги, то через трансформатор проходять струми, які набагато перевищують його номінальний струм. Ці струми називаються надструмами к. з., вони здійснюють шкідливу термічну і динамічну дію на обмотки трансформатора.

Для обмеження тривалості термічної дії струму к. з. необхідно відключати трансформатор, причому тим швидше, чим більше значення надструму зовнішнього к.з. Це завдання виконує максимальний струмовий захист трансформатора або плавкі запобіжники.

Тривалість к.з. на виводах трансформатора не повинна перевищувати критичного значення. Це критичне значення часу дії струму к.з. t_k , с, визначається для масляних трансформаторів за формулою:

$$t_k = \frac{1500}{k_p^2}, \quad (1)$$

де k_p – кратність максимального розрахункового струму к.з. по відношенню до номінального струму трансформатора.

$$t_k \leq 4\text{с при } U_n = 35 \text{ кВ}; t_k \leq 3\text{с при } U_n = 110 \text{ кВ}.$$

Уставки часу максимальних струмових захистів (МСЗ) трансформаторів ($t_{c.з}$) і час спрацьовування плавких запобіжників, що захищають трансформатор, не повинні перевищувати приведених вище значень t_k .

Для трансформаторів потужністю менше 1000 кВА максимальне розрахункове значення струму трифазного к.з. за трансформатором $I_{k \text{ max}}$, А, визначається за значенням напруги короткого замикання трансформатора U_k %, яка завжди вказується в паспорті трансформатора. При цьому передбачається, що трансформатор підключений до шин енергосистеми безмежної потужності (до шин незмінної напруги). Розрахунок $I_{k \text{ max}}$, А, проводиться за виразом:

$$I_{k \text{ max}}^{(3)} = \frac{100}{U_k \%} I_{\text{ном.тр}}, \quad (2)$$

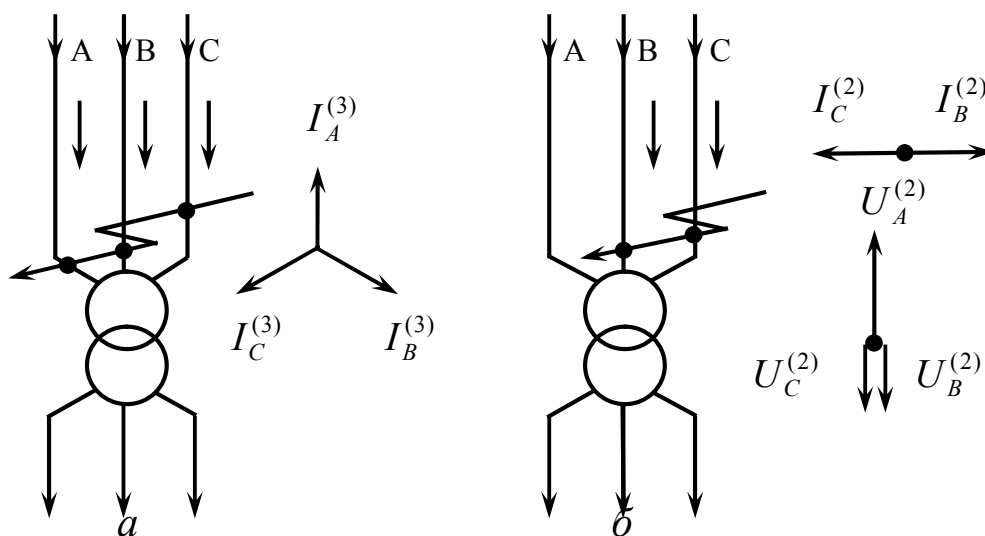
де $I_{\text{ном.тр}}$ – номінальний струм трансформатора, А.

Зовнішні к.з. представляють значну небезпеку для силових трансформаторів. При частих к. з. в лініях, що відходять від підстанції або на шинах підстанції необхідно з'ясувати і усунути причини їх виникнення.

