

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ ТА НАУКИ, СПОРТУ І ТУРИЗМУ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ЛЬВІВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА

В.П. Кідиба

**РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ**

2013

ББК
К
УДК 621.316.925

*Затверджено Міністерством освіти і науки України
як підручник для студентів вищих навчальних закладів
(лист № від)*

Рецензенти:

Кідиба В.П.

К Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів:
Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. –
533 с.

ISBN

Викладено основи релейного захисту об'єктів електроенергетичних систем. Висвітлені загальні принципи виконання захистів, вимоги до них, особливості первинних вимірювальних перетворювачів струму та напруги, виконання захистів ліній електропередавання, трансформаторів, генераторів, двигунів, шин, конденсаторних батарей.

Розглянуто практично всі основні принципи, на базі яких будують пристрої захисту: від найпростіших – з використанням запобіжників, електромеханічних реле – до найскладніших, з застосуванням цифрових терміналів.

Наведені алгоритми розрахунку параметрів спрацювання електромеханічних та деяких цифрових захистів об'єктів електроенергетичних систем.

Розглянуто особливості виконання схем пристроїв релейного захисту.

Книга призначена для студентів електроенергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів, аспірантів, викладачів та спеціалістів відповідного профілю.

ББК

Кідиба В.П., 2013
Національний університет
"Львівська політехніка", 2013

ISBN

Перелік основних скорочень та умовних позначень

А – пристрій релейного захисту, автоматики;
АВР – автоматичний ввід резерву;
АЕС – атомна електрична станція;
АПВ – автоматичне повторне ввімкнення;
АРЗ – автоматичне регулювання збудження;
АТ – автотрансформатор;
АЦП – аналогово-цифровий перетворювач;
АЧР – автоматичне частотне розвантаження;
ВП – власні потреби (підстанції, електростанції);
ВЧ – високочастотний;
ДЗ – диференційний захист;
ДЗШ – диференційний захист шин;
ДФЗ – диференційно-фазовий високочастотний захист;
ЕРС – електрорушійна сила;
КГК – крива граничної кратності;
КРЗ – комплектна розподільча злагода;
к.з. – коротке замикання;
Л, ЛЕП – лінія електропередавання;
МСЗ – максимальний струмовий захист;
МССЗ – максимальний струмовий спрямований захист;
н.з. – нормально замкнені контакти;
н.р. – нормально розімкнені контакти;
ОАПВ – однофазне АПВ;
ОЗП – оперативний запам'ятовувальний пристрій;
ОТС – оптичний трансформатор струму;
ПА – пристрій автоматики;
ПБЗ – перемикач без збудження;
ПРВВ – пристрій резервування відмови вимикача;
ПЗП – постійно запам'ятовувальний пристрій;
ППЗП – перепрограмований запам'ятовувальний пристрій;
ПУЕ – правила улаштування електроустановок;
РЗ – релейний захист;
РЗА – релейний захист та автоматика;
СВ – струмова відсічка;
ССВ – струмова спрямована відсічка;
СШ – секція шин;
ТВП – трансформатор власних потреб;
ТН – трансформатор напруги;
ТПС – трансформатор постійного струму;

ТС – трансформатор струму;
ФРП – ферорезонансний процес;
ЧАПВ – частотне АПВ;

C – ємність;
 DT – елемент затримки часу;
 F – запобіжник;
 K – обмотка (контакти) реле;
 KA – обмотка (контакти) реле струму;
 KH – обмотка (контакти) сигнального реле;
 KL – обмотка (контакти) проміжного реле;
 KV – обмотка (контакти) реле напруги;
 KZ – обмотка (контакти) реле опору;
 KW – обмотка (контакти) реле спрямування потужності;
 L – індуктивність;
 PA – амперметр;
 PV – вольтметр;
 T – трансформатор;
 TA – трансформатор струму;
 TAL, TVL – проміжні трансформатори;
 TAV – трансреактор;
 TLA – дросель;
 TV – трансформатор напруги;
 VD – світлодіод;
 VS – випростувач;
 VT – транзистор;
 Z – комплексний опір;
 Q – вимикач;
 S – комутаційний ключ;
 R – активний опір;
 SF – автоматичний вимикач з розчіплювачем;
 w – витки обмотки;
 UVZ – інверторний перетворювач;
 YAC – електромагніт увімкнення;
 YAT – електромагніт вимкнення;

Φ – магнітний потік;
 Ψ – потокозчеплення;
 ε – абсолютна похибка;

ЗМІСТ

Перелік основних скорочень та умовних позначень.....

ПЕРЕДМОВА

1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

1.1. Призначення релейного захисту

1.2. Вимоги до виконання релейного захисту.....

1.3. Призначення та основні характеристики реле

1.4. Принцип дії та особливості виконання реле.....

1.4.1. Електромеханічні реле

1.4.1.1. Електромагнітні реле

1.4.1.2. Індукційні реле

1.4.1.3. Реле опору.....

1.4.1.4. Реле з фільтрами симетричних складових.....

1.4.2. Цифрові реле.....

1.5. Вимоги до пристроїв релейного захисту.....

2. ЗАХИСТ ЗАПОБІЖНИКАМИ

2.1. Основні характеристики запобіжників.....

2.2. Вибір запобіжників

3. ЗАХИСТ АВТОМАТИЧНИМИ ВИМИКАЧАМИ

2.1. Основні характеристики автоматичних вимикачів

2.2. Вибір автоматичних

4. ПЕРВИННІ ВИМІРЮВАЛЬНІ ПЕРЕТВОРЮВАЧІ СТРУМУ

4.1. Призначення первинних вимірювальних перетворювачів струму

4.2. Принцип роботи трансформатора струму.....

4.3. Розрахункова схема та векторна діаграма трансформатора струму

4.4. Режим роботи трансформатора струму.....

4.5. Похибка трансформатора струму

4.6. Умовне та позиційне позначення трансформатора струму

4.7. Схеми з'єднання обмоток трансформаторів струму

4.8. Перевірка трансформаторів струму.....

4.8.1. Перевірка однополярності виводів первинної та вторинної обмоток трансформаторів струму.....

4.8.2. Перевірка коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму

4.8.3. Характеристика намагнічування трансформатора струму

4.8.4. Перевірка трансформаторів струму на 10% похибку.....

4.8.4.1. Перевірка трансформатора струму на 10% похибку за його дійсною вольт-амперною характеристикою

4.8.4.2. Перевірка трансформатора струму на 10% похибку за паспортними даними.....

4.8.4.3. Перевірка трансформатора струму на 10% похибку за кривими граничних кратностей

4.8.4.4. Способи зменшення похибки трансформаторів струму.....

5. ПЕРВИННІ ВИМІРЮВАЛЬНІ ПЕРЕТВОРЮВАЧІ НАПРУГИ	
5.1. Призначення первинних вимірювальних перетворювачів напруги	
5.2. Електромагнітні трансформатори напруги	
5.2.1. Принцип роботи електромагнітного трансформатора напруги	
5.2.2. Режим роботи трансформатора напруги, похибка трансформатора напруги	
5.2.3. Умовне та позиційне позначення трансформатора напруги	
5.2.4. Схеми з'єднання обмоток трансформаторів напруги	
5.2.5. Організація вторинних кіл трансформаторів напруги	
5.2.6. Перевірка вторинних кіл трансформаторів напруги	
5.3. Конденсаторні трансформатори напруги	
5.4. Особливості режимів трансформаторів напруги в мережах з ізольованою та компенсованою нейтраллю	
5.5. Особливості режимів трансформаторів напруги в мережах з ефективно заземленою нейтраллю	
6. ДЖЕРЕЛА ОПЕРАТИВНОГО СТРУМУ	
7. ЗАХИСТ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕСИЛАННЯ	
7.1. Пошкодження та особливі режими ліній електропересилання	
7.2. Струмові захисти ліній з одностороннім живленням	
7.2.1. Максимальний струмовий захист	
7.2.2. Струмова відсічка без витримки часу	
7.2.3. Комбінована відсічка за струмом та напругою	
7.2.4. Неселективна струмова відсічка без витримки часу	
7.2.5. Струмова відсічка з витримкою часу	
7.2.6. Схеми струмових захистів	
7.3. Струмові захисти ліній з одностороннім живленням	
7.3.1. Особливості застосування струмових захистів у лініях з двостороннім живленням	
7.3.2. Максимальний струмовий спрямований захист	
7.3.3. Вибір струму спрацювання МССЗ	
7.3.4. Спрямовані струмові відсічки	
7.3.5. Принципова схема струмового спрямованого захисту	
7.3.6. Загальна оцінка струмових спрямованих захистів	
7.4. Струмові захисти ліній 110 ÷ 750 кВ від однофазних к.з. на землю	
7.4.1. Особливості виконання захистів ліній 110–750 кВ від однофазних к.з. на землю	
7.4.2. Розрахунок параметрів спрацювання захистів ліній 110–750 кВ від однофазних к.з. на землю	
7.5. Диференційні струмові захисти	
7.5.1. Призначення та принцип дії диференційних захистів ЛЕП	
7.5.2. Вибір струму спрацювання поздовжнього диференційного захисту ЛЕП	
7.5.3. Чутливість поздовжнього диференційного захисту	
7.5.4. Особливості поздовжнього диференційного захисту ліній	
7.5.5. Загальна оцінка поздовжнього диференційного захисту лінії	
7.5.6. Поперечний диференційний захист ліній	
7.5.7. Загальна оцінка поперечного диференційного захисту лінії	
7.5.8. Поперечний спрямований диференційний захист ліній	
7.5.9. Загальна оцінка спрямованого поперечного диференційного захисту паралельних ліній	

