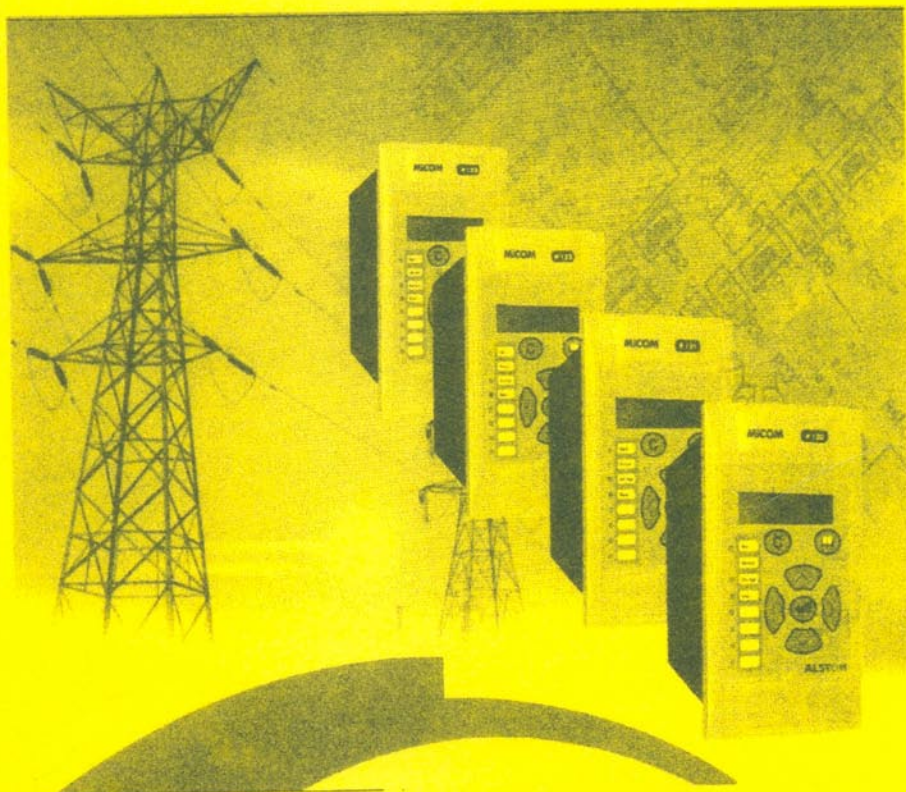


О.С.Рубаненко, В.М. Лагутін

Релейний захист та автоматика двотрансформаторної підстанції



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

О.С. Рубаненко, В.М.Лагутін

**РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ТА АВТОМАТИКА
ДВОТРАНСФОРМАТОРНОЇ
ПІДСТАНЦІ**

Затверджено Вченою радою Вінницького національного технічного університету як навчальний посібник для студентів напряму підготовки 6.0906 – “Електротехніка” всіх спеціальностей. Протокол № 9 від 29 квітня 2004 р.

Вінниця ВНТУ 2005

Рецензенти:

В.В. Назаров, доктор технічних наук, професор

Б.С. Рогальський, доктор технічних наук, професор

В.І. Нагул, кандидат технічних наук, доцент

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України

Рубаненко О.Є., Лагутін В.М.

Р 49 **Релейний захист та автоматика двотрансформаторної підстанції.** Навчальний посібник. - Вінниця: ВНТУ, 2005. - 124 с.

В посібнику розглядаються питання вибору пристроїв релейного захисту та автоматики виробництва Росії, фірм "Alstom" та "ABB" для трансформаторних підстанцій, питання розрахунку уставок, особливостей налагодження та експлуатації. Посібник розроблений у відповідності з планом кафедри та програмою до дисциплін "Релейний захист та автоматика електричних станцій", "Релейний захист та системна автоматика" і "Релейний захист та автоматика промислових підприємств". Посібник призначений для студентів електротехнічних спеціальностей.

УДК 621.311

ЗМІСТ

Вступ.....	4
1 Принципи виконання релейного захисту понижувальних трансформаторів	7
1.1 Типи і призначення захистів.....	7
1.2 Особливості розрахування струмів КЗ понижувальних трансформаторів.....	9
1.3 Струмове відсікання від міжфазних КЗ.....	11
1.4 Диференційний струмів захист.....	11
1.5 Газовий захист.....	15
1.6 Максимальний струмовий захист від зовнішніх КЗ.....	15
1.7 Струмовий захист від перевантаження.....	20
1.8 Схеми захистів трансформаторів.....	20
2 Автоматичне вмикання резерву на підстанціях	24
2.1 Загальні положення	24
2.2 Розрахування параметрів спрацювання АВР	25
2.3 Схема пристрою АВР двосторонньої дії	27
3 Приклад розрахування уставок максимального струмового захисту трансформаторів двотрансформаторної підстанції.....	29
4 Завдання для виконання контрольної роботи	33
Література	36
Додаток А. Довідкові дані	38
Додаток Б. Вибір уставок та вимоги до застосування функціонального блока диференційного захисту трансформаторів терміналу типу RET 316 фірми АВВ.....	40
Додаток В. Вибір уставок захистів з реле РНТ-565 і ДЗТ-10	55
Додаток Г. Рекомендації до застосування і вибору уставок диференційного модуля SPCD 3D53 реле SPAD 346С фірми АВВ.....	72
Додаток Д. Розрахування уставок диференційного захисту триобмоткового понижувального трансформатора з одностороннім живленням зі сторони вищої напруги	80
Додаток Ж. Розрахування уставок диференційного захисту триобмоткового понижувального трансформатора з одностороннім живленням зі сторони ВН на реле РНТ-565.....	88
Додаток И. Розрахування уставок захистів двообмоткових трансформаторів з використанням пристроїв захисту МХ2DPT3А і MODN А (MICOM P12X)	92
Додаток К. Приклад розрахування уставок захисту трансформатора на апаратурі R3IPT та MODNA.....	109

ВСТУП

Швидке зростання частки устаткування, яке відпрацювало нормативний термін, вказує на необхідність продовження його експлуатації, підвищення економічності і підтримки надійності роботи енергосистеми в цілому. У багатьох розвинутих країнах світу, в тому числі й в Україні, до 2004 року частка такого устаткування перевищила половину.

Підвищення надійності й економічності експлуатованого устаткування необхідне не тільки внаслідок спаду темпів введення нового обладнання, але і через потужність енергооб'єднань, що зростає, посилення конкурентної боротьби між енергокомпаніями. На високовольтні вимикачі, вимірювальні трансформатори, на режими роботи силових трансформаторів істотно впливає різке зростання обміну електроенергією і збільшення потоків потужності між енергооб'єднаннями, викликане переходом до ринку електроенергії.

Високовольтний вимикач, силовий і вимірювальний трансформатор, інші високовольтні апарати є найважливішими елементами енергетичних систем, які визначають їхню надійність. Їхня спроможність нести належне навантаження залежить від стану окремих вузлів (наприклад, контактів) і наявності дефектів, які можуть спричинити пошкодження. Відмова вимикача або великого силового трансформатора в роботі може призвести до аварії в енергосистемі з широкомасштабними наслідками.

В даний час стан у світовій енергетиці характеризується деякими особливостями, що пояснюють підвищену увагу до надійності роботи устаткування енергосистем, і в тому числі, вимикачів та силових трансформаторів.

Розвиток вільного ринку електроенергії в багатьох країнах світу (більшість енергокомпаній у світі до цього часу є приватними) призвів до посилення конкурентної боротьби між компаніями, які виробляють, передають і розподіляють електроенергію. Це у свою чергу привело до прагнення будь-якими засобами підвищити рентабельність виробництва і знизити витрати на експлуатацію парку устаткування. Для основного устаткування енергосистем прямим наслідком цього стало зниження капітальних вкладень у відновлення парку устаткування, прагнення як можна довше експлуатувати вже працююче устаткування.

Іншою особливістю сьогодення, такою, що викликана, головним чином, конкуренцією, є підвищені вимоги до якості електропостачання споживачам, до надійності роботи устаткування. Ці вимоги суперечать бажанню продовжити термін роботи встановленого устаткування. Компромісні рішення є дуже непростими.

Особливостями експлуатації силового електроустаткування в країнах СНД за останні роки є відносно низькі навантаження, наявність у мережі зон із підвищеними робочими напругами (особливо в мережах 500 кВ), відмова від регулярних профілактичних ремонтів, припинення заміни

силікагелю в адсорбційних фільтрах, зниження кваліфікації виконавців позапланових ремонтних робіт.

Одним із головних шляхів підвищення експлуатаційної надійності в таких умовах є забезпечення працюючого устаткування надійними засобами релейного захисту. Проблема полягає в необхідності освоєння нових методів більш надійної експлуатації вже існуючих релейних захистів, а також вивчення і кваліфікованої експлуатації нових мікропроцесорних захистів. Важливо освоїти вмiлу експлуатацію захистів фірм Siemens, ABB, Alstom, які вже сьогодні експлуатуються в Україні.

З приведених вище причин в останні роки релейному захисту трансформаторів та двотрансформаторних підстанцій приділяється особливо велика увага.

В електричних мережах України експлуатуються силові масляні трансформатори на напругу від 6 до 750 кВ і номінальною потужністю від 5 кВА до 1200 МВА .

Вимоги до надійності релейного захисту і автоматики у великій мірі залежать від ступеня їх впливу на роботу конкретного енергетичного обладнання, а їх, у свою чергу, на роботу конкретної електростанції або електричної мережі, енергосистеми в цілому.

Особливо високі вимоги висуваються до силових трансформаторів великої потужності, які входять до складу блока «генератор-трансформатор». Робота блока залежить від роботи блочного трансформатора і вихід його з ладу призводить до відключення блока, це може бути причиною розвалу енергосистеми. Для блоків АЕС неможливість видавати потужність при працюючому реакторі взагалі є аварійною ситуацією. Не менша відповідальність за роботу мережі в цілому лежить на великих автотрансформаторах міжсистемних зв'язків і вузлових підстанцій.

Релейний захист та автоматика таких трансформаторів виконується найбільш повно. За рубежем експлуатуються мікропроцесорні та мікрокомп'ютерні системи релейного захисту і автоматики трансформаторів різних потужностей.

За даними Держінспекції з експлуатації електростанцій та мереж України, частка пошкоджень при технологічних порушеннях експлуатації маслonaповненого устаткування в 1996 р. склала 4,8, у 1997 р. - 5,4, а в 1998 р. - 6,1 %, кількість пошкоджень з 1996 по 1999 р. зросла на 14,3 %.

За даними НДЦ «ЗТЗ-Сервіс», аналіз відмов трансформаторів потужністю 80 МВА і вище та шунтуючих реакторів у 1998-1999 р. показав, що питома кількість відмов у цей період для блочних трансформаторів ТЕС і ГЕС склала 0,86 % за рік, а аварій -0,22 % за рік (дані по 2030 трансформаторах).

Цифри питомої пошкоджуваності силових трансформаторів магістральних ліній (1600 шт.) склали, відповідно, 1,5 і 0,25%, регіональних мереж (1460 шт.) - 1,5 і 0,48%.

Близькі за значенням результати дає аналіз надійності устаткування, проведений ВНДІЕ Росії. За 1992-1995 р. питома пошкоджувальність через відмову силових трансформаторів класів напруги 330-750 кВ складала 2,2% за рік (аварійні виходи з ладу склали приблизно половину випадків).

Пошкоджувальність трансформаторів безпосередньо впливає на надійність енергосистеми в цілому, тому зрозумілою є особлива увага до забезпечення їхньої працездатності. Цього вимагає і статистика пошкоджень: з вини персоналу, наприклад, аварії трансформаторів в електричних мережах викликають 80-90% недовідпущення електроенергії, а на електростанціях - 10-20%.

Посібник присвячений розгляду особливостей захисту силових трансформаторів, а також релейному захисту та автоматичній двотрансформаторних підстанцій. У вказівках пропонуються методики розрахунку уставок спрацювання вже працюючих захистів з реле РНТ-565, захистів ДЗТ-11, ДЗТ-21 та захистів фірм ABB, Siemens, Alstom.

1 ПРИНЦИПИ ВИКОНАННЯ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ ПОНИЖУВАЛЬНИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

1.1 Типи і призначення захистів

Для захисту понижувальних трансформаторів від ушкоджень і ненормальних режимів відповідно до [1,2] застосовуються такі основні типи релейного захисту:

поздовжній диференційний захист - від коротких замикань (КЗ) в обмотках і на їхніх зовнішніх виводах для трансформаторів потужністю, як правило, 6,3 МВА і вище; з дією на відключення трансформатора;

струмова відсічка без витримки часу - від КЗ на зовнішніх виводах високої напруги (ВН) трансформатора з боку живлення й при КЗ в частині обмотки ВН, а також для трансформаторів, обладнаних поздовжнім диференціальним захистом з дією на відключення;

газовий захист - від всіх ушкоджень усередині бака трансформатора, які супроводжуються виділенням газу з трансформаторного масла, а також від зниження рівня масла, для масляних трансформаторів потужністю, як правило, 6,3 МВА і вище з дією на відключення;

максимальний струмовий захист (з пуском або без пуску за напругою) - від надструмів, обумовлених зовнішніми міжфазними КЗ на сторонах низької напруги (НН) або середньої напруги (СН) трансформаторів, для всіх трансформаторів, незалежно від потужності і наявності інших типів релейного захисту з дією на відключення;

спеціальний струмовий захист нульової послідовності, встановлений в нульовому проводі трансформаторів зі схемою з'єднання обмоток УУ-0 і ДУ-0 - від однофазних КЗ на землю в мережі НН, що працює з глухо-заземленою нейтраллю (як правило, 0,4 кВ); з дією на відключення;

максимальний струмовий захист від перевантаження надструмами, обумовленими перевантаженням, для трансформаторів, починаючи від 400 кВА, у яких можливе перевантаження після відключення паралельно працюючого трансформатора або після спрацювання пристрою АВР; з дією на сигнал або автоматичне розвантаження;

сигналізація однофазних замикань на землю в обмотці ВН або на кабелях, які працюють у мережах з ізольованою нейтраллю.

На виконання захистів трансформатора впливає метод приєднання понижувального трансформатора до мережі.

Понижувальні трансформатори 110 кВ приєднуються до мережі, головним чином, через відокремлювачі (ВД). Для відключення пошкодженого трансформатора від мережі необхідна безструмова пауза,

під час якої відключається ВД. Для створення безструмової паузи застосовується один із двох способів:

- встановлення короткозамикача;
- передавання сигналу на вимкнення вимикача лінії, яка живить трансформаторну підстанцію.

Для живлення релейного захисту трансформаторів 110 кВ на стороні ВН можуть застосовуватися трансформатори струму (ТС):

- вбудовані у вводи силових трансформаторів (ТВТ-110);
- вносні ТС (ТФ-110);
- магнітні датчики (ТВМ).

Найчастіше використовуються вбудовані ТС ТВТ-110. Вони встановлюються на сучасних трансформаторах. Вбудовані і вносні ТС дозволяють здійснити будь-який набір струмових захистів трансформатора.

Надійне функціонування пристрою релейного захисту в цілому багато в чому визначається надійністю джерел живлення і схеми оперативного струму. На підстанціях можуть застосовуватись такі види оперативного струму і їхні джерела:

- постійний - акумуляторні батареї;
- змінний - вимірювальні ТС і трансформатори напруги (ТН), а також трансформатори власних потреб (ТВП);
- випрямлений - блоки живлення (струмові БЖС і напруги БЖН) та інші випрямні пристрої;
- струм розряду конденсатора - попередньо заряджені конденсатори, зібрані в блоки БК, разом із блоками для заряду конденсаторів.

Найбільш надійне джерело оперативного струму - акумуляторна батарея, але на понижувальних підстанціях 35-110 кВ вона часто не застосовується. Винятки можуть складати підстанції з важкими масляними вимикачами 110 кВ (наприклад, типу МКП), які потребують для вмикання потужного незалежного джерела постійного оперативного струму. Джерела змінного оперативного струму - ТС, ТН і ТВП - можуть забезпечити надійне живлення захисних пристроїв тільки у випадку їхнього одночасного застосування.

Таким чином, на типовій спрощеній підстанції 35-110 кВ використовуються декілька джерел оперативного струму, які взаємно доповнюють одне одного. Вони живлять захисні пристрої та забезпечують надійну роботу комутаційних апаратів у всіх можливих режимах експлуатації підстанцій.

1.2 Особливості розрахунків струмів КЗ за понижувальними трансформаторами

Для спрощення практичних розрахунків струмів КЗ прийнято не враховувати ряду факторів, які реально можуть існувати, але не значно впливати на значення струмів КЗ і їхні фазні співвідношення. Як правило, не враховується перехідний опір у місці КЗ, і всі пошкодження розглядаються як металеві КЗ двох або трьох фаз чи КЗ однієї фази на землю. Опір усіх трьох фаз трансформаторів, лінії й інших елементів мережі вважаються однаковими. Не враховуються струми намагнічування силових трансформаторів і струми навантаження, струми додаткового живлення місця КЗ струмами асинхронних двигунів. Вважається, що при будь-яких КЗ у мережі НН напруга системи, яка є джерелом, на стороні ВН трансформатора вважається незмінною.

Всі перераховані припущення беруться до уваги при розрахунках струмів КЗ за понижувальними трансформаторами, але водночас в цих розрахунках є ряд особливостей, як, наприклад, необхідність врахування істотної зміни опору трансформаторів з регулюванням під навантаженням (РПН) при зміні положення регулятора РПН, необхідність у ряді випадків обліку діючих, а не середніх коефіцієнтів трансформації при приведенні струмів КЗ до інших сторін трансформатора, необхідність обліку активного опору малопотужних трансформаторів і перехідного активного опору в місці КЗ при пошкодженнях за трансформаторами у мережах напругою до 1000 В. При відносно простих розрахунках струмів КЗ для виконання захисту трансформаторів зручно використовувати іменовані одиниці опорів, струмів і напруг замість відносних одиниць. Однак, при створенні схеми заміщення всі опори повинні бути приведені до одного ступеня напруги, який відповідає напрузі на будь-якій із сторін трансформатора.

На початку розрахунку струмів КЗ повинна бути складена розрахункова схема, на якій показуються розрахункові точки КЗ і можливі режими роботи трансформаторів. Система під'єднана до шин ВН підстанції і показана на схемі заміщення своїм повним або індуктивним опором. Часто задаються два значення цих опорів: для максимального і мінімального режимів роботи системи, тобто, в максимальному режимі система подається в схемі найменшим опором $Z_{\max}(X_{\max})$, а в мінімальному - найбільшим $Z_{\min}(X_{\min})$. Індекси «max» і «min» відносяться не до значення опору, а до режиму роботи системи.

У тих випадках, коли задана потужність КЗ на шинах ВН, опір системи до шин ВН підстанції, Ом:

$$Z_c = U_c / S_k, \quad (1.1)$$

де U_c - напруга шин ВН підстанції, середня міжфазна, кВ;

S_K - задана потужність струму КЗ, який проходить на стороні ВН при трифазному КЗ за трансформатором з РПН, визначається за виразом (1.6):

$$I_{к.маx.ВН}^3 = \frac{U_{ном.с}}{\sqrt{3}(X_{с.маx} + X_{т.мін})} \quad (1.2)$$

де $U_{ном.с}$ - номінальна напруга мережі, кВ;

$X_{с.маx}$ - найменший опір системи у максимальному режимі її роботи, віднесений до напруги сторони ВН, Ом;

$X_{т.мін}$ - найменший опір трансформатора, віднесений до напруги сторони ВН, Ом.

Приведення значення цього струму КЗ до сторони НН варто робити відповідно до виразу $I_{нн} = I_{вн} \cdot U_{вн} / U_{нн}$, приймаючи $U_{вн} = U_{вн.мін}$. Напруга дорівнює мінімальній напрузі, який відповідає значення $X_{т.мін}$. Мінімальне значення струму КЗ, який проходить на стороні ВН при трифазному КЗ за трансформатором із РПН, визначається за виразом:

$$X_{к.маx.ВН}^3 = \frac{U_{маxс}}{\sqrt{3}(X_{с.маx} + X_{т.мін})} \quad (1.3)$$

де $U_{маxс}$ - максимально припустима напруга системи (для мережі 110 кВ складає 126 кВ), кВ.

Приведення значення цього струму КЗ до сторони НН робиться з урахуванням того, що $U_{вн} = U_{вн.маx}$, тобто тій максимальній напрузі, при якій обчислювалося значення $X_{т.маx}$.

Для понижувальних трансформаторів 110 кВ загального призначення при зменшенні коефіцієнта трансформації ($\Delta U_{РПН}$) опір X_t зменшується до опору, який відповідає середньому положенню РПН, а при збільшенні коефіцієнта трансформації ($+\Delta U_{РПН}$) - збільшується. У ГОСТі 12965-74 приведені розрахункові напруги КЗ U_k (у відсотках) для середнього і крайніх відгалужень регульованої обмотки (РО): $U_{к.ср}$, $U_{к.мін}$ і $U_{к.маx}$. Для цих трансформаторів значення X_t (в омах), віднесені до регульованої сторони ВН. Вони визначаються за виразами:

$$X_{т.ср} = U_{к.ср} \cdot U_{ср.ВН} / 100 \cdot S_{ном.тр} \quad (1.4)$$

$$X_{т.мін} = U_{к.мін} \cdot [U_{ср.ВН} (1 - \Delta U_{РПН*})]^2 / 100 \cdot S_{ном.тр} \quad (1.5)$$

$$X_{т.маx} = U_{к.маx} \cdot [U_{ср.ВН} (1 + \Delta U_{РПН*})]^2 / 100 \cdot S_{ном.тр} \quad (1.6)$$

де $U_{ср.ВН}$ - напруга на стороні ВН, кВ;

$S_{ном.тр}$ - номінальна потужність трансформатора, МВА;

$\Delta U_{РПН*} = \Delta U_{РПН} / 100$ - половина повного (сумарного) діапазону напруги на стороні ВН ($\Delta U_{РПН}$ у відсотках).

Величина $U_{ср.ВН} (1 + \Delta U_{РПН*})$ не повинна перевищувати максимально припустимої напруги для даної мережі (для мережі 35 і 110 кВ, відповідно, 40,5 і 126 кВ).

1.3 Струмова відсічка від міжфазних КЗ

Струмовою відсічкою обладнані всі понижувальні трансформатори з вищою напругою 3 кВ і вище потужністю до 6,3 МВ А, якщо відсічка має достатню чутливість. У зону дії відсічки входить тільки частина обмотки трансформатора з боку ВН, де ввімкнені реле відсічки. При КЗ за трансформатором відсічка не повинна приходити в дію. Струм спрацювання відсічки визначається так:

$$I_{св} \geq K_{від} \cdot I_{K_{maxВН}}^{(3)}, \quad (1.7)$$

де $K_{від}$ - коефіцієнт відлагодження (для реле РТ-40 дорівнює 1,3...1,4, а для реле РТ-80 і РТМ - 1,6);

$I_{K_{maxВН}}^{(3)}$ - максимальне значення струму трифазного КЗ за трансформатором, приведеного до сторони ВН, де встановлена відсічка.

Струм спрацювання струмових реле відсічки:

$$I_{ср} = \frac{I_{св} \cdot K_{сх}^{(3)}}{n_c}, \quad (1.8)$$

де $K_{сх}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми при симетричному режимі;

n_c - коефіцієнт трансформації ТС на стороні ВН трансформатора.

Коефіцієнт чутливості визначається з виразу:

$$K_{ч} = \frac{I_{р.min}}{I_{ср}} \gg 2, \quad (1.9)$$

де $I_{р.min}$ - мінімальне значення струму в реле при металевому двофазному КЗ на виводах ВН силового трансформатора.

1.4 Диференційний струмовий захист

Диференційний струмовий захист є основним швидкодіючим захистом трансформаторів з обмоткою високої напруги 3 кВ і більше, від КЗ на виводах, а також внутрішніх пошкоджень. Захист потрібно передбачати на трансформаторах потужністю 6,3 МВА і вище, а також на трансформаторах 4 МВА при їх паралельній роботі та на трансформаторах меншою потужністю (але не менше 1 МВА), якщо струмова відсічка не відповідає вимогам чутливості, а максимальний струмовий захист має витримку часу більшу 0,5 с.

Принцип дії, схеми виконання і методи розрахунку параметрів спрацювання диференційних захистів понижувальних трансформаторів викладені в [2; 6-8]. Виконання схем і розрахунки уставок диференційного захисту трансформаторів мають ряд особливостей у порівнянні з

виконанням схем і розрахунками уставок диференційних захистів інших елементів. А саме:

- необхідність неспрацювання при кидках намагнічувального струму, який виникає при вмиканні ненавантаженого трансформатора під напругу (на холостий хід), також при відновленні напруги після відключення КЗ мережі, яка живить підстанцію;

- необхідність відлагодження захисту від струмів небалансу, обумовлених неповним вирівнюванням дії неоднакових вторинних струмів у плечах диференційного захисту. Ці струми зумовлені: неможливістю точного встановлення на комутаторі реле РНТ і ДЗТ розрахункових чисел витків (наприклад, дробових) зрівнювальних обмоток. Цим викликана поява складової струму небалансу, яка позначається $I'_{нб}$ [7]. Струми небалансу також виникають внаслідок регулювання коефіцієнта трансформації силового трансформатора з РПН. Це призводить до зміни вторинних струмів тільки в одному плечі диференційного захисту. З'являється складова струму небалансу, яка позначається $I''_{нб}$ [4].

Поряд із цими складовими існує складова струму небалансу ($I'_{нб}$), обумовлена різницею намагнічувальних струмів ТС у плечах захисту (в практичних розрахунках її прийнято вважати рівною струму намагнічування або повній похибці гіршого з ТС). Таким чином, струм небалансу диференційного захисту трансформаторів складається з трьох складових:

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}, \quad (1.10)$$

$$I'_{нб} = 0,1 \cdot I_{л.махВН}^{(3)}, \quad (1.11)$$

$$I''_{нб} = \Delta U_{РПН} \cdot I_{л.махВН}^{(3)}, \quad (1.12)$$

$$I'''_{нб} = \frac{W_{Iрозр.} - W_1}{W_{Iрозр.}} \cdot I_{л.махВН}^{(3)}, \quad (1.13)$$

де $W_{Iрозр.}$ - розрахункова кількість витків обмоток реле для неосновної сторони.

Першою умовою вибору первинного струму спрацювання захисту є відлагодження струму спрацювання від першого небалансу:

$$I_{сз} = K_{від} \cdot I_{нб}, \quad (1.14)$$

де $K_{від}$ - коефіцієнт відлагодження (для реле РНТ дорівнює 1,3).

Другою умовою вибору струму спрацювання захисту є відлагодження струму спрацювання захисту від кидка струму намагнічування при вмиканні ненавантаженого трансформатора під напругу [12]:

$$I_{сз} = K_{від} \cdot I_{с.ном} \quad (1.15)$$

де $K_{\text{від}}$ - коефіцієнт відлагодження (для реле РНТ дорівнює 1,3, а для реле ДЗТ - 1,5);

$I_{\text{с.ном}}$ - номінальний струм трансформатора.

Коефіцієнт чутливості диференційного захисту за (1.9):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р.мін}}}{I_{\text{сн}}} \geq 2,$$

де $I_{\text{р.мін}}$ - струм у первинній обмотці швидконасихуваного трансформатора (ШНТ) реле серій РНТ і ДЗТ, трансформатора, який має осердя, що швидко насичується;

$I_{\text{сн}}$ - струм спрацювання реле, який відповідає кількості витків первинної обмотки ШНТ реле РНТ і ДЗТ, використовуваних на тій стороні силового трансформатора, по якій проходить струм $I_{\text{р.мін}}$.

Завданням розрахування диференційного захисту трансформатора з реле серії РНТ є визначення струму спрацювання за умовами (1.14-1.16) і кількістю витків обмоток ШНТ. На початку розрахунку визначаються вторинні струми в плечах диференційного захисту трансформатора. Сторону, де проходить найбільший струм, рекомендується приймати за основну [4]. Для цієї сторони струм спрацювання реле:

$$I_{\text{сн.осн.}} = I_{\text{сз.осн.}} \cdot K_{\text{сх.осн.}}^{(3)} / n_{\text{с.осн.}}, \quad (1.16)$$

де $I_{\text{сз.осн.}}$ - струм спрацювання захисту, вибраний за умовами (1.14)-(1.16) і приведений до напруги основної сторони;

$K_{\text{сх.осн.}}^{(3)}$ - коефіцієнт схеми для ТС на основній стороні;

$n_{\text{с.осн.}}$ - коефіцієнт трансформації ТС на основній стороні.

Для трансформаторів з великим діапазоном регулювання напруги на стороні ВН ($\Delta U_{\text{РПН}} \geq +10\%$) і великим розходженням струмів при зовнішніх КЗ при крайніх положеннях регулятора РПН, розрахунки $I_{\text{к.мах}}$ ($I_{\text{НБ}}$, вибір $I_{\text{сз}}$, вибір кількості витків обмотки ШНТ, яка належить плечу ВН) більш зручно виконувати для значень, приведених до цієї ж регульованої сторони ВН, навіть якщо на цій стороні ВН менший вторинний струм.

Кількість витків обмотки ШНТ реле РНТ, що підключається до ТС основної сторони:

$$W_{\text{осн.розр.}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср}}}, \quad (1.17)$$

де $F_{\text{ср}}$ - МДС реле, А·В (для реле РНТ-565 дорівнює (100 ± 5) А).

Кількість витків обмотки ШНТ, яка підключається на не основній стороні:

$$W_{\text{не осн. розр.}} = W_{\text{осн.}} \cdot \frac{I_{2\text{осн.}}}{I_{2\text{не осн.}}} \quad (1.18)$$

Якщо для трансформатора з великим діапазоном регулювання напруги на стороні ВН на початку розрахунку були обчислені значення $I_{\text{сп. не осн.}}$ і $W_{\text{не осн.}}$, для сторони ВН, то

$$W_{\text{осн. розр.}} = W_{\text{не осн.}} \cdot \frac{I_{2\text{не осн.}}}{I_{2\text{осн.}}} \quad (1.19)$$

Вибір кількості витків перевіряється за рівнянням

$$I_{2\text{осн.}} \cdot W_{\text{осн.}} = I_{2\text{не осн.}} \cdot W_{\text{не осн. розр.}} \quad (1.20)$$

де $I_{2\text{осн.}}$, $I_{2\text{не осн.}}$ - вторинні номінальні струми в плечах захисту відповідно для основної і не основної сторін;

$W_{\text{осн.}}$, $W_{\text{не осн. розр.}}$ - прийнята кількість витків відповідно для основної сторони і розрахункове для не основної.

Кількість витків або опір у колі короткозамкнутої обмотки реле РНТ рекомендується приймати при $I_{\text{сз}} = 1,3 \cdot I_{\text{с. ном.}}$ таким: для реле РНТ-562 - гвинти Б-Б; для реле РНТ-565 - опір у колі короткозамкнутої обмотки $R_{\text{к}} = 3 \dots 4$ Ом.

У загальному випадку для двох обмоткових трансформаторів з $\Delta U_{\text{РНТ}} = \pm 16\%$ чутливість диференційного захисту без гальмування виявляється недостатньою і тому, як правило, виконується диференційний захист із гальмуванням на реле серії ДЗТ.

Для забезпечення неспрацювання реле ДЗТ при зовнішніх КЗ на гальмівній обмотці повинна бути виставлена кількість витків [4]:

$$W = \frac{K_{\text{від}} \cdot I_{\text{нб}} \cdot W_{\text{р}}}{I_{\text{л max}} \cdot \text{tg} \alpha} \quad (1.21)$$

де $K_{\text{від}}$ - коефіцієнт відлагодження (дорівнює 1,5);

$I_{\text{нб}}$ - первинний струм небалансу, розрахований за виразами (1.10)-(1.13);

$W_{\text{р}}$ - розрахункова кількість витків робочої обмотки реле на стороні, де увімкнена гальмівна обмотка;

$I_{лmax}$ - періодична складова струму при розрахунковому зовнішньому трифазному КЗ на тій стороні трансформатора, де увімкнена гальмівна обмотка, у максимальному режимі роботи системи і з урахуванням впливу РПН трансформатора:

$tg\alpha$ - тангенс кута нахилу до осі абсцис дотичної, проведеної з початку координат до характеристики спрацювання реле, що відповідає мінімальному гальмуванню; для реле ДЗТ-11 приймається рівним 0,75...0,8 [4].

Для виключення впливу гальмівної обмотки при КЗ у зоні дії захисту на понижувальних трансформаторах при односторонньому їх живленні, якщо реле має одну гальмівну обмотку, рекомендується увімкнути її не з боку живлення, а в протилежне плече. Струм спрацювання визначається за (1.15). Розрахунки кількості витків інших обмоток реле ДЗТ-11 здійснюється так само, як для реле РНТ.

1.5 Газовий захист

Газовий захист призначений для захисту силових трансформаторів з масляним заповненням, які мають розширювачі, від усіх видів внутрішніх ушкоджень, що супроводжуються виділенням газу, прискореним протіканням масла з бака в розширювач, а також від витікання масла з бака трансформатора.

Газовий захист є дуже чутливим. При серйозних ушкодженнях трансформатора газовий захист діє миттєво: 0,1...0,2 с (при швидкості потоку масла не менше ніж на 25% вище уставки). Завдяки цим перевагам газовий захист (реле РЗТ-80) обов'язково встановлюється на всіх трансформаторах потужністю 6,3 МВА і більше, а також на всіх внутрішніх цехових понижувальних трансформаторах, починаючи з потужності 630 кВА. Допускається монтаж газового захисту і на трансформаторах від 1 до 4 МВА. На трансформаторах з РПН додатково передбачається окремий газовий захист пристрою РПН (реле РЗТ-24)[1].

У комплекті газового реле РЗТ-80 [2] є три різні пластини, кожна з яких відкалібрована на відповідну швидкість потоку масла (уставку): 0,6; 0,9; 1,2 м/с. Уставка 0,6 м/с рекомендується для трансформаторів потужністю до 40 МВА (система охолодження М і Д). Уставка 0,9 м/с - для трансформаторів понад 40 МВА з дуттям (Д). Уставка 1,2 м/с - для трансформаторів будь-якої потужності (Ц і ДЦ).

1.6 Максимальний струмовий захист від зовнішніх КЗ

Максимальний струмовий захист (м.с.з.) спрацьовує при збільшенні струму елемента, який захищається, понад установлений струм спрацювання (уставки). На понижувальних трансформаторах фактично

будь-якої потужності м.с.з. встановлюється в обов'язковому порядку як основний або резервний [1].

На трансформаторах потужністю меншою від 1 МВА м.с.з. є основним захистом від струмів, обумовлених КЗ у трансформаторі, оскільки на цих трансформаторах часто не встановлюються диференційний і газовий захисти, а струмова відсічка (якщо вона встановлюється) захищає тільки частину витків трансформатора. Крім того, м.с.з. є основним захистом шин нижньої напруги, а також резервним захистом для елементів мережі нижньої напруги.

На трансформаторах потужністю 1 МВА і вище м.с.з. встановлюється як основний захист при КЗ на шинах нижньої і середньої напруг і як резервний - при КЗ на елементах мережі, які відходять (нижньої і середньої напруг). При цьому передбачається, що на трансформаторі є диференційний і газовий захист або один з них.

На понижувальних трансформаторах м.с.з. завжди встановлюється з боку основного живлення, а на багатооб'ємних трансформаторах (крім того) - на сторонах нижньої і середньої напруг.

Для виконання м.с.з. можуть використовуватися максимальні реле струму різних конструкцій: електромагнітні, індукційні і статичні. М.с.з. з обмежено залежною характеристикою застосовується тільки на трансформаторах невеликої потужності з вищою напругою 6 або 10 кВ (іноді 35 кВ) із використанням реле типу РТВ або РТ-80. На трансформаторах із вищою напругою 35, 110, 220 кВ м.с.з. виконується з незалежною характеристикою і, як правило, на реле типу РТ-40. Схеми увімкнення струмових реле м.с.з. трансформаторів вибираються таким чином, щоб забезпечити найбільшу чутливість захисту при всіх видах зовнішніх КЗ, тобто при КЗ на сторонах НН і СН.

Схема неповної зірки є типовою для понижувальних трансформаторів 6 або 10 кВ і схемами з'єднання обмоток У/У₀ або Д/У₀, а також для трансформаторів 35 кВ, не обладнаних диференційним захистом. Схема неповної зірки виконується з трьома реле на трансформаторах із з'єднанням обмоток У/Д і Д/У₀ і з двома реле - на трансформаторах У/У₀, але за умови, що є спеціальний струмовий захист нульової послідовності від КЗ на землю на стороні НН.