Надструми, викликані короткими замиканнями на виводах силового трансформатора зі сторони живлення. На трансформаторах знижувальних підстанцій коротке замикання може бути як на стороні високої напруги так і на стороні низької напруги (за трансформатором). Числові значення та співвідношення струмів к.з., що проходять через пристрої захисту при таких пошкодженнях, можуть суттєво

відрізнятися один від одного. Це є дуже суттєвим і це необхідно враховувати при виконанні релейного захисту трансформатора.

При пошкодженнях на виводах зі сторони живлення струми к.з. не проходять через трансформатор, але проходять через захист, який встановлений перед трансформатором зі сторони живлення. Векторні діаграми струмів та напруги при цьому аналогічні діаграмам при к. з. в лінії живлення та на шинах трансформатора (рисунок 1). Дію цих струмів необхідно враховувати при проектуванні релейного захисту трансформаторів.



a – при трифазному к. з.; *б* – при двофазному к. з.

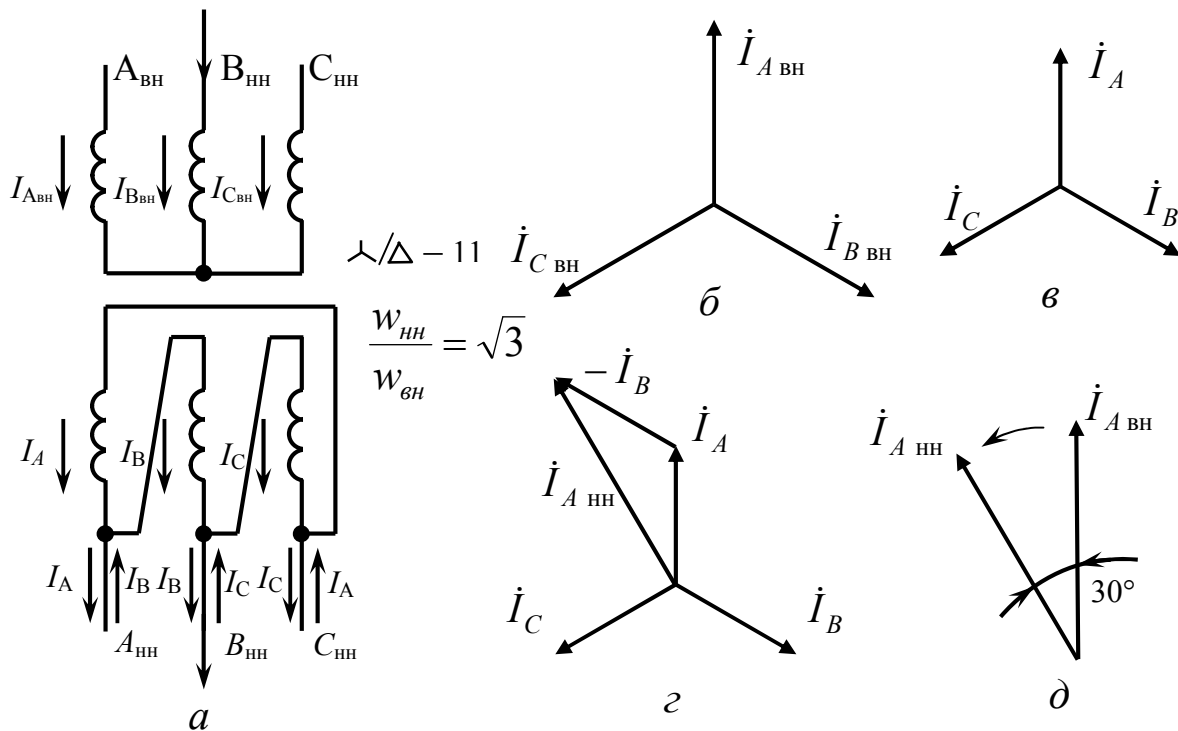
Рисунок 1 – Розподілення струмів і векторні діаграми при к.з. на виводах знижувального трансформатора зі сторони живлення

Надструми, викликані к. з. на виводах нижчої напруги трансформатора. Розподіл струмів в обмотках трансформатора при к.з. з низької сторони залежить від схеми та групи з'єднання обмоток.