7.6. Дистанційні захисти ЛЕП.....	
7.6.1. Призначення, принцип роботи дистанційного захисту.....	
7.6.2. Основні органи дистанційного захисту.....	
7.6.3. Характеристики органів опору.....	
7.6.4. Вибір параметрів спрацювання дистанційних захистів.....	
7.6.5. Вибір параметрів спрацювання дистанційних захистів фірми SIEMENS.....	
7.6.6. Вибір параметрів спрацювання дистанційних захистів з лінійно-залежною характеристикою витримок часу.....	
7.6.7. Пристрої блокування від хитань.....	
7.6.8. Пристрої блокування за несправностей у колах змінної напруги.....	
7.6.9. Загальна оцінка дистанційного захисту.....	
7.7. Високочастотні захисти ліній.....	
7.7.1. Особливості високочастотних захистів ліній.....	
7.7.2. Організація високочастотного каналу захисту.....	
7.7.3. Спрямований захист з високочастотним блокуванням.....	
7.7.4. Диференційно-фазовий високочастотний захист.....	
7.7.5. Загальна оцінка високочастотних захистів.....	
7.8. Захист ліній від однофазних замикань на землю у мережах з ізольованими або компенсованими нейтраліями.....	
7.8.1. Особливості режимів у мережах з ізольованими або компенсованими нейтраліями під час виникнення однофазних замикань на землю.....	
7.8.2. Виконання захистів від однофазних замикань на землю в мережах з ізольованими або компенсованими нейтраліями.....	
7.9. Вибір захистів ліній електропересилання.....	
8. ЗАХИСТ ТРАНСФОРМАТОРІВ І АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ.....	
8.1. Основні види пошкоджень та особливі режими роботи трансформаторів і автотрансформаторів.....	
8.2. Захист трансформаторів за допомогою запобіжників.....	
8.3. Струмові захисти трансформаторів від міжфазних к.з.....	
8.3.1. Струмова відсічка без витримки часу.....	
8.3.2. Максимальний струмовий захист трансформатора.....	
8.4. Струмовий захист нульової послідовності від однофазних к.з. на землю на стороні низької напруги трансформатора.....	
8.5. Диференційний захист трансформаторів та автотрансформаторів.....	
8.5.1. Призначення та особливості виконання диференційного захисту трансформаторів та автотрансформаторів.....	
8.5.2. Розрахунок струму спрацювання диференційного захисту трансформаторів та автотрансформаторів.....	
8.5.3. Способи виконання диференційних захистів трансформаторів та автотрансформаторів.....	
8.5.4. Диференційний захист трансформатора (автотрансформатора) з застосуванням реле серії РНТ.....	
8.5.5. Диференційний захист трансформатора (автотрансформатора) з застосуванням реле ДЗТ-11.....	
8.6. Газовий захист трансформатора.....	
8.7. Захист трансформаторів та автотрансформаторів від надструмів зовнішніх к.з.....	
8.8. Захист трансформаторів та автотрансформаторів від перевантажень.....	
8.9. Цифрові захисти трансформаторів та автотрансформаторів.....	

9. ЗАХИСТ ГЕНЕРАТОРІВ	
9.1. Види пошкоджень та особливі режими генераторів	
9.2. Поздовжній диференційний захист генератора	
9.3. Поперечний диференційний захист генератора	
9.4. Захист від замикань на землю в обмотці статора генератора	
9.5. Захист генератора від зовнішніх симетричних коротких замикань	
9.6. Захист генератора від несиметричних режимів	
9.7. Захист обмотки статора генератора від симетричних перевантажень	
9.8. Захист обмотки статора генератора від підвищення напруги	
9.9. Захист генератора від замикань у колах збудження	
9.10. Захист обмотки ротора генератора від перевантаження струмом збудження	
10. ЗАХИСТ ДВИГУНІВ	
10.1. Пошкодження та особливі режими двигунів	
10.2. Захист двигунів напругою до 1000 В	
10.2.1. Захист двигунів напругою до 1000 В за допомогою плавких запобіжників	
10.2.2. Захист двигунів напругою до 1000 В за допомогою максимальних струмових реле	
10.2.3. Захист двигунів мінімальної напруги	
10.2.4. Захист двигунів за допомогою автоматичних вимикачів	
10.3. Захист двигунів напругою вище ніж 1000 В	
10.3.1. Захист двигунів від міжфазних к.з. за допомогою струмової відсічки	
10.3.2. Диференційний захист двигунів від міжфазних к.з.	
10.3.3. Захист двигунів від однофазних замикань на землю	
10.3.4. Захист двигунів від перевантаження	
10.3.5. Захист мінімальної напруги	
11. ЗАХИСТ ШИН	
11.1. Особливості захисту шин	
11.2. Принципи виконання захисту шин	
12. ЗАХИСТ БАТАРЕЙ СТАТИЧНИХ КОНДЕНСАТОРІВ	
13. ПРИСТРІЙ РЕЗЕРВУВАННЯ ВІДМОВИ ВИМИКАЧА	
13.1. Призначення пристрою резервування відмови вимикача	
13.2. Принципи роботи пристроїв резервування відмови вимикачів	
13.3. Вибір часу спрацювання пристрою резервування відмови вимикача	
14. ОСОБЛИВОСТІ ВИКОНАННЯ СХЕМ ПРИСТРОЇВ РЗА	
14.1. Умовні графічні позначення елементів електричних кіл	
14.2. Умовні позиційні позначення елементів електричних кіл	
14.3. Маркування кіл трансформаторів струму	
14.4. Маркування кіл трансформаторів напруги	
14.5. Маркування шинок керування та сигналізації	
14.6. Рекомендації до читання схем вторинних кіл	
14.7. Методи зменшення впливу дуги на комутуючі контакти	
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	
ДОДАТКИ	

ПЕРЕДМОВА

Під час проектування та експлуатації електроенергетичних систем необхідно враховувати можливість виникнення в них пошкоджень та особливих режимів. Найпоширенішими та найнебезпечнішими пошкодженнями є короткі замикання на об'єктах електроенергетичних систем. Такі пошкодження спричиняють руйнування пошкодженого об'єкта струмами короткого замикання, або дугою, яка може виникнути в місці пошкодження. Також можливе руйнування суміжних з пошкодженим об'єктів струмами, величина яких перевищує допустимі значення. Крім того, пониження напруги у вузлових точках електроенергетичної системи внаслідок коротких замикань може вплинути на порушення технологічних процесів, а також на порушення стійкості електроенергетичної системи. Тому вимкати пошкоджений об'єкт від електроенергетичної системи потрібно за частки секунди і навіть упродовж мілісекунд. Враховуючи швидкоплинність процесів в електроенергетичних системах, функціонування їх без пристроїв автоматики неможливе. Таку дію, зрозуміло, виконати людина невзможі. Тому для вимкнення пошкодженого об'єкта, а також для ліквідації деяких особливих режимів, наприклад, перевантажень, застосовують спеціальні пристрої автоматики, а саме пристрої *релейного захисту*.

Отже, знання принципів виконання, особливостей функціонування та розрахунку параметрів спрацювання пристроїв релейного захисту об'єктів електроенергетичних систем є обов'язковим для інженерів, які працюють у галузі електроенергетики.

У підручнику розглянуті загальні принципи побудови та функціонування пристроїв релейного захисту. Висвітлені питання розрахунку параметрів спрацювання та наведені принципові схеми пристроїв релейного захисту об'єктів електроенергетичних систем.

Розглянуті особливості виконання пристроїв релейного захисту, виконаних як на електромеханічній, так і на цифровій основі.

Останні тенденції розвитку релейного захисту об'єктів електроенергетичних систем свідчать, що на зміну електромеханічним пристроям релейного захисту прийшло нове покоління пристроїв, робота яких основана на цифрових принципах.

Докладніше розглянуто електромеханічні пристрої релейного захисту, принципи та особливості їх виконання. Це зумовлено тим, що нині час та в найближчому майбутньому такі пристрої й надалі експлуатуватимуться в енергосистемах України, особливо в мережах 6, 10 кВ. Сучасні світові тенденції розвитку релейного захисту свідчать про те, що саме електромеханічні пристрої

релейного захисту і надалі використовуватимуться в експлуатації поряд з цифровими пристроями, виконуючи функції резервних захистів. Крім того, висвітлення фізики процесів в деяких електромеханічних пристроях надає можливість студентам закріпити знання законів електротехніки щодо практичного їх застосування.

Розглянуто практично всі основні принципи, на базі яких будують пристрої захисту: від найпростіших – з використанням запобіжників, до найскладніших, з застосуванням цифрових терміналів.

Наведені алгоритми розрахунку параметрів спрацювання електромеханічних та деяких цифрових захистів основних об'єктів електроенергетичних систем – генераторів, трансформаторів, ліній, електродвигунів, шин, конденсаторних батарей.