Схема з'єднання ТС у трикутник, а реле в зірку, скорочено називається схемою трикутника, є типовою для трансформаторів із з'єднанням обмоток У₀/Д, У₀/У/Д, У₀/Д/У, У₀/Д-Д тощо. Схема трикутника з трьома реле застосовується на триобмоткових трансформаторах зі схемами з'єднання обмоток У₀/У/Д і У₀/Д/У, а з двома реле - на двообмоткових трансформаторах зі схемою з'єднання У₀/Д і на трансформаторах з розщепленою обмоткою НН У₀/Д-Д.

Трирелейна схема трикутника в деяких, досить рідких випадках, може знадобитися і для трансформаторів У/Д при невеликих значеннях струму

та двофазному КЗ на стороні ВН і коли дворелейна схема не забезпечує необхідного коефіцієнта чутливості захисту.

Схема увімкнення одного реле на різницю струмів двох фаз для м.с.з. трансформаторів не застосовується, тому що при одному з двофазних КЗ за трансформатором У/Д або Д/У має меншу в 1,73 раз чутливість, ніж схема неповної зірки з трьома реле при двофазному КЗ у місці монтажу захисту і за трансформаторами зі схемою з'єднання обмоток У/У.

Витримка часу в сучасних м.с.з. здійснюється за допомогою електромеханічних або напівпровідникових реле часу. На постійному оперативному струмі використовуються електромагнітні реле часу з годинниковим механізмом серій ЭВ-100 і РВ-100. На змінному оперативному струмі використовуються реле часу типу РВМ-12 і РВМ-13 [2].

Розрахунок параметрів спрацювання (уставок) м.с.з. залежить від вибору:

- струму спрацювання захисту (первинного);
- струму спрацювання реле для прийнятої схеми їх монтажу;
- часу спрацювання захисту з незалежною характеристикою або у виборі характеристики спрацювання струмових реле для захисту з залежною характеристикою.

Крім того, виконується розрахункова перевірка ТС. Уставки за струмом м.с.з. повинні забезпечувати:

- неспрацювання захисту на відключення при післяаварійних перевантаженнях;
- узгодження дії (за струмом і за часом) з захистами ліній, які живлять підстанцію, або відходять від підстанції;
- необхідну чутливість при всіх видах КЗ в основній зоні й у зоні резервування.

Для відлагодження (забезпечення неспрацювання) захисту при післяаварійних перевантаженнях необхідно вибрати його струм спрацювання більшим, ніж можливий струм самозапуску електродвигунів, які живляться від трансформатора, а також більшим, ніж можливий струм перевантаження при відключенні паралельно працюючого трансформатора чи при дії автоматичного введення резерву (АВР), в результаті якого до працюючого під навантаженням трансформатора підключається додаткове навантаження.

Для відлагодження від самозапуску електродвигунів струм спрацювання захисту:

$$I_{сз} = \frac{K_{від} \cdot K_{с.з.п} \cdot I_{роб.мах}}{K_{п}}, \quad (1.22)$$

де $K_{від}$ - коефіцієнт відлагодження (для реле РТ-40, РТ-80, РТ-90 приймається рівним 1,1...1,2; для реле РТВ - 1,2...1,4);

$K_{с.з.п}$ - коефіцієнт самозапуску, який показує відношення струму при самозапуску електродвигунів до передаварійного робочого струму;

$I_{роб.мах}$ - максимальний робочий струм (струм навантаження) силового трансформатора, з урахуванням припустимого тривалого перевантаження в аварійних умовах дорівнює $(1.3...1.4) I_{т.ном}$;

$K_{п}$ - коефіцієнт повернення реле (для реле РТ-40, РТ-80, РТ-90 дорівнює 0,8, а для реле РТВ - 0,6 ... 0,7).

Для відлагодження струму спрацювання захисту від струму перевантаження (під час дії АВР трансформаторів до працюючого під навантаженням H_1 трансформатора $Tr1$ під'єднується навантаження H_2 трансформатора $Tr2$, що вимкнувся) струм спрацювання м.с.з. $Tr1$ повинен вибиратися за виразом:

$$I_{сз.Tr1} = \frac{K_{від}}{K_{п}} \cdot (K_{сз} \cdot I_{роб.мах.Tr2} + K'_{від} \cdot I_{роб.мах.Tr1}), \quad (1.23)$$

де $K'_{від}$ - коефіцієнт відлагодження, який враховує зростання струму через трансформатор $Tr1$ у зв'язку із зниженням напруги на шинах НН, при під'єднанні до нього після АВР загальмованих двигунів, які раніше отримували живлення від трансформатора $Tr2$, (приймаються рівним 1,5...1,6); інші позначення такі ж, як у (1.22). При цьому коефіцієнт $K_{п}$ враховується тільки при навантаженні, яке, в основному, складається з електродвигунів, що беруть участь у самозапуску.

Чутливість м.с.з. оцінюється коефіцієнтом чутливості за виразом (1.9). Найменше значення струму в реле $I_{р.мін}$ визначається за мінімальним значенням первинного струму КЗ за трансформатором, з урахуванням схеми вмикання струмових реле захисту, за видом КЗ і коефіцієнта трансформації ТС.

Струм спрацювання реле $I_{сн}$ визначається за виразом (1.8), в який підставляється найбільше значення $I_{сз}$, отримане за умов (1.22) і (1.23), а також за умови узгодження чутливості з попередніми захистами.

Значення коефіцієнта чутливості для всіх м.с.з. повинні бути приблизно 1,5 - при КЗ на сторонах НН і СН трансформаторів (в основній зоні) і, приблизно, 1,2 - при КЗ у зоні резервування. Виняток складає м.с.з. трансформаторів з нижньою напругою 0,23...0,4 кВ, для якої необхідно забезпечити $K_{ч} \geq 2$ [1]. Якщо $K_{ч}$ основної зони виявляється меншим від зазначеного значення, то м.с.з. доповнюється пусковим органом напруги [2, 6-8].

Застосування пускового органа напруги дозволяє не відлагоджувати струму спрацювання м.с.з. від струмів самозапуску і перевантаження,

тобто, не враховувати коефіцієнта $K_{сзп}$ у виразі (1.22), а умову (1.23) взагалі не використовувати. Для сучасних м.с.з. з електромеханічними реле, які мають пуск за напругою, струм спрацювання може прийматися без спеціального розрахунку, рівним $1,5 \cdot I_{Т.ном}$. Таким чином, пуск за напругою робить м.с.з. більш чутливим до КЗ на шинах НН (СН) і до КЗ у мережі, тобто, в основній зоні й у зоні резервування. Тому пусковий орган напруги встановлюється практично на всіх понижувальних трансформаторах 110...220 кВ, а також на трансформаторах 35 кВ, які живлять рухоме навантаження (електродвигуни). За останні роки пуск за напругою застосовується і для захистів трансформаторів 6-10 кВ, що живлять асинхронні електродвигуни, які приймають участь у самозапущу.

Пуск за напругою здійснюється, головним чином, за допомогою комбінованого пускового органа, виконаного з одним мінімальним реле напруги (типу РН-50), увімкненим на міжфазну напругу, і одним фільтром - реле напруги зворотної послідовності U_2 (тип РНФ-1М). Це реле розриває своїм контактом коло обмотки мінімального реле струму [1].

Умови розрахунку параметрів спрацювання (уставок) пускових органів напруги і приклади розрахунку приведені в [4].

Час спрацювання захисту $t_{сз}$ вибирається при врахуванні наступних умов:

забезпечення нагрівостійкості трансформатора, для цього $t_{сз}$ не повинно перевищувати припустимих значень, зазначених у [2];

забезпечення селективності з захистами попередніх і наступних елементів.

За умовою селективності для захистів з незалежними характеристиками час спрацювання захисту наступної ділянки:

$$t_{сз,наст} = t_{сз,поперед} + \Delta t \quad (1.24)$$

де $t_{сз,поперед}$ - час спрацювання попереднього захисту;

Δt - ступінь селективності, значення якої знаходяться в межах 0,4...6 секунд для сучасних електромеханічних реле часу.

Для захистів з залежною характеристикою час спрацювання залежить від струму. Тому ступінь селективності повинен вибиратися при визначеному значенні струму:

- при узгодженні наступного (першого) і попереднього (другого) захистів з залежними характеристиками - при максимальному значенні струму КЗ на початку попередньої ділянки;

- при узгодженні наступного захисту (першого ступеня) з незалежною характеристикою і попереднім захистом (другого) з залежною характеристикою - при струмі спрацювання наступного захисту $t_{сз,наст}$.

Вибір і узгодження часу спрацювання і характеристик залежних захистів здійснюється шляхом побудови карти селективності [2, 6].

1.7 Струмовий захист від перевантаження

Перевантаження зазвичай є симетричним, тому захист від нього виконується одним реле струму, увімкненим у коло одного з ТС м.с.з. Струм спрацювання реле визначається за виразом:

$$I_{cp} = \kappa_{відл} \cdot I_{т. ном} / \kappa_{пов} \cdot n_{тс}, \quad (1.25)$$

де $\kappa_{відл} = 1,06$ - коефіцієнт відлагодження;
 $I_{т. ном}$ - номінальний струм трансформатора;
 $\kappa_{пов}$ - коефіцієнт повернення;
 $n_{тс}$ - коефіцієнт трансформації ТС.

Витримка часу приймається на ступінь селективності більшою, ніж час спрацювання захисту трансформатора від зовнішніх КЗ:

$$t_{перев} = t_{м.с.з} + \Delta t. \quad (1.26)$$

На триобмоткових трансформаторах з обмотками рівної потужності та при односторонньому живленні захист від перевантаження встановлюється тільки з боку живлення. Якщо обмотки мають різну потужність, то додатково встановлюється захист на стороні живлення обмотки меншої потужності. Якщо існує можливість передавання потужності в будь-яких напрямках, то захист від перевантаження встановлюється з усіх боків. Захист від перевантаження передбачається при паралельній роботі декількох трансформаторів потужністю по 400 кВА і більше, а також при роздільній роботі та наявності пристроїв АВР [1].

На підстанціях без чергового персоналу виконується триступеневий захист від перевантажень. Перший ступінь спрацьовує при малих перевантаженнях і діє на сигнал, переданий за допомогою телемеханіки на черговий пункт. Витримка часу t визначається за (1.26). Другий ступінь діє при великих перевантаженнях, коли потрібне швидко розвантаження. Цей ступінь діє на відключення частини споживачів, розвантажуючи трансформатор до допустимого значення. Витримка часу другого ступеня $t_2 \leq t_{дон}$, де $t_{дон}$ - допустимий час перевантаження, обумовлений перевантажувальною характеристикою трансформатора. Другий ступінь бажано виконувати з залежною від струму характеристикою, яка відповідає перевантажувальній характеристиці трансформатора. Третій ступінь - резервний, він діє на відключення трансформатора у випадку, коли другий ступінь не здійснить розвантаження. Витримка часу: $t_3 = t_2 + \Delta t < t_{дон}$.

1.8 Схеми захистів трансформаторів

На рис. 1 показана повна схема захисту на змінному оперативному струмі понижувального трансформатора, підключеного до відгалуження

лінії. На трансформаторі встановлені: диференційний, газовий, максимальний струмовий захист і захист від перевантаження, що діє на сигнал. Оперативні кола диференційного захисту та максимального струмового захисту живляться від ТС, газового захисту і захисту від перевантаження - від ТСН.

Диференційний захист виконаний за допомогою реле типу РНТ-565 (8КАТ і 9КАТ). Для живлення захисту з боку ВН використовуються вбудовані в силовий трансформатор ТС 4ТА. Внаслідок відносно малої потужності вбудованих ТС їхні вторинні обмотки з'єднуються на кожній фазі послідовно. Диференційний захист діє на увімкнення короткозамикача 2QN і вимкнення вимикача 3Q. При спрацюванні диференційного захисту контакти 8КАТ і 9КАТ (рис. 1, в) замикають коло струмових проміжних реле 17KL та 18KL типу РП-341; останні приводяться в дію і дешунтують котушки увімкнення короткозамикачів 37УАС і 38УАС і вимкнення вимикачів 39УАТ і 40УАТ. В результаті цього вмикається короткозамикач 2 QN і вимикається вимикач 3Q.

Максимальний захист (рис.1, в) виконаний за допомогою струмових реле 11КА і 12КА типу РТ-40, струмового реле часу 15КТ типу РВМ. Струмові реле 11КА і 12КА увімкнені на ТС 4ТА з боку ВН (в плече диференційного захисту), що дозволяє ввести в зону дії максимального захисту силовий трансформатор. Оскільки трансформатори струму 4ТА з'єднані в трикутник, максимальний захист не реагує на струм I_0 ; завдяки цьому виключається можливість неселективної роботи захисту при КЗ на землю в мережі ВН у тих випадках, коли нейтраль трансформатора, яка захищається, заземлена.

М.с.з. виконується з двома витримками часу. З меншою витримкою він вимикає КЗ на шинах НН і резервує відмови захистів приєднань, що відходять від них. З більшою витримкою він працює при КЗ у трансформаторі, резервуючи його диференційний захист. При спрацюванні струмового реле 11КА або 12КА замикається коло обмотки реле часу 15КТ. Останнє першим ковзним контактом 15КТ1 подає струм в обмотку струмового проміжного реле 19KL. Це реле спрацює і дешунтує котушку вимкнення 41УАТ вимикача 3Q, після цього він вимикається. Другий контакт 15КТ2 замикається з більшою витримкою часу; він пускає в хід проміжні реле 17KL і 18KL, які вмикають короткозамикач 2QN.

Газовий захист доповнює диференційний і повинен працювати, насамперед, при ушкодженнях, що супроводжуються малими струмами, при яких диференційний захист не може спрацювати через недостатню чутливість і мале значення оперативного струму, одержуваного від ТС. У цьому випадку напруга залишається близькою до нормальної, тому оперативні кола газового захисту живляться від ТВП. Контакт газового реле 14KG1, яке вимикає, діє на проміжне реле 16 KL, яке за допомогою контакту 16 утримує себе в стані спрацювання до вимкнення

короткозамикача, після цього розмикається його блок-контакт 2 QN. Другий і третій контакти реле 16KL замикають кола котушок 42YAC і 43YAT, за допомогою яких вимикається короткозамикач і вимикається 3Q. Другий контакт газового захисту 14KG2 діє на сигнал.

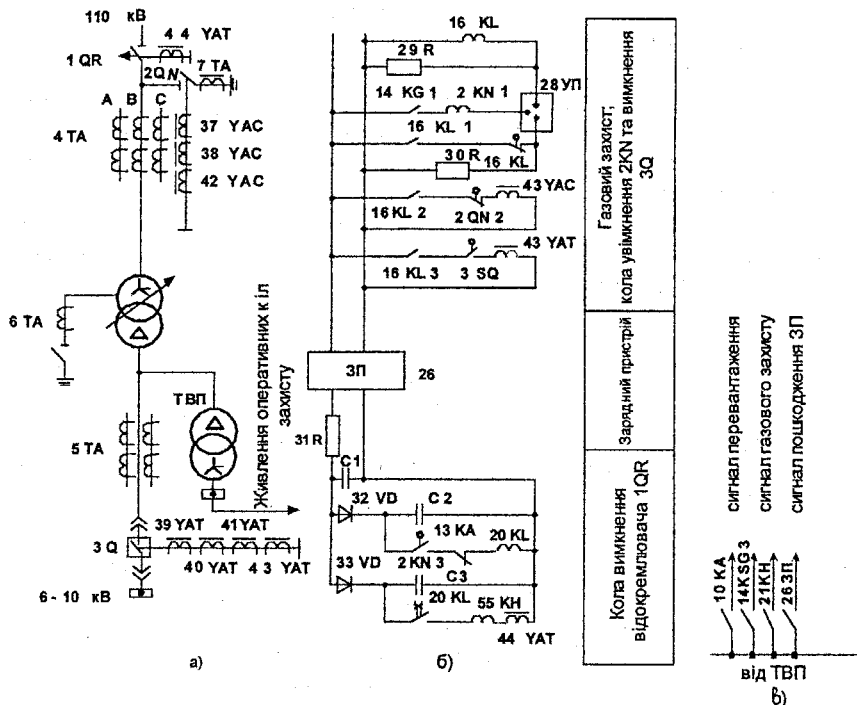


Рисунок 1 - Повна схема захисту трансформатора

Оперативне коло вимкнення відокремлювача QR живиться від попередньо заряджених конденсаторів C1, C2, C3 (рис. 1, б), цим забезпечується вимкнення відокремлювача під час безструмової паузи, коли на підстанції відсутня напруга. Зарядка конденсаторів здійснюється від зарядного пристрою ПЗ-400, який живиться від ТВП. При увімкненні короткозамикача 2QN і відсутності в ньому струму блок-контакт 2QN і контакт струмового реле 13КА замикає коло проміжного реле уповільненої дії 20KL, останнє з великою витримкою часу 0,2 с. замикає коло котушки вимкнення відокремлювача 44 YAT.

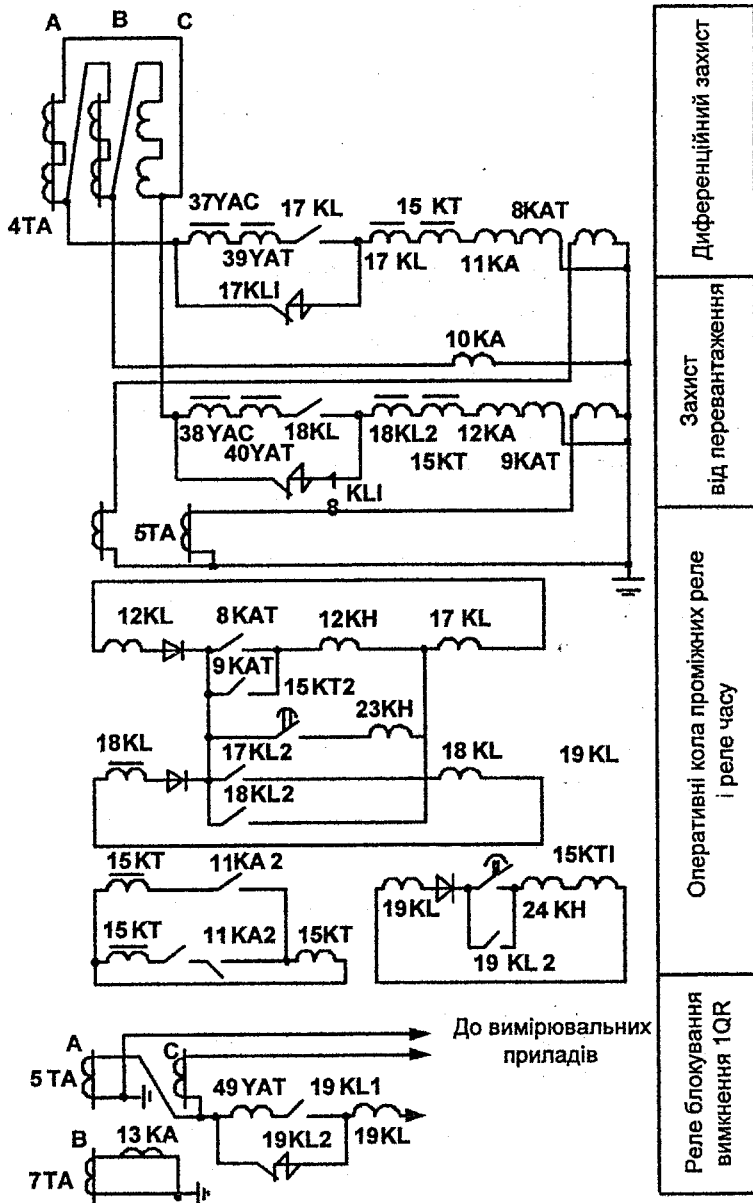


Рисунок 2 - Схема первинних кіл захисту трансформатора

Сигнал про перевантаження подається струмовим реле 10КА, оперативне коло якого живиться від трансформатора власних потреб (ТВП).

Схема захисту, що розглядається, призначена для трансформаторів потужністю 7,5...20 МВА. На більш потужних трансформаторах захист виконується так само, але для більшої надійності диференційний захист виконується трифазним.

2 АВТОМАТИЧНЕ УВИМКНЕННЯ РЕЗЕРВУ НА ПІДСТАНЦІЯХ

2.1 Загальні положення

На підстанціях, в основному, здійснюється розмежувальна робота джерел електропостачання і, отже, одностороннє живлення споживачів. Застосування такого режиму дозволяє, в першу чергу, істотно знизити значення струмових КЗ і застосувати більш дешеву апаратуру. Водночас при розмежованій роботі імовірність порушення електропостачання споживачів значно вища ніж при одночасній роботі двох і, тим більше, трьох незалежних джерел живлення. Однак, ця нестача схем розмежованого живлення майже цілком усувається застосуванням пристроїв АВР.

Схема АВР повинна приходити в дію при зникненні напруги на шинах підстанції з будь-якої із двох причин:

- при аварійному, помилковому або довільному вимкненні вимикача робочої напруги, який знаходиться на даній підстанції;

- при зникненні напруги на даній підстанції без вимкнення встановленого вимикача робочого живлення.

Вимкнення вимикача живлячої робочої лінії на даній підстанції здійснює пусковий орган схеми АВР. Цей пристрій повинен давати команду на вимкнення вимикача робочої лінії при наявності одночасно двох умов: значного зниження напруги на шинах даної підстанції і наявності напруги на резервному джерелі живлення. На підстанціях, де встановлені великі синхронні електродвигуни, в пусковому органі пристрою АВР повинно передбачатися також реле зниження частоти, яке прискорює спрацювання пускового органа і всієї схеми АВР.

При значному зниженні напруги на підстанції пусковий орган пристрою АВР повинен давати команду на вимкнення вимикача робочої лінії з деякою витримкою часу з таких причин:

- значне зниження або повне зникнення напруги на шинах підстанції може відбуватися при КЗ на елементах прилеглої мережі, яке ліквідується релейним захистом цих елементів;

вимкнення робочої лінії, яке викликало втрату напруги на підстанції, може відбутися через нестійке ушкодження. У цьому випадку успішно спрацює пристрій АПВ лінії, і напруга буде відновлена.

Однак, досить широко застосовується і така схема АВР, яка не зумовлюється уповільненням дії АПВ (або АВР) на живлячому елементі. Це схема АВР з автоматичним поверненням до доварійної схеми підстанції.

Дія пристрою АВР повинна бути одноразовою. З цієї метою застосовується двопозиційне реле, яке після спрацювання пристрою АВР залишається в новому положенні (позиції), це виключає багаторазову дію АВР, а в поширених схемах АВР на постійному оперативному струмі встановлюється спеціальне проміжне реле з уповільненим поверненням, через замкнені контакти якого встигає пройти тільки одна команда на увімкнення резервного вимикача, після чого цього контакти розмикаються [5].

Пристрій АВР повинен забезпечувати швидке вимкнення резервного вимикача при його увімкненні на стійке КЗ. Для цього виконується, так зване, прискорення захисту після АВР аналогічне тому, яке робиться після АПВ.

Дія пристрою АВР не повинна викликати неприпустимих переважань устаткування, небезпечних несинхронних увімкнень синхронних двигунів і генераторів, а також неправильних дій релейного захисту. При спрацюванні пристрою АВР повинен забезпечуватися самозапуск загальмованих електродвигунів, які втратили живлення при вимкненні робочого джерела.

На всіх вимикачах, які знаходяться в режимі АВР, повинен здійснюватись постійний контроль за справністю кола увімкнення.

2.2 Розрахування параметрів спрацювання АВР

Мінімальне реле напруги або реле часу з якорем пускового органа, що повертається, пристрою АВР повинні бути налагоджені так, щоб спрацювання АВР відбувалося при зниженні напруги до:

$$U_{cp} = (0,25 \div 0,4)U_{ном} . \quad (2.1)$$

Для реле, які контролюють наявність напруги на резервному джерелі (у схемі АВР, головним чином, на оперативному постійному струмі), напруга спрацювання вибирається за умови відлагодження від мінімальної робочої напруги і приймається зазвичай:

$$U_{cp} = (0,6 \div 0,65)U_{ном} . \quad (2.2)$$

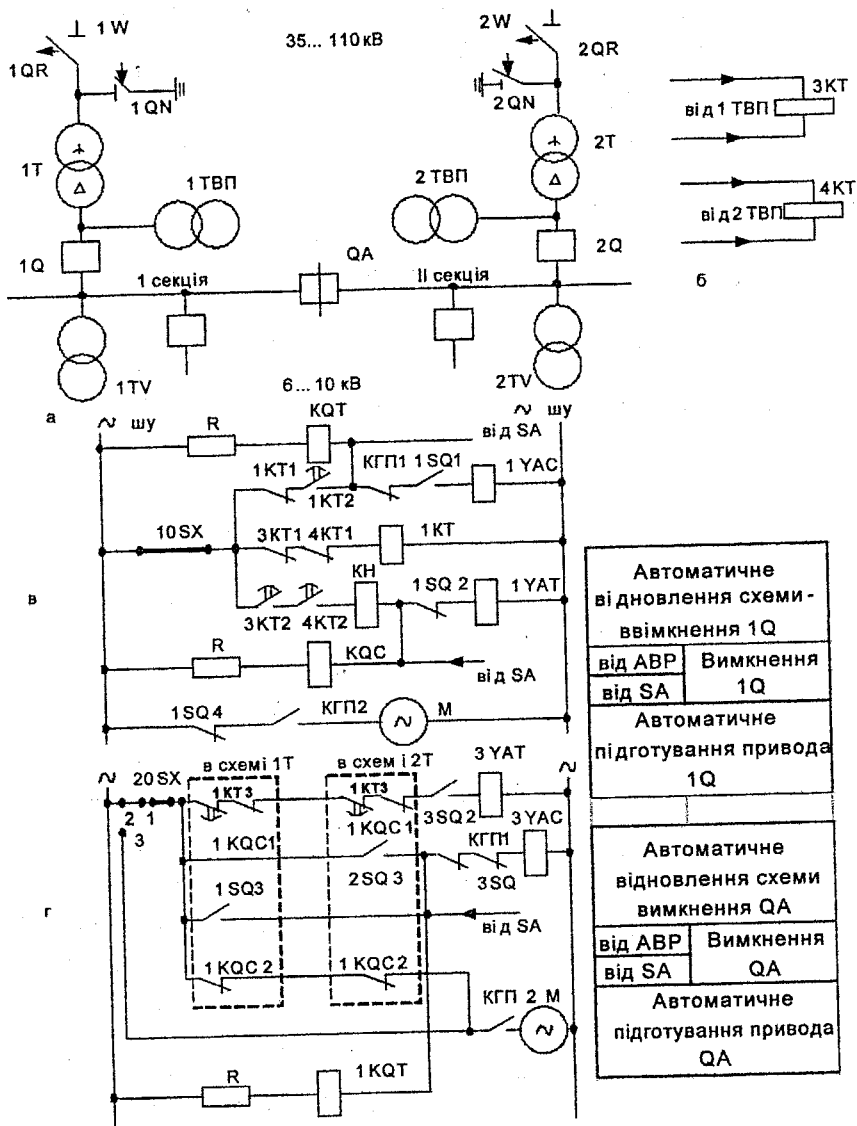


Рисунок 3 – Схема АВР двосторонньої дії

Частота спрацювання частотного пускового органа пристрою АВР приймається 46 ± 48 Гц. Час спрацювання пускового органа мінімальної напруги пристрою АВР вибирається за наступними умовами:

за умовою відлагодження від часу спрацювання тих захистів, у зоні дії яких ушкодження можуть викликати зниження напруги, яке нижче від прийнятого за умовою (2.1):

$$t_{\text{срАВР}} = t_1 + \Delta t, \quad (2.3)$$

$$t_{\text{срАВР}} = t_2 + \Delta t, \quad (2.4)$$

де t_1 – найбільший час спрацювання захисту елементів шин ВН підстанції;

t_2 – те ж, для елементів шин, на яких встановлений пристрій АВР;

Δt – ступінь селективності, прийнятий рівним 0,6 с., при використанні реле часу АВР зі шкалою до 9 с. (ЭВ-215 – ЭВ-235), і рівним $1,5 \pm 2$ с – зі шкалою до 20 с. (ЭВ-245), за умовою узгодження дій пристрою АВР з іншими пристроями автоматики вузла (АПВ, АВР). Наприклад, для пристрою АВР з метою спрацювання пристрою АПВ одноразової дії лінії Л1 або лінії Л2:

$$t_{\text{срАВР}} = (t_{\text{сз}} + t_{\text{АПВ}})_{\text{Л1(Л2)}} + t_{\text{зап}} \quad (2.5)$$

де $t_{\text{сз}}$ – час дії надійного захисту лінії Л1 (Л2);

$t_{\text{АПВ}}$ – уставки за часом циклу АПВ;

$t_{\text{зап}}$ – запас за часом, прийнятий $2,5 \pm 3,5$ в залежності від типів вимикачів і реле часу в схемах захистів, АПВ, АВР.

Уставки за часом пристрою автоматичного відновлення нормальної схеми підстанції вибираються, приблизно, такими: 15 с. – на увімкнення вводу і 20 с. – на вимкнення резервного вимикача.

2.3 Схема пристрою АВР двосторонньої дії

Схема пристрою АВР двосторонньої дії на секційному вимикачі 6/10 кВ двотрансформаторної підстанції 110/6/10/ кВ, на якій усі вимикачі обладнані пружинними приводами, показана на рис. 3. Відмінна риса цієї схеми - використання двох пристроїв:

АВР двосторонньої дії, яка вмикає секційний вимикач QA при вимкненні 1Q або 2Q;

автоматичного відновлення (повернення) до нормальної схеми підстанції.

На рис. 3 допоміжні контакти вимикачів і контакти реле показані в робочому положенні. Як видно зі схеми, вимикачі 1Q і 2Q увімкнені, а QA вимкнений. Напруга на I і II секціях є.

Роль пускового органу напруги пристрою АВР виконують два реле часу ЗКТ і 4КТ, які забезпечують задану витримку часу при поверненні якорів реле внаслідок зниження чи зникнення напруги (реле типу ЭВ-215 – ЭВ-245 або ЭВ-215К – ЭВ-245К [9]). Реле ЗКТ живиться від ТВП свого трансформатора, а 4КТ - від трансформатора напруги відповідних секцій шин 1TV (або 2TV). На схемі реле ЗКТ і 4КТ знаходяться в положенні, коли якір реле втягнутий. Їхні кінцеві контакти ЗКТ2 і 4КТ2 - розімкнуті, а миттєві контакти ЗКТ1 і 4КТ1 - замкнені. Пусковим органом пристрою автоматичного відновлення первинної схеми підстанції є реле часу 1КТ типу ЭВ-248, яке спрацьовує при подачі напруги. На схемі реле 1КТ показано під напругою в стані спрацювання його кінцевого контакту, 1КТ3 і миттєвий контакт 1КТ1 замкнені; контакт, що прослизає, 1КТ2 розімкнеться; він замикається короткочасно (на $\approx 1,5$ с.) тільки в процесі спрацювання реле, а також короткочасно – при поверненні реле. Реле в положенні "увімкнене" 1КQC – також під напругою і його контакти 1КQC1 та 1КQC2 – замкнені (рис. 3). Розглянемо роботу схеми у випадку пошкодження трансформатора Т1. Диференційний і газовий захисти Т1 діють на увімкнення 1QN і вимкнення 1Q. Наслідки увімкнення 1KN тут не розглядаються, а при вимкненні 1Q замикається його допоміжний контакт 1Q3 у колі увімкнення QA. Якщо привід QA підготовлений (контакт КГП1 замкнутий), то відбувається АВР секційного вимикача і відновлення напруги на 1 секції. Контролювання наявності напруги на сусідній секції здійснюється тим, що напруга на шинки надійного живлення 1ШУ і 2ШУ подається від 2ТВП. Одноразовість дії пристрою АВР забезпечується тим, що при його вимкненні 1Q позбавляється живлення, повертається реле 1КQC і розмикається контакт 1КQC2 у колі автоматичного підготування приводу QA. Таким чином, увімкнення QA відбувається тільки один раз. Робота схеми в інших аварійних випадках – при вимкненні 1Q з боку джерела, – здійснюється за допомогою пускового органу мінімальної напруги – реле ЗКТ і 4КТ. При значному зниженні напруги на шинах першої секції підстанції якори цих реле починають повертатися, а годинникові механізми відраховувати заданий час, по закінченні якого замикаються контакти ЗКТ2 і 2КТ2 у колі вимкнення 1Q. При наявності напруги на шинах 1ШУ і 2ШУ (від 2ТВП) вимикач 1Q – вимикається. Далі схема АВР діє на увімкнення, а також, як вже описано, доти, поки з боку 1W відсутня напруга, якір реле ЗКТ не втягнутий і його миттєвий контакт ЗКТ1 розімкнутий. Але як тільки на лінію 1W буде подана напруга з боку живлячого джерела, в реле ЗКТ втягається якір і замикається миттєвий контакт ЗКТ1, після цього спрацьовує реле 1КТ, замикається спочатку його миттєвий контакт 1КТ1, потім – проковзуючий контакт 1КТ2 і вимикач 1Q вмикається (рис.3). Відбувається короткочасне з'єднання ліній 1W і 2W через QA. Але ще через декілька секунд замикається контакт 1КТ3 і відбувається вимкнення QA (рис. 3). Як видно зі схеми, коло електромагніта вимкнення ЗУАТ QA збирається за умови

одночасного увімкнення 1Q і 2Q, про що свідчать замкнені контакти 1KQC1 відповідних реле в положенні "увімкнено", а також замкнені контакти 1КТЗ у схемах керування 1Т і 2Т. При одночасно увімкнених 1Q і 2Q дозволяється також автоматичне підготування привода (заведення пружин) вимикача QA. Таким чином, приблизно через 20 секунд після відновлення напруги, на лінії 1W автоматично відновлюється нормальна (передаварійна) схема підстанції з вимкненням QA, це автоматично готує її до майбутньої дії пристрою АВР. Так само схема АВР працює і при вимкненні 1Q (2Q) від сигналу м.с.з. трансформатора або від спеціального захисту шин 6(10) кВ відповідної секції.

З ПРИКЛАД РОЗРАХУВАННЯ УСТАВОК М.С.З. ТРАНСФОРМАТОРІВ ДВОТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

Вибираємо уставки м.с.з. трансформаторів 110 кВ двотрансформаторної підстанції, для цього скористаємось таблицями 1, 2 (додаток А). Всі необхідні для розрахунку дані приведені в тексті прикладу і на рис. 4.

Паралельна робота трансформаторів не передбачається. Секційний вимикач 10 кВ знаходиться в автоматичному резерві (АВР).

Розрахунок робимо в такій послідовності:

1. Розраховуються струми КЗ при мінімальному і максимальному режимах системи живлення для точок К1 і К2. Для точки К2 за формулами (1.2) - (1.6) визначаються:

$$X_{T.min} = 0.095 \cdot 96,62^2 / 6,3 = 141 \text{ Ом},$$

$$X_{T.max} = 0,11 \cdot 126^2 / 6,3 = 277 \text{ Ом},$$

$$I_{K.max.VH}^{(3)} = 110000 / \sqrt{3} / (15+141) = 410 \text{ А},$$

$$I_{K.max.HH}^{(3)} = 410 \cdot 96,6 / 11 = 3600 \text{ А},$$

$$I_{K.min.VH}^{(3)} = 126000 / \sqrt{3} / (36+277) = 230 \text{ А},$$

$$I_{K.min.HH}^{(3)} = 230 \cdot 126 / 11 = 2600 \text{ А}.$$

2. Розраховується струм самозапуску навантаження з врахуванням того, що навантаження – узагальненого типу ($I_{*нав} = 0,35$). Опір узагальненого навантаження віднесений до номінальної потужності трансформатора і найменшої напруги сторони ВН (96,6 кВ):

$$X'_{нав} = X_{*нав} \cdot [U_{cp.VH} \cdot (1-\Delta U_{РПН})]^2 / S_{ном.тр} = 0,35 \cdot 96,62^2 / 6,3 = 520 \text{ Ом}.$$

Максимальний струм самозапуску, який проходить по регульованій стороні ВН трансформатора з РПН, визначається так:

$$I_{сзп.max.VH} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.max} + X_{T.min} + X'_{нав})} = 110000 / \sqrt{3} \cdot (15+141+520) = 94 \text{ А}.$$

Стосовно максимального робочого струму трансформатора, який дорівнює 1,05 від номінального (33А), коефіцієнт самозапуску $K_{сзн} = 94/33 = 2,8$. Струм самозапуску, який проходить по стороні НН, дорівнює $94A \cdot 96,6/11 = 825 A$.