Знижувальні двообмоткові силові трансформатори з напругою 35/10 кВ виконують із схемою з'єднання обмоток \sphericalangle/Δ -11.

Найбільший інтерес для виконання захисту трансформаторів із вказаною схемою з'єднання обмоток представляє двофазне к. з. за трансформатором. При цьому при виконанні захисту необхідно знати числові значення струмів зі всіх сторін трансформатора, так як місце встановлення захисту і місце к. з. не обов'язково співпадають.

Векторні діаграми струмів в обмотках ВН та НН для трансформатора зі схемою λ/Δ - 11 наведені на рисунку 2, із яких видно, що утворюється зміщення між струмами на сторонах ВН та НН.



а – робочих струмів; *б* – струмів на стороні ВН; *в* – фазних струмів на стороні НН; *г* – лінійних струмів на стороні НН; *д* – струмів фази А зі сторони ВН та НН

Рисунок 2 – Векторні діаграми розподілу струмів силового трансформатора зі схемою з'єднань λ/Δ - 11.

Для трансформаторів невеликої потужності захист може встановлюватися лише зі сторони живлення. Для зручності та наочності зрівняння струмів, що проходять на різних сторонах трансформатора, умовно вважають, що коефіцієнт трансформації рівний 1 та струми навантаження відсутні.

Зниження рівня масла в баку трансформатора

Трансформаторне масло забезпечує не тільки електричну ізоляцію обмоток, але і їх охолодження. Тому зниження рівня масла в трансформаторі нижче допустимого представляє велику небезпеку.

Причинами зниження рівня масла може бути різке зниження температури навколишнього повітря або протікання баку трансфо-

рматора. Про пониження рівня масла сигналізує газовий захист, яким обладнані трансформатори потужністю 630 кВА і вище. Якщо рівень масла швидко знижується із-за сильного протікання баку трансформатора, газовий захист діє на відключення.

Окрім газового захисту, в баку силового трансформатора можуть додатково встановлюватися первинні перетворювачі рівня масла, що діють на сигнал.

Для захисту силових трансформаторів напругою 6...10/0,4 кВ потужністю до 630 кВА та деяких трансформаторів напругою 35/6...10 кВ потужністю до 1000 кВА використовують плавкі запобіжники. На всіх інших трансформаторах для захисту від внутрішніх к.з. в якості основного захисту встановлюють струмову відсічку без витримки часу (при потужності до 6300 кВА) або диференціальний захист (для трансформаторів потужністю 6300 кВА і вище).

Диференціальний захист також може встановлюватися на трансформаторах потужністю 1000...4000 кВ, якщо:

- струмова відсічка не задовольняє вимогам чутливості;
- максимальний струмовий захист трансформатора має витримку часу, що перевищує 0,5 с;
- трансформатор встановлено в сейсмічно активному районі.

Для захисту від усіх видів пошкоджень всередині баку та від зниження рівня масла силових трансформаторів потужністю $S_n \geq 6300$ кВА (допускається також для трансформаторів $S_n = 1000...4000$ кВА) застосовують газовий захист.

Для захисту від зовнішніх к.з. застосовують МСЗ, який виконує також функцію резервного захисту трансформатора при відмові інших захистів.

Струмовий захист трансформаторів виконується з використанням вторинних максимальних реле струму (прямої або посередньої дії). При цьому необхідно мати на увазі, що трансформатори малої потужності становлять для струмів короткого замикання відносно великий зосереджений опір, тому ефективність струмової відсічки для них задовільна.