Під час висвітлення питань, пов'язаних з первинними вимірювальними перетворювачами напруги, а також з захистами ліній від однофазних замикань на землю у мережах з ізольованими або компенсованими нейтраліями використані матеріали, які містять результати роботи працівників кафедри електричних систем та мереж Національного університету "Львівська політехніка".

Теоретичну та методологічну основу навчального посібника становлять такі дисципліни: "Теоретичні основи електротехніки", "Вища математика", "Перетворювальна техніка", "Електричні машини", "Електрична частина електричних станцій та підстанцій".

Автор вдячний **Кенсу Юрію Амбросійовичу**, кандидату технічних наук, доценту Національного університету "Львівська політехніка" за ґрунтовне рецензування підручника.

Навчальний посібник призначений для студентів електроенергетичних спеціальностей та технічних працівників, які працюють у галузі проектування та експлуатації електроенергетичних систем.

Всі побажання та зауваження стосовно навчального посібника автор просить надсилати за адресою: м. Львів, вул. Ст. Бандери, 12, Національний університет "Львівська політехніка", кафедра електричних систем та мереж.

Розділ 1

ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

1.1. Призначення релейного захисту

Сучасна електроенергетична система являє собою складний комплекс електротехнічного обладнання, розміщеного на значній території та об'єднаного єдиним режимом генерування, транспортування та споживання електроенергії.

В електроенергетичній системі відбуваються постійні збурення. Ці збурення можуть мати плановий характер: вимкнення та увімкнення генераторів, добова зміна рівня генерування електричної енергії на електричних станціях, режимні перемикання в електроенергетичній мережі тощо.

Крім цих планових збурень в електроенергетичній системі можуть виникати пошкодження та небезпечні особливі режими, які мають істотний вплив на обладнання та роботу електроенергетичної системи, загалом. Одним з найнебезпечніших пошкоджень, які наявні в електроенергетичній системі, є короткі замикання (к.з.), що виникають внаслідок пошкодження ізоляції струмоведучих частин електричного обладнання. Короткі замикання можуть привести до:

- руйнування пошкодженого елемента струмами к.з., або дугою, яка може виникати в місці пошкодження;

- можливого руйнування обладнання на суміжних з пошкодженим елементом об'єктах електроенергетичної системи внаслідок теплової та динамічної дії струмів, величина яких перевищує допустимі значення;

- пониження рівня напруги у вузлових точках електроенергетичної системи, що може привести до порушення технологічних процесів на підприємствах, а також до можливого порушення стійкості роботи електроенергетичної системи, яке, своєю чергою, призведе до повної втрати живлення споживачів електричної енергією.

Отже, після виникнення в електроенергетичній системі к.з. необхідно якомога швидше вимкнути пошкоджений елемент від джерел живлення.

Крім аварій в електроенергетичній системі можуть виникати і особливі режими – перевантаження електротехнічного обладнання робочими струмами, хитання в системі, підвищення напруги вище номінального значення тощо.

Одним з найпоширеніших особливих режимів є режим перевантаження. Під час перевантаження в елементах електроенергетичної мережі виникають струми, величина яких є більшою від їх номінальних значень, хоча не до такого рівня, як під час к.з. Це спричиняє перегрівання обладнання та передчасного старіння ізоляції, що своєю чергою може привести до виникнення к.з.

Після виникнення особливих режимів необхідно вживати заходи для усунення таких режимів, а за неможливості таких дій, або у разі неуспішного діяння – вимикати обладнання, яке працює в особливому режимі. У такому разі вимикати обладнання від джерел живлення потрібно здійснювати, зазвичай, з витримкою часу.

Вимкнення пошкодженого обладнання або обладнання, яке працює в особливому режимі, здійснюють спеціальні пристрої автоматики – пристрої релейного захисту (РЗ).

Потрібно пам'ятати, що релейний захист не запобігає виникненню пошкодження, він діє тільки після його виникнення і мета його – унеможливити руйнування пошкодженого елемента або зменшити масштаб такого руйнування, а також обмежити розповсюдження пошкодження на інші суміжні елементи електроенергетичної системи, ліквідувати можливу небезпеку для людей.

1.2. Вимоги до виконання релейного захисту

Вимоги до виконання релейного захисту регламентують відповідними державними нормативними документами, які відповідають міжнародним нормам.

Пристрої релейного захисту виконують так, що кожен з них охоплює певну ділянку електроенергетичної системи. Ці ділянки називають *зонами дії захисту*. Зоною дії захисту може бути генератор, трансформатор, лінія електропересялення тощо. Зона дії може охоплювати і кілька елементів електроенергетичної мережі, наприклад, лінія електропересялення – трансформатор. Якщо пошкодження виникає в межах цієї зони, то повинен працювати релейний захист цієї зони та діяти на вимкнення тих вимикачів, через які здійснюється живлення місця пошкодження.

Під час проектування пристроїв релейного захисту необхідно забезпечити виконання таких умов:

– пристроями релейного захисту повинно бути охоплене все обладнання електроенергетичної системи, не може бути ні однієї ділянки, навіть у межах окремого елемента, які б не були охоплені зонами дії релейного захисту;

– зони дії пристроїв релейного захисту суміжних ділянок електроенергетичної системи повинні перекриватись;

– для підвищення надійності роботу окремих пристроїв релейного захисту потрібно дублювати, тобто кожен ділянку електроенергетичної системи повинні захищати хоча б два незалежні пристрої релейного захисту (100% резервування), для відповідальних ділянок можливе застосування і трьох незалежних пристроїв релейного захисту (200% резервування).

Пояснимо ці вимоги на конкретних прикладах.

Зона дії захисту $A1$ (рис. 1.1) охоплює лінію електропередавання Л2 від шин підстанції А та початок лінії Л3, а зона дії захисту $A2$ охоплює цю саму лінію Л2 від шин підстанції Б та частину лінії Л1. Тому після виникнення к.з. К1 на лінії Л2 повинні працювати релейні захисти $A1$, $A2$ та діяти на вимкнення вимикачів $Q1$, $Q2$ – пошкоджена лінія Л2 буде відімкнена від джерел живлення.

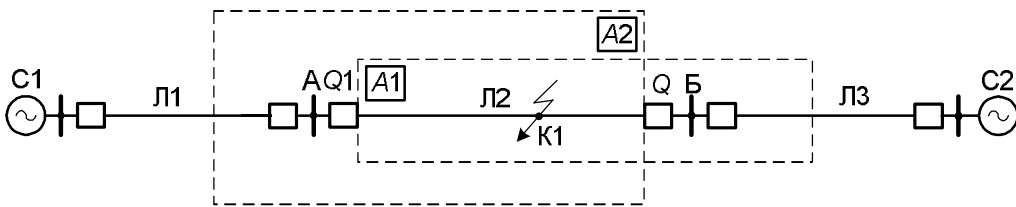


Рис. 1.1. Зони дії РЗ

На рис. 1.2 показано зони (виділені пунктиром) неправильно запроектованих захисту лінії $A1$ та захисту шин $A2$. Вимірні органи цих захистів приєднані до різних трансформаторів струму $TA1$, $TA2$. Захист лінії не спрацює під час к.з. в точці К1 і не діє на вимкнення цієї лінії. Захист шин також не діє на це пошкодження.

Отже, за такого приєднання вимірних органів захистів ліній та шин між трансформаторами струму є ділянка, яка не попадає ні в зону дії захисту лінії $A1$, ні в зону дії захисту шин $A2$. Тому під час к.з. на цій ділянці в точці К1 ні один з цих захистів не працюватиме.

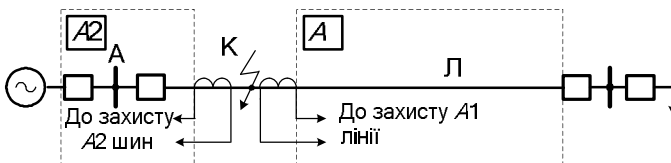


Рис. 1.2. Неправильно запроектовані захисти

Для правильної роботи захистів (зони виділені пунктиром) лінії та шин, їх вимірні органи необхідно приєднати згідно з рис. 1.3.

У цьому випадку точка к.з. K_1 попадає в зону дії як захисту лінії A_1 , так і в зону дії захисту шин A_2 .

Схема, наведена на рис. 1.4, ілюструє, як здійснюється резервування роботи пристроїв релейного захисту.