3. Вибираємо струм спрацювання селективного максимального захисту з незалежною характеристикою. Захист встановлений на секційному вимикачі 10 кВ (QA). Максимальний робочий струм QA може бути рівним максимальному робочому струму будь-якого з двох трансформаторів. У свою чергу, для кожного з трансформаторів максимальний робочий струм при введеному АВР не повинен бути більшим від $0,65 \pm 0,7$ його номінального струму. Тоді за умовою неспрацювання від самозапуску двигунів

$$I_{сз2} = K_{зав} K_N K_{сзн} I_{роб. max} / K_{пов} = 0,7 \cdot 1,1 \cdot 825 / 0,8 = 800 A.$$

За умовою узгодження чутливості з захистами першої лінії 10 кВ (не працюючими паралельно) [6]:

$$I_{сз2} = \frac{K_{н.с}}{K_p} \cdot [(n \cdot I_{сз. перед})_{max} + \sum_1^{N-n} I_{роб. max(N-n)}] = 1,4 \cdot (320 + 170) = 660 A,$$

де сумарне навантаження непошкоджених ліній визначається як різниця між максимальним робочим струмом секції (230 А) і робочим струмом ушкодженої лінії (60 А), з яким робиться узгодження; $K_{узз} = 1,4$ (табл. 2). Перевіряється коефіцієнт чутливості захисту 2 в основній зоні за формулою:

$$K_{ч}^{(2)} = I_{к. min} / I_{сз} = 0,865 \cdot 2600 / 800 = 2,8 > 1,5.$$

4. Вибираємо час спрацювання захисту 2 таким чином, щоб при його струмі спрацювання (800 А) дотримувався ступінь селективності між захистами 1 і 2. Захист 1 при струмі 800 А має $K_{ч} = 800/320 = 2,5$ і $t_{сз1} \approx 1,3$ с за типовою характеристикою реле РТ-80. Тоді, $t_{сз2} = 1,3 + \Delta t = 1,3 + 0,7 = 2$ с. Оскільки $t_{сз2} = 2$ с, доцільно виконати прискорення дії цього захисту при спрацюванні АВР. Час дії захисту по колу прискорення приймається, приблизно, 0,5 с. [6].

5. Вибираємо струм спрацювання м.с.з. на стороні 110 кВ трансформаторів. За умовою відлагодження від самозапуску, з врахуванням того, що в деяких режимах трансформатор може бути навантажений до $1,3 I_{т.ном}$ (при відсутності другого трансформатора), струм спрацювання його максимального захисту

$$I_{сз3} = 1,1 \cdot 1,3 \cdot 94 / 0,8 = 170 A (445 \% I_{ном. тр}).$$

За умовою увімкнення додаткового навантаження при спрацюванні пристрої АВР:

$$I_{сз3} = \kappa_n \cdot K_{зав} (\kappa_{сзп} I_{роб. максек2} + I_{роб. макс. тпл}) = 1.2 \cdot (0.7 \cdot 94 + 0.7 \cdot 33) = 107 \text{ А,}$$

вважаючи, що кожний із трансформаторів завантажений на 70%.

За умовою узгодження з захистом 2 на QA 10 кВ (для 1Т, аналогічно і для 2Т):

$$I_{сз3} = \kappa_{юзз} \cdot K_{зав} (I_{сз2} + I_{роб. макс. 1Т}) = 1.3 \cdot \left(\frac{11}{115} \cdot 800 + 0.7 \cdot \frac{11}{115} \cdot 330 \right) = 128 \text{ А,}$$

де $\kappa_{юзз} = 1.3$ береться з табл. 2 (додаток А). В цій умові розглядається видалене КЗ на одній із ліній, що відходить від сусідньої секції (яка живиться через QA), при відмові захисту або вимикача цієї лінії. При такому КЗ навантаження 1Т може залишатися, приблизно таким, як робоче максимальне навантаження.

Таким чином, для захисту 3 приймається $I_{сз3} = 170 \text{ А}$. Для ТС типу ТВТ-110 приймається $n_c = 150/5$, тому що при $n_c = 100/5$ потужність ТС мала і вони, як правило, не забезпечують точної роботи захисту. Тоді за виразом:

$$I_{ср} = I_{сз} \cdot \kappa_{сх}^{(3)} / n_c = 170 \cdot \sqrt{3} / 30 = 9.8 \text{ А}$$

перевіряється чутливість захисту 3 в основній зоні (при заданій роздільній роботі трансформаторів):

- а) при двофазному КЗ за трансформатором (точка К2) розрахунковий струм у реле відповідно до табл. 3 (додаток А):

$$I_{р. \min}^{(2)} = 1.5 I_{к. \min}^{(3)} / n_T = 1.5 \cdot 230 / 30 = 11.5 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості $K_{ч}^{(2)}_{2осв} = 11.5 / 9.8 = 1.17 \ll 1.5$. Тому необхідно м.с.з. виконати з пусковим органом напруги, це дозволить забезпечити достатню чутливість захисту [2; 4, 5; 14];

- б) при двофазному КЗ на виводах 110 кВ (точка К1) розрахунковий струм к.з. у реле: струм к.з. в точці КЗ при кз перед обмоткою ВН трансформатора $I_{кз \text{ ВН } \min}^{(3)} = U_{ВН} / (X_{с \min})$

$$I_{кз \text{ р. } \min}^{(2)} = \kappa_{сх} I_{кз \text{ ВН } \min}^{(3)} / n_{TC} = \sqrt{3} \cdot 1800 / 30 = 104 \text{ А,}$$

а коефіцієнт чутливості становить $K_{ч} \gg 1.5$.

6. Час спрацювання для першого ступеня захисту 3, що діє на вимкнення вимикача 10 кВ, вибирається на ступінь селективності більшим, ніж для захисту 2 на QA 10 кВ, тобто 2,4 с. Для другого ступеня можна прийняти 2,8 с. Ступінь селективності 0,4 с допускається для захистів із незалежною витримкою часу [4].

7. Розрахункова перевірка ТС на сторонах 110 і 10 кВ робиться відповідно до методики, викладеної в [4].

8. Визначається струм спрацювання реле блокування вимкнення відокремлювача 1QR, яке повинне надійти, з $K_{ч} > 2$, спрацювати при

увімкненні короткозамикача QN, тобто, при струмі двофазного КЗ у точці К1 в мінімальному режимі роботи системи:

$$I_{cp} = I_{k \min} / 2 \cdot n_c .$$

4 ЗАВДАННЯ ДЛЯ ВИКОНАННЯ КОНТРОЛЬНОЇ РОБОТИ

Контрольна робота на тему: "Розрахунок уставок релейних захистів та автоматики двотрансформаторної підстанції" призначена для студентів заочної форми навчання.

Для виконання контрольної роботи необхідно:

1. Зробити розрахунок уставок захистів двотрансформаторної підстанції.
2. Розрахувати уставки пристрою автоматичного введення резервного джерела живлення (АВР).
3. Нарисувати розгорнуті схеми захистів і АВР.

Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 1. Варіант знаходять за номером групи і порядковим номером студента у списку групи. Тип захисту (з реле російського виробництва фірм "ALSTOM" або "ABB") задає викладач.

Таблиця 1 – Вихідні дані для розрахунку захистів трансформаторів

Група	Порядковий номер студента в списку групи	S_n, MVA	U_n, kV		$U_k, \%$			$\Delta U_{r\%}$	Опір системи, Ом		Схема з'єднань обмоток
			ВН	НН	max	середнє	min		max	min	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1.0	35	6.3	6.85	6.5	6.0	9	2.0	4.5	у/у
	2	1.0	35	11	6.85	6.5	6.0	9	1.8	3.8	у/у
	3	1.6	35	6.3	6.85	6.5	6.0	9	2.2	4.8	у/у
	4	1.6	35	11	6.85	6.5	6.0	9	1.6	3.5	у/у
	5	2.5	35	6.3	6.85	6.5	6.0	9	1.5	3.7	д/д
	6	2.5	35	11	6.85	6.5	6.0	9	1.7	3.2	д/д
	7	4.0	35	6.3	8.6	7.5	7.0	9	2.1	4.0	у/у
	8	4.0	35	11	8.6	7.5	7.0	9	1.2	2.8	у/у
	9	6.3	35	6.3	8.6	7.5	7.0	9	1.4	3.4	у/у
	10	6.3	35	11	8.6	7.5	7.0	9	1.8	4.1	у/у
	11	10	36.75	6.3	8.6	7.5	7.0	12	3.0	6.5	у/у
	12	10	36.75	10.5	8.6	7.5	7.0	12	2.8	6.0	у/у
	13	16	36.75	6.3	8.6	7.5	7.0	12	2.5	5.4	у/у
	14	16	36.75	10.5	8.6	7.5	7.0	12	2.0	4.3	д/д
	15	25	36.75	6.3	10.2	9.5	8.7	12	2.2	4.9	д/д
	16	25	36.75	10.5	10.2	9.5	8.7	12	1.0	3.0	у/у
	17	32	36.75	6.3	12.2	11.5	10.8	12	3.4	3.4	у/у
	18	32	36.75	10.5	12.2	11.5	10.8	12	1.4	3.8	у/у
	19	40	36.75	6.3	12.2	11.5	10.8	12	2.1	4.7	у/у
	20	40	36.75	10.5	12.2	11.5	10.8	12	1.7	4.0	у/у
	21	2.5	110	6.6	11.85	10.5	9.63	16	1.6	3.2	у/д
	22	2.5	110	11	11.85	10.5	9.63	16	2.8	5.0	у/д
	23	6.3	115	6.6	11.85	10.5	9.63	16	2.9	5.4	у/д
	24	6.3	115	11	11.85	10.5	9.63	16	3.0	5.8	у/д
	25	10	115	6.6	12.36	10.5	8.7	16	3.2	6.6	у/д
2	1	10	115	11	12.36	10.5	8.7	16	4.0	9.0	у/д
	2	16	115	6.6	12.36	10.5	8.7	16	4.2	9.4	у/д
	3	16	115	11	11.71	10.5	9.8	16	4.4	9.6	у/д
	4	25	115	6.3	11.72	10.5	9.84	16	4.8	9.8	у/д
	5	25	115	10.5	11.72	10.5	9.84	16	5.0	10.0	у/д
	6	32	115	6.3	11.58	10.5	9.77	16	3.3	5.2	у/д
	7	32	115	10.5	11.58	10.5	9.77	16	3.8	8.6	у/д

Продовження таблиці 1 – Вихідні дані для розрахунку захистів трансформаторів

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	8	40	115	6.3	11.46	10.5	9.59	16	3.4	8.0	у\д
	9	40	115	10.5	11.46	10.5	9.59	16	3.5	7.5	у\д
	10	16	158	6.6	11.5	11	10.8	16	4.1	8.8	у\д
	11	16	158	11	11.5	11	10.8	16	2.5	6.0	у\д
	12	32	158	6.6	10.86	10.5	10.14	16	3.2	6.1	у\д
	13	32	158	11	10.86	10.5	10.14	16	4.0	8.9	у\д
	14	32	230	6.6	12.7	12	12.6	12	1.6	3.7	у\д
	15	32	230	11	12.7	12	11.6	12	1.2	2.5	у\д
	16	32	230	38.5	12.7	12	11.6	12	1.3	3.0	у\д
	17	6.3	115	38.5	11.85	10.5	9.63	16	1.1	2.7	у\д
	18	10	115	38.5	12.36	10.5	8.7	16	1.0	2.4	у\д
	19	16	115	38.5	11.71	10.5	9.8	16	9	2.2	у\д
	20	63	115	10.5	11.9	10.5	9.84	16	8	2.0	у\д
	21	63	115	38.5	11.9	10.5	9.84	16	7	1.9	у\д
	22	63	230	38.5	12.7	12	11.6	12	1.9	4.1	у\д
	23	63	230	11	12.7	12	11.6	12	1.8	3.9	у\д
24	63	36.75	6.3	12.2	11.5	10.8	12	1.7	3.6	у\у	
25	63	36.75	10.5	12.2	11.5	10.8	12	1.5	3.4	у\у	

ЛІТЕРАТУРА

1. Шабад М.А. Защита трансформаторов распределительных сетей. - Л.: Энергоиздат, 1981. - 137 с.
2. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - Л.: Энергоатомиздат, 1984. - 296с.
3. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Схемы. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 96с.
4. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 97с.
5. Гизила Е.П. Расчет устройств автоматики энергосистем. - Киев: Вища школа, 1974. - 344 с.
6. Техническое обслуживание релейной защиты и автоматики электростанций и электрических сетей / Сост. Ф.Д. Кузнецов, А.К. Белотелов; Под ред. Б.А. Алексеева. - Ч.2: Реле дифференциальных, направленных и фильтровых защит. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. - 88 с.
7. Техническое обслуживание релейной защиты и автоматики электростанций и электрических сетей / Сост. Ф.Д. Кузнецов, А.К. Белотелов; Под ред. Б.А. Алексеева. - Ч.4: Электроавтоматика. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. - 72 с.
8. Букович Н.В. Протиаварійна режимна автоматика електроенергетичних систем: Навч. посібник. - Львів: Видавництво "Бескід Біт", 2003. - 224с.
9. Дмитренко А.М. Учет переходных процессов при выборе параметров времяимпульсных дифференциальных защит трансформаторов (автотрансформаторов) // Электричество. 1995. №1. - С.22-25.
10. Королев Е.П., Либерзон Э.М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. - М.: Энергия, 1980. - 189 с.
11. Трансформаторы тока / В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель и др. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 176 с.
12. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др. - М.: Энергоатомиздат, 1985. - 348 с.
13. Дмитренко А.М. Рекомендации по применению и выбору уставок функционального блока дифференциальной защиты трансформаторов терминала типа RET 316. - Чебоксары: АВВ -Реле, 2002. - 12с.
14. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. - М.: Энергоатомиздат, 1990. - 326 с.
15. Байтер И.И., Богданова Н.А. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 268 с.

16. SPAD 346С. Дифференциальное реле с торможением. Руководство пользователя и техническое описание. - Чебоксары: АВВ -Реле, 2002. - 8с.

17. Главадский В.Г. Рекомендации по выбору уставок защит электротехнического оборудования с использованием микропроцессорных устройств концерна ALSTOM. - М.: РСВ GEE4, 2000. - 119с.

Додаток А
Довідкові дані

Таблиця А.1 – Міжфазні значення напруги мереж

Напруга, кВ		
номінальна	середньономінальна	максимально допустима
3	3,15	3,5
6	6,3	6,9
10	10,5	11,5
20	20	23
35	37	40,5
110	115	126
150	154	172
220	230	252
330	340	373

Таблиця А.2 - Значення $K_{\text{вд}}$ для м.с.з. понижувальних трансформаторів

Тип реле захисту		Трансформатори	
трансформаторів на стороні ВН	ліній, які відходять які стороні НН	без РПН	з РПН на стороні ВН
РТ - 40	РТ - 40	1,25	1,3
РТ - 40	РТ - 80	1,3	1,35
РТ - 40	РТВ	1,4	1,45
РТВ	РТВ	1,5	1,6

Таблиця А.3 - Формули для визначення розрахункових струмів в реле м.с.з. при двофазних КЗ

Схема виконання м.с.з.	$K_{\text{сх}}$	Струми в реле при двофазному КЗ	
		в місці встановлення захисту або за трансформатором У/У - О	за трансформатором Уо/Д - 11
1	2	3	4
повна зірка	1	$I_p = 0,865 I^{(3)}_{\kappa/n_c}$	$I_p = I^{(3)}_{\kappa/n_c}$
неповна зірка з двома реле	1	$I_p = 0,865 I^{(3)}_{\kappa/n_c}$	$I_p = 0,5 I^{(3)}_{\kappa/n_c}$
неповна зірка з трьома реле	1	$I_p = 0,865 I^{(3)}_{\kappa/n_c}$	$I_p = I^{(3)}_{\kappa/n_c}$
трикутник з трьома реле	1,73	$I_p = 1,73 I^{(3)}_{\kappa/n_c}$	$I_p = 1,5 I^{(3)}_{\kappa/n_c}$

Продовження таблиці А.3

1	2	3	4
трикутник з двома реле	1,73	$I_p = 0,865 I^{(3)}_{R/n_c}$	$I_p = 1,5 I^{(3)}_{R/n_c}$
схема увімкнення одного реле па різницю струмів двох фаз А і С	1,73	$I_p = 0,865 I^{(3)}_{R/n_c}$	Схема не використовується

Додаток Б

Вибір уставок та вимоги до застосування функціонального блока диференційного захисту трансформаторів термінала типу RET 316 фірми АВВ

1 Загальні положення

Термінал RET 316 вмикає функціональні блоки диференційного захисту, максимального струмового захисту і ряд інших. Галузь застосування термінала RET 316 визначається, в основному, можливостями функціонального блока диференційного захисту [13].

Термінал RET 316 варто застосовувати на електричних станціях і інших об'єктах для захисту трансформаторів власних потреб, трансформаторів зв'язку і блокових трансформаторів. При цьому для захисту генераторів доцільно використовувати RET 316 або інший термінал з аналогічними функціями.

В електричних мережах і на електричних станціях термінал RET 316 варто використовувати для захисту триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів (у тому числі автотрансформаторів зв'язку).

Особливістю режимів електричних станцій є великий час T_a гасіння аперіодичних складових перехідних струмів у порівнянні з розподільними мережами. Це повинно враховуватися при виборі уставок в терміналі RET 316.

2 Основні характеристики і принципи функціонування блока диференційного захисту

Нелінійна гальмівна характеристика описується виразом

$$I_{\Delta*} = v \cdot I_{H*}, \quad (2.1)$$

де $I_{\Delta*}, I_{H*}$ - відносні значення диференційного і гальмівних струмів відносно номінального струму;

v - коефіцієнт гальмування.

Диференційний струм розраховується за формулою:

$$I_d = |\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3|, \quad (2.2)$$

де $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_3$ - комплексні чинні значення перших гармонік струмів плечей захисту при умовному позитивному напрямку їх усередину об'єкта, який захищається.

Гальмівний струм визначається за виразом:

$$I_H = \begin{cases} \sqrt{I'_1 \cdot I'_2 \cdot \cos \alpha}, & \text{для } \cos \alpha \geq 0; \\ 0, & \text{для } \cos \alpha < 0, \end{cases} \quad (2.3)$$

де I'_1 - чинне значення першої гармоніки найбільшого зі струмів плечей;

$$I_2 = |I_\Delta - I_1'|;$$

$$\alpha = \angle(I_1', -I_2').$$

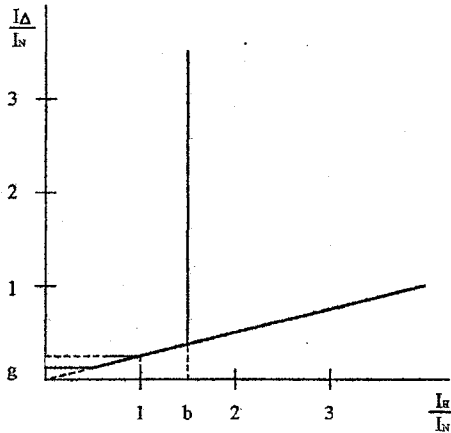


Рисунок Б1 - Гальмівна характеристика

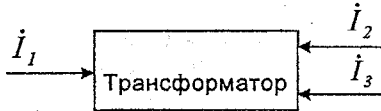


Рисунок Б2 - Схема надходження сигналів до захисту

Характеристика (2.1) справедлива при $I_{\Delta*} \geq g$, де g - уставка початкового струму спрацювання.

При КЗ в трансформаторі в зоні захисту в більшості випадків $\cos \alpha < 0$, тому термінал працює без гальмування.

При великих струмах зовнішніх КЗ гальмівна характеристика переходить у вертикальну ділянку, за якою диференційний захист блокується. Блокування здійснюється при виконанні умов: $I_{H*} < b$ або $I_{1*}' < b$ або $I_{2*}' < b$.

Уставка g -High (підвищена уставка g) може активізуватися зовнішнім дискретним сигналом. Її застосування може виявитися необхідним лише у випадках значних короточасних підвищень напруги на трансформаторі, який захищається, (більше 15% від номінальної напруги відгалуження). У звичайних умовах експлуатації її можна не використовувати.

Таблиця Б1 - Список параметрів, виставлених на Diff - Trans (ДТ)

Параметр	Уставка за замовчуванням	Мін.	Макс.	Крок
<i>g</i>	0.20	0.20	0.50	0.10
<i>v</i>	0.50	0.25	0.5	0.25
<i>b</i>	1.50	1.25	2.50	0.25
<i>g^{High}</i>	2.00	0.50	2.50	0.25
<i>I_{Inst}</i>	10	5	15	1
Inrush Ratio, %	10	8	20	1
Inrush Time, c	5	0	90	1
<i>a1</i>	1.00	0.05	2.20	0.01
<i>a2</i>	1.00	0.05	2.20	0.01
<i>a3</i>	1.00	0.05	2.20	0.01
<i>s1</i>	-	-	-	-
<i>s2</i>	-	-	-	-
<i>s3</i>	-	-	-	-

Уставка Inrush Time залежить від часу, протягом якого відбувається згасання кидка струму намагнічування силового трансформатора (КСН). Якщо час КСН більший або дорівнює уставці Inrush Time, то формується сигнал на вимкнення трансформатора. Уставку Inrush Time можна приймати рівною 5 А, якщо немає більш точних даних про час згасання КСН.

Параметри *s1*, *s2*, *s3* дозволяють вирівнювати модулі і фази струмів плечей захисту з урахуванням групи з'єднання обмоток силового трансформатора. Передбачається використання схеми з'єднання зірка вторинних обмоток трансформаторів струму (ТС) з нульовим проводом з усіх сторін силового трансформатора (СТ). При цьому, з боку зірки трансформатора з групою з'єднання обмоток $Y/\Delta-11$, струми плечей захисту в цифровій формі утворюються як різниці відповідних вторинних струмів проміжних ТС реле (наприклад, фаз А і В для струму плеча фази А). Це призводить до того, що амплітуди струмів плечей в трифазному режимі зростають в $\sqrt{3}$ одночасно. Тому отриманий струм плеча множиться на коефіцієнт $1/\sqrt{3}$, що забезпечує вирівнювання модулів струмів.

В тих випадках, коли при зовнішніх КЗ або зовнішніх струмах дотримуються умови переходу гальмівної характеристики на вертикальну

ділянку, диференційний блок забезпечує "відлагодження" при дуже великих похибках трансформаторів струму захисту (і, відповідно, великих струмах небалансу). Водночас при виборі уставок g і v особливо актуальним є врахування режимів невеликих наскрізних струмів. Зазначене має місце, наприклад, при пуску потужного двигуна, який отримує живлення від трансформатора власних потреб. В цьому випадку уставка $b = 1,25$ може виявитися недостатньою для блокування диференційного захисту.

В режимі КСН силового трансформатора протікають струми тільки одного плеча диференційного захисту. Відповідно до виразу (3.3) гальмівний струм в цьому режимі дорівнює нулю, і відлагодження функціонального блока диференційного захисту здійснюється за рахунок контролю відношення амплітуд другої і першої гармонік струмів на входах терміналу (параметр *Inrush Ratio*).

Алгоритм блокування терміналу за другою гармонікою виконаний у такий спосіб. З усіх струмів на входах терміналу знаходиться струм, який містить найбільшу амплітуду першої гармоніки (стосовно номінального струму проміжного ТС терміналу). За цим струмом визначається сторона дифзахисту (група з трьох вхідних струмів), для якої обчислюються значення амплітуд другої гармоніки в кожній із фаз. Потім знаходиться найбільша з трьох отриманих амплітуд другої гармоніки і ділиться на згадану вище найбільшу амплітуду першої гармоніки. Уставка *Inrush Ratio* може задаватися в межах 8 (20%). В останніх модифікаціях терміналу RET 316 - у межах 6 (20%). При використанні трансформаторів російського виробництва параметр *Inrush Ratio* в режимі кидка намагнічуваного струму, зазвичай не менший 17%. З урахуванням того, що на електричних станціях робоча напруга іноді перевищує номінальну на 5% і з метою створення достатнього запасу на відлагодження від режиму вмикання, розрахункове значення уставки *Inrush Ratio* варто приймати рівним 12%.

Як відомо, у перехідному режимі КЗ в зоні захисту у вторинних струмах ТС може з'явитися значна друга гармоніка. Це призведе до уповільнення роботи терміналу RET 316. З урахуванням таких режимів приймати уставку *Inrush Ratio* меншою 12% не доцільно. Відносне значення другої гармоніки (стосовно першої) за інших рівних умов зростає з ростом кратності струму КЗ [9]. Пояснюється це особливостями насичення трансформаторів струму (ТС) в перехідних режимах. Для запобігання уповільнення терміналу при великих кратностях струмів КЗ використовується параметр I_{Inst} .

3 Функціонування трансформаторів струму в схемах диференційних захистів з терміналом RET 316

Насичення трансформаторів струму (ТС) при зовнішніх КЗ викликає збільшення струмів небалансу диференційного захисту. З урахуванням цього, повна похибка ТС у сталому режимі не повинна перевищувати 10% при максимальному струмі зовнішнього КЗ (при максимальному наскрізному струмі) [10]. У перехідних режимах зовнішніх КЗ струми небалансу диференційного захисту, як правило, зростають. До того ж, в перехідних режимах значні струми небалансу можуть виникати і при невеличких кратностях струмів (порядку 1+2 відносно номінального струму). Зниження перехідних струмів небалансу може бути досягнє за рахунок зниження навантажень на ТС.

При аналізі функціонування ТС доцільно використовувати узагальнені параметри [9]. Основним таким параметром є гранична кратність K_{10} - найбільша кратність первинного струму, при якій повна похибка ε в сталому режимі при заданому вторинному навантаженні не перевищує 10%.

Граничну кратність можна обчислити за наближеним виразом [11]

$$K_{10} \approx \frac{B_{np} f w_2 S_M}{0,225 I_{2ном} z_2}, \quad (3.1)$$

де B_{np} - максимальне значення індукції в магнітопроводі ТС при граничній кратності K_{10} ;

f - частота напруги мережі;

w_2 - кількість витків вторинної обмотки;

S_M - площа поперечного перерізу магнітопровода, м²;

$I_{2ном}$ - вторинний номінальний струм ТС;

$z_2 = |z_{обм2} + z_{н2}|$ - модуль повного опору гілки вторинного струму ТС.

$B_{np}=1,8$ Тл для магнітопроводів кільцевої форми, виготовлених із холоднокатаної сталі марок 3411-3413.

При використанні терміналу RET 316 $z_{н2}$ практично визначається активним опором проводів між ТС і терміналом захисту. Більш точне значення K_{10} можна знайти за кривими граничної кратності, приведеними у [10] або інших матеріалах.

При відсутності кривих граничної кратності і конструктивних параметрів ТС (w_2 і S_M) вираз (3.1) можна використовувати для розрахунку граничної кратності на основі номінального значення граничної кратності $K_{10ном}$ і номінального опору навантаження $Z_{нв.ном}$. Номінальний опір

навантаження має $\cos \varphi_{нв.ном} = 0,8$. Виходячи з цього, і використовуючи вираз (3.1), отримаємо:

$$K_{10} = \frac{K_{10ном} \sqrt{(R_{обм2} + 0,8Z_{нв.ном})^2 + (X_{обм2} + 0,6Z_{нв.ном})^2}}{\sqrt{(R_{обм2} + R_{нв})^2 + X_{обм2}^2}}, \quad (3.2)$$

$$\text{де } Z_{нв.ном} = \frac{S_{нв.ном}}{I_{2ном}^2};$$

$S_{нв.ном}$ - номінальна потужність навантаження ТС.

Більш точний розрахунок реактивного опору розсіювання вторинної обмотки ТС $X_{обм2}$ є затрудненим. Водночас аналіз, проведений у [11], показує, що практично для всіх сучасних конструкцій ТС, застосованих у схемах диференційних захистів трансформаторів, виконується умова: $X_{обм2} < 0,5R_{обм2}$.

Виходячи з цього, в практичних розрахунках доцільно у формулі (3.2) прийняти $X_{обм2} = 0$, а значення K_{10} , розраховані при цій умові, приймати з запасом 10%. При $X_{обм2} \approx 0$ з виразу (3.3) маємо:

$$K_{10} = \frac{K_{10ном} \sqrt{R_{обм2}^2 + 1,6R_{обм2}Z_{нв.ном} + Z_{нв.ном}^2}}{R_{обм2} + R_{нв}}. \quad (3.3)$$

Перехідні струми небалансу диференційних захистів визначаються як узагальненим параметром K_{10} , так і кратністю струму КЗ відносно номінального струму силового трансформатора $I_{ном.Т}$. З урахуванням цього, найбільшим загальним параметром, від якого залежать струми небалансу, є приведена гранична кратність K'_{10} , що обчислюється за формулою:

$$K'_{10} = \frac{I_{ном.ТС}}{I_{ном.Т}} K_{10}, \quad (3.4)$$

де $I_{ном.ТС}$ - первинний номінальний струм ТС.

У випадку виконання диференційного захисту трансформатора з розщепленою обмоткою низької напруги або автотрансформатора $I_{ном.Т}$ для обмоток низької напруги треба знаходити номінальний струм трансформатора за формулою:

$$I_{ном.Т} = \frac{mS_{ном.Т}}{\sqrt{3}U_{ном.сп}}, \quad (3.5)$$

де $S_{ном.Т}$ - номінальна потужність трансформатора (автотрансформатора);

m - відношення потужності обмотки НН до номінальної потужності $S_{ном.Т}$.

Треба зазначити, що при зовнішньому КЗ на стороні НН трансформатора з розщепленою обмоткою НН або автотрансформатора

навіть при однакових K'_{10} з усіх боків можуть з'являтися значні струми небалансу. Це пояснюється тим, що реальна кратність струму КЗ (відносно номінального первинного струму ТС) з боку ВН (або СН) значно менша, ніж з боку НН. З урахуванням цього, надалі вимоги до граничного значення параметра K'_{10} задаються окремо для кожної зі сторін трансформатора (автотрансформатора).

Схема функціонування терміналу RET316 припускає використання груп ТС зірка з нульовим проводом з усіх сторін трансформатора. Застосування групи ТС зірка з нульовим проводом призводить до зниження розрахункового навантаження ТС (у порівнянні з групою ТС трикутник) і, відповідно, до зростання K'_{10} (за інших рівних умов).

4 Методика вибору уставок, які визначають гальмівну характеристику терміналу

В прийнятій схемі функціонування терміналу RET 316 використовуються коефіцієнти вирівнювання амплітуд (значень) струмів плечей диференційного захисту a_1, a_2, a_3 . Коефіцієнти a_1, a_2, a_3 визначаються як відношення первинного номінального струму захисного ТС до опорного струму $I_{оп}$

$$a = \frac{I_{ном.ТС}}{I_{оп}} \quad (4.1)$$

Опорний струм доцільно вибирати рівним номінальному струму трансформатора (автотрансформатора) на стороні обмотки найбільшої потужності. Тоді отримаємо:

$$I_{оп} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} U_{ном.сн}} \quad (4.2)$$

$U_{ном.сн}$ це номінальна напруга відгалуження обмотки трансформатора (автотрансформатора) при нульовому положенні РПН. Наприклад, для триобмоткового трансформатора ТДПН - 25000/220 за даними [12] треба приймати: $U_{ном.сн.ВН} = 230$ кВ; $U_{ном.сн.СН} = 38,5$ кВ; $U_{ном.сн.НН} = 11$ кВ.

При користуванні виразом (4.1) вважається, що на кожній стороні трансформатора вторинний номінальний струм захисного ТС і первинний номінальний струм проміжного ТС терміналу RET 316 однакові.

Структура функціонування терміналу RET 316 дозволяє виконувати також двоступеневу систему вирівнювання струмів функціонального блока диференційного захисту. На першому ступені здійснюється приведення вторинних струмів захисту до номінальних струмів диференційного захисту за допомогою опорних коефіцієнтів $K_{оп} = I_{ном.Т} / I_{ном.ТС}$.

Коефіцієнти $K_{ОП}$ можуть задаватися в межах 0,5÷2,0. Потім обчислюються коефіцієнти a_1 , a_2 і a_3 (для вирівнювання струмів тільки диференційного захисту) за виразом:

$$a = I_{ном.Т} / I_{ОП}.$$

В цій системі коефіцієнт a_1 (з боку найбільшої потужності обмотки трансформатора) завжди дорівнює одиниці.

Якщо на якійсь стороні трансформатора відношення $I_{ном.Т} / I_{ном.ТС}$ буде меншим 0,5, то варто прийняти $K_{ОП} = 0,5$. Для цієї сторони коефіцієнт a можна знаходити за виразом

$$a = 0,5 I_{ном.ТС} / I_{ОП}.$$

Розрахунок уставок здійснюється у відносних одиницях. За базу приймається чинне значення першої гармоніки найбільшого струму плеча терміналу після вирівнювання. При цьому мається на увазі, що всі ТС функціонують без похибок.

Розрахунковий струм небалансу знаходимо так:

$$I_{нб.розр*} = K_{пер} \cdot \varepsilon_* + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{вир*}, \quad (4.3)$$

де $K_{пер}$ - коефіцієнт, який враховує перехідний процес;

ε_* - відносна повна похибка ТС у сталому режимі;

$\Delta U_{рег*}$ - діапазон регулювання (в одну сторону) напруги трансформатора (у відносних одиницях);

$\Delta f_{вир*}$ - відносна похибка вирівнювання струмів плечей.

Всі доданки у виразі (4.3) вважаються додатними.

Найбільші значення струм небалансу має в перехідних режимах ($K_{пер} > 1$). При цьому за базове значення доцільно приймати $\varepsilon_* = 0,1$ (навіть у тому випадку, коли в сталому режимі $\varepsilon_* < 0,1$). Це значно спрощує методику розрахунку уставок.

Розрахункове значення $\Delta f_{вир*}$ можна приймати рівним 0,02.

При зовнішніх КЗ диференційний струм спрацювання повинен задовольняти умову:

$$I_{\Delta ср*} \geq K_{від} \cdot I_{нб. розр*}, \quad (4.4)$$

де $K_{від}$ - коефіцієнт відлагодження.

Відповідно до [4] для диференційних захистів російського виробництва приймається $K_{від} = 1,5$. В даний час точність розрахунку струмів небалансу може бути вищою, уставки терміналу RET 316 задаються досить точно. Тому можна приймати $K_{від} = 1,1 + 1,15$.

Як зазначалося вище, додатковим чинником відлагодження терміналу RET 316 при зовнішніх КЗ може бути блокування терміналу в залежності від відношення амплітуд другої і першої гармонік струмів на входах терміналу (уставка Inrush Ratio). До того ж для блокування вибирається та сторона, де більше відношення амплітуди першої гармоніки струму на вході терміналу до номінального струму ТС. Як показано в [9],

при невеликих кратностях перехідних струмів КЗ (наскрізних струмів) порядку 1+2 відношення амплітуд другої і першої гармонік в струмі на вході терміналу може складати 8÷10%, що є недостатнім для надійного відлагодження. З урахуванням цього, значення коефіцієнта $K_{пер}$ при виборі уставок параметрів v і b приймаються для таких режимів, при яких блокування за параметром Inrush Ratio не спрацьовують. Використовуючи вирази (4.3) і (4.4), отримуємо формулу для розрахунку коефіцієнта гальмування:

$$v = \frac{K_{від} (K_{пер} \varepsilon_* + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{впр*})}{K_{зн.с}}, \quad (4.5)$$

де $K_{зн.с}$ - коефіцієнт зниження гальмівного струму в перехідному режимі.

Аналіз значень I_H відповідно до формули (2.3) показує, що в перехідному режимі значення гальмівного струму I_H можуть бути меншими, ніж у сталому.

Внаслідок великої кількості чинників, які впливають на вторинні струми перехідного режиму, (постійна часу T_a , залишкові індукції магнітопроводів ТС, навантаження ТС, типи ТС, особливості характеристики намагнічування ТС і ін.) дати загальні рекомендації для вибору розрахункових значень $K_{пер}$ і $K_{сис.с}$ важко. З урахуванням цього доцільно галузь застосування терміналу RET 316 поділити на 3 основні групи:

- трансформатори власних потреб електричних станцій;
- трансформатори зв'язку і блочні трансформатори електричних станцій;
- триобмоткові трансформатори й автотрансформатори.

Нижче розглядаються рекомендації для кожної групи окремо.