3 Струмова відсічка трансформаторів

Захист трансформаторів виконують двоступінчастим. Першим ступенем захисту є струмова відсічка, струм спрацювання якої вибирається більшим від максимального струму зовнішнього короткого замикання за трансформатором (на шинах низької напруги):

$$I_{сп.СВ} \geq k_n \cdot I_{к.мах.зовн.}^{(3)} \quad (3)$$

де $I_{к.мах.зовн.}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. за трансформатором, приведений до сторони живлення, А;

k_n – коефіцієнт надійності; для реле РТ-40 $k_n = 1,3 \dots 1,4$; для реле РТ-80 та РТМ – $k_n = 1,6$.

$$I_{к.мах.зовн.}^{(3)} = I_{к(нн)}^{(3)} \cdot \frac{U_{н(нн)}}{U_{н(вн)}}, \quad (4)$$

де $I_{к(нн)}^{(3)}$ – струм трифазного к.з. за трансформатором зі сторони нижчої напруги, А;

$U_{н(нн)}$ – номінальна напруга трансформатора з нижчої сторони, В;

$U_{н(вн)}$ – номінальна напруга трансформатора з вищої сторони, В;

Окрім того, струмову відсічку трансформатора необхідно відстроювати від кидків струму намагнічування:

$$I_{сп.СВ} \geq I_{нам} \quad (5)$$

$$I_{нам} = (3 \dots 5) I_{н.тр} \quad (6)$$

де $I_{нам}$ – струм намагнічування трансформатора, А

$I_{н.тр}$ – номінальний струм трансформатора, що захищається, А.

$$I_{н.тр} = \frac{S_{н.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.тр(вн)}}, \quad (7)$$

де $S_{н.тр.}$ – номінальна потужність трансформатора, що захищається, А.

Струм спрацьовування реле відсічки трансформатора визначається за виразом (13) (лекція 4):

$$I_{cn.p.CB.} = \frac{I_{cn.CB.} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}},$$

де $I_{cn.CB.}$ – найбільше із значень, отримане за виразами (3) та (5).

Уставка струму спрацьовування реле відсічки (14) (лекція 4):

$$I_{y.p.CB.} \geq I_{cn.p.CB.}$$

Струм спрацьовування відсічки трансформатора (уточнений первинний струм відсічки) (15) (лекція 4):

$$I'_{cn.CB.} = I_{y.p.CB.} \cdot \frac{K_{mc}}{k_{cx}^{(3)}}.$$

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається співвідношенням:

$$k_{ч.CB.} = \frac{I_{\kappa \min}}{I_{cn.CB.mp}} = \frac{I_{\kappa}^{(2)}}{I_{y.p.CB.}} \cdot \frac{k_{cx \min.}}{K_{mc}}, \quad (8)$$

де $I_{\kappa \min}$ – мінімальне значення струму к.з. в місці встановлення відсічки (струм двофазного к.з., $I_{\kappa}^{(2)}$), А.

Чутливість першого ступеня вважається достатньою, якщо $k_{ч} \geq 2$ при короткому замиканні на стороні вищої напруги трансформатора.

4 Максимальний струмовий захист трансформаторів

Другим ступенем захисту трансформатора є максимальний струмовий захист (МСЗ), струм спрацювання якого вибирають за максимальним робочим струмом трансформатора $I_{роб. \max}$, аналогічно як і для МСЗ повітряної лінії:

$$I_{cn.MCЗ.} = \frac{k_n}{K_{нов}} \cdot k_{с.зан} \cdot I_{роб. \max}. \quad (9)$$

Витримку часу МСЗ узгоджують з витримкою часу захистів приєднань, що відходять від трансформатора (повітряних ліній):

$$t_{mp} \geq t_{ПЛ} + \Delta t, \quad (10)$$

де $t_{Л}$ – найбільша витримка часу захисту приєднаних до трансформатора повітряних ліній, с.