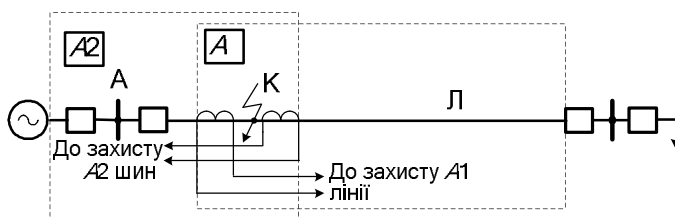


Рис. 1.3. Зони дії захистів перекриваються

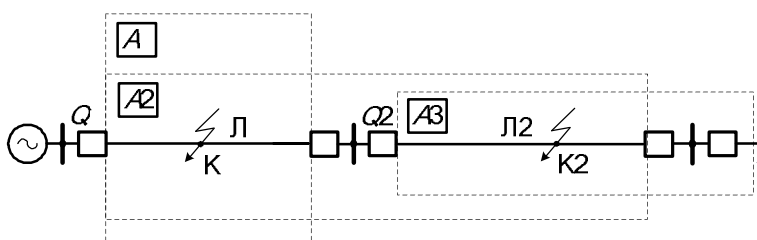


Рис. 1.4. Резервування роботи захистів

На початку лінії L_1 встановлені основний захист A_1 , зона дії якого повністю охоплює лінію L_1 та захист A_2 , який виконує функцію резервного захисту. Зона дії резервного захисту A_2 крім лінії L_1 охоплює суміжну лінію L_2 . Якщо після к.з. в точці K_1 на лінії L_1 основний захист A_1 відмовив, то працюватиме резервний захист A_2 та діятиме на вимкнення вимикача Q_1 . Про те, на відміну від захисту A_1 , це вимкнення буде здійснене з більшою витримкою часу. У разі к.з. в точці K_2 на суміжній лінії L_2 і відмові захисту цієї лінії A_3 , також спрацює захист A_2 , тому що його зона дії охоплює і лінію L_2 . Захист A_2 подіє на вимкнення вимикача Q_1 . У цьому разі буде здійснене вимкнення пошкодженої лінії L_2 та непошкодженої лінії L_1 . Таке вимкнення називають *неселективним вимкненням*. У першому випадку захист A_2 виконував функцію *ближнього резервування*, в другому – *дальнього резервування*.

Для реалізації *ближнього резервування* на приєднанні використовують, зазвичай, два захисти, виконані за різних принципів роботи. Ці захисти взаємно резервують один одного. Іноді встановлюють три комплекти захистів, які

забезпечують ближнє резервування. Таке резервування трьома захистами, зокрема, застосовують для захисту лінії 750 кВ на підстанції "Західноукраїнська".

З метою підвищення надійності ближнього резервування бажано оперативні кола основного та резервного захистів вмикати через різні запобіжники або автоматичні вимикачі, а струмові кола вмикати на різні групи трансформаторів струму. Бажано також вмикати напругові кола основного та резервного захистів до різних трансформаторів напруги. Останню вимогу не завжди можна технічно реалізувати, тому що не на всіх підстанціях є по два трансформатори напруги, під'єднані до одних і тих самих шин, або до однієї і тієї ж лінії.

Застосування *дальнього резервування* має істотні недоліки. Основним недоліком є неселективне вимкнення непошкоджених елементів, які вимикаються одночасно з пошкодженим. Крім того, час роботи захистів, які реалізують дальнє резервування є значним і в деяких випадках повний час вимкнення пошкодження може становити до 10 с, що може бути недопустимим з погляду забезпечення стійкості роботи енергосистеми. Також не завжди можна забезпечити достатню чутливість захистів, які забезпечують дальнє резервування. Єдиною значною перевагою дальнього резервування порівняно з ближнім є те, що не потрібно встановлювати додаткових захистів – дальнє резервування, зазвичай, здійснюють окремі ступені захистів, які виконують функції основного захисту суміжного елемента. Наприклад, захист А2 (рис. 1.4) захищає лінію Л1, а окремі його ступені можуть діяти під час к.з. на лінії Л2 (точка К2).

З вище наведеного можна зробити висновок, що застосування ближнього резервування має деякі переваги порівняно з дальнім резервуванням.

1.3. Призначення та основні характеристики реле

Одним з основних елементів пристроїв релейного захисту є *реле*. Реле являє собою пристрій, в якому вихідний сигнал $y_{\text{вих}}$ змінюється стрибкоподібно, в залежності від зміни вхідної величини $y_{\text{вх}}$ (рис. 1.5).

Коли вихідний сигнал змінився стрибкоподібно, кажуть, що реле спрацювало. Тобто є два стійких стани реле: реле в неспрацьованому стані – вихідний сигнал $y_{\text{вих}} = 0$, реле в спрацьованому стані $y_{\text{вих}} = 1$. Величина вхідного сигналу $y_{\text{вх}}$, за якого реле спрацьовує, називають *уставкою спрацювання реле*.

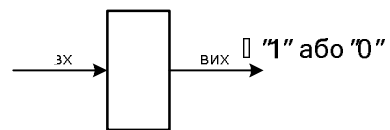


Рис. 1.5. Реле

Розрізняють реле *максимальної* або *мінімальної дії*. Реле *максимальної дії* спрацьовують за *збільшення* рівня вхідного сигналу до уставки спрацювання. Реле

мінімальної дії спрацьовують за зменшення рівня вхідного сигналу до уставки спрацювання.

В залежності від способу увімкнення реле (способу підведення вхідного сигналу) розрізняють *первинні* та *вторинні* реле. Первинні реле вмикають безпосередньо в первинне (силове) електричне коло. Вторинні реле вмикають у первинне коло через первинні вимірювальні перетворювачі струму чи напруги. Первинними вимірювальними перетворювачами слугують зазвичай *трансформатори струму та трансформатори напруги*.

Залежно від дії на комутаційний апарат розрізняють *реле прямої дії* та *реле опосередкованої дії*. Реле *прямої дії* діють безпосередньо на механізм вимкнення комутаційного апарата. Реле *опосередкованої дії* діють на комутаційний апарат через проміжні елементи, наприклад, через електромагніти вимкнення вимикачів.

Ще однією особливістю реле є наявність його *гістерезисної характеристики*.

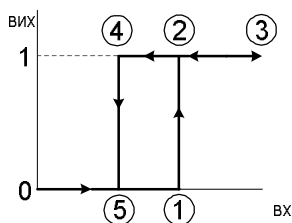


Рис. 1.6. Гістерезисна характеристика реле

Пояснимо сутність гістерезисної характеристики на прикладі реле максимальної дії. У разі збільшення вхідного сигналу $y_{вх}$ до величини, за якою реле спрацьовує, тобто до уставки реле – $y_{вх} = y_{с.р}$ (точка 1 на рис. 1.6) вихідна величина $y_{вих}$ зміниться стрибком (точки 1, 2). За подальшого збільшення вхідного сигналу $y_{вх}$ ніяких змін вихідної величини не відбувається (точки 2, 3). Після зменшення вхідного сигналу $y_{вх}$ до значення $y_{пов.р}$ (точка 5) реле повернеться у вихідний стан (точки 4, 5). Тобто повернення реле у вихідний стан здійснюватиметься за значенням вхідної величини $y_{вх} = y_{пов.р}$, яке є меншим від величини вхідного сигналу, за якого реле спрацьовує – $y_{пов.р} < y_{с.р}$.

Гістерезис характеристики реле визначають *коефіцієнтом повернення реле* $k_{пов}$, величину якого розраховують з виразу

$$k_{пов} = \frac{y_{пов.р}}{y_{с.р}} \quad (1.1)$$

Для реле максимальної дії $k_{пов} < 1$, для реле мінімальної дії $k_{пов} > 1$.

1.4. Принцип дії та особливості виконання реле

1.4.1. Електромеханічні реле

Як було зазначено в п.1.3, одним з основних елементів пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) є реле. Переважно застосовують *електромеханічні реле*. Хоча останнім часом у зв'язку з впровадженням в експлуатацію пристроїв РЗА, виконаних за цифровими принципами, питома частина електромеханічних реле поступово зменшується. Але навіть в пристроях РЗА, виконаних на цифровій основі, застосовують електромеханічні реле. Це, зазвичай, вихідні реле. Намагання замінити ці вихідні реле електронними (транзисторними чи симісторними ключами) поки що успіху не мали. Тому в найближчому майбутньому в пристроях РЗА, виконаних як на електромеханічній, так і на цифровій основі, застосовуватимуть електромеханічні реле.

Принцип роботи електромеханічних реле оснований на взаємному перетворенні електричних та механічних величин.

Залежно від принципу роботи розрізняють такі електромеханічні реле:

- електромагнітні;
- індукційні;
- магнітоелектричні;
- електротеплові.

Найпоширенішими в пристроях РЗА є реле, робота яких основана на *електромагнітному принципі*.

Основним елементом цих реле є електромагніт, до якого притягується рухомий якор. Залежно від переміщення рухомого якоря розрізняють системи:

- з поворотним якорем;
- з поперечним рухом якоря;
- з прямохідним рухом якоря.

1.4.1.1. Електромагнітні реле

Розглянемо принципи та особливості роботи електромагнітних реле на основі типових реле, які застосовують в електроенергетиці.

Найпоширенішим реле електромагнітного типу з *поворотним якорем* є реле струму серії РТ-40 та реле напруги РН-50.

Реле серії РТ-40

Ці реле реагують на зміну струму джерела струму.

За способом увімкнення в первинне коло – це вторинні реле, їх під'єднують до вторинних кіл трансформаторів струму. За способом дії – опосередкові – діють на привід вимикачів через додаткові проміжні реле.

Електромагнітні реле струму застосовують у струмових захистах (струмова відсічка, струмова відсічка з витримкою часу, максимальний струмовий захист, диференційний захист, захисти від замикань на землю тощо).