4.1 Диференційний захист трансформаторів власних потреб (ТВП) електричних станцій

Основне навантаження ТВП складають електродвигуни, частина з яких має велику потужність (до 8000 кВт включно). Розрахунковим режимом диференційного захисту ТВП, як правило, є режим пуску потужного електродвигуна. Пояснюється це тим, що, по-перше, в режимі пуску відношення $I_{тук}/I_{оп}$ може бути меншим 1,25 і, по-друге, при цьому виникають великі струми небалансу. Перший із зазначених чинників визначає необхідність прийняття мінімальної уставки $b = 1,25$, проте це може бути недостатнім для відлагодження, якщо $I_{тук}/I_{оп} \leq 1,25$. Щодо великих струмів небалансу, то вони виникають внаслідок ряду чинників:

- з боку низької напруги відношення $I_{пуск}/I_{ном.ТС}$ зазвичай значно більше, ніж з боку високої напруги;

– з боку низької напруги часто використовуються малопотужні ТС (наприклад, ТОЛ-10 і ін.);

– можливі значні залишкові індукції магнітопроводів ТС у режимі частих пусків.

Значення перехідних струмів небалансу залежать від приведеної граничної кратності K'_{10} ТС. Як показали результати досліджень, вибір приведених граничних кратностей відповідно до [10] може не забезпечити відлагодження терміналу RET 316 в режимі пуску потужного двигуна. З урахуванням цього варто вибирати K'_{10} ТС не меншим 16. При цьому рекомендується приймати такі значення коефіцієнтів $K_{пер.}$ і $K_{ск.т.}$:

$$K_{пер.}=3,0; K_{ск.т.}=0,9, \text{ якщо } 16 \leq K'_{10} \leq 20;$$

$$K_{пер.}=2,5; K_{ск.т.}=1,0, \text{ якщо } 20 < K'_{10} \leq 25;$$

$$K_{пер.}=2,0; K_{ск.т.}=1,0, \text{ якщо } K'_{10} > 25.$$

При виборі K'_{10} в межах 16÷20 може виявитися, що розрахункове значення коефіцієнта гальмування ν буде більшим 0,5. В цьому випадку варто приймати $\nu=0,5$, а відлагодження забезпечувати за рахунок параметра g , який повинен бути рівним 0,5.

Якщо виконується умова $K'_{10} > 20$, то значення параметра g треба приймати рівним 0,3.

4.2 Диференційний захист трансформатора зв'язку і блочних трансформаторів електричних станцій

Розглянемо розрахунок уставок при невеликих кратностях наскрізних струмів (порядку 1 або 1,5). Такі режими можливі: при недостатньо точній синхронізації генераторів під час їхнього приєднання до шин; при самозапуску електродвигунів власних потреб; при віддалених (з електричної точки зору) зовнішніх КЗ і в інших випадках.

Особливістю зазначених режимів є досить великі значення постійної часу T_a (порядку 0,1÷0,3 с), які призводять до тривалих перехідних процесів і великих струмів небалансу дифзахистів. Виходячи з цього, варто приймати уставку $b=1,5$, щоб уникнути впливу режимів із великими струмами небалансу на вибір уставок g і ν . Додатковою особливістю цих режимів є можливість застосування з боку вищої напруги силового трансформатора трансформаторів струму з вторинним номінальним струмом 1 А. Зазначені ТС практично не насичуються в перехідних режимах при невеликих кратностях струмів (порядку 1÷2). Це призводить до зростання струмів небалансу.

З урахуванням викладеного, до ТС з боку низької напруги трансформатора висуваються такі вимоги:

– при первинному номінальному струмі ТС не більше 5000 А приведена гранична кратність $K'_{10} \geq 25$;

– при первинному номінальному струмі ТС 6000 А і більше опір навантаження ТС повинен бути не більшим від номінального значення, зазначеного в документації на ТС.

ТС на первинні номінальні струми 6000 А і більше в режимі насичення функціонують при великих напруженостях магнітного поля в магнітопроводі. При цьому приведена гранична кратність K'_{10} слабо впливає на струми небалансу дифзахисту при невеликих кратностях перехідних наскрізних струмів. Основний вплив здійснює опір навантаження ТС. Як показали дослідження, опір навантаження має бути не більшим від номінального значення.

З боку вищої напруги трансформатора гранична кратність ТС $K'_{10} \geq 30$. При виконанні зазначених умов $K_{пер} = 3$; $K_{сн.т} = 0,95$.

Значення g можна приймати рівним 0,2, якщо трансформатор (наприклад, трансформатор власних потреб) не знаходиться в зоні дії дифзахисту. Якщо трансформатор входить у зону дії дифзахисту й охоплюється диференційною схемою (використовуються 3 групи ТС), то $g = 0,3$.

Якщо трансформатор власних потреб (ТВП) входить у зону дії дифзахисту, але не охоплюється диференційною схемою (використовуються 2 групи ТС), то уставку g варто вибирати за умовою відлагодження від трифазного КЗ на низькій стороні ТВП.

4.3 Диференційний захист триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів

При виборі уставок диференційного захисту триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів необхідно враховувати не тільки перехідні режими з невеликими кратностями струмів КЗ, але і режими з максимальними кратностями струмів КЗ. Останнє визначається тим, що для обчислення гальмівного струму, відповідно до виразу (2.3), необхідно знайти вторинний струм ТС, який відповідає найбільшому первинному струму КЗ. Оскільки при максимальних кратностях первинних перехідних струмів КЗ можуть виникати дуже великі похибки ТС (наприклад, для автотрансформаторів при зовнішньому КЗ з боку середньої напруги), то виникає проблема правильного вибору вторинного струму ТС, який відповідає найбільшому первинному струму. При цьому важливо правильно визначити не тільки модулі перших гармонік струмів I'_1 і I'_2 , але і кут α між ними. Неправильний вибір кута α може призвести до значного зменшення розрахункового значення гальмівного струму I_H .

Додатково необхідно враховувати таке. В розподільних мережах можливе накладення режиму БНТ трансформатора на навантажувальний

режим (наприклад, при АПВ шин і в інших випадках). Для забезпечення блокування дифзахисту при максимальних кратностях треба вибрати номінальний струм проміжного ТС терміналу з боку ВН якнайближче до струму на його вході зі сторони ВН при номінальному струмі трансформатора, який захищається, (номінальні струми ТС терміналу мають значення 1А; 2А; 5А).

Загальну галузь застосування терміналу RET 316 доцільно розбити на 2 підгалузі.

4.3.1 Триобмоткові трансформатори потужністю не більше 40 МВА

У цьому випадку з усіх боків варто приймати $K'_{10} \geq 20$; при цьому $K_{пер} = 2,0$; $K_{сн.м} = 1,0$; $b = 1,5$.

4.3.2 Триобмоткові трансформатори потужністю 63 МВА і більше та автотрансформатори

У цьому випадку з усіх боків необхідно виконувати умову: $K'_{10} \geq 25$. При цьому можна вважати $K_{пер} = 2,5$; $K_{зл.с} = 1,0$; $b = 1,5$.

Уставку g для триобмоткових трансформаторів і автотрансформаторів можна приймати рівню 0,3.

При виконанні дифзахисту понижувальних трансформаторів з розщепленою обмоткою НН уставка b повинна прийматися 1,25.

5 Перевірка чутливості диференційного захисту

Коефіцієнт чутливості диференційного захисту, виконаному на терміналі RET 316, зручно визначати як відношення

$$K_v = \frac{I_{\Delta min}}{I_{сп}} \quad (5.1)$$

де $I_{\Delta min}$ - мінімальне значення диференційного струму при КЗ.

Коефіцієнт чутливості повинен бути не меншим 2.

При односторонньому живленні КЗ в зоні, яка захищається, гальмівний струм $I_H = 0$. При цьому $I_{л.с.} = g$. За розрахунковий режим для обчислення K_v в умовах України зазвичай приймають режим двофазного КЗ в зоні дії захисту на стороні низької напруги. При цьому значення K_v значно більше 2 і робити його перевірку нема потреби.

6 Приклад розрахунку

Потрібно вибрати уставки спрацювання захисту трансформатора власних потреб теплової електростанції ТРДНС-25000/10:

межі регулювання напруги під навантаженням - (9%);

номінальні напруги - 10,5/6,3 к;

група з'єднання обмоток - $\Delta/\Delta-\Delta-0-0$;

трансформатори струму захисту з усіх боків з'єднані за схемою «зірка» і мають коефіцієнти трансформації:

з боку ВН - 2000/5;

з боку НН - 1500/5.

В складі навантаження є асинхронний двигун потужністю 5000 кВт; $U_{ном} = 6$ кВ; коефіцієнт корисної дії (ККД) 97,5%; $\cos \varphi = 0,9$; кратність пускового струму - 5,7.

За виразом (4.2) знаходимо опорні струми:

з боку ВН

$$I_{оп.ВН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1376 \text{ А};$$

з боку НН (на дві секції)

$$I_{оп.НН} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 2294 \text{ А}.$$

За виразом (4.1) знаходимо коефіцієнти:

з боку ВН

$$a_1 = 2000/1376 = 1,45;$$

з боку НН

$$a_2 = a_3 = 1500/2294 = 0,654.$$

Орієнтовно вважаючи, що пуск двигуна відбувається при нульовому положенні РПН трансформатора власних потреб, і при цьому напруга на шинах 6 кВ знижується, приблизно, на 15%, одержуємо значення пускового струму $I_{пуск} \approx 2675 \text{ А}$.

Знаходимо відношення пускового струму до опорного струму з боку низької напруги

$$I_{пуск} / I_{оп} = 2675 / 2294 = 1,16.$$

Таким чином, при уставці $b=1,25$ не забезпечується надійне блокування терміналу RET316. Додатково треба враховувати можливість ненульового положення РПН.

В практичних розрахунках робити обчислення відношення $I_{пуск} / I_{оп}$ не обов'язково, а можна відразу приймати $b=1,25$.

За кривими граничних кратностей або розрахунковим шляхом за формулою (3.3) знаходимо граничну кратність ТС з боку НН. Наприклад, вона дорівнює 16.

За формулою (3.5) знаходимо номінальний струм обмотки трансформатора, який захищається, з боку НН

$$I_{ном.ТС} = \frac{0,5}{\sqrt{3}} \frac{25000}{6,3} = 1147 \text{ А}.$$

За формулою (3.4) знаходимо приведену граничну кратність ТС

$$K'_{10} = \frac{1500}{1147} \cdot 16 = 21.$$

Відповідно до рекомендацій поділу 4.1, приймаємо:

$$K_{\text{пер}} = 2,5; K_{\text{сн.т}} = 1,0.$$

Вважаємо $K_{\text{від}} = 1,15$ і за формулою (4.5) обчислюємо

$$v \geq 1,15 \cdot (2,5 \cdot 0,1 + 0,09 + 0,02) = 0,42.$$

Приймаємо $v = 0,5; g = 0,3$.

Якщо навантаження ТС виявиться таким, що утвориться $K'_{10} < 16$, то треба зменшити опір навантаження ТС до отримання бажаного значення K'_{10} .

7 Розрахування уставок параметра I_{Inst}

Параметр I_{Inst} визначає значення першої гармоніки диференційного струму, при якому виводиться з дії блокування за відносною другою гармонікою. Виведення з дії зазначеного блокування необхідне для підвищення швидкодії терміналу в перехідних режимах. Оскільки при максимальних струмах зовнішніх КЗ у струмі на вході терміналу можлива значна друга гармоніка, то з метою підвищення надійності відлагодження доцільно не виводити з дії в таких режимах блокування за другою гармонікою.

Для вибору уставки I_{Inst} необхідно використовувати дві умови: відлагодження від режиму швидкого насичення трансформатора (ШНТ); відлагодження від максимального струму зовнішнього КЗ.

При умові відлагодження від ШНТ уставка I_{Inst} повинна прийматися рівною 6.

При умові відлагодження від режиму максимального наскрізного струму при зовнішньому КЗ параметр I_{Inst} можна знаходити за виразом:

$$I_{\text{від}}^* = K_{\text{від}} I_{\text{нб}(1)} I_{\text{кзВНмакс}} C^*, \quad (6.1)$$

де $K_{\text{нб}(1)}$ - відношення амплітуди першої гармоніки струму небалансу до приведеної амплітуди періодичної складової струму зовнішнього КЗ. Значення $K_{\text{омс}}$ у формулі (6.1) можна приймати рівним 1,1.

Значення $K_{\text{нб}(1)}$ залежить, в основному, від значення T_n , розкиду приведених граничних кратностей K'_{10} ТС, і від залишкових індукцій ТС.

Результати математичного моделювання металевих КЗ показали, що при використанні з усіх сторін силового трансформатора трансформаторів струму з вторинним номінальним струмом 5 А можна приймати $K_{\text{нб}(1)} = 0,7$.

Якщо з якоїсь сторони використовуються ТС з вторинним номінальним струмом 1 А, а з інших сторін - з вторинним номінальним струмом 5 А, то варто приймати $K_{\text{нб}(1)} = 1,0$.

З двох отриманих значень уставок повинна прийматись найбільша.

8 Галузь застосування термінала RET 316

1. Трансформатори зв'язку, блочні трансформатори і трансформатори власних потреб електричних станцій.

2. Триобмоткові трансформатори і автотрансформатори.

При виконанні захистів трансформаторів із розщепленою обмоткою НН розподільних мереж ТС з боку НН повинні бути в усіх трьох фазах.

Додаток В

Вибір уставок захистів з реле РНТ і ДЗТ-10

Для диференційних захистів трансформаторів, автотрансформаторів і блоків генератор - трансформаторів струм спрацювання вибирається за двома умовами:

а) *за умовою відлагодження від стрибка струму*, який намагнічується, при увімкненні ненавантаженого трансформатора (автотрансформатора) чи при відновленні напруги після вимкнення зовнішнього КЗ

$$I_{c.s} > k_{від} I_{ном} \quad (1)$$

де $k_{від}$ - коефіцієнт відлагодження, при попередніх розрахунках приймається: для реле РНТ-560 - 1,3, для реле ДЗТ-10 - 1,5; $I_{ном}$ - номінальний струм тієї сторони трансформатора, напруга якої прийнята за розрахункову, для автотрансформаторів при визначенні $I_{ном}$ береться типова потужність.

Якщо умова (1) є розрахунковою, а чутливість є недостатньою, то коефіцієнт $k_{від}$ може бути зменшений з врахуванням реальних параметрів мережі і захисту. За методикою, розробленою інститутом "Електромережпроект", враховуються відносний індуктивний опір контура увімкнення трансформатора на холостий хід і величина навантаження на трансформатори струму, яка значно відрізняється для ТС з номінальним вторинним струмом 5 і 1 А.

При вторинному номінальному струмі 5 А коефіцієнт відлагодження визначається за виразом:

$$k_{від\ РНТ} = (1,7 \div 2,8) x_{к*} \quad (2)$$

$$k_{від\ ДЗТ} = (2,1 \div 3,7) x_{к*} \quad (3)$$

де $x_{к} = x_{c*} + k_1 x_{B}^{(1)}$; $x_{c*} = x_c \left(\frac{S_T}{U_{ном}^2} \right)$ - відносний індуктивний опір прямої

послідовності системи і x_c (опір до вводитів обмотки силового трансформатора), приведені до параметрів трансформатора; S_T - типова потужність і $U_{ном}$ - номінальна міжфазна напруга обмотки силового трансформатора (в подальшому - трансформатора); $k_1 = 1,14 \div 1,15$ - коефіцієнт, який враховує збільшення індуктивного опору обмотки трансформатора за рахунок неповного насичення магнітопровода трансформатора; $x_B^{(1)}$ - відносний індуктивний опір обмотки, приведений до параметрів трансформатора, при однофазному увімкненні і повному насиченні магнітопровода. Вирази (2) і (3) справедливі в діапазоні значень $k_{від\ РНТ} = 1,3 \div 0,9$, в діапазоні значень $k_{від\ ДЗТ} = 1,5 - 1$. Якщо при розрахунках виявиться, що $x_{к} > 0,3$, то приймаються граничні мінімальні значення коефіцієнта $k_{від}$.

При вторинному номінальному струмі 1 А значення коефіцієнта відлагодження визначаються за виразами:

$$K_{\text{від РНТ}} = (1,3 \div 1,25) x_k, \quad (4)$$

$$K_{\text{від ДЗТ}} = (2,1 \div 1,6) x_k. \quad (5)$$

Ці вирази справедливі для діапазону значень $K_{\text{від РНТ}} = (1,3 \div 1,25)$, $K_{\text{від ДЗТ}} = (2,1 \div 1,6)$. При $x_k < 0,4$ приймається $K_{\text{від}} = 0,8$;

б) за умовою відлагодження від максимального розрахункового струму небалансу $I_{\text{нб, розр.}}$ при перехідному режимі зовнішніх КЗ. Для реле ДЗТ-10 при відсутності гальмування

$$I_{\text{с.з}} = K_3 I_{\text{нб, розр.}}, \quad (6)$$

де K_3 - коефіцієнт запасу за вибірковістю, що враховує похибки реле і розрахунку та необхідний запас, приймається рівним 1,3 для реле РНТ-560 та 1,5 - для реле ДЗТ-10.

Максимальний розрахунковий струм небалансу прийнято визначати як суму абсолютних величин трьох складових, пропорційних періодичним складовим відповідних струмів зовнішніх КЗ, приведених до одного і того ж ступеня напруги

$$I_{\text{нб, розр.}} = |I'_{\text{нб, розр.}}| + |I''_{\text{нб, розр.}}| + |I'''_{\text{нб, розр.}}| \quad (7)$$

Складова $I''_{\text{нб, розр.}}$ обумовлена похибкою трансформаторів струму і визначається як

$$I'_{\text{нб, розр.}} = K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн.}} \cdot \mathcal{E} \cdot I_{n \text{ к. макс.}} \quad (8)$$

де $K_{\text{пер}}$ - коефіцієнт, який враховує перехідний режим (наявність аперіодичної складової в первинному струмі): для реле РНТ-560 і ДЗТ-10, що мають насичуваний трансформатор струму (НТС), $K_{\text{пер}} = 1$;

$K_{\text{одн.}}$ - коефіцієнт однотипності трансформаторів струму приймається рівним 1;

\mathcal{E} - відносна повна похибка трансформаторів струму, при виборі ТС по кривих допустимих кратностей при 10% похибці не перевищує 0,1;

$I_{n \text{ к. макс.}}$ - періодична складова (при $t = 0$), що протікає при розрахунковому зовнішньому КЗ на стороні n трансформатора ($n=I, II, III$), в даному випадку приймається та сторона, на якій розглядається пошкодження.

Реально складова струму небалансу може бути зменшена вирівнюванням і зменшенням навантаження на трансформатори струму. Це досягається наступними заходами:

- скороченням довжини з'єднувальних проводів шляхом збирання схеми диференційного захисту на відкритому розподільному пристрої ВРП;

- збільшенням перерізу з'єднувальних проводів;

- послідовним з'єднанням трансформаторів струму у фазах плечей захисту (особливо на стороні, де трансформатори струму з'єднуються в трикутник);

- переходом до одноамперного трансформатора струму.

Складова $I''_{нб.розр}$ обумовлена регулюванням коефіцієнта трансформації силового трансформатора (автотрансформатора) і визначається як сума струмів небалансу на сторонах, де є регулювання

$$I'_{нб.розр} = \sum U_n I_{п.к.макс} \quad (9)$$

де U_n - відносна похибка, обумовлена регулюванням напруги на стороні n трансформатора (автотрансформатора), приймається рівною половині прийнятого діапазону регулювання.

Додавання доданків у (9) варто робити за абсолютними величинами. Лише при зв'язаному регулюванні треба враховувати знак доданків. Якщо трансформатор (автотрансформатор) не має регулювання під навантаженням і зміна коефіцієнта трансформації відбувається рідко, то доцільно зробити розрахунок захистів для кожного відгалуження, для того, щоб одночасно з переходом на нове відгалуження змінювати й уставку захисту. В цьому випадку складова $I''_{нб.розр}$ буде дорівнювати нулю.

Складова $I'''_{нб.розр}$ обумовлена неточністю встановлення на реле розрахункової кількості витків первинної обмотки. Ця складова визначається як сума струмів небалансу (враховуючи знак доданків) на сторонах, де розрахункова кількість витків виставлена неточно

$$I'''_{нб.розр} = \sum \Delta \omega_n I_{п.к.макс} \quad (10)$$

де $\Delta \omega_n = (\omega_{нб.розр} - \omega_n) / \omega_{нб.розр}$ - відносна похибка вирівнювання витків на стороні n .

Розрахункова кількість витків $w_{нб.розр}$ і практично встановлена w_n визначаються за розрахунковим струмом спрацювання реле для основної сторони (з найбільшим вторинним струмом)

$$I_{с.р.п.осн} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх} \cdot (U_{ном.розр} / U_{п.ном})}{K_{In}} \quad (11)$$

$$\omega_{осн.розр} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р.осн}} \quad (12)$$

де $K_{сх}$ - коефіцієнт схеми з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму (при з'єднанні обмоток в зірку $K_{сх} = 1$, при з'єднанні в трикутник $K_{сх} = \sqrt{3}$); K_{In} - коефіцієнт трансформації ТС на стороні n трансформатора; $U_{ном.розр}$ - номінальна напруга сторони відповідного

розрахункового ступеня напруги, $U_{n,ном.}$ - номінальна напруга сторони n трансформатора; $F_{с.р.}$ - магніторухійна сила (МРС) спрацювання реле.

Кількість витків для неосновних сторін вибирається за умовою балансу МРС плечей захисту з врахуванням реальних параметрів реле

$$I_{e,ном.} \cdot W_{I розр.} = I_{II е ном.} \cdot W_{II розр.} = I_{III е,ном.} \cdot W_{III розр.}, \quad (13)$$

де $I_{I е,ном.}$, $I_{II е,ном.}$, $I_{III е,ном.}$ - вторинні номінальні струми плечей захисту;

$$I_{n,е,ном.} = I_{n,ном.} \cdot \frac{K_{сх}}{K_{I_n}}, \quad (14)$$

де

$$I_{n ном.} = \frac{S_T}{(\sqrt{3} \cdot U_{n ном.})} \quad (15)$$

Розрахунковий струм спрацювання реле $I_{с,р,осн.}$ визначається за струмом спрацювання захисту, тому складова струму небалансу $I_{III нб, розр.}$ не може бути знайдена відразу і визначення параметрів реле робиться послідовним підбором.

Для реле ДЗТ-10 кількість витків гальмівної обмотки, які забезпечують надійне відлагодження реле від струмів небалансу при зовнішніх КЗ на стороні з гальмуванням, визначається за виразом

$$\omega_{nT} = K_T \cdot \frac{\omega_{np}}{tg \alpha} = \frac{K_3 \cdot I_{нб, розр.} \cdot \omega_{np}}{I_{n,T} \cdot tg \alpha}, \quad (16)$$

де $K_3=1,5$ - коефіцієнт запасу за вибірковістю;

$I_{n,T}$ - первинний гальмівний струм сторони n при розрахунковому пошкодженні;

$tg \alpha$ - тангенс кута нахилу до осі абсцис дотичної, проведеної з початку координат до нижньої (розрахункової за вибірковістю) гальмівної характеристики. Визначення коефіцієнта чутливості зручно робити за первинними струмами захисту з припущенням того, що струми плечей захисту цілком збалансовані. При реальних параметрах реле РНТ-560 і ДЗТ-10 похибка від неточності виставлення витків не перевищує 5%.

В загальному випадку повний струм внутрішнього КЗ I_k можна показати як суму струмів $I_{n,k}$, які протікають по різних сторонах трансформатора:

$$I_k = I_{Ik} + I_{IIk} + I_{IIIk}$$

(за додатній прийнято напрям струмів до трансформатора).

Для кожної сторони n зв'язок між первинним струмом у фазі I_n і підведеною до реле МРС (магнітною рушійною силою) $F_{н,р}$ можна записати через коефіцієнт пропорційності:

$$F_{н,р} = K_n I_n.$$

Тоді повна МРС, яка підводиться до реле при розрахунковому внутрішньому КЗ, знаходиться за виразом:

$$F_{p,k} = F_{I_{p,k}} + F_{II_{p,k}} + F_{III_{p,k}} = \kappa_I \cdot I_{I_k} + \kappa_{II} \cdot I_{II_k} + \kappa_{III} \cdot I_{III_k}$$

Співвідношення між коефіцієнтами пропорційності різних сторін визначимо з умов попарного балансу на реле МРС відповідних сторін захисту (при зовнішніх пошкодженнях).

При $I_{I_k} = -I_{III_k}$ отримуємо $F_{I_{p,k}} = F_{II_{p,k}}$, звідки $\kappa_I = \kappa_{III}$, а при $I_{I_k} = I_{III_k}$ отримуємо $F_{I_{p,k}} = -F_{III_{p,k}}$, звідки $\kappa_I = \kappa_{III}$ і, відповідно $\kappa_I = \kappa_{II} = \kappa_{III}$. Тоді

$$F_{p,k} = K \cdot (I_{I_k} + I_{II_k} + I_{III_k}), \quad (17)$$

тобто при практично повному балансуванні плечей захисту, сумарна МРС реле пропорційна повному струму внутрішнього КЗ і не залежить від характеру розподілу струму по сторонах трансформатора.

Внаслідок неоднаковості для кожної сторони в схемах з'єднання обмоток силового трансформатора і ТС коефіцієнт пропорційності, залишаючись однаковим для різних сторін, буде залежати від виду внутрішнього КЗ. Якщо позначити коефіцієнт пропорційності при однофазному КЗ $K^{(1)}$, то для всіх багатofазних КЗ величини цих коефіцієнтів зростуть відносно $K^{(1)}$ пропорційно зростанню струму в реле (умовно передбачається при цьому однаковість величин первинних струмів при всіх видах пошкоджень).

При всіх трифазних і двофазних КЗ на стороні трикутника силового трансформатора

$$\kappa^{(3)} = \kappa^{(2)}_{\Delta} + \sqrt{3} \cdot \kappa^{(1)}$$

При двофазних КЗ на стороні зірки силового трансформатора $\kappa^{(2)}_{Y} + 2 \cdot \kappa^{(1)}$. Якщо врахувати співвідношення між струмами двофазного і трифазного КЗ $I_k^{(2)} = (\sqrt{3}/2) I_k^{(1)}$, то МРС (яка підводиться до реле) буде такою самою, як і при трифазному КЗ

$$F_{p,k}^{(2)} = 2 \cdot \kappa^{(1)} \cdot I_k^{(2)} = \sqrt{3} \cdot \kappa^{(1)} \cdot I_k^{(3)} = F_{p,k}^{(3)}$$

Отже, розглянутий випадок не є розрахунковим за чутливістю.

Оскільки первинний струм спрацювання захисту вибирається за трифазним КЗ, МРС спрацювання реле відповідно до (17) може бути записана як

$$F_{c,p} = K^{(3)} I_{c,s}$$

а коефіцієнт чутливості захисту $\kappa_v = F_{p,k} / F_{c,p}$ можна визначити за первинними струмами. При всіх трифазних КЗ і двофазних пошкодженнях на стороні трикутника

$$\kappa_v = \frac{F_{p,k}}{F_{c,p}} = \frac{K^{(3)} \cdot I_k}{K^{(3)} \cdot I_{c,s}} = \frac{I_k}{I_{c,s}} \quad (18)$$

При однофазних КЗ на стороні зірки

$$\kappa_v^{(1)} = \frac{\kappa^{(1)} \cdot I_k^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot \kappa^{(1)} \cdot I_{c,s}} = \frac{I_k^{(1)}}{\sqrt{3} \cdot I_{c,s}} \quad (19)$$

Для визначення чутливості ДЗТ-10 при внутрішніх КЗ із гальмуванням визначають робочу і гальмівну ЕРС, яка підводиться до реле:

$$F_p = I_{pn} \cdot \omega_n \quad \text{і} \quad F_T = I_{pn} \cdot \omega_{Tn},$$

де I_{pn} - струм, який підведений до реле з боку n трансформатора, визначається аналогічно (11).

За знайденими значеннями F_p , F_T на кресленні гальмівної характеристики позначається розрахункова крапка, яка з'єднується з початком координат. Ордината крапки перетинання цієї лінії з верхньою, розрахунковою за чутливістю гальмівною характеристикою, дає значення ЕРС спрацювання $F_{ср.Т}$ в умовах гальмування. Коефіцієнт чутливості визначається як

$$K_v = F_p / F_{ср.Т} \geq 1,8.$$

Для реле РНТ-560 з приставкою УБ перший чи нижчий струм спрацювання вибирається при умові $I_{с,з} = (0,3 \div 0,5) \cdot I_{ном}$. Струм спрацювання реле $I_{с,р1}$ та кількість витків робочої і зрівняльної обмоток визначаються так само, як і для реле РНТ-560, за виразами (11) - (13). Якщо необхідну кількість витків, що допускають тривале проходження номінального струму трансформатора, на реле виставити не вдається, то треба підвищити, по можливості, коефіцієнти трансформації трансформаторів струму, які використовуються для даного типу реле. Потім за (9) і (10) уточнюються складові $I''_{нб.розр}$ та $I'''_{нб.розр}$ і перевіряється умова

$$S_{с,з1} \geq K_3 \cdot (I''_{нб.розр} + I'''_{нб.розр}). \quad (20)$$

Якщо умова (20) не виконується, то реле може спрацювати з меншою уставкою від синусоїдальних струмів небалансу, і тому треба перейти до реле РНТМ-560 чи ДЗТ-10 з УБ.

Другий або більший струм спрацювання захисту $I_{с,з2}$ визначається так само, як і для реле РНТ-560, за (1), (7). Складова $I'''_{нб.розр}$ враховується відразу. При вибраних уставках співвідношення $I_{с,з2} / I_{с,з1}$ повинно знаходитися в межах від 2 до 5.

Чутливість захисту перевіряється за (18) і (19) для струму $I_{с,з1у}$ мінімальних режимах. Спрацювання захисту зі струмом $I_{с,з2}$ можливе тільки при значному насиченні ТС, тобто при внутрішніх КЗ великої кратності (наприклад, на стороні живлення).

Для реле РНТМ -560 і ДЗТ-10 з приставкою УБ, що мають гальмування від наскрізного струму КЗ, розрахунок уставок залежить від схеми увімкнення реле. У випадку увімкнення каналу гальмування з боку, де немає джерела живлення, розрахунок уставок проводиться так само, як

для реле РНТ-560 з приставкою УБ. Відмінністю є те, що умова (20) не перевіряється при зовнішніх КЗ на стороні, де включений канал гальмування. Це зумовлено тим, що в реле ДЗТ відповідне відлагодження забезпечується вибором кількості витків гальмівної обмотки за виразом (16), а в реле РНТМ-560 при спрацюванні каналу гальмування струм спрацювання захисту зростає до $I_{c,32}$. Вибір струму спрацювання каналу гальмування $I_{c,T}$ виконується при умові відлагодження від струму навантаження у форсованому режимі:

$$I_{c,T} = K_3 \cdot I_{\text{нав. макс.}} \quad (21)$$

При увімкненні каналу гальмування на стороні, де є джерело живлення, розрахунок захисту рекомендується вести в наступній послідовності (рисунок В.1):

1. Визначається нижчий струм спрацювання захисту з умови забезпечення необхідної чутливості у мінімальному режимі

$$I_{c,31} = I_{K \text{ min}} / 2. \quad (22)$$

2. За (11) - (15) вибираються розрахункові кількості витків реле.

3. За (7) - (10) визначається вищий струм спрацювання $I_{c,32}$ при зовнішніх КЗ з найбільшим струмом небалансу.

4. Визначається струм спрацювання по каналу гальмування за умовами відлагодження від струмів небалансу при зовнішніх КЗ і нижчого струму спрацювання:

$$I_{c,T} = (I_{c,31} / I_{c,32}) I_{K \text{ внутр.}} \quad (23)$$

5. Перевіряється надійність дії захисту при внутрішніх КЗ з гальмуванням і вищим струмом спрацювання реле, коли $I_d = I_T = I_{c,T}$:

$$K_n = I_{c,T} / I_{c,32} = 1,3 \div 1,5. \quad (24)$$

Орієнтовні оцінки показують, що застосування реле РНТМ з увімкненням гальмівного каналу з боку джерела живлення доцільне для трансформаторів, розташованих поблизу потужних джерел живлення, де

$$I_{K \text{ внутр. min}} / I_{K \text{ зовн. max}} = 0,4,$$

а сумарна відносна похибка не перевищує 0,3.

Реле ДЗТ-10 з приставкою УБ доцільно застосовувати для трансформаторів і автотрансформаторів розподільних мереж, причому для понижувальних триобмоткових трансформаторів з регулюванням напруги під навантаженням увімкнення гальмівної обмотки треба робити на суму струмів зрівняльних обмоток сторін з нижчими напругами. Цей прийом забезпечує гальмування при всіх зовнішніх КЗ, а при внутрішніх пошкодженнях КЗ відсутнє.

Принцип дії і вибір уставок захистів на основі реле ДЗТ-20

Реле ДЗТ-20 належить до диференційного реле з комбінованим використанням феромагнітних і напівпровідникових елементів. Реле забезпечує відлагодження як від періодичних струмів небалансу, так і від стрибків намагнічувальних струмів усіх видів.

Диференційний захист на основі реле ДЗТ-20 застосовується як основний захист трансформаторів або автотрансформаторів. Реле виконано у вигляді модульної касети, три модулі якої призначені для захисту окремих фаз, а четвертий забезпечує стабілізоване живлення та керування і містить загальне вихідне проміжне реле.

В реле ДЗТ-20 для розпізнавання характеру струму диференційного кола використаний часоімпульсний принцип у сполученні з гальмуванням від другої гармоніки. Використання часоімпульсного принципу засновано на виникненні в диференційному струмі значних безструмових пауз при перехідних режимах зовнішніх КЗ і при кидках струму силових трансформаторів, які намагнічують осердя. Наявність гальмування від другої гармоніки диференційного струму поліпшує відлагодження від кидків намагнічувального струму.

Структурна схема однієї фази реле ДЗТ-20 показана на рисунку В.2. Схема містить робоче коло 1, коло гармонійного 2 і відсоткового 3 гальмування, а також реагуючий орган 4. До складу реагуючого органу входить релейний формувач прямокутних імпульсів 5, елемент витримки часу на повернення 6 і елемент витримки часу на спрацювання 7.

При однополярному стрибку струму намагнічування (рис. В.2,б) тривалість пауз t_n на виході формувача 5 більша від витримки часу на повернення елемента 6 і на його виході є паузи $t_{n,e}$ з періодом проходження, який дорівнює періоду промислової частоти. Оскільки елемент 7 має витримку часу більшу від періоду промислової частоти, то відбувається скидання цієї витримки і реле не спрацює. При синусоїдальному струмі в реле, який перевищує уставку спрацювання, тривалість пауз t_{nc} на виході формувача стає меншою

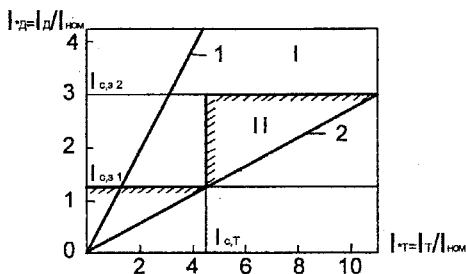


Рисунок В.1 - До визначення параметрів спрацювання реле РНТМ-565 при внутрішніх КЗ:

- 1 - лінія розташування місць внутрішніх КЗ;
- 2 - лінія відлагодження від зовнішніх КЗ;
- I - область спрацювання;
- II - область неспрацювання (гальмування).

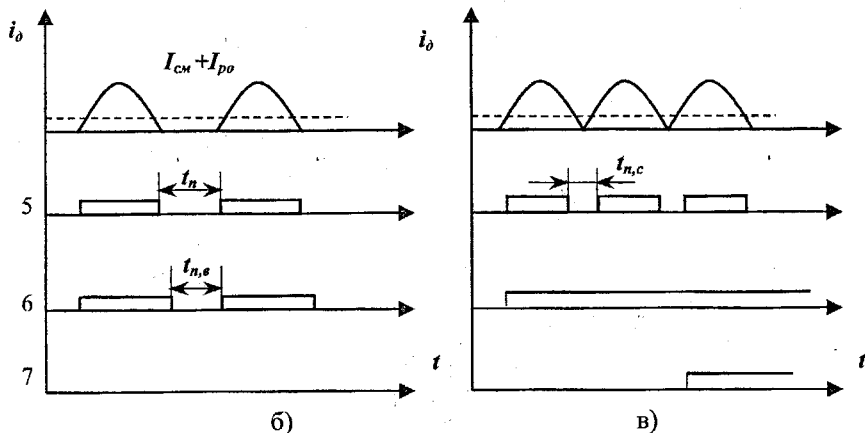
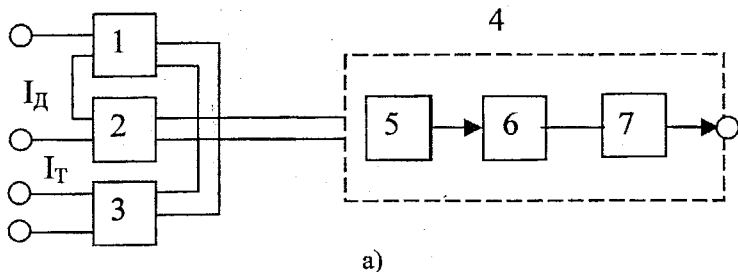


Рисунок В.2 - Структурна схема (а) і діаграми роботи реагуючого органа (б, в) для однієї фази реле ДЗТ-20:

- 1 - робоче коло;
- 2 - коло гармонійного гальмування;
- 3 - коло відсоткового гальмування;
- 4 - реагуючий орган;
- 5 - релейний формувач прямокутних імпульсів;
- 6 - елемент витримки часу на повернення;
- 7- елемент витримки часу на спрацювання.