Струм спрацьовування реле МСЗ трансформатора:

$$I_{cn.p.MC3} = \frac{I_{cn.MC3} \cdot k_{cx}^{(3)}}{K_{mc}}.$$

Уставка струму спрацьовування реле МСЗ:

$$I_{y.p.MC3} \geq I_{cn.p.MC3}.$$

Чутливість МСЗ перевіряється за струмом при короткому замиканні з боку нижчої напруги:

$$k_{ч.MC3} = \frac{I_{k \min}}{I_{cn.MC3}} = \frac{I_{к}^{(2)}}{I_{y.p. MC3}} \cdot \frac{k_{cx.}}{K_{mc}} \quad (11)$$

де $I_{к \min}$ – мінімальне значення струму к.з. (струм двофазного к.з. на шинах нижчої напруги трансформатора, $I_{к}^{(2)}$), А.

Робота цього захисту як резервного перевіряється при короткому замиканні в кінці елементів, приєднаних до шин нижчої напруги трансформатора (при цьому бажано мати $k_{ч} \geq 1,5$).

На знижувальних трансформаторах 35...110/6...10 кВ частіше за все використовують два комплекти МСЗ – один на стороні живлення, другий, із меншою витримкою часу, – зі сторони вводу 10 кВ. Допускається встановлювати один захист зі сторони живлення трансформатора із двома витримками часу – із меншою на відключення вимикача вводу 10 кВ.

Час спрацьовування МСЗ трансформатора вибирають аналогічно як і для МСЗ ліній. В даному випадку на стороні живлення

приймають час спрацювання захисту на ступінь більшим у порівнянні із часом захисту вводу 10 кВ.

Як відмічалось в **лекції 2**, для захисту трансформаторів не рекомендується використовувати схему з'єднання трансформаторів струму за схемою на різницю струмів двох фаз, так як за певних умов схема може не спрацювати взагалі.

5 Диференціальний захист трансформаторів

Для захисту трансформатора від внутрішніх замикань, а також від зниження рівня масла використовують газове реле.

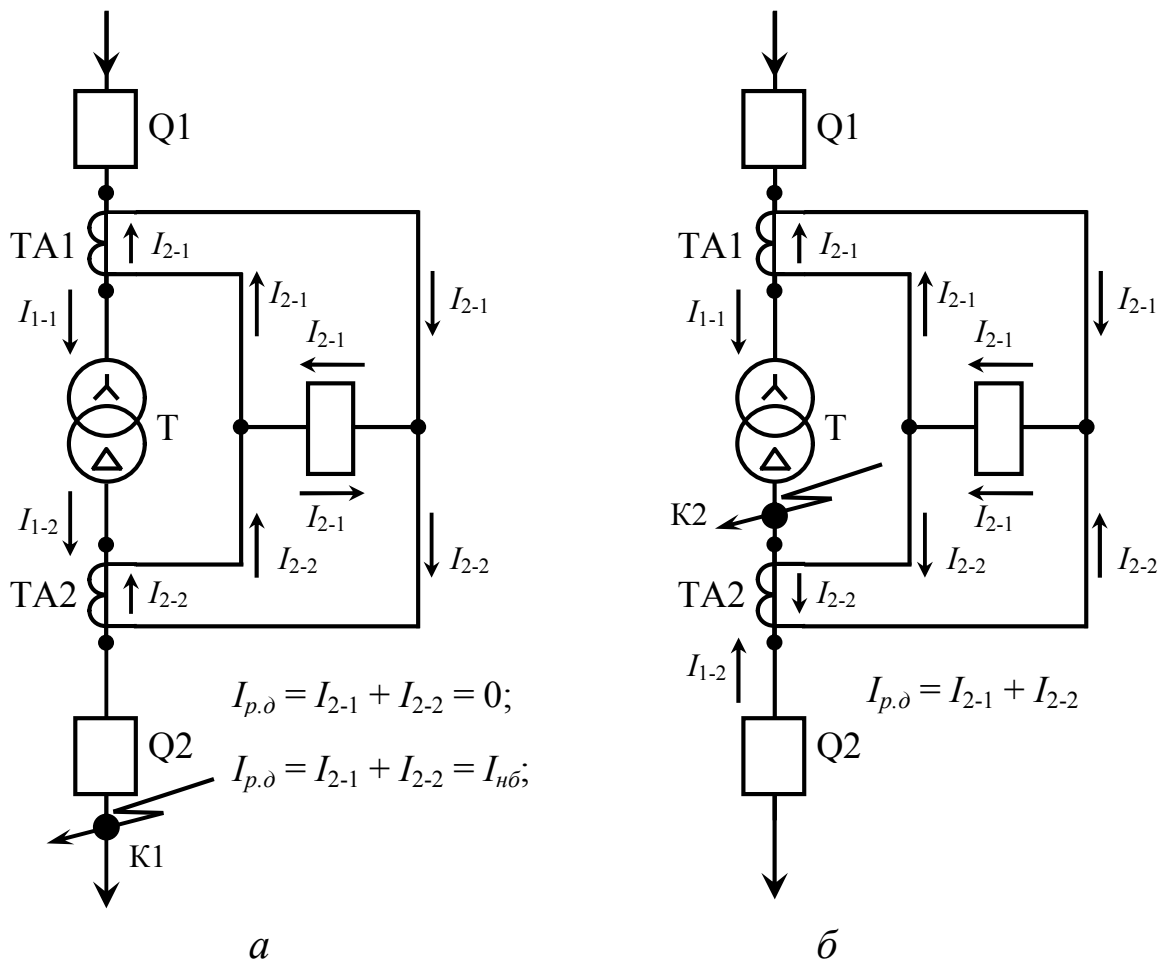
Потужні трансформатори ($S_n \geq 6300$ кВА) для захисту від пошкоджень на виводах і, як доповнення до газового захисту, повинні мати поздовжній диференціальний захист (рисунок 3).