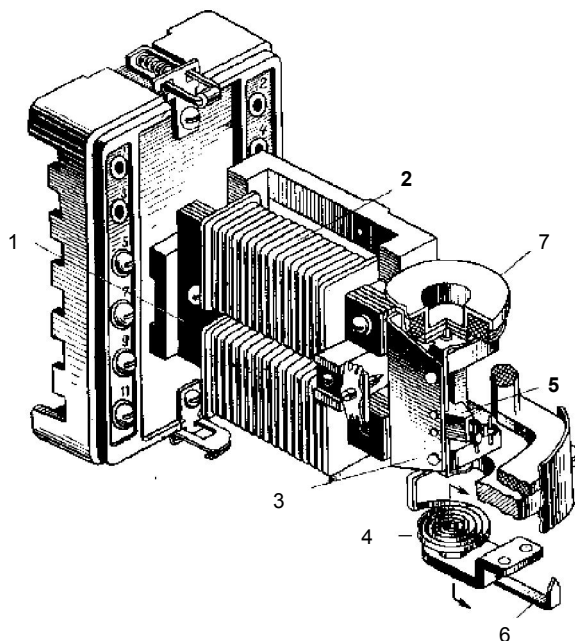


Рис. 1.7. Конструкція реле серії РТ-40

Реле серії РТ-40 виготовляють в таких модифікаціях:

– РТ-40/*N*, де *N* – максимальне значення уставки за струмом;

– РТ-40/1Д – реле з великою кратністю тривалого допустимого перевантаження струмом;

– РТ-40/Φ – реле з пониженою чутливістю до вищих гармонік у струмі;

– РТ-40/Р-1, РТ-40/Р-5 – реле з суматором струмів для спеціальних захистів, а також пристрою резервування відмови вимикачів (ПРВВ).

Серійно виготовляють такі струмові реле серії РТ-40: РТ-40/0.2; РТ-40/0.6; РТ-40/2; РТ-40/6; РТ-40/10; РТ-40/20; РТ-40/50; РТ-40/100; РТ-40/200;

де цифри після риски означають найбільший струм спрацювання, а також реле РТ-40/Р-1; РТ-40/Р-5; РТ-40/1Д; РТ-40/Φ.

Конструкція реле типу РТ-40 наведена на рис. 1.7.

Основним елементом реле є електромагніт 1, що складається з П-подібного осердя, виконаного з шихтованої сталі, на якому розташовані дві котушки. Передбачена можливість з'єднувати ці котушки послідовно або паралельно.

Електромагніт притягає феромагнітний ярір 3, до якого прикріплено контактний місток 5. До осі, щодо якої обертається ярір, закріплена спіральна пружина 4, момент якої регулює важіль 6, чим змінюється параметр спрацювання (уставка) реле.

Намагнічувальна сила F , що діє на притягання ярюра до осердя, пропорційна квадратові потоку Φ , що пронизує ярір

$$F = k_1 \cdot \Phi^2 . \quad (1.2)$$

Враховуючи, що магнітний опір магнітопроводу осердя набагато менший від магнітного опору повітряного проміжку між магнітопроводом та ярюром,

магнітний потік є прямо пропорційний намагнічувальній силі ($I_p \cdot w$) та обернено пропорційний величині проміжку між магнітопроводом та якорем

$$\Phi = k_2 \cdot \frac{i_p \cdot w}{l}, \quad (1.3)$$

де w – кількість витків обмотки; $i_p = I_{p,\text{макс}} \cdot \sin \omega \cdot t$ – значення струму, який протікає в обмотці реле; l – відстань між якорем і осердям; k_2 – коефіцієнт пропорційності.

Підставивши вираз для визначення магнітного потоку з (1.3) в (1.2), отримаємо вираз для визначення сили F притягання якоря

$$F = k_3 \cdot \frac{i_p^2 \cdot w^2}{l^2}, \quad (1.4)$$

де $k_3 = k_1 \cdot k_2$ – коефіцієнт пропорційності.

Враховуючи, що по обмотці реле протікає змінний струм, сила притягання якоря визначатиметься як

$$F = k_3 \cdot \frac{w^2}{l^2} \cdot I_{p,\text{макс}}^2 \cdot \sin^2 \omega \cdot t. \quad (1.5)$$

Враховуючи, що $\sin^2 \omega \cdot t = 0,5 \cdot (1 - \cos 2 \cdot \omega \cdot t)$, $I_{p,\text{макс}} = \sqrt{2} \cdot I_p$, де I_p – діюче значення струму в обмотці реле, отримаємо

$$F = k_3 \cdot \frac{w^2}{l^2} \cdot 0,5 \cdot (\sqrt{2} \cdot I_p)^2 - k_3 \cdot \frac{w^2}{l^2} \cdot 0,5 \cdot (\sqrt{2} \cdot I_p)^2 \cdot \cos 2 \cdot \omega \cdot t. \quad (1.6)$$

З виразу (1.6) видно, що якір притягається з постійним зусиллям

$$F' = k_3 \cdot \frac{I_p^2 \cdot w^2}{l^2} \quad (1.7)$$

та зі знакозмінним зусиллям

$$F'' = k_3 \cdot \frac{I_p^2 \cdot w^2}{l^2} \cdot \cos 2 \cdot \omega \cdot t. \quad (1.8)$$

Друга складова з подвійною частотою F'' діє на якір і спричиняє його вібрацію. Для зменшення її дії на якорі в реле РТ-40 розміщено масивний диск 7 (рис. 1.7), який виконує функцію динамічного демпфера. Він являє собою пластмасовий циліндр з алюмінієвою кришкою, заповнений кварцовим піском.

Проаналізуємо вираз (1.7), за яким визначається електромагнітна сила $F'_{\text{ем}}$, що діє на якір реле:

– ця сила пропорційна квадратові струму, який протікає по обмотці реле;

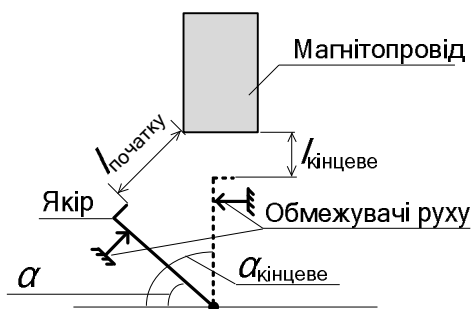


Рис. 1.8. Переміщення Г-подібного якоря реле

якорем та сердечником.

У разі значних змін l , що відбуваються під час переміщення якоря істотно змінюються деякі характеристики реле, зокрема значно знижується коефіцієнт повернення реле. Тому в реле серії РТ-40 застосовують конструкцію з *поперечним рухом якоря* – так званий *Г-подібний профіль якоря*. Для такої конструкції повітряний проміжок у крайніх положеннях якоря (відповідно $l_{\text{початку}}$ та $l_{\text{кінцеве}}$) відрізняється незначно, що ілюструється рис. 1.8. На рис. 1.8 кінцеве положення якоря зображене штрих пунктирною лінією.

Якір має два *обмежувачі руху*. Вони необхідні для фіксації якоря в його крайніх положеннях та для створення певного натиску на контакти реле з метою забезпечення їх надійного замикання.

Для такої конструкції реле на якір діє сила, що створює електромагнітний момент

$$M_{\text{ем}} = k_4 \cdot F_{\text{ем}}, \quad (1.9)$$

де k_4 – коефіцієнт пропорційності, який змінюється за доволі складним законом і залежить від кута повороту якоря α , який змінюється під час руху якоря від значення $\alpha_{\text{початкове}}$ до значення $\alpha_{\text{кінцеве}}$.

Обертовому моменту протидіє момент $M_{\text{пр}}$, який створює пружина 4 (рис. 1.7). За рахунок початкового надлишкового моменту $M_{\text{пр}}$, коли відсутній $M_{\text{ем}}$, контактний місток 5 притиснутий до правої пари контактів.

– за незмінного струму збільшення кількості витків приводить до значного збільшення електромагнітної сили, зменшення – до значного зменшення цієї сили, оскільки її постійна складова $F' = F_{\text{ем}}$ прямо пропорційна квадратові витків. У реле передбачена можливість змінювати кількість витків, вмикаючи дві півобмотки послідовно або паралельно;
– електромагнітна сила обернено пропорційна квадрату відстані l між

Під час збільшення струму в обмотці реле збільшується електромагнітна сила $F_{ем}$ (1.7) і, як наслідок, електромагнітний момент (1.9). Коли електромагнітний момент починає дорівнювати моменту пружини $M_{ем} = M_{пр}$, якір починає обертатись. Струм, за якого якір починає обертатись, називають

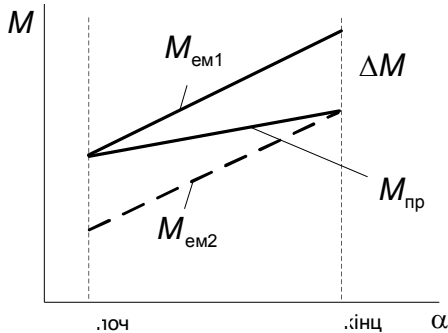


Рис. 1.9. Залежність електромагнітного моменту $M_{ем}$ та моменту пружини $M_{пр}$ від кута повороту якоря

струмом спрацювання реле $I_{с.р}$. У цьому разі механічний момент $M_{пр}$ збільшуватиметься за рахунок зтягування пружини (рис. 1.9). Електромагнітний момент $M_{ем1}$ за незмінного струму буде збільшуватись швидше ніж $M_{пр}$ за рахунок зменшення відстані l між якорем і осердям – як видно з рис. 1.8, початкова відстань між якорем та магнітопроводом $l_{початку}$ є дещо більшою, ніж відстань $l_{кінцеве}$, яка відповідає кінцевому положенню якоря. Поворот якоря зупинить обмежувач руху.