від уставки елемента 6 і сигнал на його виході не має пауз (рис. В.2,в). При цьому спрацювають елемент 7 і реле в цілому.

Спрощена принципова схема вхідних кіл однієї фази реле ДЗТ-20 приведена на рисунку В.3. Робоче коло є трансреактором TAV , навантаженим через випрямляч VSI на резистори $R_2 - R4$. Постійна часу вторинного кола трансреактора приблизно 1,2 мс. Це дозволяє корегувати форму кривої однополярних стрибків струму силових трансформаторів, аперіодична складова яких поглинається високовольтними ТС. При вибраних параметрах трансформатора практично відсутня затримка на

спрацювання при внутрішніх КЗ з аперіодичною складовою в струмі (3-4 мс). Конденсатор C_5 захищає робоче коло від високочастотних перешкод. Для підвищення надійності роботи реле при великих кратностях струму внутрішнього КЗ, коли високовольні ТС насичуються і у вторинному струмі з'являються значні паузи (тобто можлива відмова в роботі), робоче коло доповнене відсічкою. Ця відсічка виконана на діоді $VD1$, конденсаторі C_1 і реле KA з магнітокеруючим контактом. Регулюючи параметри резистора R_1 , можна встановлювати струм спрацювання відсічки рівним $6 \cdot I_{ном}$ і $9 \cdot I_{ном}$. Основний же варіант реле дозволяє виконати захист трансформатора зі струмом спрацювання $(0,3-0,5) \cdot I_{ном}$ і часом спрацювання 40 мс при двократному струмі спрацювання.

Гальмівне коло 2 (рис. В.3) від другої гармоніки диференційного струму живиться від трансреактора TAV через резистор R_5 і містить частотний фільтр L_1 , конденсатор C_2 , напруга якого через випрямний міст $VS2$, конденсатор, що згладжує C_4 , діод $VD2$ і резистор R_6 подається на вхід формівника 5.

Гальмівне коло 3 призначене для відлагодження від періодичних струмів небалансу при зовнішніх КЗ. Це коло передбачає гальмування від двох плечей захисту через проміжні трансформатори струму $TA1$, $TA2$, випрямні мости $VS3$ і $VS4$, конденсатор C_3 і резистори $R_8 - R_{10}$. Формування горизонтальної ділянки гальмівної характеристики $(0,6 \cdot I_{ном.від}$ і $1,0 \cdot I_{ном.від})$ пов'язане з вибором параметрів стабілітрона $VD3$. Нахил характеристики регулюється резистором R_{10} у межах $\kappa = 0,3 \div 0,9$.

У комплект поставки, поряд з реле ДЗТ-20, можуть входити приставка додаткового гальмування (ПГ) (при гальмуванні з трьох і більше сторін) та автотрансформатори струму типу АТ-31 і АТ-32 для вирівнювання струмів плечей й узгодження реле ДЗТ-20 з різними ТС. Автотрансформатори струму АТ-31 і АТ-32 мають однакову електричну схему (10 послідовно з'єднаних секцій ($w_1 - w_{10}$) маркування, але відрізняються кількістю витків і їх перерізом.

Автотрансформатор струму АТ-31 підвищувальний. Він використовується для збільшення струму, який підводиться до реле від одноамперних трансформаторів струму. В цьому випадку в реле і у трансформаторах струму $TA1$, $TA2$ цих реле рекомендується, відповідно, використовувати відгалуження 5 і 4.

Таблиця В.1 - Кількість витків і маркування виводів $TA1$, $TA2$

Виводи	1-11	11-10	10-9	9-8	8-7	7-6	6-5	5-4	4-3	3-2
Обмотка	w_1	w_2	w_3	w_4	w_5	w_6	w_7	w_8	w_9	w_{10}
Кількість витків в трансформаторі:										
АТ-31	66	6	6	6	30	36	54	72	96	114
АТ-32	16	4	5	7	9	11	14	19	7	8

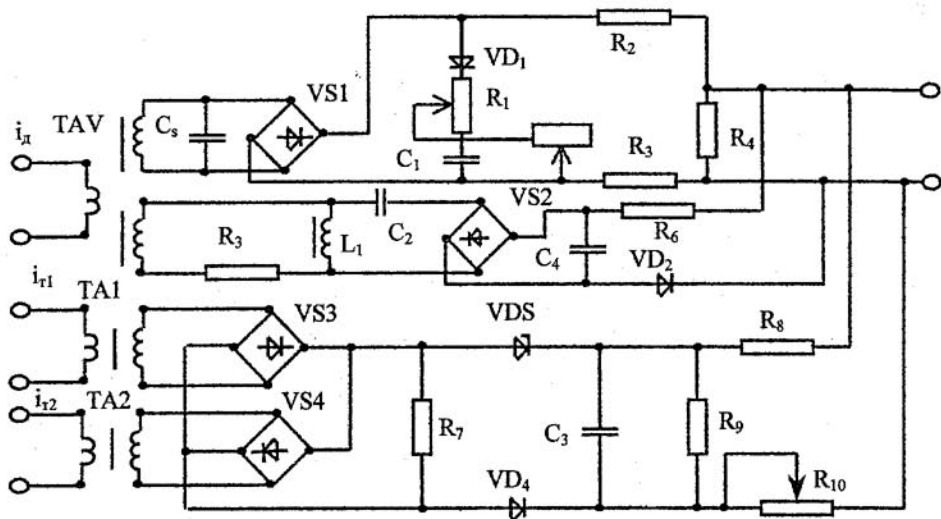


Рисунок В.3 - Принципова електрична схема вхідних кіл однієї фази реле ДЗТ-20

Таблиця В.2 – Номінальні струми відгалужень автотрансформатора струму АТ-31 при приєднанні реле, наприклад, до виводів 1-11

Виводи	1-2	1-3	1-4	1-5	1-6	1-7	1-8	1-11
$I_{\text{овт TL, A}}$	0,34	0,44	0,6	0,82	1,12	1,45	1,97	2,5

Понижувальний автотрансформатор струму АТ-32 і реле приєднуються до його виводів 1 - 2, 1- 3 чи 1 - 4, а в трансреакторі ТАV і трансформаторах струму ТА1, ТА2 реле рекомендується використовувати відгалуження 1.

Таблиця В.3 - Номінальні струми відгалужень автотрансформатора струму типу АТ-32 при під'єднанні реле, наприклад, до виводів 1- 2

Вводи	1-2	1-5	1-6	1-7	1-8	1-9	1-10	1-11
$I_{\text{від TL, A}}$	5	7,6	9,6	12,2	15,6	20	25	31,3

Розрахування уставок захисту полягає у визначенні відгалужень вхідних елементів реле (ТАV, ТА1, ТА2), автотрансформаторів струму TL, уставки початкового струму спрацювання, виборі параметрів гальмівної характеристики і оцінки чутливості захисту.

Розглянемо методику розрахування уставок реле ДЗТ-20 відповідно до схеми диференційного захисту блока генератор - трансформатор, приведеної на рисунку В.4. Розрахунок зручно робити, починаючи з визначення параметрів первинного кола і закінчуючи вибором уставок на елементах реле в наступній послідовності:

1. За (15) визначаються первинні номінальні струми сторін захисту I_1, I_2 (тут і надалі для спрощення в індексі пропущено позначку «ном»).

2. За (14) визначаються вторинні номінальні струми в плечах захисту $I_{1\phi}, I_{2\phi}$. 3. Вибираються відгалуження автотрансформаторів струму TLI і TLIІ, які приєднуються до високовольтних трансформаторів струму ТАІ і ТАІІ.

В схемі на рис. В.4 автотрансформатор струму TLI передбачається підвищувальним, і для нього вибір відгалуження виконується за умовою

$$I_{\text{омв TLI}} \leq I_{1\phi} \quad (25)$$

Для понижувального автотрансформатора струму TLIІ вибір відгалуження виконується за умовою

$$I_{\text{від TLIІ}} \geq I_{2\phi} \quad (26)$$

4. Обчислюються коефіцієнти трансформації автотрансформаторів струму:

$$k_{TLI} = 2.5 / I_{\text{від TLI}} \quad , \quad k_{TLII} = 5 / I_{\text{від TLIІ}} \quad (27)$$

5. Визначаються вторинні номінальні струми, підведені до реле (див. рисунок 4):

$$I'_{I\epsilon} = I_{I\epsilon} \cdot K_{TL I} \quad , \quad I'_{II\epsilon} = I_{II\epsilon} \cdot K_{TL II} \quad (28)$$

6. Порівнюються отримані струми і вибирається основна сторона захисту за більшим з них. Припустимо, основна сторона - II.

7. Визначаються номінальні струми робочих відгалужень трансреактора ТАУ (для відгалужень первинної обмотки I - б ці струми, відповідно, рівні 5 - 4, 6 - 4, 25 - 3, 63 - 3, 0 - 2,5 А).

Для основної сторони:

$$I'_{від II} \leq I'_{II\epsilon} \quad (29)$$

Для неосновної сторони:

$$I'_{від I} \leq I'_{від I, розр} \quad (30)$$

$$I'_{від I, розр} = I'_{від II} (I'_{I\epsilon} / I'_{II\epsilon}) \quad (31)$$

8. Визначається струм спрацювання захисту

$$I_{c,з} = (0,3 \div 0,5) I_{ном} \quad (32)$$

Для схеми на рис. В.4 що умову доцільно доповнити відлагодженням від струму КЗ за трансформатором власних потреб.

$$I_{c,з} = k_3 \cdot I^{(3)}_{квн} \quad (33)$$

де $k_3 = 1,5$ - коефіцієнт запасу за вибірковістю; за розрахунковий приймається більший зі струмів.

9. Визначається відносний мінімальний (початковий) струм спрацювання захисту

$$I_{c,з min} = \frac{I_{c,з}}{I_{ном}} \quad (34)$$

10. Вибирається відносний мінімальний струм спрацювання реле $I_{c,з min}$ за найбільшим зі струмів спрацювання плечей захисту:

$$I_{c,з min I} = I_{c,з min} \cdot (I'_{I\epsilon} / I_{омс I}), \quad (35)$$

$$I_{c,з min II} = I_{c,з min} \cdot (I'_{II\epsilon} / I_{омс II}). \quad (36)$$

11. Вибирається струм спрацювання відсічки за умовами відлагодження від стрибка намагнічувального струму, ($k_3=4$):

$$I_{c,р} = k_3 \cdot I_{роб} \quad (37)$$

$$I_{роб} = I'_{I\epsilon} / I'_{від I} \quad (38)$$

За знайденим струмом $I_{c,р}$ приймається найближча, більша з можливих, уставок (б чи 9)

12. Вибираються відгалуження для ТС кола гальмування (для відгалужень первинної обмотки 1-4 струми $I_{від TA}$, відповідно, дорівнюють 5 - 3, 75 - 3,0 - 2,5 А) за умовою

$$I_{від TA} > I'_{I\epsilon} \quad (39)$$

На стороні II гальмування не передбачається, тому що для цієї сторони режим зовнішнього КЗ неможливий.

13. Вибирається відносний струм початку гальмування

$$I_{поч.Г} \geq 0,5 \cdot \sum \frac{I_{Т.Н}}{I_{від.ТАІ}} = 0,5 \cdot \sum \frac{I_{Іс}}{I_{від.ТАІ}} \quad (40)$$

Тут враховується сторона I , на якій передбачене гальмування. До установалення приймається найближча, більша з можливих, уставок (0,6 чи 1).

14. Визначається приведений до реле розрахунковий струм небалансу

$$I'_{нб.розр.в} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \frac{I_{відІ.розр} - I_{відІ}}{I_{відІ.розр}}) I'_{к.макс.В}, \quad (41)$$

де

$$I'_{к.макс.В} = I_{к.макс}^{(3)} \cdot \frac{K_{сз} \cdot K_{ТЛІ}}{k_{ТАІ}} - \text{розрахунковий струм зовнішнього КЗ,}$$

приведений до реле (сторона I).

15. Визначаються відносні значення робочих і гальмівних струмів:

$$I^*_{робІ} = I'_{нб.розр.в} / I_{відІ}, \quad (42)$$

$$I^*_{ТІ} = I'_{к.макс.в} / I_{відТАІ}. \quad (43)$$

16. Коефіцієнт гальмування $k_{Г} = \Delta I_{роб*І} / (0,5 \cdot \sum I_{Г})$, з врахуванням початкових параметрів гальмівної характеристики, визначається як

$$k_{Г} = \frac{K_{з*} \cdot I_{робІ} - I_{с.р.мін}}{0,5 \cdot I^*_{ТІ} - I^*_{поч.Г}} \quad (44)$$

В реле $k_{Г}$ встановлюється резистором, загальним для всіх гальмівних кіл. При декількох каналах гальмування встановлюється найбільший з отриманих коефіцієнтів.

Варто підкреслити, що при приведеній методиці формування гальмівної характеристики існує можливість зайвих спрацювань диференціального захисту з реле, ДЗТ-20 при зовнішніх КЗ та малій кратності і при періодичному струмі небалансу в диференційному колі (наприклад, за рахунок регулювання напруги під навантаженням). Відповідний випадок показаний на рис. В-5, де сформована за приведеною методикою гальмівна характеристика 3 перетинається з лінією 2, розрахованою за умовою відлагодження від струмів небалансу при зовнішніх КЗ. При цьому затушована ділянка відповідає області зайвих спрацювань при зовнішніх КЗ з малою кратністю або області КЗ через перехідний опір.

Зазначений недолік можна усунути, якщо місце зламу гальмівної характеристики з координатами $(I_{с.р.пoch.Г}, I_{пoch.Г})$ буде торкатись лінії 2, розрахованої за умовами відлагодження від зовнішніх КЗ. Для цієї лінії з кутом α можна записати:

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{K_{з*} \cdot I_{нб.розр.}}{0,5 \cdot \sum I_{Г}} = \frac{K_{з*} \cdot I^*_{роб}}{0,5 \cdot \sum I^*_{Г}} = \frac{I^*_{с.р.пoch.Г}}{I^*_{пoch.Г}}$$

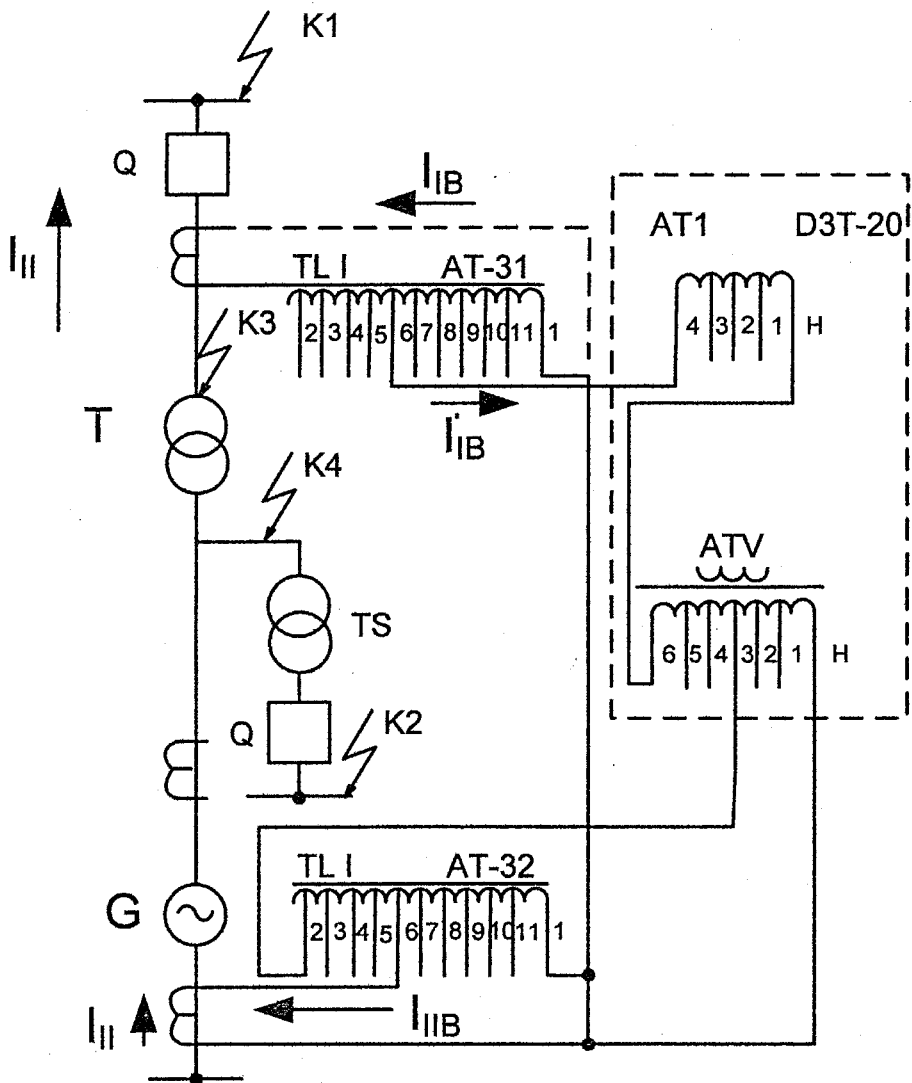


Рисунок В.4 – Принципова схема під'єднання струмових кіл диференційного захисту на основі реле ДЗТ-20

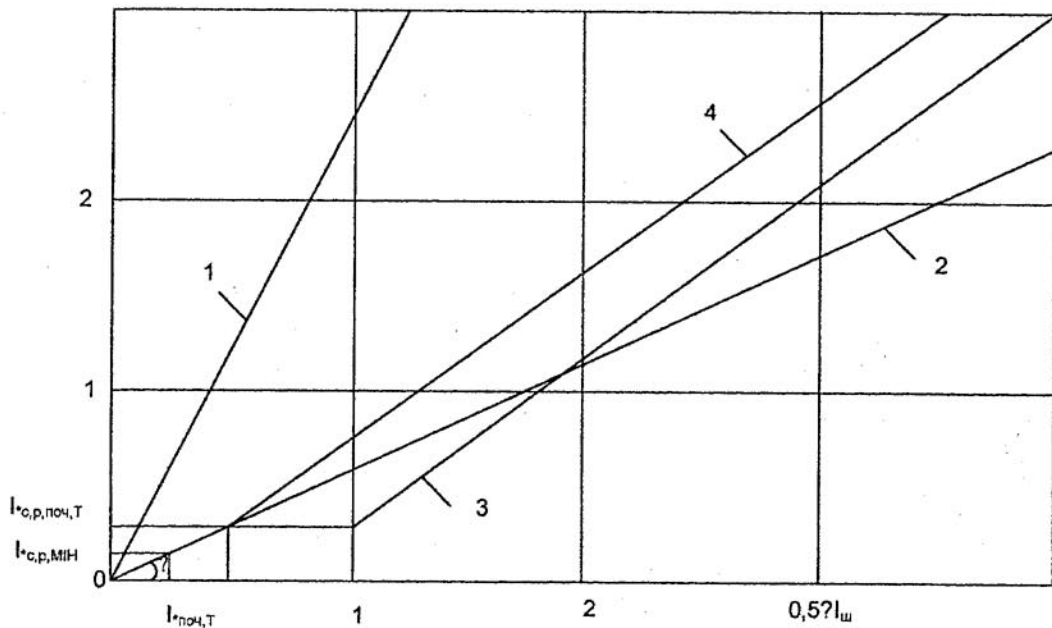


Рисунок В.5 - Формування гальмівної характеристики реле ДЗТ-20:

- 1 – лінія розташування місць внутрішніх КЗ $I_{Д}=I_{Г}$;
- 2 – лінія відлагодження від зовнішніх КЗ $I_{Д}=0,3I_{Г}$;
- 3 – неселективна гальмівна характеристика;
- 4 – селективна гальмівна характеристика .

а розрахункова умова відлагодження буде:

$$I_{*c.p.поч.Г} = I_{*поч.Г} \cdot \frac{\kappa_3 \cdot I_{*роб}}{0,5 \cdot \sum I_{*Г}} \quad (45)$$

За розрахунковий струм спрацювання реле треба прийняти більший з виразів, отриманих за (35), (36) і (45). Якщо умова (45) виявиться розрахунковою, то параметри реле слід уточнити за формулами (37) - (44).

17. Чутливість захисту при $I_{c.з} = (0,3 \div 0,5) \cdot I_{ном}$ завжди забезпечується і майже не перевіряється.

Додаток Г
Рекомендації до застосування
і вибору уставок диференційного модуля
SPCD 3D53 реле SPAD 346C фірми ABB

1 Загальні положення

Поздовжній диференційний струмовий захист без витримки часу має застосовуватися на трансформаторах потужністю 6,3 МВ·А і вище, а також на трансформаторах потужністю 4 МВ·А при паралельній їхній роботі [1]. Для цього може використовуватися модуль *SPCD 3D53*.

В Україні двообмоткові трансформатори потужністю 4 МВ·А і вище мають, в основному, групи з'єднання обмоток У/Д-11 чи У₀/Д-11 [12]. Трансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги (НН) мають групи з'єднання У₀/Д/Д-11-11 і Д/Д/Д-0-0. Останні застосовуються, в основному, для живлення власних потреб теплових електростанцій.

Якщо обмотки НН мають однакові номінальні напруги, то можна вмикати вторинні обмотки трансформаторів струму (ТС) з боку НН на суму вторинних струмів і використовувати реле, призначені для захисту двообмоткових трансформаторів [15, 16]. Модуль *SPCD 3D53* також можна застосовувати в даному випадку.

На стороні НН понижувальних трансформаторів у системах електропостачання ТС зазвичай з'єднуються за схемою неповної зірки (використовуються два ТС), при цьому захист виконується на двох диференційних реле [15]. Модуль *SPCD 3D53* містить 3 диференційних реле. У даному випадку можуть використовуватися два реле.

Для електродвигунів з номінальною потужністю 4000 кВт і більше повинен передбачатися диференційний захист у дворелейному чи трирелейному виконанні [15]. ТС мають, як правило, схему з'єднання неповної чи повної зірки.

2 Рекомендації до вибору конфігурації функціонування (алгоритму) модуля *SPCD 3D53*

При виконанні диференційного захисту трансформаторів бажано використовувати всі можливості його структури функціонування.

При виконанні диференційного захисту потужних електродвигунів ключі SGF2/3 і SGF2/4 повинні бути в положенні 0. Це пов'язано з тим, що підвищення напруги на електродвигуні не приводить до значного підвищення його струму намагнічування. Крім того, внаслідок відносно великого повітряного зазору 5-а гармоніка в струмі намагнічування двигуна мала.

Режими накладання кидка намагнічувального струму на uszkodження в зоні, яка захищається, в диференційних захистах електродвигунів практично відсутні, тому ключ SGF2/2 треба устатувати в положення 0.

Скорочення конфігурації алгоритму диференційного захисту електродвигуна зумовить підвищення надійності і спрощення вибору уставок.

3 Методика вибору уставок

Розглянемо найбільш розповсюджену групу з'єднання обмоток трансформатора У/Д-11.

Вихідні дані для розрахування уставок диференційного захисту трансформатора зручно звести в табл. Г-1.

Таблиця Г-1 Вихідні дані для розрахування уставок

Параметри	Формули	Сторони напруги	
		ВН	НН
Первинний номінальний струм трансформатора	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сп}}}$	$I_{\text{ном.ВН}}$	$I_{\text{ном.НН}}$
Схема з'єднання вторинних обмоток ТС	—	Д	У
Коефіцієнт схеми увімкнення реле	$K_{\text{сх}}$	$\sqrt{3}$	1
Коефіцієнт трансформації ТС	$K_{\text{Т}}$	$K_{\text{ІВН}}$	$K_{\text{ІНН}}$
Вторинний струм у плечах захисту, А	$I_{\text{ном.у}} = \frac{K_{\text{сх}} I_{\text{ном}}}{K_{\text{Т}}}$	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.ВН}}}{K_{\text{ІВН}}}$	$\frac{I_{\text{ном.НН}}}{K_{\text{ІНН}}}$
Коефіцієнт вирівнювання струмів	I_1/I_n	$\frac{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ном.ВН}}}{K_{\text{ІВН}} I_{2\text{ном.ТС}}}$	—
	I_2/I_n	—	$\frac{I_{\text{ном.НН}}}{I_{2\text{ном.ТС}} \cdot K_{\text{ІНН}}}$

$U_{\text{ном.сп}}$ - номінальна напруга відгалуження обмотки трансформатора при нульовому положенні РПН. Наприклад, для трансформатора

ТРДН-40000/110, за даними [12], варто приймати: $U_{\text{ном.ср.вн}} = 115 \text{ кВ}$;
 $U_{\text{ном.ср.нн}} = 10,5 \text{ кВ}$.

Якщо виконується диференційний захист трансформатора з групою з'єднань обмоток Д/Д/Д-0-0, то з усіх боків трансформатора варто застосовувати схеми з'єднання вторинних обмоток ТС "зірка з нульовим проводом" [16].

Для трансформатора з групою з'єднань обмоток У/Д-11 чи У₀/Д-11 можливі такі варіанти:

- з боку ВН вторинні обмотки ТС з'єднуються в трикутник (Д). У цьому випадку в схемі модуля цифровим способом імітується схема "зірка" (наприклад, SGF1/6=0; SGF1/7=0; SGF1/8=0).

- з боку ВН вторинної обмотки ТС з'єднуються за схемою "зірка з нульовим проводом". У цьому випадку в схемі модуля цифровим способом імітується схема "трикутник" (SGF1/6=1; SGF1/7=0; SGF1/8=1).

В обох випадках вторинний струм у плечі захисту розраховується за формулою для сторони ВН, приведеної в таблиці Г-1, ($K_{\text{ср}}$ приймається рівним $\sqrt{3}$).

При виконанні диференційного захисту (дифзахисту) трансформаторів з розщепленою обмоткою НН вторинний струм плеча захисту з боку НН може виявитися більшим, ніж 7,5 А. Застосування модуля SPCD 3D53 у цих умовах можливе тільки в тому випадку, коли можна вирівняти струми плечей за рахунок вибору відношення I_1/I_n з боку ВН. Крім того, базовий струм для значень уставок реле (p/I_n , $I_{2\text{тр}}/I_n$, $I_d/I_{n>>}$ і ін.) зміниться, це необхідно враховувати при їхньому виборі.

Розрахування уставок виконується у відносних одиницях. За базовий струм приймається номінальний струм трансформатора, який захищається, чи відповідний йому вторинний номінальний струм високовольтного ТС. У випадку невідповідності вторинного номінального струму ТС і номінального струму силового трансформатора, потрібно ввести поправочний коефіцієнт.

Розрахунковий струм небалансу знаходимо з рівняння

$$I_{\text{нб.расч}} = K_{\text{пер}} \varepsilon_* + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{вир}} \quad (1)$$

де $K_{\text{пер}}$ - коефіцієнт, який враховує перехідний процес;

ε_* - повна похибка ТС у сталому режимі;

$\Delta U_{\text{рег}}$ - діапазон регулювання (в одну сторону) напруги трансформатора, який захищається, (у відносних одиницях);

$\Delta f_{\text{вир}}$ - відносна похибка вирівнювання струмів плечей.

Усі доданки у рівнянні (1) вважаються невід'ємними.

Для ТС класу точності 10Р повна похибка ε приймається рівною 0,1.

За даними АБВ розрахункове значення $\Delta f_{\text{вир}}$ можна приймати 0,04.

Диференційний струм спрацювання модуля SPCD 3D53 повинен задовольняти умову

$$I_{\text{д.ср}} \geq K_{\text{від}} \cdot I_{\text{нб.розр}} \quad (2)$$

де $\kappa_{\text{від}}$ - коефіцієнт відлагодження.

Згідно з [4] для диференційних захистів приймається $\kappa_{\text{від}}=1,5$. Коефіцієнтом відлагодження, по суті, є коефіцієнт запасу. Його значення визначається точністю розрахунків і точністю задання уставок реле. За [4] рекомендується знаходити коефіцієнт гальмування при умові відлагодження від режиму максимального струму зовнішнього КЗ (чи максимального наскрізного струму). У цьому випадку точність розрахування струму небалансу невелика. Крім того, не враховується зниження гальмівного струму в перехідному режимі. У цих умовах за [4] рекомендується приймати коефіцієнт відлагодження $\kappa_{\text{від}}=1,5$.

Модуль *SPCD 3D53* при $I_{\text{в*}} > I_{2\text{т}}/I_{\text{н}}$ має коефіцієнт гальмування $s_{\text{г}}$, рівний 1. Додатковим фактором відлагодження є блокування відносно амплітуд другої і першої гармонік диференційного струму (уставка $I_{\text{д2f}}/I_{\text{д1f}}$). Враховуючи викладене, перевіряти виконання умови (2) при максимальних струмах зовнішнього КЗ для модуля *SPCD 3D53* немає необхідності.

Фірма *ABB Transmit OY* рекомендує використовувати захисні ТС класу точності 5P, які повинні мати граничну кратність не меншу 40 [17]. В умовах України гранична кратність повинна прийматися більшою від відносного значення максимального струму зовнішнього КЗ $I_{\text{кз*}}=I_{\text{кз}}/I_{\text{ном.тс}}$. Зазвичай з боку НН понижувальних трансформаторів гранична кратність ТС $\kappa_{\text{т}}$ знаходиться в межах 10÷30. Це приводить до того, що ТС насичуються під дією аперіодичної складової при невеликих кратностях струмів КЗ. З врахуванням цього, як розрахункову кратність при виборі уставок, що визначають гальмівну характеристику модуля *SPCD 3D53*, доцільно прийняти $I_{\text{кз*}}=2$.

Невеликі кратності наскрізних струмів можливі також при дії пристроїв автоматичного введення резерву (АВР) на двотрансформаторних підстанціях при наявності в складі навантаження двигунів напругою 6÷10 кВ; при АПВ лінії, які живлять електричні двигуни, і в інших випадках.

Фірма *ABB Transmit OY* рекомендує мати, при можливості, однакову граничну кратність ТС зі сторін ВН і НН [17]. В умовах України таке буває дуже рідко і цього можна не враховувати. Таким чином, доводиться враховувати відносно великі струми небалансу при невеликих кратностях струмів КЗ. При виборі значення $\kappa_{\text{пер}}$ необхідно враховувати, що модуль *SPCD 3D53* має відлагодження від перехідних струмів небалансу за рахунок блокування $I_{\text{д2f}}/I_{\text{д1f}}$. Як показали результати математичного моделювання перехідних струмів небалансу, при $I_{\text{кз*}}=2$ відношення $I_{\text{д2f}}/I_{\text{д1f}}$ обумовлене насиченням ТС, може бути рівним 0,3. Оскільки перехідний струм небалансу зазвичай містить першу гармоніку, обумовлену другим і третім доданками в рівнянні (1), що приблизно дорівнює першій гармоніці, обумовленій насиченням ТС, то уставку $I_{\text{д2f}}/I_{\text{д1f}}$ варто приймати рівною

15%. При цьому $\kappa_{пер}$ дорівнює 2÷2,5. Менше значення $\kappa_{пер}$ стосується випадків, коли частка навантаження (електродвигунів) при повній потужності в загальному навантаженні трансформатора менша за 50 %. У іншому випадку варто приймати $\kappa_{пер}=2,5$.

З урахуванням точності результатів математичного моделювання, а також того, що параметри модуля *SPCD 3D53* задаються з досить високою точністю, приймаємо коефіцієнт відлагодження $\kappa_{від}=1,3$.

Розрахування уставок, що визначають гальмівну характеристику, проводиться в такій послідовності:

Приймаємо $I_{в*}=I_p/I_n$ рівним 0,5 і знаходимо мінімально можливе значення p_* з рівняння

$$p_* = 0,5 \cdot \kappa_{від} \cdot (\varepsilon_* + \Delta U_{рег*} + \Delta f_{вир*}). \quad (3)$$

Використовуючи отримане значення p_* і, прийнявши уставку $I_{2гр}/I_n=2,0$, знаходимо розрахункове $s_{розр*}$ за виразом

$$s_{розр*} \geq \frac{\kappa_{від} \cdot I_{нб.розр*} \cdot I_{в*} - p_*}{I_{в*} - 0,5}, \quad (4)$$

де $I_{в*}=2$.

$I_{нб.розр*}$ знаходиться з рівняння (1). Значення $\kappa_{пер}$ приймається відповідно до зазначеного вище.

Якщо $s_{розр*}$ виходить меншим від 0,4, то на цьому розрахунок закінчується. Якщо ж виходить $0,4 \leq s_{розр*} < 0,5$, то можна трохи збільшити p_* з метою зниження $s_{розр*}$ до 0,4. При $s_{розр*} \geq 0,5$ варто прийняти уставку $I_{2гр}/I_n=1,5$ і знайти s_* з рівняння

$$s_* \geq 1,5 \cdot s_{расч*} - 0,5. \quad (5)$$

Якщо s_* виходить близьким до 0,5, то варто збільшити p_* і повторити розрахунок за формулами (4) і (5), поки не вийде $0,4 \leq s_* \leq 0,45$. На цьому розрахунок можна закінчити і прийняти уставку s , яка дорівнює 45%.

Приклад розрахунку

Трансформатор, який захищається, ТРДН-40000/110; межі регулювання напруги $\pm 9-1,78\%$; частка рухового навантаження на напрузі 6 чи 10 кВ менше 50 %.

Приймаємо $\Delta U_{рег*}=0,16$; $\kappa_{пер}=2$; $\Delta f_{вир*}=0,04$; $I_{2гр}/I_n=2,0$.

З рівняння (3) знаходимо

$$p_* = 1,3 \cdot 0,5 \cdot (0,1 + 0,16 + 0,04) = 0,195.$$

Приймаємо $p_* = 0,2$.

З рівнянь (1) і (4) знаходимо:

$$I_{нб.розр*} = 2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,04 = 0,4;$$

$$s_{розр*} = \frac{1,3 \cdot 0,4 \cdot 2 - 0,2}{2 - 0,5} = 0,56.$$

Приймаємо уставку $I_{2гр}/I_n=1,5$.

З рівняння (5) знаходимо

$$s_* \geq 1,5 \cdot 0,56 - 0,5 = 0,34.$$

Приймаємо з деяким запасом уставку $s=0,4$.

Перевіряємо відлагодження від струму небалансу сталого режиму при $I_{гр*}=1$ за умовою:

$$p_* + 0,5 \cdot s_* \geq 1,3(0,1 + \Delta U_{пер*} + \Delta f_{вир*}). \quad (6)$$

Підставивши отримані уставки, маємо

$$0,2 + 0,5 \cdot 0,4 \geq 1,3 \cdot (0,1 + 0,16 + 0,04).$$

Для створення запасу приймаємо $p_*=0,25$.

Остаточо маємо уставки:

$$p/I_n=25\%;$$

$$s=40\%;$$

$$I_{2гр}/I_n=1,5.$$

Перевірка чутливості диференційного захисту

Коефіцієнт чутливості захисту визначається як відношення

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{r,\text{мін}}}{I_{\text{ср.р}}}, \quad (7)$$

де $I_{r,\text{мін}}$ - мінімальне значення струму в реле при КЗ.

Коефіцієнт чутливості повинен бути не меншим 2. Для дифзахистів понижувальних трансформаторів за розрахункове приймають двофазне КЗ на виводах низької напруги.

Якщо $I_{\text{ср.р}*}$ початковий струм спрацювання p/I_n , то $K_{\text{ч}}$ виходить значно більшим 2 і робити його перевірку нема потреби.

Правильніше під $I_{\text{ср.р}*}$ розуміти відносний струм спрацювання в тій точці гальмівної характеристики, яка відповідає розрахунковому режиму КЗ. Розрахунковий режим КЗ варто розглядати в точці, яка відповідає уставці диференційної відсічки $I_d/I_n \gg$. У цих умовах $K_{\text{ч}}$ завжди виходить не меншим 2, тому умова чутливості дифзахисту виконується.

4 Розрахування уставки диференційної відсічки

Диференційна відсічка реагує на амплітуду першої гармоніки диференційного струму. Вона спрацьовує також, якщо миттєве значення диференціального струму перевищує уставку $I_d \gg$ за першою гармонікою в 2,5 рази.