Диференціальний захист має чітко визначену зону дії (між трансформаторами струму з одного і другого боку трансформатора). У зону захисту входять, крім обмоток силового трансформатора, кабелі і шини до місця встановлення трансформаторів струму. Із двох сторін трансформатора встановлені трансформатори струму $TA1$ і $TA2$ (рисунок 3), які обмежують зону дії диференціального захисту. Вторинні обмотки трансформаторів $TA1$ і $TA2$ з'єднуються послідовно, а струмове реле під'єднується до них паралельно.

При к.з. в точці $K1$ за межами зони захисту (рисунок 3, *a*) та в нормальному режимі роботи трансформатора, якщо прийняти, що первинні струми рівні між собою, то при рівних коефіцієнтах трансформації $TA1$ і $TA2$ – вторинні струми I_{2-1} та I_{2-2} також будуть рівними, тоді в ідеальному випадку можна записати:

$$I_{p.дз} = I_{2-1} + I_{2-2} = 0. \quad (12)$$

Таким чином, диференціальний захист не реагує на к.з. поза зоною захисту, і тому може виконуватися без витримки часу. Цей захист відноситься до захистів із абсолютною селективністю.



а – к.з. поза зоною дії захисту; *б* – к.з. в зоні дії захисту

Рисунок 3 – Схема поздовжнього диференціального захисту трансформатора

На практиці ж, в режимі навантаження і особливо при к.з. поза зоною захисту струм $I_{p.ДЗ}$ не може дорівнювати нулю, так як трансформатори $TA1$, $TA2$ мають різні похибки, і навіть при рівних струмах в первинній обмотці їх вторинні струми не будуть рівні між собою. Струм, що виникає в реле називається **струмом небалансу**:

$$I_{p.ДЗ} = I_{2-1} + I_{2-2} = I_{нб}. \quad (13)$$

Для забезпечення неспрацювання реле диференціального захисту у вказаних режимах струм спрацьовування реле необхідно вибирати більшим за струм небалансу:

$$I_{сп.р.ДЗ} \geq k_n I_{нб}. \quad (14)$$

де k_n – коефіцієнт надійності, $k_n = 1,3$.

При к.з. в зоні дії захисту (рисунок 3, б), при двосторонньому живленні, напрям первинного I_{1-2} і вторинного I_{2-2} струмів змінюються на 180^0 , при цьому в реле буде протікати сума струмів:

$$I_{р.ДЗ} = I_{2-1} + I_{2-2}. \quad (15)$$

В такому разі реле спрацює і відключить пошкоджений елемент. У випадку **одностороннього живлення** в реле протікає один із струмів I_{2-1} або I_{2-2} . При цьому релейний захист також повинен спрацювати.