Після переміщення якоря в кінцеве положення електромагнітний момент $M_{ем1}$ стане більшим від моменту пружини на величину $\Delta M = M_{ем1} - M_{пр}$. Під дією цього надлишкового моменту якір буде надійно притиснутий до обмежувача руху. Тому для повернення якоря реле у вихідне положення необхідно електромагнітний момент $M_{ем1}$ зменшити на величину ΔM до значення $M_{ем2}$. Це досягають за рахунок зменшення струму в обмотці реле.

Струм, за якого якір реле повернеться в початковий стан, називають *струмом повернення реле* $I_{пов.р}$. Тому струм повернення реле є меншим від струму спрацювання реле $I_{с.р}$ і коефіцієнт повернення реле, який визначають як відношення струму повернення до струму спрацювання реле згідно з (1.1) буде меншим від 1

$$k_{пов} = \frac{I_{пов.р}}{I_{с.р}} < 1.$$

Реле серії РН-50

Електромагнітні реле напруги реагують на зміну напруги джерела напруги (збільшення - реле максимальної дії, зменшення – реле мінімальної дії).

За способом увімкнення в первинне коло – це вторинні реле, їх під'єднують до вторинних кіл трансформаторів напруги. За способом дії – опосередкові – діють на привід вимикачів через додаткові проміжні реле.

Електромагнітні реле напруги застосовують у пристроях автоматичного вмикання резерву (АВР), автоматичного повторного вмикання (АПВ), максимальних струмових захистах з пуском від зниження напруги, у схемах контролю живлення різних елементів тощо.

Реле напруги серії РН-50 виготовляють у таких модифікаціях:

- РН-53/*N*, РН-54/*N* – для під'єднання до кіл змінної напруги, де *N* – максимальне значення уставки напруги;
- РН-51/*M* – для під'єднання до кіл постійної напруги;
- РН-53/60Д – застосовують для кіл, де може виникнути напруга, яка значно перевищує напругу спрацювання;
- РН-58 – реле з підвищеним коефіцієнтом повернення (до 0,95);
- РНН-57 – має фільтр на частоті 150 Гц, тобто є нечутливим до вищих гармонічних складових, застосовують у колах із спотвореною формою напруги;
- РН-55 – реле, які застосовують у колах контролю синхронізму та блокувань від несинхронних увімкнень. На відміну від попередніх реле, ці реле мають дві незалежні та ізольовані одна від одної обмотки.

Промисловістю виготовляють такі серії реле напруги: серії РН-50: РН-53/60, РН-54/48, РН-53/200, РН-54/160, РН-53/400, РН-54/320, РН-53/60Д, РН-51/М34, РН-51/М56, РН-51/М78, де цифри після риски означають найбільшу напругу спрацювання реле; реле РН-58; реле серії РН-55: РН-55/90, РН-55/120, РН-55/130, РН-55/160, РН-55/200, де цифра після риски означає номінальну напругу реле.

Конструкція реле типу РН-50 така сама, як і реле струму серії РТ-40 (рис. 1.7). Принцип роботи цього електромагнітного реле аналогічний принципу роботи реле струму РТ-40. Тільки в реле серії РН-50 відсутній на якорі механічний демпфер 7 (рис. 1.7).

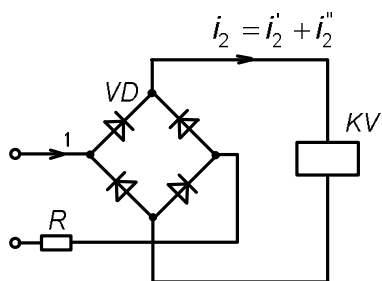


Рис. 1.10. Схема увімкнення обмотки реле напруги РН-50

Це пояснюють так. Друга складова намагнічувальної сили (1.8) F'' з подвійною частотою діє на якор і спричиняє його вібрацію. Для зменшення вібрації на якорі реле струму РТ-40 встановлений механічний демпфер. На реле напруги серії РН-50 для зменшення дії сили притягання подвійної частоти застосовують схему випрямленої напруги (рис. 1.10). Тобто обмотка реле *KV* реагує на випрямлену напругу, яка пропорційна вимірювальній напрузі.

За такого під'єднання по обмотці реле KV протікатиме струм i_2 , який має дві складові: знакозмінна складова, яку визначають з виразу

$$i_2' = 0,5 \cdot I_p \cdot \sin 2 \cdot \omega \cdot t \quad (1.10)$$

та постійна складова

$$i_2'' \cong 0,5 \cdot I_p \cdot \quad (1.11)$$

У цьому разі знакозмінне зусилля, яке спричиняє вібрацію якоря згідно з (1.8) буде створюватись знакозмінною складовою і визначатись з виразу

$$F_2'' = 0,25 \cdot k_3 \cdot \frac{w^2}{l^2} \cdot I_p^2 \cdot \cos 4 \cdot \omega \cdot t, \quad (1.12)$$

що в два рази менше ніж, наприклад, в реле типу РТ-40, в якому знакозмінне зусилля визначають з виразу (1.8). Тому на якір переважно діятиме сила, створена постійною складовою випростуваного струму, який визначають з виразу (1.11).

1.4.1.2. Індукційні реле

Реле серії РТ-80

Це найпошитеніше реле *індукційного типу*. Крім того, реле поєднує електромагнітний принцип - *реле з поворотним якорем*.

Індукційні реле серії РТ-80 (раніше ІТ-80) експлуатують в енергосистемах більше ніж 60 років. На їх основі виконують струмові захисти ліній 6 – 35 кВ, захисти трансформаторів невеликої потужності та захисти асинхронних двигунів.

Реле складається з двох функціональних елементів – *електромагнітного та індукційного*. Електромагнітний елемент створює струмову відсічку без витримки часу, індукційний - максимальний струмовий захист з витримкою часу. Отже, на базі одного реле РТ-80 можна створити *двоступеневий струмовий захист*. Крім того, реле має сигнальний орган, який сигналізує про його спрацювання, тобто реле РТ-80 містить і вказівне реле.

Принцип роботи реле серії РТ-80 ґрунтується на електромагнітному та індукційному принципах. Рис. 1.11 ілюструє електромагнітний принцип роботи реле.

У цьому реле перемикання контактів рухомого 3 та нерухомого 4 відбувається під дією електромагнітної сили притягання феромагнітного якоря 2 до електромагніту 1. Поворот якоря та притягання до електромагніту здійснюється через шарнір 7. На магнітопроводі електромагніту 1 розташована котушка 5, по якій протікає

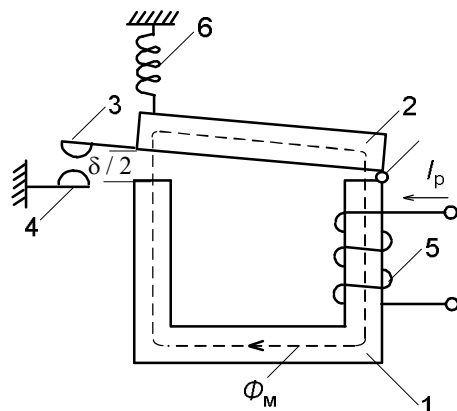


Рис. 1.11. Принцип роботи електромагнітного елемента реле РТ-80

струм реле I_p . Струм I_p створює магнітний потік Φ_m , який пронизує магнітопровід, повітряний проміжок, яркі. Напрямок силових ліній магнітного потоку визначають за правилом свердлика. Між ярком і електромагнітом виникає електромагнітна сила притягання, яку визначають з виразу

$$F_{em} = k \cdot \left(\frac{I_p \cdot w_p}{\delta} \right)^2, \quad (1.13)$$

де k – коефіцієнт пропорційності; w_p – кількість витків котушки реле; δ – величина повітряного проміжку.

Якір притягнеться до електромагніту за відповідного струму в обмотці $I_{c,p}$ (струмі спрацювання реле), коли намагнічувальна сила F_{em} буде більша від сили натягу пружини 6. Після притягання ярка до електромагніту контакти 3 та 4 замкнуться. Після зменшення струму I_p в обмотці до значення $I_{пов,p}$ (струму повернення реле), коли сила натягу пружини переважатиме електромагнітну силу, якір відпаде від електромагніту і контакти 3 та 4 розімкнуться. Збільшення сили натягу пружини призводить до збільшення струму спрацювання реле і навпаки. З виразу (1.13) очевидно, що збільшенням кількості витків можна зменшити струм спрацювання реле. Сила притягання обернено пропорційна до квадрата величини повітряного проміжку δ . Тому зі зменшенням проміжку δ швидкість руху ярка різко зростає і спрацювання реле відбувається за соті частки секунди.

Отже, струм спрацювання електромагнітного реле можна регулювати за допомогою:

- зміни кількості витків;
- зміни повітряного проміжку;
- зміни натягу пружини.

Рис. 1.12 ілюструє принцип дії індукційного елемента реле.