При увімкненні силового трансформатора з боку вищої напруги (яка застосовується в Україні) відношення амплітуди кидка намагнічувального струму до амплітуди номінального струму трансформатора, який захищається, не перевищує 5. У цих умовах розрахунковим для вибору

уставки диференційної відсічки є режим максимального наскрізного струму при зовнішньому КЗ.

Як вказувалося вище, гранична кратність струмів ТС на понижувальних трансформаторах при $I_{ном}=5$ А може знаходитися в межах 10÷30. Можливе також значне розходження граничних кратностей струмів ТС зі сторін ВН і НН трансформатора, який захищається. У цих умовах амплітуда струму небалансу може досягати амплітуди максимального струму зовнішнього КЗ. Відношення зазначеної амплітуди до амплітуди періодичної складової струму КЗ не перевищує 2, тому при виборі уставки відсічки варто враховувати тільки першу гармоніку диференційного струму.

З врахуванням викладеного, одержуємо:

$$I_{д відс*} \geq K_{від} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.вн.макс*}, \quad (8)$$

де $K_{нб(1)}$ - відношення амплітуди першої гармоніки струму небалансу до приведеної амплітуди періодичної складової струму зовнішнього КЗ.

Значення $K_{від}$ при виборі струму спрацювання відсічки можна приймати рівним 1,2. Значення $K_{нб(1)}$ залежить, в основному, від мінімального значення граничної кратності ТС, від розкиду граничних кратностей і від залишкових індукцій ТС. Для захистів понижувальних трансформаторів розподільних мереж і промислових підстанцій можна вважати $K_{10мін}=10$. Результати математичного моделювання при металевих КЗ показують, що в цих умовах і при використанні зі сторін ВН і НН силового трансформатора трансформаторів струму з вторинним номінальним струмом 5 А, можна приймати $K_{нб(1)}=0,7$.

Якщо з боку ВН використовуються ТС з вторинним номінальним струмом 1 А, то варто приймати $K_{нб(1)}=1,0$.

5 Диференційний захист потужних електродвигунів напругою вище 1 кВ

При виборі уставок, які визначають гальмівну характеристику, і уставки диференційної відсічки, необхідно враховувати такі особливості:

- для дифзахисту електродвигунів варто приймати $\Delta U_{пер*}=0$;
- як розрахунковий режим для вибору уставок p_* , s і $I_{2п}/I_n$ варто приймати режим пуску, чи самозапуску або режим зовнішнього КЗ, при якому $I_{скв*}=2$. (при цьому треба приймати $\kappa_{пер}=2,5$; $I_{дз}/I_{дл}=0,15$);
- розрахунок уставок треба починати, вважаючи $I_{2п}/I_n=2,0$; $p/I_n=0,15$;
- як розрахунковий режим при виборі уставок диференційної відсічки варто приймати режим пуску чи самозапуску (в останньому випадку необхідно зазначити, що ЕРС системи і електродвигунів в момент подачі живлення збігаються по фазі). За розрахунковий виберемо найбільший із двох струмів;

- оскільки в схемі дифзахисту електродвигунів спостерігається значне розходження навантажень ТС з боку виводів і з боку нейтралі, то приймаємо $K_{нб(1)}=1,0$.

6 Рекомендації до вибору уставок відносного значення п'ятої гармоніки диференційного струму

З урахуванням характеристик сталей, які використовуються в Україні для виготовлення силових трансформаторів, рекомендується вивести з дії захист за п'ятою гармонікою, встановивши клочі $SGF2/3 = 0$, $SGF2/4=0$.

7 Рекомендована галузь застосування модуля *SPCD 3D53* у складі реле *SPAD 346C*

Однією з галузей застосування цього захисту є трифазні двообмоткові понижувальні трансформатори розподільних мереж потужністю $6,3+100$ МВ·А з вищою напругою 35 ± 220 кВ. Допускається застосування захисту на трансформаторах з розщепленою обмоткою низької напруги при під'єднанні трансформаторів струму з боку НН (силового трансформатора) на суму вторинних струмів і можливості вирівнювання дії струмів плечей захисту. Винятки складають резервні трансформатори власних потреб теплових і атомних електростанцій потужністю 63 МВ·А та більше.

Друга галузь - потужні двигуни напругою вище 1 кВ, що мають ТС у виводах з боку нейтралі.

Рекомендується також застосовувати захист з трансформаторами струму (класу 10P) вітчизняного виробництва, наприклад, Запорізького заводу високовольтної апаратури (ЗЗВА).

Додаток Д

Розрахування диференційного захисту триобмоткового понижувального трансформатора з одностороннім живленням зі сторони вищої напруги

Розрахування диференційного захисту трансформатора з реле РНТМ-560

Трансформатор ТДЦТН 230/38,5/11 кВ потужністю 63 МВ·А має регулювання напруги під навантаженням на стороні вищої напруги в межах $\pm 12\%$ номінальної і регулювання напруги на стороні середньої напруги $\pm 2,2,5\%$ номінальної, що досягається перестановкою відгалужень при вимкненому трансформаторі. Опір системи, приведений до сторони вищої напруги ($U_{\text{ср.ном}} = 230$ кВ) дорівнює $x_{\text{сmax}} = 12$ Ом, $x_{\text{сmin}} = 18$ Ом.

1 Розрахування струмів КЗ

Для складання заступної схеми (рис. Д1) обчислюються опори сторін трансформатора

$$x_{mB} = \frac{U_{\text{кВН}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_m} = \frac{13}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 109 \text{ Ом},$$

$$x_{mC} \approx 0, \quad x_{mH} = \frac{U_{\text{кНН}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ср.ном}}^2}{S_m} = \frac{11}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 92,4 \text{ Ом},$$

де

$$U_{\text{кВН}} = 0,5(U_{\text{кВН-СН}} + U_{\text{кВН-НН}} - U_{\text{кСН-НН}}) = \\ = 0,5(12,5 + 24 - 10,5) = 13\%,$$

$$U_{\text{кСН}} = 0,5(12,5 + 10,5 - 24) \approx 0,$$

$$U_{\text{кНН}} = 0,5(10,5 + 24 - 12,5) = 11\%.$$

При розрахунках струмів КЗ для захисту трансформаторів з РПН потрібно враховувати опори з урахуванням регулювання напруги.

У випадку, що розглядається, наближено можна прийняти:

$$x_{\text{Tmin}} = x_{\text{T,ном}}(1 - \Delta U^2), \quad x_{\text{Tmax}} = x_{\text{T,ном}}(1 + \Delta U^2),$$

$$\text{звідки } x_{\text{ТВmin}} = 109 \cdot (1 - 0,12) = 84,4 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{ТВmax}} = 137 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{ТНmin}} = 71,6 \text{ Ом},$$

$$x_{\text{ТНmax}} = 116 \text{ Ом}.$$

Струм КЗ на шинах середньої напруги (точка К1 на рис. Д1,а):

$$I_{\text{кmax}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3}(x_{\text{сmax}} + x_{\text{ТВmin}})} = \frac{230}{\sqrt{3}(12 + 84,4)} = 1,38 \text{ кА},$$

$$I_{k\min}^{(2)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{2(x_{c\min} + x_{тВ\max})} = \frac{230}{2(18+137)} = 0,742 \text{ кА.}$$

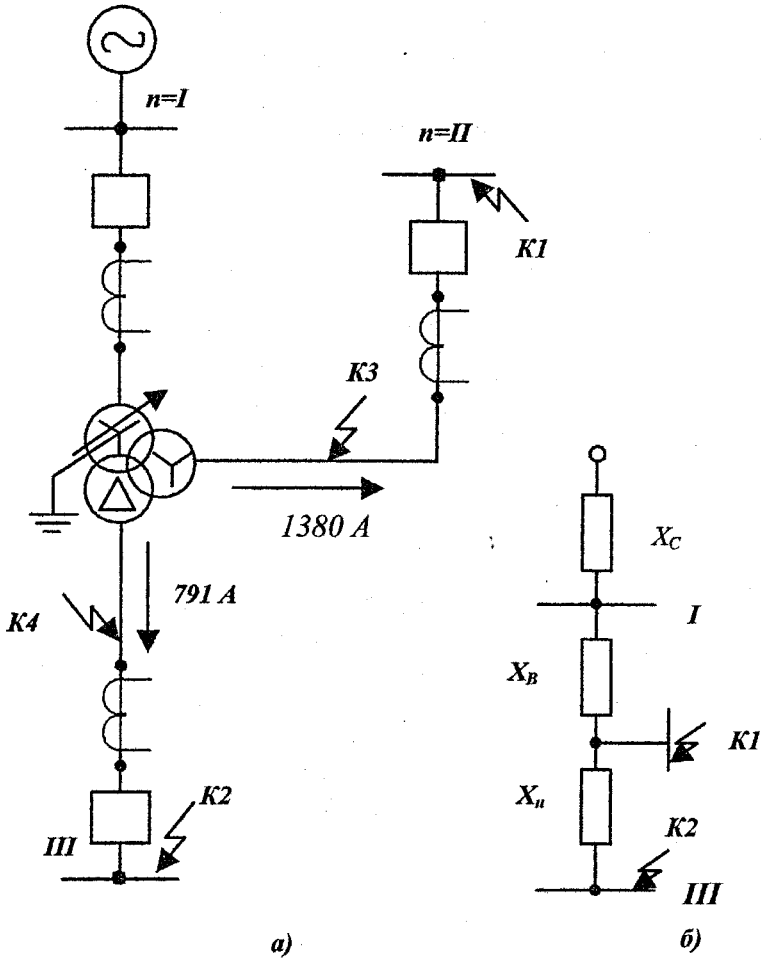


Рисунок Д.1 - Вихідна (а) та заступна (б) схеми до прикладу розрахунку диференційного захисту трансформатора

Струм КЗ на шинях низької напруги (точка К2 на рис. Д-1, а)

$$I_{\text{к max}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3}(x_{\text{с max}} + x_{\text{т min}})} = \frac{230}{\sqrt{3}(12 + 84,4 + 71,6)} = 0,791 \text{ кА},$$

$$I_{\text{к min}}^{(2)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{2(x_{\text{с min}} + x_{\text{т max}})} = \frac{230}{2(18 + 137 + 116)} = 0,424 \text{ кА}.$$

2 Попереднє розрахування диференційного захисту і вибір типу реле

Струм спрацювання захисту визначається за більшим результатом з двох розрахункових умов:

а) при відлагодженні від кидка струму намагнічування

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{від}} \cdot I_{\text{ном}}, \quad I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot 158 = 205 \text{ А},$$

$$\text{де } I_{\text{ном}} = S_m / \sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.ном}} = 63 / \sqrt{3} \cdot 230 = 0,158 \text{ кА};$$

б) при відлагодженні від струму небалансу

$$I_{\text{с.з}} = k_3 \cdot I_{\text{нб, розр}}$$

$$I_{\text{нб, розр}} = |I'_{\text{нб, розр}}| + |I''_{\text{нб, розр}}| + |I'''_{\text{нб, розр}}|;$$

$$I'_{\text{нб, розр}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{п к. макс}};$$

$$I'_{\text{нб, розр}} = \sum U_n \cdot I_{\text{п к. макс}};$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,3 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 1380 = 484 \text{ А}.$$

Приймається $I_{\text{с.з}} = 484 \text{ А}$.

Попередня перевірка чутливості виконується за первинними струмами при двофазному КЗ на стороні НН (точка К4 на рис. Д1, а):

$$k_{\text{ч}} = 424 / 484 = 0,875 < 2.$$

Оскільки захист з реле РНТ не забезпечує чутливості, необхідно застосувати реле ДЗТ.

3 Розрахування захисту з реле ДЗТ-10

Етапи розрахування наступні:

а) струм спрацювання захисту з реле ДЗТ при відлагодженні від кидка намагнічувального струму

$$I_{\text{с.з}} \geq k_{\text{від}} \cdot I_{\text{ном}};$$

$$I_{\text{с.з}} = 1,5 \cdot 158 = 237 \text{ А};$$

б) струм спрацювання захисту з реле ДЗТ при відлагодженні від струму небалансу при КЗ на СН

$$I_{c,3} = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 1380 = 560 \text{ А};$$

в) струм спрацювання захисту з реле ДЗТ при відлагодженні від струму небалансу при КЗ на НН

$$I_{c,3} = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 791 = 261 \text{ А}.$$

Приймаємо реле ДЗТ з установленим гальмівною обмоткою зі сторони середньої напруги. Тоді відлагодження буде забезпечене за рахунок гальмування, а струм спрацювання захисту $I_{c,3} = 261 \text{ А}$;

г) чутливість захисту при КЗ на стороні низької напруги при мінімальному регулюванні:

$$k_{\text{ч}} = 424/261 = 1,63,$$

при номінальному коефіцієнті трансформації:

$$I_{\text{к min}}^{(2)} = 230/2(18 + 109 + 92,4) = 524 \text{ А}, k_{\text{ч}} = 424/261 = 2,01.$$

Для підвищення чутливості захисту можна рекомендувати ввімкнення гальмівної обмотки на суму вторинних струмів сторін середньої і нижчої напруги (рис. Д.2) з одночасним уточненням коефіцієнта відлагодження від кидка намагнічувального струму, з урахуванням реальних параметрів мережі;

д) уточняється струм спрацювання захисту за умовою відлагодження від кидка струму, що намагнічується, для цього визначаються:

відносний опір системи

$$x_{c*} = x_c \cdot (S_m / U_{н о м}^2) = 12 \cdot (63 / 230^2) = 0,0143;$$

відносний опір обмотки при однофазному ввімкненні зі сторони 220 кВ при найбільшій напрузі $U_{\text{к}} = U_{\text{кВН}} = 24\%$

$$x_{\text{В*}}^{(1)} = (12,7 + U_{\text{к}}) / 1,35 = (12,7 + 24) / 1,35 = 27,2\%;$$

відносний опір контура вмикання

$$x_{\text{к*}} = x_{c*} + k_1 \cdot x_{\text{В*}}^{(1)} = 0,0143 + 1,15 \cdot 0,272 = 0,327.$$

Оскільки розрахунковий $x_{\text{к*}} > 0,3$, для реле ДЗТ-11 при вторинному номінальному струмі 5 А, то приймаємо граничне мінімальне значення $k_{\text{від}} = 1$. Тоді:

$$I_{c,3} \geq k_{\text{від}} I_{\text{ном}};$$
$$I_{c,3} = 1 \cdot 158 = 158 \text{ А}.$$

Відлагодження від періодичних струмів небалансу забезпечується вибором кількості витків гальмівної обмотки;

е) чутливість захисту на стороні нижчої напруги при мінімальному регулюванні і уточненому струмі спрацювання

$$k_{\text{ч}} = 424/158 = 2,68 > 2,$$

тобто, реле ДЗТ-11 може бути з успіхом застосоване.

4 Вибір уставок реле ДЗТ

Розрахунок здійснюється за такими рівняннями:

$$I_{с.р.п.осн} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх} \cdot (U_{ном.розр} / U_{п.ном})}{K_{Iп}};$$

$$W_{осн.розр} = \frac{F_{с.р}}{I_{с.р.осн}};$$

$$I_{е,ном} \cdot W_{Iрозр} = I_{II,в.ном} \cdot W_{IIрозр} = I_{III,е,ном} \cdot W_{IIIрозр},$$

$$I_{п,в,ном} = I_{п,ном} \cdot \frac{K_{сх}}{K_{Iп}};$$

$$I_{п.ном} = \frac{S_T}{(\sqrt{3} \cdot U_{п.ном})}.$$

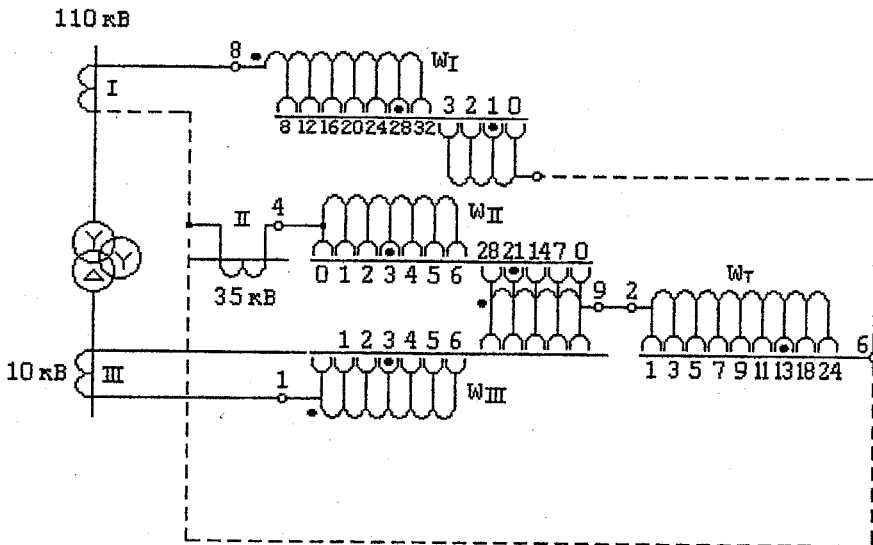


Рисунок Д.2 - Принципова схема приєднання реле ДЗТ-11 для випадку під'єднання гальмівної обмотки на суму струмів плечей захисту сторін (35 кВ та 11 кВ)

а) визначаємо первинні і вторинні струми сторін трансформатора. Дані розрахунку наведені в таблиці Д.1.

Таблиця Д.1 - Дані для розрахунку

Параметр	I – ВН; 230 кВ	II – СН; 38,5 кВ	III – НН; 11 кВ
$I_{п ном}$ А	$63000/(\sqrt{3} \cdot 230) = 158$	$63000/(\sqrt{3} \cdot 38,5) = 945$	$63000/(\sqrt{3} \cdot 11) = 3310$
$r_{п ном}$	400/5	2000/5	4000/5
З'єднання ТС	Трикутник	Трикутник	Зірка
$I_{п ном втор}$ А	$158 \cdot \sqrt{3}/(400/5) = 3,42$	$945 \cdot \sqrt{3}/(2000/5) = 4,09$	$3310 \cdot 1/(4000/5) = 4,13$

З табл. Д.1 видно, що за основну потрібно взяти сторону низької напруги (11 кВ);

б) струм спрацювання реле для основної сторони

$$I_{с.р.п осн} = \frac{I_{с.з} \cdot K_{сх} \cdot (U_{ном.розр}/U_{п ном})}{K_{Iп}};$$

$$I_{с.р осн} = \frac{158 \cdot (230/11)}{4000/5} = 4,13 \text{ А};$$

в) розрахункова кількість витків робочої обмотки для основної сторони

$$w_{осн.розр} = 100/4,13 = 24,22.$$

Приймається $w_{осн} = 24$, це відповідає $I_{с.р осн} = 100/24 = 4,17 \text{ А};$

г) розрахункова кількість витків для інших сторін трансформатора:

для сторони 220 кВ $w_{I.розр} = 24(4,13/3,42) = 28,98$ витків,

приймається $w_I = 29$ витків;

для сторони 35 кВ $w_{II.розр} = 24(4,13/4,09) = 24,23$ витка,

приймається $w_{II} = 24$ витки;

д) розрахункові струми небалансу з урахуванням похибки вивірнювання:

при КЗ на стороні 35 кВ

$$I_{нб,розр} = |I'_{нб,розр}| + |I''_{нб,розр}| + |I'''_{нб,розр}|,$$

$$I'''_{нб,розр} = \sum \Delta w_n \cdot I_{п к.макс},$$

$$I_{нб,розр} = (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,095) \cdot 1380 = 385,7 \text{ А},$$

де $\Delta w_{II} = (24,23 - 24)/24,23 = 0,095;$

при КЗ на стороні 11 кВ

$$I_{нб,розр} = (1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,0006) \cdot 791 = 174,5 \text{ А},$$

де $\Delta w_I = (28,98 - 29)/28,98 = -0,0006$;

е) визначаємо кількість витків гальмівної обмотки при її ввімкненні: при КЗ на стороні 35 кВ

$$w_{nI} = \kappa_I \cdot \frac{w_{np}}{\operatorname{tg} \alpha} = \frac{\kappa_3 \cdot I_{\text{нб, розр}}}{I_{nI}} \cdot \frac{w_{np}}{\operatorname{tg} \alpha}$$
$$w_{nII} \geq \frac{1,5 \cdot 385,7}{1380} \cdot \frac{24}{0,87} = 11,57 \text{ витка};$$

при КЗ на стороні 11 кВ

$$w_{nI} \geq \frac{1,5 \cdot 261,7}{791} \cdot \frac{24}{0,87} = 9,12 \text{ витка.}$$

Кількість витків гальмівної обмотки, яка вмикається на суму струмів плечей захисту сторін 35 і 11 кВ, приймається рівною 13 виткам. Таким чином, до встановлення на реле приймаються:

в робочому колі $w_I = 29$ витків, $w_{II} = 24$ витки, $w_{III} = 24$ витки; в гальмівному колі $w_{rI} = 13$ витків.

5 Визначення чутливості захисту

Розрахування виконується приблизно за первинними струмами з похибкою не більше 1%:

а) уточнений струм спрацювання захисту

$$I_{c.p.n \text{ осн}} = \frac{I_{c.з} \cdot \kappa_{cx} \cdot (U_{\text{ном. розр}} / U_{n \text{ ном}})}{\kappa_{In}};$$

$$I_{c.з} = \frac{4,17 \cdot 4000/5}{1 \cdot (230/11)} = 159,5;$$

б) розрахунковим за чутливістю є внутрішнє КЗ на стороні 11 кВ при мінімальному регулюванні:

$$\kappa_q = 424/159,5 = 2,66,$$

тобто захист з реле ДЗТ забезпечує необхідну чутливість і рекомендується до встановлення. Зауважимо, що перевірка чутливості при наявності гальмування не відбувається, тому що в даному прикладі цей режим відсутній.

Розрахування диференційного захисту трансформатора з реле РНТМ-560

Для вихідних даних попереднього завдання обчислити диференційний захист з реле РНТМ-560. Увімкнення каналу гальмування здійснюється зі сторони джерела живлення.

1. Струм спрацювання захисту зі сторони високої напруги

$$I_{c,з1} = I_{k \text{ min}} / 2,$$

$$I_{c.31} = 424/2 = 212 \text{ A.}$$

2. Розрахункова і фактична кількість витків реле, з урахуванням попередніх даних, дорівнює $w_{III} = 18$ виткам, $w_I = 22$ витки, $w_{II} = 18$ витків при $\Delta w_{II} = 0,00935$, $\Delta w_I = 0,0196$.

3. Струми спрацювання зі сторони обмоток середньої і низької напруги визначаються за струмом зовнішнього КЗ:

$$I_{c.p.n \text{ осн}} = \frac{I_{c.3} \cdot K_{cx} \cdot (U_{\text{ном.розр}} / U_{n \text{ ном}})}{K_{In}};$$

$$w_{\text{осн.розр}} = \frac{F_{c.p.}}{I_{c.p. \text{ осн}}};$$

$$I_{e, \text{ном}} \cdot w_I \text{ розр} = I_{II e, \text{ном}} \cdot w_{II \text{ розр}} = I_{III e, \text{ном}} \cdot w_{III \text{ розр}},$$

$$I_{n, e, \text{ном}} = I_{n, \text{ном}} \cdot \frac{K_{cx}}{K_{In}},$$

на стороні 35 кВ

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,00935) \cdot 1380 = 501 \text{ A,}$$

на стороні 11 кВ

$$I_{c.3} = 1,3 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,0196) = 246,4 \text{ A.}$$

Приймаємо $I_{c.32} = 501 \text{ A.}$

4. Струм спрацювання по каналу гальмування

$$I_{c, \Gamma} = (I_{c,31} / I_{c,32}) \cdot I_{K, \text{внутр}},$$

$$I_{c, \Gamma} = (212/501) \cdot 1380 = 584 \text{ A.}$$

5. Перевірка надійності дії захисту при внутрішньому КЗ з гальмуванням і при більшому струмі спрацювання

$$K_n = I_{c, \Gamma} / I_{c,32},$$

$$K_n = 584/501 = 1,17 < 1,3,$$

тобто надійність дії в цьому режимі недостатня.

В даному прикладі чутливість захисту забезпечується при увімкненні плечей сторін 11 і 35 кВ, які мають практично рівні вторинні номінальні струми до одного й того ж виводу реле РНТМ-560, тобто при увімкненні каналу гальмування на суму струмів цих плечей. При цьому менший струм спрацювання захисту $I_{c.31} = 0,5 \cdot 158 = 79 \text{ A}$, а більший струм спрацювання з запасом на похибку вирівнювання $I_{c.32} = 500 \text{ A}$, чутливість захисту в мінімальному режимі

$$K_u = 424/79 = 5,36.$$

Перевірка чутливості при більшому струмі спрацювання не робиться, тому що режим внутрішнього КЗ з гальмуванням відсутній.

Додаток Ж

Розрахування диференційного захисту з реле РНТ-565 триобмоткового понижувального трансформатора з одностороннім живленням зі сторони вищої напруги

Потрібно розрахувати уставки спрацювання релейного захисту трансформатора 110/38,5/11 кВ потужністю 63 МВА, який має регулювання напруги під навантаженням (РПН) на стороні вищої напруги в межах $\pm 10\%$ від номінальної і регулювання напруги на стороні середньої напруги $\pm 2,5\%$ від номінальної, що здійснюється перестановкою відгалужень при увімкненому трансформаторі. Сумарний опір системи і трансформатора в максимальному (мінімальному) режимі роботи системи і трансформатора приведений: до шин 10 кВ 26,9 (28,8) Ом, до шин 35 кВ 41,2 (42,5) Ом. При розрахуванні струмів короткого замикання для спрощення розрахунків приймаємо напругу з високої сторони трансформатора сталою і такою, що дорівнює 115 кВ (тобто дію РПН не враховуємо).

Варіант А

Розрахунок при $F_{\text{сп}} = 60 \text{ А} \cdot \text{В}$ (РНТ-562).

1. Визначаються первинні номінальні струми, вибираються трансформатори струму для захисту і визначаються відповідні вторинні струми в плечах захисту.

2. Знаходять струми, які протікають через трансформатор, що захищається, в розрахункових режимах:

- при зовнішньому трифазному короткому замиканні в максимальному режимі роботи системи:

на шинах 10 кВ

$$I_{\text{к.з.макс}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 26,9} = 2460 \text{ А};$$

на шинах 35 кВ

$$I_{\text{к.з.макс}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 41,2} = 1610 \text{ А};$$

- при внутрішньому двофазному короткому замиканні в мінімальному режимі роботи системи:

на стороні 10 кВ

$$I_{\text{к.з.макс}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 28,2} = 2040 \text{ А};$$

на стороні 35 кВ

$$I_{к.з.макс} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 42,5} = 1350 \text{ A.}$$

3. Визначаються первинні розрахункові струми небалансу без урахування складової $I_{нб.розр}''$:

при пошкодження на шинах 10 кВ

$$I_{нб.розр} = (K_{одн} \cdot f_i + \Delta U_I) \cdot I_{к.з.макс} = (1,0 \cdot 0,1 + 0,1) \cdot 2460 = 492 \text{ A};$$

для пошкодження на шинах 35 кВ

$$I_{нб.розр} = (K_{одн} \cdot f_i + \Delta U_I + \Delta U_{III}) \cdot I_{к.з.макс} = (1,0 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,05) \cdot 1610 = 402 \text{ A.}$$

Таблиця Ж1 - Дані для розрахунку

Найменування величини	Кількісні значення для сторони		
	I – 110 кВ	II – 35 кВ	III – 10 кВ
1. Первинні номінальні струми	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 315 \text{ A}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 900 \text{ A}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3150 \text{ A}$
2. Коефіцієнти трансформації трансформаторів струму $n_{тс}$	600/5	1500/5	3000/5
3. З'єднання трансформаторів струму	Трикутник	Трикутник	Зірка
4. Вторинні номінальні струми в плечах захисту $I_{в.ном}$	$\frac{315\sqrt{3}}{600/5} = 4,55 \text{ A}$	$\frac{900\sqrt{3}}{1500/5} = 5,2 \text{ A}$	$\frac{3150}{3000/5} = 5,25 \text{ A}$

4. Попередньо визначається первинний струм спрацювання захисту:

- за умови відлагодження від кидка струму намагнічування, орієнтовно

$$I_{с.з} \geq k \cdot I_{ном} = 1,3 \cdot 315 = 410 \text{ A};$$

- за умови відлагодження від максимального струму небалансу

$$I_{с.з} \geq k \cdot I_{нб.розр} = 1,3 \cdot 492 = 640 \text{ A.}$$

5. Попередньо перевіряємо чутливість захисту:

- струм спрацювання реле

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з} \cdot \sqrt{3}}{n_{м1}} = \frac{640 \cdot \sqrt{3}}{600/5} = 9,25 \text{ A};$$

- найбільший струм, який протікає по реле при розрахунковому вигляді внутрішнього пошкодження. Зазвичай цей струм визначається за допомогою побудови досить складних схем струморозподілу в колах

диференційного захисту. В даному прикладі знаходження струму в реле спрощується, тому що струм пошкодження протікає тільки по одній стороні. При розрахунковому двофазному короткому замиканні на стороні 35 кВ (в мінімальному режимі) одно з реле обтікається подвійним струмом пошкодження ($k_{\text{ек}}=2$)

$$I_p = 2 \cdot \frac{I_{\text{к.з.мін}}}{n_{\text{мІ}}} = 2 \cdot \frac{1350}{600/5} = 22,5 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості захисту

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_p}{I_{\text{с.р}}} = \frac{22,5}{9,25} = 2,43 > 2$$

є достатнім.

Подальші розрахунки, які містять в собі визначення кількості витків первинних обмоток реле РНТ для різних сторін, знаходження складової струму небалансу $I_{\text{нб.розр}}^{\text{м}}$ і визначення уточненого струму спрацювання захисту, зведені в табл. Ж.2.

Таблиця Ж.2 - Зведена таблиця розрахунків захисту при $F_{\text{с.р}} = 60 \text{ А} \cdot \text{В}$

Буквене позначення і розрахунковий вираз величини, яка визначається	Варіанти розрахунку		
	1	2	3
$I_{\text{нб.розр}}^{\text{м}}$	0	98	208
$I_{\text{нб.розр}}$	492	590	700
$I_{\text{с.з}}$	640	766	910
$I_{\text{с.р осн}} = \frac{I_{\text{с.з осн}}}{n_{\text{мІ}}}$	10,7	12,8	15,1
$w_{\text{осн.розр}}$	5,61	4,69	3,98
$w_{\text{осн}} = w_{\text{III}}$	5	4	4
$I_{\text{с.рIII}} = \frac{F_{\text{с.р}}}{w_{\text{III}}}$	12	15	15
$w_{\text{Iрозр}}$	5,77	4,61	-
w_{I}	6	5	5
$w_{\text{Прозр}}$	5,05	4,04	-
w_{II}	5	4	4
$I_{\text{с.рI}} = \frac{F_{\text{с.р}}}{w_{\text{I}}}$	10,0	-	12

Коефіцієнт чутливості захисту при кінцевому, третьому, варіанті розрахунку виявляється недостатнім:

$$K_{\gamma} = 22,5/12 = 1,87 < 2,$$

і захист з реле РНТ не може бути виконаний.

Варіант Б

Розрахунок при $F_{CP} = 100 \text{ AB}$ (реле РНТ-565) складається з наступних етапів:

1-4. Розрахунки збігаються з пп. 1-4 варіанта А.

5. Попередній розрахунок коефіцієнта чутливості.

Для сторони 35 кВ розрахунковим за чутливістю є трифазне коротке замикання в мінімальному режимі $I_{к.з.мін}^{(3)} = 1560 \text{ A}$:

$$K_{\gamma} = \frac{I_{к.з}^{(3)}}{I_{с.з}} = \frac{1560}{640} = 2,43.$$

6. За відомими співвідношеннями вторинних номінальних струмів підбираються найбільш близькі цілі кількості витків первинної обмотки реле РНТ. У прикладі, що розглядається, можуть бути підібрані різні числа витків, наприклад, $w_I = 7, w_{II} = 6, w_{III} = 6$, або 8, 7, 7, або 15, 13 тощо. При цьому попередня м.р.с спрацювання реле, складе, відповідно, 65, 74 або 139 А·В і може бути просто виконана на реле. Відносна похибка від неточності вирівнювання м.р.с плеч захисту для усіх приведених випадків не перевищує 1%.

7. Приймаючи кількість витків $w_I = 8, w_{II} = 7, w_{III} = 7$, визначимо відносну похибку вирівнювання:

$$\Delta f_{III} = \left(1 - \frac{7 \cdot 5,25}{8 \cdot 4,55} \right) = -0,01$$

і складову струму небалансу:

$$I''_{нб.розр} = \Delta f_{III} \cdot I_{к.з.макс} = 0,01 \cdot 2460 = 24,6 \text{ A}.$$

8. Розрахунковий струм спрацювання захисту:

$$I_{с.з} = K_{\gamma} \cdot (I'_{нб.розр} + I''_{нб.розр} + I'''_{нб.розр}) = 1,3(492 + 24,6) = 672 \text{ A}.$$

9. Магніторушійна сила (МРС) спрацювання, яка встановлюється на реле:

$$F_{с.р} = \frac{I_{к.з.мін} \cdot \sqrt{3}}{n_{mI}} \cdot w_I = \frac{672 \cdot \sqrt{3}}{600/5} \cdot 8 = 78 \text{ AB}.$$

10. Коефіцієнт чутливості захисту

$$K_{\gamma} = \frac{I_{к.з.мін}}{I_{с.з}} = \frac{1560}{672} = 2,32 > 2.$$

З порівняння варіантів А і Б видно, що розрахунок за варіантом Б простіший і має перевагу в чутливості:

$$\frac{K_{\gamma B} - K_{\gamma A}}{K_{\gamma A}} \cdot 100 = \frac{2,32 - 1,87}{1,87} \cdot 100 = 24\%.$$

Додаток И

Розрахування уставок захистів двообмоткових трансформаторів з використанням пристроїв захисту MX3DPT3A і MODN A (MICOM P12X)

1 Загальні положення

1.1 Реле MXDPT3A (концерну ALSTOM) дозволяє виконати диференційний захист двообмоткових трансформаторів і разом з пристроєм захисту вводів MODN A (MICOM P12x) на кожній зі сторін забезпечує необхідний набір пристроїв захисту [17], які вимагаються ПУЕ для понижувальних двообмоткових трансформаторів:

1. диференційний захист з характеристиками, близькими до ДЗТ-21 на MX3DPT3A;

2. максимальний струмовий захист (2-3 ступенів) для кожної сторони;

3. двоступеневий струмовий захист нульової послідовності для двох сторін трансформатора;

4. за допомогою реле MX3DPT3A може бути виконаний диференційний захист трансформатора з розщепленою обмоткою сторони НН: двох обмоток однакової напруги і половинної потужності. Трансформатори струму вводів обох обмоток повинні мати однаковий коефіцієнт трансформації і з'єднуватися пофазно паралельно на один вхід сторони НН пристрою захисту.

1.2 Захист спрацювує від сигналів, які надходять до його вхідних кіл від зовнішніх захистів, а саме від: газового захисту, від датчика підвищення температури масла трансформатора повинні бути подані на дискретний вхід пристрою MODNA (MICOM P12x), у якому здійснюється їхня фіксація і буде виконана необхідна дія.

1.3 Запропонований захист може використовуватись як струмові реле для пуску пристроїв автоматики: пуск охолодження, блокування РПН, можуть бути використані вільні ступені струмового захисту пристрою відповідної сторони, а також ступені не використовуваного струмового захисту від замикань на землю, трансформатор струму захисту повинен бути перемкнений на фазний струм.

1.4 Струмові уставки пристрою задаються у відносних одиницях, за одиницю приймається вторинний номінальний струм трансформатора струму відповідної сторони (5 або 1А).

1.5 До уставок пристрою, які повинні бути задані, крім параметрів спрацювання, відносяться також номінальні параметри силового трансформатора, а також конфігурація пристрою. Кожному зовнішньому сигналу повинен бути призначений відповідний дискретний вхід, кожному виходу – вихідне реле, кожній виконуваний функції відповідний світлодіод.

Конфігурація пристрою вибирається при проектуванні і налагодженні відповідно до заводської інструкції.

1.6 Реле з заводу надходить налагодженим на заводські уставки, які можуть бути використані, в значній мірі, при налагодженні конкретного захисту. Особливо це відноситься до уставок і визначає конфігурацію пристрою.

1.7 До пристроїв повинні бути підведені струмові кола від трансформаторів струму всіх трьох (двох) сторін трансформатора, з'єднані в «зірку». Є два окремі входи для струмів нульової послідовності на стороні ВН і СН, а також для використання їх у захисті від замикань на землю, якщо такий захист застосовується. Вирівнювання вторинних струмів дифзахисту по фазі і величині не потрібне: група з'єднань трансформатора і вторинні струми задаються в ролі уставок пристрою.