Відмінністю трансформатора від інших елементів мережі є те, що струми в первинній і вторинній обмотках не рівні, а коефіцієнти трансформації трансформаторів струму такі, що за їх допомогою практично не можливо одержати рівні вторинні струми в плечах диференціального захисту. Не рівність струмів I_{2-1} та I_{2-2} визиває струм небалансу.

Нерівність значень вторинних струмів, відповідно, струм небалансу можуть виникнути із-за:

- різних похибок різнотипних трансформаторів струму;
- регулювання напруги на одній стороні трансформатора;
- кутового зсуву між первинними струмами.

Якщо обмотки трансформаторів мають різну схему з'єднання, то треба збалансувати зсув струмів у плечах диференціального захисту. При з'єднанні, наприклад, обмоток силового трансформатора за схемою «зірка-трикутник» з боку зірки силового трансформатора трансформатори струму з'єднують трикутником, а з боку трикутника – зіркою.

Вказані особливості силових трансформаторів визначають особливості його диференціального захисту. Для виконання такого захисту необхідно вирішити наступне:

- відстроїти захист від кидків струму намагнічування при підключенні ненавантаженого трансформатора під напругу:

$$I_{сп.ДЗ} = \kappa_n \cdot I_{нам}, \quad (16)$$

де $I_{нам}$ – струм намагнічування, А;

κ_n – коефіцієнт надійності, $\kappa_n = 1,3$.

$$I_{\text{нам}} = \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n (1 - \Delta U_{\text{рег}})}. \quad (17)$$

– відстроїти захист від розрахункового максимального струму небалансу при перехідних режимах зовнішніх к.з.:

$$I_{\text{сп. ДЗ}} = \kappa_n I_{\text{нб. розр.}} \quad (18)$$

Спочатку розраховуємо $I_{\text{сп. ДЗ}}$ без урахування складової струму небалансу від неточного вирівнювання на комутаторі реле:

$$I_{\text{сп. ДЗ}} = \kappa_n (\kappa_{\text{анер.}} \kappa_{\text{одн.}} \varepsilon + \Delta U_{\text{рег.}}) I_{\kappa \text{ max}}^{(3)} \quad (19)$$

де $\kappa_{\text{анер.}}$ – коефіцієнт, який враховує перехідний режим, $\kappa_{\text{анер.}} = 1$;

$\kappa_{\text{одн.}}$ – коефіцієнт однотипності, $\kappa_{\text{одн.}} = 1$;

ε – відносне значення струму намагнічування, $\varepsilon = 0,1$;

$I_{\kappa \text{ max}}^{(3)}$ – періодична складова струму к.з. при трифазному металічному к.з., А.

Струм спрацьовування реле диференціального захисту:

$$I_{\text{сп. р. ДЗ(вн)}} = \frac{I_{\text{сп. ДЗ}} \cdot k_{\text{cx}}^{(3)}}{\kappa_{\text{т.с.}(вн)}} \quad (20)$$

Визначаємо струм спрацьовування реле основної сторони:

$$I_{\text{сп. р. ДЗ(нн)}} = \frac{I_{\text{сп. ДЗ}} \cdot k_{\text{cx}}^{(3)}}{\kappa_{\text{т.с.}(нн)}} \quad (21)$$

Коефіцієнт чутливості захисту:

$$k_u = \frac{I_{\kappa \text{ min}} k_{\text{cx}}^{(3)}}{\kappa_{\text{тс}} I_{\text{сп. р. ДЗ}}} \geq 2, \quad (22)$$

де $I_{\kappa \text{ min}}$ – двохполюсний струм к.з. ($I_{\kappa}^{(2)}$) на шинах вищої напруги трансформатора, А.