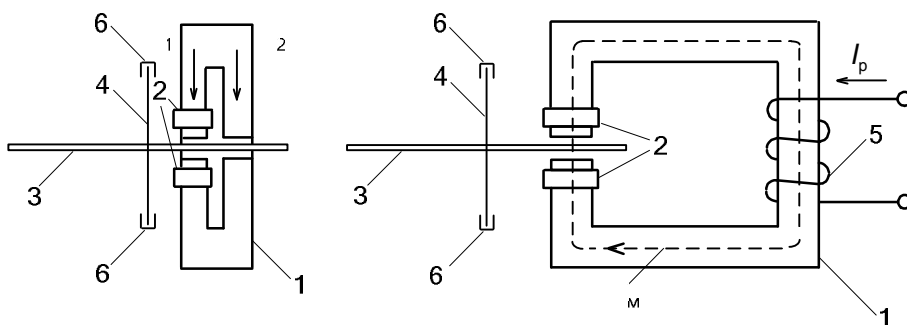


Рис. 1.12. Принцип дії індукційного елемента реле PT-80

На рис. 1.12 електромагніт та диск показані в двох проєкціях. Реле складається з магнітопроводу l , на якому розташована обмотка 5. Металевий диск 3 обертається на осі 4, і проходить через повітряний проміжок в магнітопроводі l . Диск обертається в під'ятниках 6. Для створення моменту, котрий обертає диск, необхідно створити два магнітні потоки, зміщені в просторі та часі (Φ_1 та Φ_2). Конструктивно це досягається тим, що частину верхнього та нижнього полюсів магнітопроводу електромагніту охоплюють короткозамкнені мідні кільця (екрани) 2. Через магнітопровід з короткозамкненими витками протікає частина потоку $\Phi_M - \Phi_2$, через решту магнітопроводу - інша частина потоку $\Phi_M - \Phi_1$. Потік Φ_1 індукує в короткозамкнених витках ЕРС E_K , котра своєю чергою спричиняє протікання струму в цих витках I_K (рис. 1.13, а).

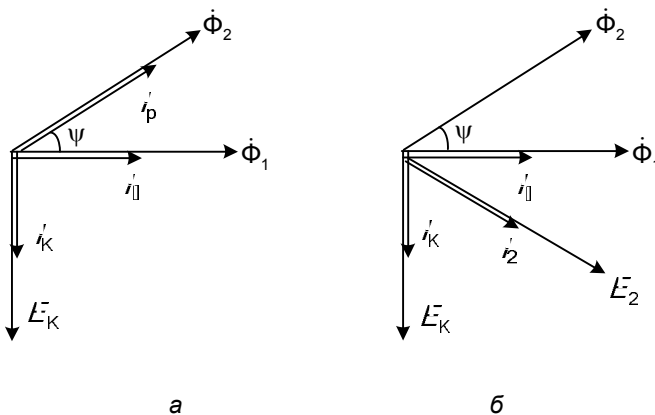


Рис. 1.13. Векторні діаграми індукційного елемента реле РТ-80

Струм намагнічення \dot{I}_μ , який спричиняє потік $\dot{\Phi}_1$ і збігається з ним за фазою, визначають струмом реле та струмом в короткозамкнених витках \dot{I}_K

$$\dot{\Phi}_1 = k_3 \cdot \dot{I}_M; \quad \dot{I}_M = k_4 \cdot \dot{I}_p + \dot{I}_K, \quad (1.14)$$

де k_3, k_4 – коефіцієнти пропорційності; \dot{I}_K – струм в короткозамкнених витках, приведений до кількості витків котушки. З (1.14) визначають струм в обмотці реле \dot{I}_p , який на кут ψ випереджує струм намагнічення \dot{I}_μ (рис. 1.13, а).

Потік $\dot{\Phi}_2$ спричиняється тільки струмом в обмотці реле \dot{I}_p , пропорційний йому і збігається з ним за фазою

$$\dot{\Phi}_2 = k_5 \cdot \dot{I}_p. \quad (1.15)$$

У результаті взаємодії магнітного потоку $\dot{\Phi}_1$ з металевим диском в ньому за законом електромагнітної індукції наводиться ЕРС \dot{E}_1 , під дією якої циркулюють вихрові струми (струми Фуко) \dot{I}_1 . Аналогічно потік $\dot{\Phi}_2$ спричиняє струм \dot{I}_2 (рис. 1.13, б).

У результаті взаємодії потоку $\dot{\Phi}_1$ з струмом \dot{I}_2 , потоку $\dot{\Phi}_2$ з струмом \dot{I}_1 виникають електромагнітні сили \dot{F}_1 та \dot{F}_2 , які утворюють обертовий електромагнітний момент $M_{\text{ем}} = (\dot{F}_1 - \dot{F}_2) \cdot d$, де d – плече сили, або

$$M_{\text{ем}} = k_6 \cdot \Phi_1 \cdot \Phi_2 \cdot \sin \psi. \quad (1.16)$$

Магнітний потік $\dot{\Phi}_1$ та струм \dot{I}_1 , а також потік $\dot{\Phi}_2$ та струм \dot{I}_2 не створюють електромагнітних сил і, відповідно, моментів, тому що вони взаємно зсунуті на кут 90° . Тому для створення обертового моменту необхідно створити магнітні потоки, що перетинають диск, зсунуті за фазою. З цією метою і введені короткозамкнені витки, котрі охоплюють частину магнітопроводу.

Враховуючи (1.14), (1.15), (1.16), отримуємо

$$M_{\text{ем}} = k_1 \cdot I_p^2, \quad (1.17)$$

тобто, магнітний момент індукційного елемента пропорційний квадратові струму в обмотці реле. Вираз (1.17) є справедливим тільки для ненасиченого магнітопроводу реле. Після насичення зі збільшенням струму магнітний потік і, відповідно, момент практично не змінюються.

Крім електромагнітного моменту $M_{\text{ем}}$ на диск діє і динамічний момент гальмування, який визначається тертям в опорах, опором повітря та моментом, який зумовлений постійним магнітом гальмування. Постійний магніт гальмування створюється постійним магнітом, який охоплює диск. Остання складова моменту гальмування є визначальною. Момент гальмування виникає так. Обертаючись між полюсами постійного магніту, диск перетинає його магнітні силові лінії, у результаті чого в диску наводиться ЕРС, пропорційна частоті обертання диска ω . Під дією цієї ЕРС виникають контури зі струмом, електромагнітна сила яких і утворює момент гальмування

$$M_{\Gamma} = k_2 \cdot \omega. \quad (1.18)$$

Враховуючи, що за постійної частоти обертання диска ω $M_{\Gamma} = M_{\text{ем}}$, отримуємо

$$k_2 \cdot \omega = k_1 \cdot I_p^2, \quad (1.19)$$

звідки

$$\omega = \frac{k_1 \cdot I_p^2}{k_2}, \quad (1.20)$$

тобто швидкість обертання диска ω пропорційна квадратові струму в реле I_p^2 .

Якщо контакти реле зв'язати з диском через черв'ячну передачу (див. рис. 1.1, б), то, як тільки струм у реле досягне струму його спрацювання і черв'ячна пара ввійде в зчеплення, то контакти реле замкнуться через фіксовану кількість обертів диска. Отже, на базі індукційного реле створюється елемент витримки часу. Час спрацювання такого елемента визначають з виразу

$$t = \frac{n}{\omega} = \frac{n \cdot k_2}{k_1 \cdot I_p^2}, \quad (1.21)$$

де n – фіксована кількість обертів, що змінюється початковим положенням сектора черв'ячної пари (позиція I на рис. 1.15).

З виразу (1.21) очевидно, що чим більший струм у реле, тим менший час його спрацювання, тобто отримується обернено залежна часова характеристика спрацювання реле (рис. 1.14).

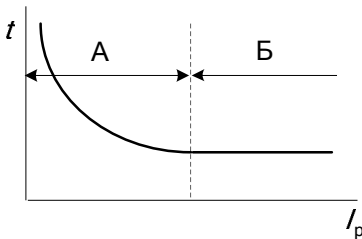


Рис. 1.14. Часова характеристика індукційного елемента реле

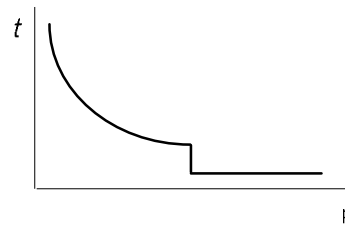


Рис. 1.15. Комбінована характеристика індукційного реле РТ-80

Характеристика має залежну A і незалежну B від струму частини. Наявність незалежної частини B пояснюють насиченням магнітопроводу. У разі насичення магнітопроводу подальше збільшення струму в обмотці реле не призводить до збільшення електромагнітного моменту, він практично не змінюється.

Залежна характеристика реле, виконана на основі індукційної частини реле у сукупності з незалежною характеристикою, виконаної на основі електромагніту, забезпечує комбіновану характеристику, за якою можна формувати двоступеневий струмовий захист (рис. 1.15).