1.8 На цьому пристрої захисту можна виконати дві групи уставок: основні і резервні уставки. Необхідність у другій групі уставок може виникнути в ремонтних режимах, при зміні напрямку живлення, коли змінюються умови селективності або чутливості захисту.

1.9 Пристрій МХ3ДРТ3А повинен отримувати живлення від власного автомата оперативного струму, окремого від захисту вводів.

1.10 Методика враховує вимоги [4] і рекомендації з вибору уставок з урахуванням особливостей захистів, уставки для яких вибираються.

2 Вибір основних характеристик пристрою МХ3ДРТ3А

До основних характеристик пристрою відносяться параметри, які необхідно ввести у вигляді уставок:

2.1 Номінальна частота f_n - вибирається 50 або 60 Гц. За заводом встановлена – 50 Гц.

2.2 Номінальний вторинний струм фазних трансформаторів струму сторони ВН трансформатора - $I_{н-Н}$, сторони НН - $I_{н-В}$. Він може бути обраний 5А або 1А і встановлюється перемичками на пристрої. За заводом встановлений струм 5А.

2.3 Номінальний первинний струм фазних трансформаторів струму сторони ВН трансформатора $I_{н,ТА-Н}$, сторони НН- $I_{н,ТА-В}$. Він може бути вибраний в діапазоні 10-10000А і вводиться в пристрій ступенями через 1А. За заводом встановлений - 200А на стороні ВН, і 800А на другій і третій сторонах.

2.4 Полярність фазних трансформаторів струму. Може бути виставлена "НОРМ"- нормальна або "ИНВЕРС"- інверсна. Під нормальною полярністю розуміють полярність трансформатора струму, при якій полярність первинної обмотки трансформатора струму з боку шин збігається з полярністю вторинного виводу трансформатора струму, що підводиться до полярного (непарного) затискача пристрою захисту (в подальшому – просто пристрою).

2.5 Номінальна потужність трансформатора - S_n . Вона може бути вибрана в діапазоні 100-1000000 кВА і вводиться в пристрій ступенями через 1 кВА. За заводом встановлена – 40000 кВА.

2.6 Номінальна напруга трансформатора сторони ВН - $U_{н-В}$, сторони НН - $U_{н-Н}$. Вона може бути вибрана в діапазоні 0.1 -500000 кВ і вводиться в пристрій ступенями через 0.1 кВ. За заводом встановлена уставка 150 кВ на стороні ВН, 20 кВ на стороні НН.

2.7 Група з'єднань обмоток трансформатора може бути вибрана: $Yy0$, $Yd1$, $Yd11$; $Dd0$, $Dy1$, $Dy11$. У цьому позначені $Y, (y)$ – схема з'єднання “зірка”, $D, (d)$ – схема з'єднання “трикутник”, далі йде група з'єднань: 0, 1, 11. За заводом встановлена група $Yd11$. Великою буквою позначена схема з'єднання сторони ВН, маленькою – вторинної сторони трансформатора.

2.8 Базисний струм (коефіцієнт) на кожній стороні трансформатора $I_{б-1}$, $I_{б-2}$ – відношення номінального струму відповідної сторони трансформатора до номінального первинного струму трансформатора струму цієї сторони:

$$I_{б-Н} = I_{н-Н} / I_{нТА-н} \quad (2.1)$$

$$I_{б-В} = I_{н-В} / I_{нТА-В} \quad (2.2)$$

Ці величини використовуються для перерахування уставок, вибраних у відносних одиницях до номінального струму трансформатора, для виставлення їх в пристрої, який відградуваний відповідно до номінального струму вторинної обмотки трансформатора струму (I_n), який дорівнює 5А або 1А. Струм уставки пристрою дорівнює уставці у відносних одиницях, помноженій на базисний струм.

3 Вибір уставок і характеристик дифзахисту трансформатора

3.1 Диференційний захист трансформатора використовує 2(3) комплекти трансформаторів струму, розташованих по обидві сторони трансформатора. Вирівнювання вторинних струмів за величиною і по фазі виконується захистом автоматично, розрахунковим шляхом. Для цього при заданні загальних характеристик задаються параметри силового трансформатора і параметри трансформаторів струму. При цьому виикає можливість зібрати трансформатори струму з усіх сторін у «зірку», це знижує навантаження вторинних кіл. Струм нульової послідовності при цьому усувається розрахунком, це робить характеристики незалежними від режиму нейтралі трансформатора.

3.2 Реле має гальмівну характеристику пропорційного типу (відсоткове гальмування)

- струм спрацювання захисту зростає пропорційно зростанню струму короткого замикання. Гальмівним струмом є найбільший струм серед струмів, що підводяться до реле, по кожній фазі окремо.

3.3 Характеристика схожа на характеристику реле РЗІРТ і складається з чотирьох ділянок, (рис. І1):

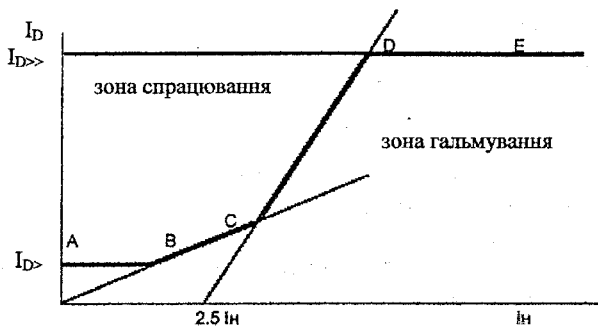


Рисунок И.1 - Характеристика диференційного захисту МХЗДРТЗА

I_D - диференційний струм, I_H - гальмівний струм - дорівнює найбільшому з трьох вторинних струмів. Ділянка АВ - початковий, на цій ділянці струм спрацювання не залежить від гальмування. У точці В характеристика початкової ділянки перетинається з першою гальмівною характеристикою. Вона має нахил $P1$ і починається від початку координат. Ця характеристика діє при малих струмах короткого замикання, коли похибка трансформаторів струму невелика. При струмах $2-5 I_H$ починається друга гальмівна характеристика, яка перетинається з першою в точці С і має більш крутий нахил $-P2$, з огляду на велику похибку трансформаторів струму при великих струмах короткого замикання (СКЗ). І остання ділянка – DE. Струм спрацювання знову не залежить від гальмівного струму. Ламана лінія ABCDE представляє загальну характеристику диференційного захисту.

3.4 Блокування струмом другої гармоніки призначене для забезпечення відлагодження дифзахисту від кидка струму намагнічування при подачі напруги. Завдяки наявності блокування струм спрацювання дифзахисту може бути виконаний значно меншим від номінального струму трансформатора.

3.5 Блокування за струмом п'ятої гармоніки призначене для запобігання помилковому спрацюванню дифзахисту від підвищеного струму намагнічування при порушенні (подачі напруги на обмотку трансформатора значно вищої від номінальної).

Вважається, що на трансформаторах українського і російського виробництва без такого блокування можна обійтися.

3.6 При розробці цієї методики використана методика вибору уставок близька до характеристик реле ДЗТ-21 російського виробництва і прийняті такі вимоги.

Реле має бути проградуйоване у відносних одиницях до номінального вторинного струму трансформаторів на стороні ВН, прийнятої за основну. Вторинні струми інших сторін перераховуються до основної сторони автоматично.

Реле відлагоджене від стрибка намагнічувального струму при струмі спрацювання першої ділянки характеристики (АВ), 0.2 номінального струму трансформатора.

При виборі коефіцієнта гальмування Р1 першої ділянки гальмівної характеристики у зоні малих струмів КЗ, передбачається, що похибка трансформаторів струму, з урахуванням перехідних процесів при зовнішніх коротких замиканнях, не перевищує 5%.

При виборі коефіцієнта гальмування Р2 другої ділянки гальмівної характеристики в зоні великих струмів КЗ, похибка трансформаторів струму складає 10%, а вплив перехідних процесів на похибку трансформаторів струму при зовнішніх коротких замиканнях враховується коефіцієнтом 1.5.

Струм спрацювання другої горизонтальної ділянки (відсічки), яка не залежить від гальмування, приймається таким, що дорівнює небалансу при зовнішньому КЗ, з урахуванням заокруглюваного коефіцієнта (дорівнює трьом), при розрахунку трансформатора струму. З урахуванням необхідності відлагодження від кидка струму намагнічування, струм спрацювання відсічки повинен бути не меншим 6.

Струм блокування за другою гармонікою приймається встановлений заводом – 12%.

Похибку вирівнювання вторинних струмів розрахунковим шляхом за рахунок дискретності цих розрахунків можна не враховувати на всьому діапазоні уставок реле.

Враховуючи високу точність роботи мікропроцесорного захисту, коефіцієнти запасу при виборі уставок можна прийняти 1.2.

3.7 Вибір уставок диференційного захисту

3.7.1 Вибирається уставка першого ступеня диференційного струмового захисту (початкова ділянка характеристики). Відповідно до рекомендацій заводу - виготовлювача

$$I_{D>} = 0.2, \quad (3.1)$$

де $I_{D>}$ - струм спрацювання першого ступеня, приведений до номінального струму трансформатора.

$$I_{D>} = I_D \cdot i_{b-1}, \quad (3.2)$$

де I_D - уставка набирається на реле;

i_{b-1} - базисний струм сторони ВН трансформатора (див.п.2.10).

Він може бути вибраний у межах 0.15 – 1.5. Заводом встановлений струм $I_{D>} = 0.35$.

Якщо номінальний струм трансформаторів струму значно більший від номінального струму трансформатора, то мінімальна уставка, яку можна виставити на пристрої, значно більша від розрахункової ($I_{D>}$), і це істотно погіршує чутливість дифзахисту. Виникає можливість зменшення коефіцієнта трансформації трансформатора струму. При відсутності такої можливості, виставляється мінімально можлива уставка. Варто розглянути можливість приєднання реле на вбудовані в силовий трансформатор трансформатори струму. Для захисту ошиновування використовується реле MODN A або MICOM 12x, увімкнене на виносні трансформатори струму. На ньому встановлюється відсічка, відлагоджена від КЗ за трансформатором з витримкою часу 0.0 сек.

3.7.2 Вибирається нахил характеристики (коефіцієнт гальмування) першої ділянки:

$$P_1 = \kappa_3 \cdot (\kappa' + \kappa''), \quad (3.3)$$

де κ_3 - коефіцієнт запасу, дорівнює 1.2;

κ' - похибка трансформаторів струму, приймається для малих струмів такою, що дорівнює 5%;

κ'' - діапазон регулювання коефіцієнта трансформації силового трансформатора у %. Трансформатор може регулюватись в межах від 20 до 50% (заводом встановлено 20%).

3.7.3 Вибирається нахил характеристики (коефіцієнт гальмування) другої ділянки

$$P_2 = \kappa_3 \cdot (\kappa_{an} \cdot \kappa' + \kappa''), \quad (3.4)$$

де κ_3 - коефіцієнт запасу дорівнює 1.2;

κ_{an} - коефіцієнт, що враховує зростання похибки за рахунок періодичної складової (приймається 1.5);

κ' - похибка трансформаторів струму, приймається для великих струмів 10%, за умови вибору трансформаторів струму по кривих 10% похибки;

κ'' - діапазон регулювання коефіцієнта трансформації силового трансформатора в %. РПН може регулювати в межах від 40 до 100%, заводом встановлено 100%.

3.7.4 Вибирається струм спрацювання другого ступеня диференційного струму (відсічки)

$$I_{D>} = I_{K3 \text{ макс.}} \cdot \kappa_3 \cdot (\kappa_{an} \cdot \kappa' + \kappa'') \quad (3.5)$$

де $I_{K3 \text{ макс.}}$ - струм короткого замикання в амперах у максимальному режимі на стороні низької напруги, з урахуванням регулювання напруги на цій стороні;

κ_3 - коефіцієнт запасу дорівнює 1.2;

κ_{an} - коефіцієнт, який враховує ріст похибки за рахунок періодичної складової. Приймається таким, що дорівнює 3;

κ' - похибка трансформаторів струму, приймається для великих струмів 10%, за умови вибору трансформаторів струму по кривих 10% похибки;

κ'' - діапазон регулювання коефіцієнта трансформації силового трансформатора в %. Отриманий розрахунковий струм порівнюється з

номінальним струмом силового трансформатора і, якщо це відношення менше 6, то струм приймається рівним шестиразовому номінальному струму трансформатора. Якщо розрахунковий струм більший, то за уставку приймається розрахунковий струм.

Обчислюється уставка другого ступеня диференційного струму:

$$I_{d>>} = I_{D>>} / I_{н\ TA-n}, \quad (3.6)$$

Отриманий струм округляється до найближчого більшого цілого числа, він і задається як уставка. Уставка може регулюватися в межах від 1 до $30 I_{н}$, заводом встановлено $15 \cdot I_{н}$.

3.7.5 Вибір уставки блокування захисту струмом другої гармоніки.

У зв'язку з відсутністю методики для вибору уставки, відношення струму блокування до основного диференційного струму приймається таким, яке встановлене заводом.

$$I_{D(2fn)} = 12\%. \quad (3.7)$$

Уставка може бути відрегульована в межах 10 – 50%.

Спосіб блокування може бути обраний (ВКЛ): пофазне блокування, або (ВКЛ АВС): блокування усіх фаз буде здійснено найбільшим струмом другої гармоніки, (ОТКЛ): блокування вимкнено.

Використовується заводське налагодження:

$$\text{БЛОК } 2fn = \text{ВКЛ АВС}. \quad (3.8)$$

3.7.6 Вибір режиму блокування струмом 5 гармоніки:

Спосіб блокування може бути обраний (ВКЛ): пофазне блокування, або (ВКЛ АВС): блокування усіх фаз найбільшим струмом другої гармоніки, (ОТКЛ): блокування вимкнено. Заводом встановлене (ВКЛ АВС). На трансформаторах україно-російського виробництва блокування не потрібне.

$$\text{БЛОК } 5fn = \text{ОТКЛ}. \quad (3.9)$$

3.7.7 Перевірка чутливості захисту

У зв'язку з тим, що уставка першого ступеня захисту при малих струмах мала (уставка $I_{d>>}$ складає близько 0.2 номінального струму трансформатора), у перевірці чутливості немає необхідності. Більш груба відсічка ($I_{d>>}$) також не перевіряється, тому що призначена для роботи при великих струмах КЗ. При необхідності перевірка особливих випадках здійснюється за виразом:

для першого ступеня

$$K_u = I_{кз}^{(2)} / (I_{d>>} \cdot K_{mc}), \quad (3.10)$$

де $I_{кз}^{(3)}$ - первинний струм двофазного КЗ при короткому замиканні на стороні, де він найменший, приведений до сторони ВН;

($I_{d>>} \cdot K_{mc}$) - початковий струм спрацювання пристрою помножений на коефіцієнт трансформації сторони ВН або первинний струм спрацювання захисту;

K_4 - коефіцієнт чутливості, має бути не меншим 2.

Для другого ступеня:

$$K_4 = I_{K3}^{(3)} / (I_{d>>} \cdot K_{mc}), \quad (3.11)$$

де $I_{K3}^{(2)}$ - первинний струм трифазного КЗ при короткому замиканні на стороні ВН;

$(I_{d>>} \cdot K_{mc})$ - струм спрацювання відсічки, помножений на коефіцієнт трансформації сторони ВН або первинний струм спрацювання відсічки;

K_4 - коефіцієнт чутливості повинен бути 1.2.

У формулах враховується, що розрахунки струмів короткого замикання, як правило, ведуться в первинних величинах.

4 Вибір уставок струмових захистів вводів трансформатора на прикладі пристроїв MODN A (MICOM-12x)

4.1 Загальні відомості

4.1.1 На пристроях захисту вводів виконуються такі функції захисту й автоматики.

Максимальний захист вводів ВН і НН з виконанням логічної селективності з захистами суміжних приєднань.

Від'єднання вводу трансформатора при спрацюванні газового захисту трансформатора.

Сигналізація спрацювання верхнього поплавка газового захисту.

Сигналізація підвищення температури масла трансформатора.

4.1.2 Пристрої захисту вводів живляться оперативним струмом відповідного вимикача і резервують втрату оперативного струму пристроєм МХДРТЗА. У свою чергу пристрій МХДРТЗА резервує втрату оперативного струму вимикачем і пристроєм захисту вводів, за рахунок використання функції пристрою резервування відмови вимикача (ПРВВ) дифзахисту.

4.1.3 Пристрої MODN A не мають вбудованої функції ПРВВ і резервування захистів вводів НН здійснюється пристроєм введення ВН відповідним вибором уставок. Пристрої MICOM – 12x мають таку функцію. Резервування відмови вимикача на фідерах, які відходять від шин підстанції, може здійснюватися при наявності функції ПРВВ у захистах ліній, які відходять від шин. Якщо в захистах ліній, що відходять від шин підстанції, є ПРВВ, то застосовуються захисти серії MICOM - 12x, MODULEX3.

4.2 Вибір уставок максимального захисту вводів НН

4.2.1 Для максимального захисту використовується другий ступінь захисту з незалежною характеристикою ($I_{>>}$). Цей ступінь дозволяє

забезпечити логічну селективність з захистами фідерів, що відходять від шин, і секційного вимикача. На цьому ступені може бути виконане блокування за напругою.

4.2.2 Виконується відлагодження від максимального струму навантаження з урахуванням самозапуску за виразом:

$$I_{c3} = K_{від} \cdot (K_{зап} \cdot I_{роб.макс} + I_{нав}) / K_{\epsilon}, \quad (4.1)$$

де I_{c3} - струм спрацювання захисту;

$K_{від} = 1.2$ - коефіцієнт відлагодження, який враховує похибки і необхідний запас;

$K_{зап}$ - коефіцієнт, який враховує збільшення навантаження при самозапуску електродвигунів. Можна використовувати методику вибору уставок пристрою РЗІРТ;

$I_{роб.макс}$ - максимальний робочий струм навантаження: може бути прийнятий номінальний струм сторони обмотки НН трансформатора;

$I_{нав}$ - струм навантаження, яке вже під'єднане до іншого джерела живлення, і тому не підлягає самозапуску.

Розрахунковим режимом у даному випадку беремо від'єднання трансформатора суміжної секції і роботу автоматичного введення резерву (АВР). У цьому випадку $I_{нав}$ - струм навантаження своєї секції, а $I_{роб.макс}$ - максимальний робочий струм навантаження суміжної секції, яке самозапускається при дії АВР.

$K_{\epsilon} = 0.95$ - коефіцієнт повернення реле.

Здійснюється узгодження за струмом з захистом попереднього елемента.

$$I_{c3\epsilon} = K_{від} \cdot (I_{c3н} + I_{нав\epsilon}), \quad (4.2)$$

де $I_{c3\epsilon}$ - струм спрацювання розглянутого захисту;

$K_{від} = 1.2$ - коефіцієнт відлагодження, який враховує похибки і необхідний запас;

$I_{c3н}$ - струм спрацювання захисту суміжної ділянки (нижньої від джерела живлення). У даному випадку це захист секційного вимикача.

$I_{нав\epsilon}$ - струм навантаження неушкоджених елементів, який протікає через пристрій вищестоячого захисту разом зі струмом навантаження. У даному випадку це струм навантаження власної секції.

4.2.3 Здійснюється перевірка чутливості захисту. Чутливість захистів сторони НН перевіряється при КЗ на шинах цієї сторони (основна зона) і наприкінці ліній, які відходять від шин підстанції (зона резервування).

$$K_{\epsilon} = I_{кз}^{(2)} / I_{c31}, \quad (4.3)$$

де K_{ϵ} - коефіцієнт чутливості захисту;

$I_{кз}^{(2)}$ - струм двофазного КЗ у мінімальному режимі;

I_{c31} - обрана уставка спрацювання захисту.

Коефіцієнт чутливості, відповідно до норм ПУЕ, повинен бути 1.5 для основної зони дії і 1.2 для зони резервування наприкінці ділянки, яка

резервуватися захистом. У ряді випадків покращити резервування дозволяє застосування блокування за напругою (див. 4.2.4).

ПУЕ допускають не забезпечувати резервування захистів при КЗ на кінці ліній, які відходять від шин, якщо це пов'язано зі значним ускладненням захисту. Для резервування відмов вимикача необхідно передбачити дію ПРБВ (що є в пристроях MODULEX або MICOM) на від'єднання ввідів трансформатора через пристрій MODN A (фактично від'єднується трансформатор зі сторони високої напруги).

4.2.4 Застосування блокування за напругою. У цьому випадку захист не потрібно відлагоджувати за струмом від струму самозапуску двигунів. До складу пристрою MODN A входять органи напруги, однак, немає можливості виконати функціонально всередині пристрою максимальний захист із блокуванням за напругою. Для блокування за напругою можна використовувати орган зниження напруги, який входить у схему пристрою захисту, приєднавши його до вихідного реле з перемкнутими контактами, і підвівши сигнал від нормально замкнутого контакту на дискретний вхід блокування максимального струмового захисту (МСЗ) при міжфазних КЗ. При цьому друге вихідне реле приєднується до органу підвищення напруги, де виконується така ж уставка і її контакт виконує функцію блокування за напругою пристрою захисту сторони ВН.

Для реле MICOM P12x у всіх випадках використовується зовнішнє реле напруги. Струм спрацювання захисту вибирається за умовою відлагодження від номінального струму навантаження відповідної сторони

$$I_{cs} = \kappa_{eid} \cdot (I_{навн}) / \kappa_{\theta}, \quad (4.4.)$$

де I_{cs} - струм спрацювання захисту;

$\kappa_{eid} = 1.2$ - коефіцієнт відлагодження, який враховує похибки і необхідний запас;

$I_{навн}$ - номінальний струм навантаження даної сторони трансформатора;

$\kappa_{\theta} = 0.95$ - коефіцієнт повернення реле.

Уставка за напругою блокування максимального захисту для узагальненого навантаження може бути прийнята $0.6 \cdot U_{ном}$, це забезпечує відлагодження від самозапуску для такого навантаження і повернення захисту після вимкнення короткого замикання.

При точних розрахунках для промислових підстанцій необхідно виконати розрахунок самозапуску, визначити залишкову напругу на шинах за виразом:

$$U_{зал} = X_{cs} / (X_c + X_m + X_{cs}), \quad (4.5)$$

Після цього визначається уставка блокування за напругою за виразом:

$$U_{cs} = U_{зал} / \kappa_{eid}, \quad (4.6)$$

де $U_{сз}$ - напруга спрацювання захисту у відносних одиницях;

$U_{зал}$ - залишкова напруга на шинах при самозапуску;

$K_{від}$ - коефіцієнт відлагодження, прийнятий для захисту - 1.2.

Блокування за напругою максимальних захистів виконується відразу на всіх сторонах трансформатора. При використанні блокування за напругою необхідно виконувати узгодження захистів за струмом за виразом (2.2).

4.2.5 Узгодження захисту за часом. При узгодженні захисту за часом, витримка часу попереднього захисту збільшується на ступінь у порівнянні з захистом суміжної ділянки, яка знаходиться далі від джерела живлення

$$t_{сз\epsilon} = t_{сз\eta} + \Delta t, \quad (4.7)$$

де $t_{сз\epsilon}$ - витримка часу вищестоящого захисту;

$t_{сз\eta}$ - витримка часу вищестоящого захисту;

Δt - ступінь селективності за часом.

Ступінь селективності вибирається за виразом:

$$\Delta t = t_{відк\epsilon} + t_{нох1} + t_{нох2} + t_{нов} + t_3, \quad (4.8)$$

де $t_{відк\epsilon}$ - час вимкнення вимикача - приймаємо 0.05сек;

$t_{нох1}$ - похибка за часом першого захисту;

$t_{нох2}$ - похибка за часом другого захисту.

Похибка процесорного реле складає 5% для реле MODN A і 2% для реле MİCOM P12x. Це при уставках від 2 сек. - похибка 0.1сек.; до уставок 1 сек. - похибка 0.05 сек. для MODN A і 0.02 сек. для MİCOM P12x.

$t_{нов}$ - час повернення захисту - 0.05сек.

t_3 - час запасу 0.1сек.

У такий спосіб ступінь селективності складає:

Для MODN A:

$\Delta t = 0.30$ сек. при уставках за часом до 1 сек.;

$\Delta t = 0.40$ сек. при уставках за часом до 2 сек.

Для MİCOM P12x:

$\Delta t = 0.20$ сек. при уставках за часом до 1 сек.;

$\Delta t = 0.30$ сек. при уставках за часом до 2 сек.

Дію цього захисту необхідно узгодити за часом з дією захисту секційного вимикача та з дією захисту ліній, які відходять від шин. Розрахунковою умовою, як правило, є час захисту секційного вимикача. При виборі уставок за часом ступеня $I_{>>}$ захисту MODN A потрібно враховувати, що на підстанції застосовується логічна селективність: захист суміжної ділянки (захист СВ і ліній, які відходять,) при спрацюванні її вимірального органа, блокує захист вводу на той час, поки цей захист запущений. Таким чином, захист вводу запускається тільки у випадку, коли не спрацює жоден з захистів лінії і секційного вимикача (бо ці захисти блокують дію захисту вводу). Якщо відбудеться відмова вимикача на лінії, яка відходить від шин, то заблокований захист не спрацює в дію і

не буде резервувати відмови вимикача. Для запобігання цього, захист MODN A має уставку за часом блокування. Тому після заданого часу, необхідного для повернення захисту фідера після вимкнення КЗ, знову приводиться до дії захист вводу. Якщо коротке замикання не вимкнулось, то захист спрацює з установленою на ньому витримкою часу і вимикає ввід.

Для забезпечення селективності повинен бути забезпечений ступінь селективності між захистом вводу і фідера (СВ)

$$t_{\text{св вт}} + t_{\text{св с}} = t_{\text{св ф}} + \Delta t, \quad (4.9)$$

де $t_{\text{св вт}}$ - витримка часу блокування захисту;

$t_{\text{св с}}$ - витримка часу захисту вводу;

$t_{\text{св ф}}$ - час спрацювання захисту фідера (СВ);

Δt - ступінь селективності, з огляду на складне виконання блокування, приймається 0.5 сек.

Таким чином, ступінь селективності повинен бути поділений між часом спрацювання захисту вводу і часом блокування. При цьому для прискорення роботи захисту, уставка за часом захисту вводу повинна бути мінімальною. Приймавши час спрацювання захисту вводу, для відлагодження від сумарного кидка струму намагнічування трансформаторів на фідерах, що відходять від шин:

$$t_{\text{св с}} = 0.3 \text{ сек}; \quad (4.10)$$

$$t_{\text{св вт}} = t_{\text{св ф}} + 0.2 \text{ сек}. \quad (4.11)$$

Таким чином, власний захист вводу має витримку часу 0.3 сек. З цим часом захист працює, якщо він не заблокований суміжним захистом, наприклад, при короткому замиканні на шинах (логічний захист шин).

Для захисту МІСОМ Р12х уставка за часом ступеня $I_{>>}$, яка використовується в схемі логічного блокування, дорівнює 0.06 сек, а ступеня $I_{>}$

$$t_{\text{св шн}} = t_{\text{св с}} + \Delta t,$$

де $\Delta t = 0.2 - 0.3 \text{ сек}$.

4.2.6 Виконання уставок на пристрої

При виборі уставки за (2.1), (2.2), за уставку приймається більша з отриманих величин, при використанні блокування за напругою розрахунків виконується за (2.4). Ці струми повинні бути переведені у відносні одиниці (в частки номінального струму реле або номінального вторинного струму трансформатора). Якщо уставки захистів приведені до первинного струму, то вони повинні бути також приведені до напруги, де встановлений захист. Потім треба визначити відносний вторинний струм спрацювання реле. Це досягається шляхом ділення первинного струму спрацювання захисту на первинний струм трансформатора струму відповідної сторони:

$$I_{>>} = I_{\text{св}} / I_{\text{н тл}}. \quad (4.12)$$

Якщо уставки захистів вибрані у відносних одиницях до номінального струму відповідної сторони, то має бути визначений відносний вторинний струм спрацювання. Для цього потрібно помножити відносний струм спрацювання на базисний струм цієї ж сторони.

$$I_{>>} = I_{сз} / I_b \quad (4.13)$$

Базисний струм (коефіцієнт) на кожній стороні трансформатора I_b – відношення номінального струму відповідної сторони трансформатора до номінального первинного струму трансформатора цієї сторони:

$$I_{b-I} = I_n / I_{нТА} \quad (4.14)$$

Діапазон уставок за струмом спрацювання 0.2 – 50 I_n на кожній стороні трансформатора. Шкала реле MODN A розділена на 4 діапазони, точність встановлення залежить від діапазону і складає 2% від верхньої межі діапазону. В реле MICON P12x один діапазон 0.5-40x з точністю до 0.01. Необхідно встановлювати найближче до розрахункового значення. За заводом установлено 0.5 I_n .

Ступінь має виходи з витримкою часу і миттєвий. Миттєвий вихід використовується для блокування вищестоячого захисту (логічна селективність). Діапазон уставок MODN A за часом вимкнення 0.06-120 сек. Шкала реле розділена на 7 діапазонів, точність встановлення залежить від діапазону і складає 5% від верхньої межі діапазону. Діапазони уставок за часом вимкнення MICON P12x: 0-150сек. та 0.06 сек. Точність встановлення складає 0.01сек. Необхідно встановлювати найближче до розрахункового значення. За заводом установлено 0.06 сек.

4.3 Вибір захисту вводів сторони ВН на прикладі апаратури MODN A (MICON P12x)

4.3.1 Для двообмоткового трансформатора уставка захисту сторони ВН повинна дорівнювати уставці захисту сторони НН, приведеної до сторони ВН і помноженої на коефіцієнт запасу 1.1

$$I_{сз\text{ вн}} = 1.1 \cdot I_{сз\text{ нн}} / K_T, \quad (4.15)$$

де $I_{сз\text{ вн}}$ - первинний струм спрацювання захисту вводу сторони ВН;

$I_{сз\text{ нн}}$ - первинний струм спрацювання сторони НН;

K_T - коефіцієнт трансформації трансформатора для такого положення перемикача РПН, при якому струм сторони ВН найбільший. Отриманий первинний струм спрацювання повинен бути перерахований у вторинний струм, а потім через базисний коефіцієнт переведений в уставку реле за (4.12), (4.13). Під вводом розуміємо лінію, по якій надходить струм на сторону високої напруги силового трансформатора.

4.3.2 Вибір уставок максимального захисту сторони ВН для трансформаторів з розщепленою обмоткою виконується за (2.1) і (2.2) з наступними уточненнями.

Розрахунковим режимом для налагодження струму самозапуску є подача напруги на трансформатор з під'єднаним навантаженням сторони НН). При цьому додаткове навантаження відсутнє і вираз (4.1) набуває вигляду:

$$I_{cs} = K_{від} \cdot K_{зан} \cdot I_{роб макс} / K_{нов}, \quad (4.16)$$

де I_{cs} - струм спрацювання захисту;

$K_{від} = 1.2$ - коефіцієнт налагодження, який враховує похибки і необхідний запас;

$K_{зан}$ - коефіцієнт, який враховує збільшення навантаження при самозапуску електродвигунів;

$I_{роб макс}$ - сумарний робочий струм навантаження: може бути прийнятий номінальний струм сторони ВН трансформатора;

$K_{нов}$ - коефіцієнт повернення, рівний 0.95.

При узгодженні захисту сторони ВН з НН за (4.2), повинна братись уставка захисту першої секції і навантаження другої секції. При відсутності даних навантаження другої секції для трансформаторів з розщепленою обмоткою, яка має половинну потужність, уставка захисту береться $0.5 \cdot I_{ном}$ сторони ВН. При виконанні захисту з блокуванням за напругою, уставка за струмом вибирається за (4.2), а за напругою приймається така ж уставка, що і для сторін НН. При цьому необхідно додатково перевірити узгодження захистів за струмом за (4.2).

Для ступеня $I_{>>}$ захисту ВН пристрою МІСОМ Р12х, який використовується в схемі логічного блокування, необхідно перевірити налагодження від кидка струму намагнічування:

$$I_{cs >} = 2 \cdot I_{ном}.$$

4.3.3 Узгодження захисту за часом здійснюється за (4.7), (4.8). При узгодженні захисту за часом, витримка часу вищестоящого захисту збільшується на ступінь, у порівнянні з суміжним захистом. При виборі уставок за часом потрібно враховувати наявність на підстанції захисту з логічною селективністю. При цьому захист введів (який стоїть нижче) при спрацюванні свого вимірювального органа блокує вищестоящий захист на увесь час, поки цей захист запущений.

Для запуску захисту MODN A, при відмові вимикача, блокування пускається на час, який необхідний для повернення захисту фідера після вимкнення КЗ. Якщо коротке замикання не вимкнулося, то блокування повертається і захист спрацює, з установленою на ньому витримкою часу, та вимикає ввід. При використанні блокування приймається час спрацювання вводу сторони ВН:

$$t_{cs \text{ вН}} = 0.3 \text{ сек}, \quad (4.17)$$

$$t_{cs \text{ вН}} = t_{cs \text{ вНН}} + 0.2 \text{ сек}. \quad (4.18)$$

Таким чином, власний захист вводу має витримку часу 0.3 сек. З цим часом захист працює, якщо він не виявляється заблокованим нижчестоящим захистом, наприклад, при короткому замиканні на шинях (логічний захист шин).

При відсутності блокування час спрацювання приймається

$$t_{сз \text{ вН}} = t_{сз \text{ нН}} + \Delta t, \quad (4.19)$$

$$\Delta t = 0.4 \text{ сек.}$$

4.4 Використання другого ступеня максимального захисту (ступінь $I_{>}$ для MODN A, для МіCOM P12x ступінь $I_{>>}$)

Ступінь $I_{>}$ вводу сторони НН використовується як струмовий орган для виконання захисту від перевантаження. Ступінь $I_{>}$ вводу сторони ВН використовується як струмовий орган для пуску автоматики охолодження трансформатора і блокування РПН. Для захисту МіCOM P12x уставка за часом ступеня $I_{>>}$, яка використовується в схемі логічного блокування, дорівнює 0.06 сек, а ступеня $I_{>}$:

$$t_{сз \text{ вН}} = t_{сз \text{ нН}} + \Delta t,$$

$$\Delta t = 0.2 - 0.3 \text{ сек.}$$

4.5 Вибір уставок захисту від перевантаження

Захист від перевантаження діє на сигнал. Струм спрацювання захисту від перевантаження визначається за виразом:

$$I_{сз \text{ н}} = K_{від} \cdot I_{ном} / K_{пов}, \quad (4.20)$$

де $K_{від}$ – коефіцієнт відлагодження, приймається 1.05;

$I_{ном}$ – номінальний струм сторони НН трансформатора;

$K_{пов}$ – коефіцієнт повернення пристрою захисту, приймається 0.95.

Час спрацювання захисту від перевантаження (щоб уникнути помилкових сигналів) повинен перевищувати час роботи основного захисту і перевищувати час відновлення нормального режиму дією автоматики (наприклад, АПВ або АВР), а також час зниження пускового струму навантаження до номінального. Загально прийнята в ряді енергопідприємств витримка часу 9 сек. Вона виставляється однаковою на всіх пристроях сигналізації, які не мають спеціальних вимог до витримки часу.

4.6 Додаткові струмові реле автоматики трансформатора

У схемі захистів трансформатора використовуються ще два струмових реле для виконання функцій автоматики. Пуск автоматики

дутьевого охолодження трансформатора системи «Д» здійснюється при досягненні номінального навантаження незалежно від температури масла трансформатора. При струмі через РПН, що перевищує його номінальний струм, робота РПН повинна блокуватися. Тому потрібен струмовий орган захисту з уставкою, яка дорівнює номінальному струму РПН. Ступінь максимального захисту ($I_{>}$) комплексу MODN A чи ($I_{>>>}$) MICOM P12X на стороні ВН залишився невикористаним і його доцільно застосувати для виконання обох цих функцій. На струмовому органі захисту необхідно встановити уставку. Вона дорівнює номінальному струму трансформатора. В даному випадку за номінальний струм приймається номінальний струм трансформатора для середнього положення перемикача РПН. Витримка часу приймається мінімальна.

5 Розрахунок струму самозапуску для вибору уставок захистів

5.1 Для точного розрахунку струму самозапуску необхідно мати дані про пускові характеристики навантаження. Кратність пускового струму двигунів вказується в паспорті і складає 5-8 номінальних струмів двигуна. За кратністю струму двигуна і номінальним струмом визначається його пусковий струм. Пускові струми додаються. Так отримуємо сумарний пусковий струм секції. Реальний пусковий струм менший, тому що його обмежують опори мережі і трансформатора живлення.