В залежності від способу відстроювання струму спрацьовування можливі наступні варіанти виконання диференціального захисту трансформатора:

– Диференціальна струмова відсічка, яка виконується за допомогою реле РТ-40 без БНТ (без проміжного трансформатору струму, що насичується). Захист дуже простий із високою швидкістю дії, але має низьку чутливість.

– Диференціальний захист із БНТ. Виконується на реле типу РНТ-565 (РТ-40 і БНТ). Застосовується для захисту трансформаторів потужністю 6300 кВА і вище.

– Диференціальний захист на основі реле із магнітним гальмуванням (типу ДЗТ). Використовується при недостатній чутливості захисту із реле РНТ.

6 Захист трансформаторів від перевантаження

Захист трансформатора від перевантаження виконують за допомогою одного максимального реле струму з незалежною характеристикою, його вмикають в одну фазу з будь-якого боку трансформатора. Захист з витримкою часу діє на сигнал або на розвантаження трансформатора шляхом автоматичного відключення частини навантаження трансформатора (підстанції без чергового персоналу).

Струм спрацьовування захисту від перевантаження:

$$I_{сп.з} = \frac{k_n}{K_{нов}} \cdot I_{н.тр}, \quad (23)$$

де k_n – коефіцієнт, який враховує похибку струму спрацьовування, $k_n = 1,05$;

$K_{нов}$ – коефіцієнт повернення (для реле РТ-40 $K_{нов} = 0,85$);

$I_{н.тр}$ — номінальний струм трансформатора, А.

Цей захист часто пов'язують з автоматичним вмиканням резервного трансформатора. Для усунення помилкової сигналізації при коротких замиканнях в мережі, що живиться трансформатором, ви-

тримку часу захисту від перевантаження беруть на ступінь більшою від захисту приєднаних ліній.

7 Газовий захист трансформаторів

Газовий захист обов'язково встановлюють на усіх силових трансформаторах потужністю 6300 кВА і вище. На практиці дуже часто газовий захист використовують і на трансформаторах потужністю від 1000 до 4000 кВА.

Газовий захист реагує на усі види внутрішніх пошкоджень силових трансформаторів, в тому числі і на виткові замикання, на які не реагують інші види захистів.

Основним вимірювальним органом газового захисту є газове реле, яке реагує на зміну тиску повітря в баку трансформатора. Газове реле встановлюють в трубопроводі, що зв'язує бак трансформатора та розширювальний бак. Поширеним є використання реле Бухгольца типу ВF-80/Q. Газове реле представляє собою металевий корпус із системою рухомих поплавків, які здійснюють керування системою контактів.

При нормальній роботі трансформатора реле заповнене маслом, поплавки знаходяться у заданому (піднятому) положенні. При незначних пошкодженнях в трансформаторі відбувається нагрівання масла і виділяються гази, які накопичуються у верхній частині реле і витісняють масло – поплавок опускається і через контакти здійснюється подача попереджувального сигналу.

При значних пошкодженнях в трансформаторі відбувається активне виділення газів. Потік масло-повітряної суміші надходить в реле і натискає на підпірну заслінку (клапан), яка повертається, замикає контакти і подає команду на відключення трансформатора. Реле також реагує на значне зниження рівня масла в баку.

Запитання для самоконтролю

1. Перелічить основні види пошкоджень силових трансформаторів.
2. Які аварійні режими виникають при роботі силових трансформаторів?
3. Як захищаються силові трансформатори від аварійних режимів?
4. Що таке струмова відсічка трансформатора і як вона реалізується?
5. Як вибирають параметри спрацювання струмової відсічки трансформатора?
6. Що таке максимальний струмовий захист трансформатора і як він реалізується?
7. Як вибирають параметри спрацювання максимального струмового захисту трансформатора?
8. Як вибирають параметри спрацювання захисту трансформатора від перевантаження?
9. Який захист і чому являється основним для силового трансформатора?
10. Що таке поздовжній диференціальний захист? Область застосування.
11. Призначення і принцип дії газового захисту?