Порядок розрахування самозапуску такий.

Пусковий струм усіх двигунів додається. За сумарним пусковим струмом секції визначається загальний реактивний опір навантаження секції (при пуску двигуна, в основному, споживається реактивний струм). Величина пускового струму визначається як струм металевого короткого замикання за цим опором (див. рис. И.2).

Напруга мережі і всіх опорів приводяться до однієї напруги. Зручно приводити всі величини до напруги секції.

5.2 Наближений розрахунок пускових струмів здійснюється виходячи з таких міркувань. Реактивний опір навантаження, що запускається, приймається $0.35 \cdot x_{\text{нав}}$.

Реактивний опір, під'єданого до джерела живлення навантаження, приймається рівним $0.9 \cdot x_{\text{нав}}$.

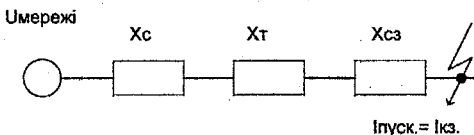


Рисунок И.2 - Схема заміщення:

- x_c - опір мережі на виводах трансформатора,
- x_t - опір обмоток трансформатора,
- $x_{сз}$ - опір навантаження в режимі самозапуску.

Ці цифри відносяться до узагальненого або змішаного навантаження, характерного для міських підстанцій. Для промислових підстанцій з рухомих навантаженням необхідно застосовувати точний метод. Найчастіше коефіцієнт самозапуску обчислюється в такий спосіб. В схемі рис. И5.1 відкидається опір мережі. Опір трансформатора можна прийняти 0.1, опір навантаження, як уже сказано, приймається 0.35.

У такий спосіб загальний опір самозапуску:

$$x_{\Sigma 0} = 0.1 + 0.35 = 0.45, \quad (5.1)$$

а струм самозапуску дорівнює:

$$I_{\Sigma} = 1.05 / 0.45 = 2.33. \quad (5.2)$$

Таким чином, з достатньою для практики точністю, для загальноміських підстанцій можна прийняти струм самозапуску рівним $2.35 \cdot I_{ном}$ відповідної сторони трансформатора. Такі ж дані можна прийняти для підстанцій сільськогосподарського призначення.

Необхідно враховувати, що ці струми віднесені до струму навантаження секції, а струм навантаження сторони ВН для трансформатора з розщепленою обмоткою на стороні НН дорівнює струму другої секції, у загальному випадку подвійному струму сторони НН. При розрахунках необхідно враховувати коефіцієнт трансформації трансформатора.

При віддаленості джерел живлення, струми самозапуску зменшуються за рахунок впливу опору мережі. Тому при слабкому живленні доцільно врахувати вплив опору мережі при розрахунку струму самозапуску (див. рис. И.2). Це дозволить підвищити чутливість захисту при слабкому живленні. А оскільки захист має два набори уставок, можна другий набір уставок MODN А використовувати для режиму слабого живлення.

1 Основні характеристики об'єкта

1.1 Схема подана на рис. К.1. Підстанція живиться двома повітряними лініями (ПЛ) 110 кВ, які працюють паралельно. Може бути вимкнена будь-яка ПЛ.

1.2 Струми короткого замикання на шинах підстанції.

Обидві ПЛ у роботі, максимальний режим: струм трифазного КЗ - 6 кА, однофазного - 4 кА.

У роботі ПЛ-1, мінімальний режим 1: струм трифазного КЗ - 5 кА, однофазного - 3 кА.

У роботі ПЛ-2, мінімальний режим 2: струм трифазного КЗ - 3 кА, однофазного - 2 кА.

1.3 Нейтралі сторони 110 кВ трансформаторів розземлені.

1.4 Параметри трансформаторів ТДТН-25/110 узяті відповідно до ДЕСТ 12965-74:

номінальна потужність сторони ВН - 25 МВт, НН - 12.5 МВт;

номінальна напруга сторони ВН 115 кВ, регулювання 9 ступенів по 1,78%;

номінальна напруга розщепленої обмотки НН 6,3 кВ;

напруга U_k з урахуванням регулювання: 9,84%, 10,5%, 11,72% для мінімального, середнього і максимального положення перемикача РПН, відповідно.

1.5 На стороні 6 кВ чотири секції з АВР на СВ-I-III, і СВ II-IV.

1.6 Захисти трансформатора виконані на пристроях РЗІРТ і MODNA, захист СВ і ПЛ-6 кВ, які відходять від шин, виконані на пристроях МІСОМ-123 [17].

1.7 Коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

На стороні 110 кВ для РЗІРТ - 300/5 (дві обмотки 600/5 з'єднані паралельно, щоб збільшити чутливість дифзахисту), для MODNA - 600/5. На стороні 6 кВ - 3000/5.

1.8 На ТН-6 кВ усіх секцій встановлені пристрої МХ3VІС30А (концерн ALSTOM). Навантаження на ПС загальноміське, зосереджене рухоме навантаження відсутнє.

2 Розрахування струмів короткого замикання

Проводиться в іменованих величинах, активним опором нехтуємо:

2.1 Опір прямої послідовності на шинах 110 кВ.

Максимальний режим:

$$x_{1max} = U / (1,73 \cdot I_{кз}) = 115 / (1,73 \cdot 6) = 11 \text{ Ом.}$$

Мінімальний режим:

$$x_{1min} = 115 / (1,73 \cdot 3) = 22 \text{ Ом.}$$

2.2 Опір нульової послідовності

Максимальний режим:

$$x_{одн} = 3 \cdot U / (1,73 \cdot I_{кл.одноф}) = 3 \cdot 115 / (1,73 \cdot 4) = 49,8 \text{ Ом},$$

$$x_o = x_{одн} - x_1 - x_2 = 49,8 - 11 - 11 = 27,8 \text{ Ом}.$$

Мінімальний режим:

$$x_{одн} = 3 \cdot 115 / (1,73 \cdot 2) = 99,6 \text{ Ом},$$

$$x_o = x_{одн} - x_1 - x_2 = 99,6 - 22 - 22 = 55,6 \text{ Ом}.$$

2.3 Дані трансформаторів і струм КЗ за трансформатором (див. таблицю К1).

Як видно з розрахунків, струми КЗ, які протікають по стороні ВН трансформатора, в залежності від положення перемикача РПН, відрізняються майже в 2 рази. На стороні 6 кВ різниця струмів менша в 1,4 рази. Реально неможливо використовувати весь діапазон РПН, і діапазон зміни струмів КЗ меншим. При виборі уставок варто мати на увазі такі обставини.

Струм сторони ВН трансформатора, відповідно до ГОСТ 11677-75 (п.п. 4.1, 4.7), не може перевищувати більше, ніж на 5% струм середнього відгалуження трансформатора.

Максимальна напруга для мереж 110 кВ, відповідно до ГОСТ 721-77, дорівнює 126 кВ.

Таким чином, діапазон РПН із напругами вище 126 кВ практично не може бути використаний, тому що навряд чи може виникнути необхідність тримати на шинах ВН живлячої підстанції напругу нижчу від номінальної.

У даному прикладі враховується весь діапазон зміни струму, і приймається струм короткого замикання через трансформатор в максимальному режимі 833 А на стороні 110 кВ і 12,8 кА на стороні 6 кВ, у мінімальному режимі, відповідно, 449 А і 9,55 кА.

3 Вибір уставок РЗІРТ

3.1 Загальні уставки

Номінальна частота $F_n = 50$ Гц.

Номінальний вторинний струм фазних трансформаторів струму

$$I_{н-1} = I_{н-2} = I_{н-3} = 5 \text{ А}.$$

Номінальний вторинний струм трансформаторів струму нульової послідовності (ТС) не використовується, тому залишаються заводські уставки

$$I_{о н-1} = I_{о н-2} = 1 \text{ А}.$$

Таблиця К.1- Дані трансформаторів і струм КЗ за трансформатором

Величина	Формула	Положення перемикача РПН		
		мінімальне	середнє	максимальне
Напруга ВН	$U_{ВН} = U_{НОМ} \pm 16\%$	96.6	115	133.4 (126-прм.в)
Номинальний струм ВН	$I_{ВН} = P_{НОМ} / (\sqrt{3} \cdot U_{ВН})$	149.5	125.6	108.3 (114-прм.в)
Номинальний струм НН	$I_{НН} = P_{НОМ} / (\sqrt{3} \cdot U_{НН})$	-	1147	-
$U_K, \%$		9.84	10.5	11.72 (11.2-прм.в)
$X_{ВН}, \text{Ом (110)}$	$X = U^2 / P \cdot U_K$	36.7	55.5	79.7 (74.4-прм.в)
$X_B, \text{Ом (110)}$	$X_B = 0.125 \cdot X_{ВН}$	4.58	6.93	9.96 (9.3-прм.в)
$X_H, \text{Ом (110)}$	$X_H = 1.75 \cdot X_{ВН}$	64.2	97.1	139.4 (130.2-прм.в)
K_T	$K_T = U_H / U_B$	0.065	0.055	0.047 (0.05-прм.в)
$I_{КЗ \text{ 6 макс (110)}}$	$I_{КЗ} = E / \sqrt{3} (X_{с \text{ макс}} + X_B + X_H)$	833 А (E=115 кВ)	578А (E=115кВ)	480А (483-прм.в) (E=133.4кВ (126))
$I_{КЗ \text{ 6 макс (110)}}$	$I_{КЗ} = E / \sqrt{3} (X_{с \text{ мин}} + X_B + X_H)$	730 А (E=115 кВ)	527А (E=115кВ)	449А (450-прм.в) (E=133.4кВ (126))
$I_{КЗ \text{ 6 макс (6)}}$	$I_{КЗ(6)} = I_{КЗ} / K_T$	12.8 кА	10.5кА	10.2кА (9.66-прм.в)
$I_{КЗ \text{ 6 макс (6)}}$	$I_{КЗ(6)} = I_{КЗ} / K_T$	11.23 кА	9.58кА	9.55кА (9.00прм.в)

Номинальний первинний струм трансформаторів струму сторони ВН $I_{нТА-1} = 300 \text{ А}$ (паралельне з'єднання двох вторинних обмоток трансформаторів струму 600/5); двох інших обмоток сторони НН трансформатора $I_{нТА-2} = I_{нТА-3} = 3000 \text{ А}$.

Номинальний первинний струм трансформаторів струму нульової послідовності відсутній (трансформатори не використовуються). Тому записується заводське налагодження $I_{о н-1} = I_{о н-2} = 100 \text{ А}$.

Припускається, що всі трансформатори струму "НОРМ" приєднані однополярними затискачами до реле.

Номинальна потужність трансформатора:

$$P_{н-1} = 25000 \text{ кВА},$$

$$P_{n-2} = P_{n-3} = 12500 \text{ кВА.}$$

Номинальна напруга трансформатора:

сторона ВН - $U_{n-1} = 115 \text{ кВ}$ (береться середнє положення),

сторони НН - $U_{n-2} = 6,3 \text{ кВ}$, $U_{n-3} = 6,3 \text{ кВ}$.

Групи з'єднань трансформатора: Y/d-11, d-11 - ВН- зірка, обмотки НН- трикутник.

Базисний струм (коефіцієнт) – відношення номінального струму трансформатора до номінального струму трансформатора струму:

сторона ВН - $I_{b-1} = I_{n \text{ Т-1}} / I_{n \text{ ТА-1}} = 126/300 = 0,42$,

сторона НН - $I_{b-2} = I_{b-3} = 1147/3000 = 0,382$.

3.2 Вибір уставок дифзахисту трансформатора

Перший ступінь диференційного струму $I_D = 0,2 \cdot I_{n \text{ Т-1}}$. Вибирається за рекомендаціями заводу виробника.

Уставка, виконувана на реле,

$$I_{d>} = I_D \cdot I_{b-1} = 0,2 \cdot 0,42 = 0,084.$$

Мінімальна уставка, яка може бути виконана на реле, дорівнює 0,15.

Приймаємо мінімальну уставку, вона складає $I_{D>} = 0,15/0,42 = 0,36$ від номінального струму трансформатора.

З результатів розрахунку видно чому пристрій РЗІРТ під'єднаний до двох паралельно з'єднаних трансформаторів струму. Якби ТС був один, його номінальний струм потрібно було б прийняти 600 А, а уставка дифзахисту стала б менш чутливою вдвічі і склала 0,72 від номінального струму трансформатора.

Нахил характеристики першої гальмівної ділянки. Ділянка знаходиться в зоні малих струмів - від 0 до 2,5 $I_{\text{ном}}$ трансформаторів струму, з малими похибками (приймаємо похибку 5%):

$$P_1 = \kappa_3 \cdot (\kappa' + \kappa'') = 1,2 \cdot (5 + 16) = 25,2\%.$$

Приймаємо, $P_1 = 25\%$.

$\kappa' = 5\%$ – похибка ТС,

$\kappa'' = 16\%$ - діапазон регулювання коефіцієнта трансформації пристроєм РПН.

Нахил характеристики в зоні великих струмів:

$$P_2 = \kappa_3 \cdot (\kappa_{\text{ан}} \cdot \kappa' + \kappa'') = 1,2(1,5 \cdot 10 + 16) = 37\%.$$

Приймаємо мінімально можливий нахил 40%.

Другий ступінь диференційного струму.

Відлагодження від небалансу при зовнішньому КЗ:

$$I_{D>>} = I_{\kappa_3 \text{ макс}} \cdot \kappa_3 (\kappa_{\text{ан}} \cdot \kappa' + \kappa'') = 833 \cdot 1,2(3 \cdot 0,1 + 0,16) = 460 \text{ А.}$$

Відлагодження від стрибка струму намагнічування

$$I_{D>>} = 6 \cdot I_{\text{ном}} = 6 \cdot 126 = 756 \text{ А.}$$

Уставка на реле:

$$I_{d>>} = I_{D>>}/I_{нТА-1} = 756/300 = 2,52.$$

Установлюємо найближче більше значення 3.

Уставка блокування струмом другої гармоніки встановлюється 12% (як встановлено заводом).

Режим блокування також використовується встановлений заводом:

$$\text{БЛОК2fn} = \text{ВКЛ АВС.}$$

Режим блокування струмом 5 гармоніки не використовується:

$$\text{БЛОК5fn} = \text{ОТКЛ.}$$

Перевірку чутливості дифзахисту робити не потрібно.

3.3 Вибір уставок максимальних захистів СВ-6 і трансформатора

Розрахунки проводяться з урахуванням вимог випуску 13Б "Руководящих указаний по релейной защите" (Москва, 1985 р.) і методики вибору уставок, викладеної в книзі Шабада М.А. "Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей" (Ленінград, 1976 р.), з урахуванням особливостей захистів, уставки яких вибираються.

До початку вибору захистів трансформатора повинні бути вибрані захисти лінії 6 кВ.

Як приклад, приймаємо, що на кожній секції є лінія, яка має одноступеневий захист із незалежною витримкою часу, та найбільші уставки за струмом 600А і за часом 1 сек, з якими і повинен узгоджуватися захист. Крім цього, повинні бути вибрані захисти на секційному вимикачі 6 кВ, з якими також повинен узгоджуватися максимальний захист трансформатора.

Розподіл навантаження по секціях невідомий, тому в розрахунок приймається, що по кожній секції протікає струм рівний 0,7 номінального струму сторони 6 кВ трансформатора. В результаті успішної роботи АВР до навантаження додається ще $0,7I_{ном}$ і в цілому навантаження на обмотку трансформатора буде дорівнює $1,4I_{ном}$. Це можна вважати гранично припустимим. Струм $0,7I_{ном}$ сторони 6 кВ дорівнює

$$I_{nc} = 0,7 \cdot 1147 = 803 \text{ А.}$$

Розрахунки струму самозапуску проводяться за спрощеним методом, враховуючи відсутність на підстанції загального призначення великого двигунового навантаження. При цьому опір працюючого навантаження приймається $1,2 \cdot Z_{н}$, а навантаження, яке самозапускається – $0,35 Z_{н}$.

$$Z_{nc} = 6300 / (1,73 \cdot 803) = 4,53 \text{ Ом,}$$

$$x_{нав} = 0,9 \cdot Z_{nc} = 0,9 \cdot 4,53 = 4,08 \text{ Ом,}$$

$$x_{сз} = 0,35 \cdot Z_{nc} = 0,35 \cdot 4,53 = 1,58 \text{ Ом.}$$

Для розрахування самозапуску всі опори приводяться до напруги 6 кВ. Розрахування проводиться для крайнього положення перемикача РПН і максимального режиму підстанції. Коефіцієнт трансформації приймається рівним $k_T = 0.065$.

Загальний опір на шинах 6 кВ, приведений до 115 кВ, дорівнює:

$$x_{6(110)} = 11 + 4.58 + 64.2 = 79.78 \text{ Ом.}$$

І приведений до напруги 6.3 кВ :

$$x_{6(6)} = X_{6(110)} \cdot k_{m2} = 79.78 \cdot 0.0652 = 0.337 \text{ Ом.}$$

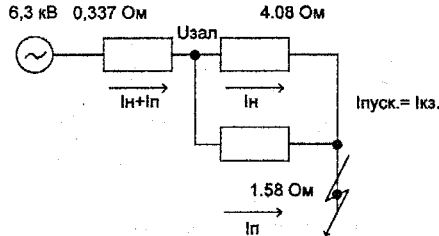


Рисунок К2 - Схема для розрахування пускових струмів навантаження

Через секційний вимикач протікає струм самозапуску, а через трансформатор - сума струмів навантаження однієї секції і самозапуску іншої. Загальний опір при самозапусканні:

$$x_{n+n} = 0.337 + ((4.08 \cdot 1.58) / (4.08 + 1.58)) = 1.476.$$

Сумарний струм: $I = 6300 / (1.73 \cdot 1.476) = 2464 \text{ А.}$

Струм навантаження: $I_n = 2464 \cdot 1.58 / (4.08 + 1.58) = 688 \text{ А.}$

Струм самозапускання: $I_n = 2464 - 688 = 1776 \text{ А.}$

Залишкова напруга на шинах:

$$U_{зат} = 6.3 \cdot 1.139 / 1.476 = 4.86 \text{ кВ.}$$

Розрахування уставки секційного вимикача на реле MICOM P123

За умови відлагодження від струму самозапуску:

$$I_{сз} = K_{сід} \cdot I_n / K_{ноб} = 1.2 \cdot 1776 / 0.95 = 2243 \text{ А.}$$

За умови узгодження з захистом лінії, що відходить від шин:

$$I_{сз} = K_3 \cdot (I_n + I_{сз,л}) = 1.1 \cdot (800 + 600) = 1540 \text{ А.}$$

Приймаємо 2240 А.

Перевірка чутливості захисту:

Розрахункова умова: струм двофазного КЗ у мінімальному режимі:

$$k_4 = I_{кз(2)} \cdot x_4 / I_{сз} = 9.55 \cdot (1,73/2) / 2.240 = 3.69.$$

Уставка захисту СВ-6 за часом:

$$t_{сз} = t_{сз,л} + \Delta t = 1 + 0.3 = 1.3 \text{ сек.}$$

Розрахування уставок вводу 6 кВ трансформатора на реле R3IPT

За умови відлагодження від стуму самозапуску в режимі АВР:

$$I_{сз} = k_{від} \cdot (I_n + I_n) / k_{ное} = 1.2 \cdot 2464 / 0.95 = 3112 \text{ А.}$$

За умовою узгодження з захистом лінії, що відходить:

$$I_{сз} = k_3 \cdot (I_n + I_{сз,л}) = 1.1 \cdot (800 + 600) = 1540 \text{ А.}$$

За умовою узгодження з захистом СВ6 кВ:

$$I_{сз} = k_3 \cdot (I_n + I_{сз,св}) = 1.1 \cdot (688 + 2040) = 2860 \text{ А.}$$

Приймаємо **3112 А.**

Перевірка чутливості захисту:

Розрахункова умова: струм двофазного КЗ у мінімальному режимі

$$k_4 = I_{кз}^{(2)} \cdot x_4 / I_{сз} = 9.55 \cdot (1,73/2) / 3.112 = 2.65.$$

Уставка захисту В-6 за часом: $t_{сз} = t_{сз,св} + \Delta t = 1.3 + 0.4 = 1.7 \text{ сек.}$

Розрахування уставки максимального захисту сторони 110 кВ.

Розрахунковий режим відлагодження від струму самозапуску – подача напруги на трансформатор одночасно на обидві секції з номінальним навантаженням. Здійснюється для мінімальної напруги РПН.

Опір навантаження, приведений до напруги 115 кВ.

$$x_{н(110)} = U^2 / P = 96.62 / 25 = 373 \text{ Ом.}$$

Опір самозапускання навантаження, приведений до напруги сторони 110 кВ.

$$x_{нн(110)} = 0.35 \cdot x_{н} = 0.35 \cdot 373 = 130.6 \text{ Ом.}$$

Сумарний опір самозапускання, приведений до напруги 115 кВ.

$$x_{с(110)} = x_{1,макс} + x_{ен} + x_{нн} = 11 + 36.7 + 130.6 = 178 \text{ Ом.}$$

Струм самозапускання:

$$I_n = U / (1,73 \cdot x_c) = 115 / (3 \cdot 178) = 373 \text{ А.}$$

Струм спрацювання захисту за умовою налагодження від струму самозапускання:

$$I_{сз} = k_{від} \cdot I_n / k_{ное} = 1.2 \cdot 373 / 0.95 = 471 \text{ А.}$$

За умовою узгодження з захистом 6 кВ, з урахуванням зміни коефіцієнта трансформації РПН

$$I_{c3} = k_3 \cdot k_{рпн} \cdot (I_{наб 1у} + I_{c3 2в}) = 1.1 \cdot 0.065 \cdot (1147 + 3112) = 304 \text{ А.}$$

Приймаємо 471А.

Перевірка чутливості захисту.

Розрахункова умова: струм трифазного КЗ у мінімальному режимі (вважається, що трансформатори струму з'єднані в зірку, і при двофазному КЗ за трансформатором із групою з'єднань трикутник – трикутник – зірка – трикутник у одній з фаз сторони ВН струм КЗ дорівнює за величиною струму трифазного КЗ).

$$k_{ч} = I_{кз(3) хв} / I_{c3} = 449 / 4711 = 0.95 < 1.2.$$

Згідно з нормою, коефіцієнт чутливості повинний бути 1.2.

Захист нечутливий, тому необхідно застосувати блокування за напругою.

Уставка захисту В-110 за часом:

$$t_{c3} = t_{c3 Q6} + \Delta t = 1.7 + 0.4 = 2.1 \text{ сек.}$$

Вибір уставки максимального захисту з блокуванням за напругою.

При виконанні захисту з блокуванням за напругою розрахунковою умовою вибору уставки за струмом є її узгодження зі струмом спрацювання суміжного захисту (сторони 6 кВ трансформатора). Для досягнення необхідного ефекту, блокування за напругою повинно виконуватися одночасно на стороні 110 і 6 кВ. При цьому уставка захисту за струмом не відлагоджується від струму самозапускання. Цю функцію забезпечує блокування за напругою. Залишається узгодити захисти за струмом.

Уставка захисту за струмом, за умовою налагодження від струму навантаження, приймається $1.5 \cdot I_{ном}$ СВ-6 кВ. Номінальний струм дорівнює $0.7 \cdot I_{ном}$ секції.

$$I_{сп св} = 0.7 \cdot 1147 \cdot 1.5 = 1204 \text{ А.}$$

За узгодженням із захистом лінії, з урахуванням навантаження, приймається: 1540А.

Від 6 кВ трансформатора. Номінальний струм дорівнює номінальному струму секції. Уставка захисту дорівнює:

$$I_{сп Q6} = 1147 \cdot 1.5 = 1720 \text{ А.}$$

За умови узгодження із захистом СВ приймається

$$I_{c3 Q6} = 1.2 \cdot (800 + 1540) = 2700 \text{ А.}$$

Від 110 кВ. Номінальний струм дорівнює номінальному струму трансформатора для найбільшого за струмом положення РПН.

Уставка захисту дорівнює:

$$I_{cs Q110} = 150 \cdot 1.5 = 225A.$$

За умови узгодження із захистом вводу 6 кВ, приймається:

$$I_{cs Q110} = 1.1 \cdot 0.065 (1147 + 2700) = 275.$$

Чутливість захисту за струмом:

Захист СВ:

$$K_{ч} = I_{кз(2)} \cdot X_B / I_{cs} = 9.55 \cdot (1,73/2) / 1540 = 5.37.$$

Захист вводу 6 кВ:

$$K_{ч} = I_{кз(2)} \cdot X_B / I_{cs} = 9.55 \cdot (1,73/2) / 2700 = 3.06.$$

Захист вводу 110 кВ:

$$K_{ч} = I_{кз(2)} \cdot X_B / I_{cs} = 449 / 275 = 1.63.$$

Вибір уставки за напругою.

Для блокування за напругою всіх комплектів захисту приймаємо наявні в пристрої МХЗВІС30А органи напруги прямої послідовності і зворотної послідовності.

Уставки приймаються без розрахування

$$U_{1поріан} = 0.6 \cdot U_{ном}$$

$$U_{2поріан} = 0.06 \cdot U_{ном}$$

Перевірка налагодження від напруги при самозапусканні:

$$U_{cs} = 4.86 / 6.0 = 0.81,$$

$$U_{1поріан} = U_{cs} / (K_{н} \cdot K_{пов}) = 0.81 / (1.2 \cdot 1.05) = 0.65.$$

За часом залишаються раніше вибрані уставки:

$$t_{cs\ cф} = 1.3 \text{ сек},$$

$$t_{cs\ q6} = 1.7 \text{ сек},$$

$$t_{cs\ Q110} = 2.1 \text{ сек}.$$

Уставки на реле:

МТЗ-6 кВ вводів 2,3:

$$\text{уставка за струмом } I_{>2} = I_{>3} = 2700/3000 = 0.9 \cdot I_{ном},$$

$$\text{уставка за часом: } t_{2,1} = t_{3,1} = 1.7 \text{ сек},$$

вид характеристики: «НЕЗАВИС».

МТЗ-110 кВ вводів 2,3:

$$\text{уставка за струмом } I_{>1} = 275/300 = 0.92 \cdot I_{ном},$$

$$\text{уставка за часом: } t_{1,1} = 2.1 \text{ сек}.$$

Вид характеристики: «НЕЗАВИС».

Вибір уставки захисту від перевантаження

Захист від перевантаження встановлюється з боку введів 6 кВ, тому що потужність обмоток 6 кВ трансформатора дорівнює половині номінальної.

Використовується другий струмовий орган максимального захисту відповідної сторони. Захист діє на сигнал. Відповідно до цього, дія виконується через сигнальний вихід РЗІРТ, для запобігання помилкового пуску ПРБВ.

$$I_{\text{сзп}} = K_n \cdot K_6 \cdot I_{\text{ном}} / K_6 = 1.05 \cdot 1147 / 0.95 = 1270 \text{ A.}$$

Витримка часу повинна прийматися більшою (хоча б на ступінь) від всіх інших захистів на ПС. Зазвичай для сигналізації на підстанції встановлюється однакова витримка часу. У даному випадку приймаємо:

$$t_{\text{сзп}} = 9 \text{ сек.}$$

Уставки захисту від перевантаження.

Уставка за струмом $I_{>>2} = I_{>3} = 1270/3000 = 0.42 \cdot I_{\text{ном}}$

Уставка за часом: $t_{\text{старт } I_{>>2}} = 9.0 \text{ сек.}$

Додаткові струмові реле

Пуск охолодження

Уставка за струмом дорівнює номінальному струму трансформатора. Встановлюється зі сторони 110 кВ. Приймаємо за номінальним струмом середнього положення РПН:

$$I_{\text{сз охл}} = 126 \text{ A.}$$

Уставка на реле $I_{>>>1} = 125/300 = 0.42 \cdot I_{\text{ном}}$

Блокування РПН

Уставка за струмом дорівнює номінальному струму РПН трансформатора. Оскільки немає даних про номінальний струм РПН, приймаємо номінальний струм найбільшого за струмом положення РПН:

$$I_{\text{сз охл}} = 150 \text{ A.}$$

Уставка на реле $I_{>>>1} = 150/300 = 0.5 \cdot I_{\text{ном}}$

Як і в захисті від перевантаження, вихід здійснюємо в кола сигналізації, приймаючи при цьому $t_{\text{старт}} = 0$.

Пристрій резервування відмов вимикача. Витримка часу ПРБВ трансформатора приймається 0.2сек.

3.4 Вибір уставок захисту введів 10 кВ на пристрої MODNA

Пристрої MODNA встановлені на вводах 110 і 6 кВ трансформатора, дублюють вже вибрані уставки резервних захистів на реле РЗІРТ. У той же час використовуються деякі схемні особливості – логічна селективність для виконання захисту шин і дублюючий дифзахист швидкодіючого захисту трансформатора.

Максимальний захист вводу 6 кВ. Використовуються вже вибрані уставки за струмом:

$$I_{сз Q6}=2700A.$$

Уставка за напругою

$$U_{сз}=0.6 \cdot U_{ном}$$

В даному випадку уставка виконується не по симетричних складових, як для пристрою РЗІРТ, а за величиною напруги.

При виборі уставки за часом враховуються особливості логічної селективності MODNA.

Час дії блокування

$$t_{сз блок} = 1.3 + 0.2 = 1.5 \text{ сек.}$$

Уставка захисту вводу:

$$t_{сз Q6} = 0.3 \text{ сек.}$$

Загальний час спрацювання при наявності блокування:

$$t_{ср бл Q6} = t_{сз сз} + 0.5 = 1.3 + 0.5 = 1.8 \text{ сек.}$$

Максимальний захист вводу 110 кВ

Використовуються вже вибрані уставки за струмом:

$$I_{сз Q110}=275A.$$

Уставка за напругою

$$U_{сз}=0.6 \cdot U_{ном}$$

У даному випадку уставка виконується не по симетричних складових, як для пристрою РЗІРТ, а за величиною напруги. Використовується напруга обох секцій 6 кВ.

При виборі уставки за часом враховуються особливості логічної селективності MODNA.

Час дії блокування:

$$t_{сз блок} = 1.8 + 0.2 = 2.0 \text{ сек.}$$

Уставка захисту вводу

$$t_{сз Q6} = 0.3 \text{ сек.}$$

Загальний час спрацювання при наявності блокування:

$$t_{ср бл Q6} = t_{сз сз} + 0.5 = 1.8 + 0.5 = 2.3 \text{ сек.}$$

Інші захисти використовувати немає необхідності.

Уставки на реле вводу 6 кВ

Коефіцієнт трансформації фазних трансформаторів струму:

$$k_{TC} = 600.$$

Коефіцієнт трансформації трансформатора напруги:

$$k_{TH} = 60.$$

Номинальна частота: 50 Гц .

Номинальний струм фазного ТС6: $I_n = 5 \text{ А}$.

Номинальна напруга: $U_{ном} = 100 \text{ В}$.

Максимальний захист не використовується.

Струмова відсічка

Уставка за струмом

$$I_{>>} = 2700/3000 = 0.9 \cdot I_{ном}$$

Уставка блокування за напругою

$$U_{<} = 0.6 \cdot U_{ном}$$

Витримка часу блокування

$$t_{>>} = 1.5 \text{ сек.}$$

Витримка часу на вимкнення вводу

$$t_{>} = 0.3 \text{ сек.}$$

Уставки на реле вводу 110 кВ

Коефіцієнт трансформації фазних трансформаторів струму: $k_{TC} = 60$.

Номинальна частота: 50 Гц .

Номинальний струм фазного ТС6: $I_n = 5 \text{ А}$.

Максимальний захист не використовується. Органи напруги не використовуються. Направленість захистів не використовується.

Струмова відсічка

Уставка за струмом $I_{>>} = 275/300 = 0.92 \cdot I_{ном}$.

Можна виставити 0.9 або $0.95 \cdot I_{ном}$.

Виконується $0.9 \cdot I_{ном}$.

Витримка часу блокування $t_{>>} = 2.0 \text{ сек.}$

Витримка часу на вимкнення вводу $t_{>} = 0.3 \text{ сек.}$

Таблиця К.2 - Параметри силових триобмоткових трансформаторів з регулюванням напруги під навантаженням

Тип трансформатора	Номінальні напруги обмоток, кВ			Напруги U_k для різних значень регульованої напруги, %						
	ВН	СН	НН	ВН-НН			СН-НН	ВН-СН		
				мін	середня	макс		мін	середня	макс
ТДТН-10000/110/35	115	38,5	6,6; 11	16,66	17,0	19,50	6,0	9,99	10,5	12,69
ТДТН-16000/110/35	115	38,5	6,6,11	16,4	17,0	18,5	6,0	9,5	10,5	11,69
ТДТН-16000/110/35*	115	33,5	6,6:11	9,58	10,5	11,79	6,0	16,48	17,0	18,58
ТДТН-25000/110/10	115	11,0	6,6	17,47	17,5	19,5	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-25000/110/35	115	38,5	6,6; 11	17,47	17,5	19,5	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-40000/110/10	115	11,0	6,6	17,04	17,5	19,29	6,5	9,52	10,5	11,56
ТДТН-40000/110/35	115	38,5	6,6:11	17,04	17,5	19,29	6,5	9,52	10,5	11,56
ТДТН-40000/110/10	115	11,0	6,6	9,5	10,5	11,6	6,5	17,03	17,5	19,30
ТДТН-40000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	9,5	10,5	11,6	6,5	17,03	17,5	19,30
ТДТН-63000/110/10	115	11,0	6,6	17,14	17,5	19,20	7,0	10,1	10,5	10,9
ТДТН-63000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	17,14	17,5	19,20	7,0	10,1	10,5	10,9
ТДТН-63000/110/10	115	11,0	6,6	10,1	10,5	11,9	7,0	17,2	17,5	19,3
ТДТН-63000/110/35	115	38,5	6,6; 11	10,1	10,5	11,9	7,0	17,2	17,5	19,3
ТДТН-30000/110/10	115	11,0	6,6	18,25	13,5	20,47	7,0	10,28	11,0	12,33
ТДТН-80000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	18,25	18,5	20,47	7,0	10,28	11,0	12,33
ТДТН-80000/110/10	115	11,0	6,6	10,22	11,0	12,13	7,0	18,15	18,5	20,27
ТДТН-80000/110/35	115	38,5	6,6; 11	10,22	11,0	12,13	7,0	18,15	18,5	20,27
ТДТН-16000/150/35	158	38,5	6,6; 11	18,27	18,0	17,23	6,0	11,41	10,5	10,38
ТДТН-25000/150/35	158	38,5	6,6; 11,0	18,50	18,0	17,42	6,0	11,42	10,5	10,4

Продовження таблиці К.2

Тип трансформатора	Номинальні напруги обмоток, кВ			Напруги U_k для різних значень регульованої напруги, %						
	ВН	СН	НН	ВН-НН			СН-НН	ВН-СН		
				мін	середня	макс		мін	середня	макс
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТДТН-40000/1 50/35	158	38,5	6,6; 11,0	18,57	18,0	17,77	6,0	11,12	10,5	10,25
ТДТН-63000/1 50/35	158	38,5	6,6; 11	18,3	18,0	17,3	6,0	10,99	10,5	10,13
ТДТН-25000/220/35	230	22; 38,5	6,6; 11	19,5	20,0	20,4	6,5	12,4	12,5	13,4
ТДТН-40000/220/35	230	22; 38,55	6,6; 11	29,3	22,0	19,0	9,5	16,8	12,5	9,8
ТДТН-40000/220/35*	230	22; 38,55	6,6; 11	18,6	12,5	9,9	9,5	28,2	22	19,2
ТДЦТН-63000/220/35	230	22; 38,55	6,6; 11	30,4	24	19,7	10,5	17,9	12,5	10,5
ТДЦТН-63000/220/35*	230	22; 38,5	6,6; 11,0	17,7	12,5	10,4	10,5	29,6	24,0	20,0

Навчальне видання

Олександр Євгенійович Рубаненко
Валерій Михайлович Лагутін

**Релейний захист та автоматика
двотрансформаторної підстанції**

Навчальний посібник

Оригінал-макет підготовлено Рубаненком Олександром Євгенійовичем

Редактор В.О. Дружиніна

Коректор Ю.І.Франко

Навчально-методичний відділ ВНТУ
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25.12.2001
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВНТУ

Підписано до друку 7.11.05р. Гарнітура Times New Roman

Формат 29,7x42 $\frac{1}{4}$ Папір офсетний

Друк різнографічний Ум. друк. арк. 6.92

Тираж 75 прим.

Зам. № 2005-183

Віддруковано в комп'ютерному інформаційно-видавничому центрі
Вінницького національного технічного університету
Свідоцтво Держкомінформу України
серія ДК № 746 від 25.12.2001
21021, м. Вінниця, Хмельницьке шосе, 95, ВНТУ