На рис. 1.16 наведена конструкція реле РТ-80:

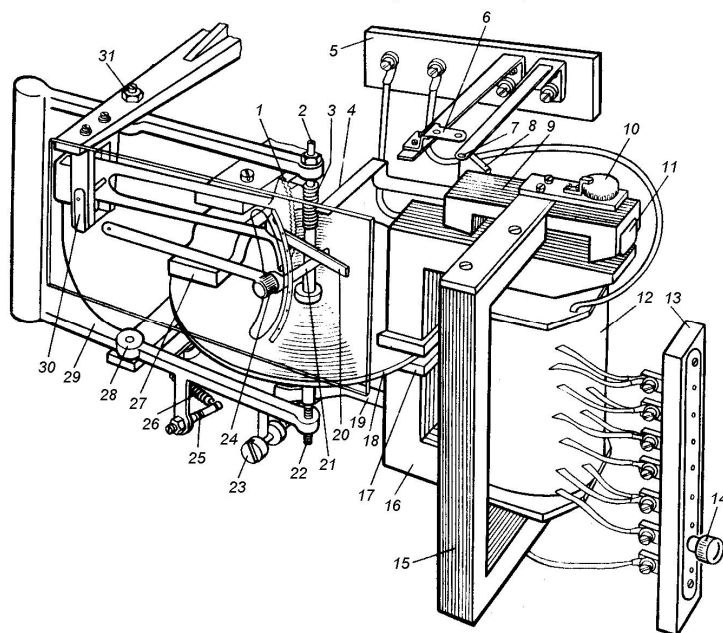


Рис. 1.16. Конструкція реле РТ-80:

- 1 - зубчастий сектор; 2 - верхня опора диску; 3 - черв'як; 4 - фігурний важіль;
 5 - контактна колодка; 6 - нерухомий контакт; 7 - рухомий контакт; 8 - текстолітова
 пластина; 9 - ярмі відсічки; 10 - регульовальний гвинт відсічки; 11 - короткозамкнений
 виток ярмі; 12 - котушка; 13 - штепсельний місток; 14 - штепсельний гвинт;
 15 - шунт магнітопроводу; 16 - магнітопровід; 17 - екрани; 18 - диск; 19 - скоба;
 20 - штовхач; 21 - опора; 22 - нижня опора диска; 23 - опорний. 15 - гвинт;
 24 - фасонний гвинт; 25 - регульовальний гвинт пружини; 26 - пружина;
 27 - постійний магніт; 28 - нижня опора рамки; 29 - рамка;
 30 - півсь сектора; 31 - верхня опора рамки

Електромагнітний елемент реле утворений на базі магнітопроводу 16 з котушкою 12 і ярмі відсічки 9, діє на систему контактів - рухомого 7 та нерухомого 6. Зміну проміжку між магнітопроводом 16 і ярмом відсічки 9 здійснюють за допомогою гвинта регулювання 10. У цьому разі змінюється струм спрацювання електромагнітного елемента реле.

Магнітопровід 16 слугує також для індукційного елемента реле. Рухома частина індукційного елемента являє собою алюмінієвий диск 18, який обертається між полюсами магнітів, частина яких охоплена короткозамкненими витками 17. Вісь диска встановлена на двох опорах і рамці 29, яка обертається на опорах 28, 31, закріплених у цоколі реле. На осі диска закріплено черв'як 3. Другим елементом черв'ячної пари є зубчастий сектор 1, який обертається на двох півсях 30. На секторі розташований штовхач 20, який рухає ярмі відсічки 9. Штовхач 20 лежить

на опорі 21, останню фіксують гвинтом 24. Зміною положення опори 21 виставляють необхідну витримку часу реле. Обертову рамку 29 фіксують гвинтом 23. Рамка відтягнута в крайнє положення зворотною пружиною 26, натяг якої регулюють гвинтом 25.

Постійний магніт 27 є складовою частиною магнітної системи реле. Він створює момент гальмування, пропорційний частоті обертання диска, чим забезпечують стабільність характеристик реле. Крім того, постійний магніт зупиняє обертання диска після скидання струму і, отже, зменшує інерційність вибігу реле.

Після збільшення струму в реле до струму спрацювання, диск 18 вже обертається, рамка 29 разом з диском повертається і черв'як 3 входить у зчеплення з зубчатим сектором 21. Зубчатий сектор піднімається разом з штовхачем 20 і приводить до притягання якоря 9 магнітопроводом 16. Швидкість обертання диска і, відповідно, швидкість піднімання штовхача 20 залежить від величини струму в реле. Після зникнення струму в обмотці 12 рамка 29 відтягується пружиною, роз'єднується черв'ячна пара і зубчатий сектор 1 падає на опору 21, контакти реле розмикаються.

Уставку струму спрацювання реле РТ-80 визначають кількістю витків котушки, яку виставляють гвинтом 14, що вкручують у відповідне гніздо штепсельного містка 13.

Реле серії РБМ

Це індукційне реле з циліндричним ротором.

Реле призначене для визначення напрямку потужності в силовій мережі в місці встановлення захисту.

Реле виготовляють у двох модифікаціях: реле з одним контактом – для визначення напрямку потужності під час к.з. (реле типів РБМ-171, РБМ-178) та реле з двома контактами – для двосторонньої дії, коли під час спрямування потужності в одному напрямку замикаються одна пара контактів, а під час спрямування потужності в протилежному напрямку замикається інша пара контактів (реле типів РБМ-271, РБМ-277, РБМ-278).

Крім цих реле випускають і інші реле серії РБМ:

– реле з фільтрацією струмів та напруг оберненої послідовності, які застосовують у захистах від несиметричних видів к.з. – реле РМОП-2;

– реле з струмовою поляризацією РМП-272, в якому як виконавчий орган використовують поляризоване реле РП-7;

– реле, які реагують на напрямки активної та реактивної потужностей – відповідно реле РБМ-275 та РБМ-276.

Розглянемо принцип роботи реле серії РБМ.

Конструкція реле наведена на рис. 1.17.

На квадратному магнітопроводі 1, набраному з шихтованої сталі є чотири виступаючі полюси. Між полюсами розміщене нерухоме сталеве осердя 6, призначене для зменшення опору магнітному потоку. У повітряному проміжку між виступаючими полюсами та сталеним осердям розміщений рухомий елемент реле – пустотілий алюмінієвий циліндр 3, який закріплений з віссю 5.

Рухома конструкція розташована на осі 5 і утримується між нижнім підп'ятником 10 та верхнім підп'ятником 11. Рухомий циліндр утримується пружиною 8. На цій осі також розміщений рухомий контакт 7 та спіральна пружина 9, яка є струмопроводом рухомого контакту 7 і тому ізольована від корпусу реле.

Після спрацювання реле, рухомий контакт обертається разом з віссю та замикається з нерухомим контактом 13.

На магнітопроводі є дві струмові обмотки 12, які приєднуються до струмових кіл та чотири обмотки 4, які приєднуються до кіл напруги. На струмові обмотки подається струм I_p , до напругових обмоток підводиться напруга U_p .

Розглянемо процеси в реле за умови, що втрати в магнітній системі реле є малими і ними можна знехтувати, а також за умови, що характеристика намагнічення магнітної системи реле має лінійний характер.

За такої схеми розміщення обмоток струми в них утворюють магнітні потоки $\dot{\Phi}_U$ та $\dot{\Phi}_I$, зсунуті в просторі на кут 90° та зсунуті в часі за фазою на кут ψ . Ці потоки пронизують алюмінієвий циліндр та індукують в ньому струми Фуко. У результаті взаємодії струмів в обмотках реле та струмів Фуко в циліндрі виникає електромагнітний момент, величину якого визначають з виразу

$$M_{em} = k_1 \cdot \Phi_U \cdot \Phi_I \cdot \sin \psi, \quad (1.22)$$

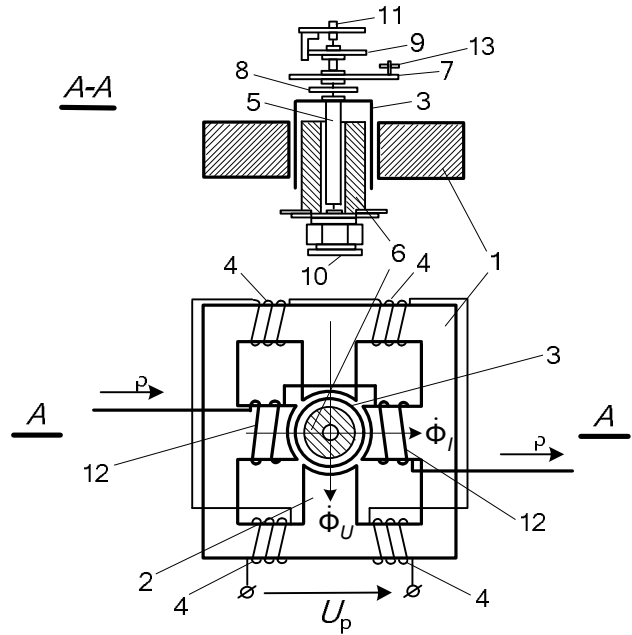


Рис. 1.17. Конструкція індукційного реле типу РБМ

де k_1 – коефіцієнт пропорційності, величину якого визначають конструктивними особливостями виконання реле; ψ – кут зсуву між векторами магнітних потоків $\dot{\Phi}_U$ та $\dot{\Phi}_I$; $\dot{\Phi}_U$ – величина магнітного потоку, створеного струмом у напруговій обмотці; $\dot{\Phi}_I$ – значення магнітного потоку, створеного струмом у струмовій обмотці.

Векторна діаграма реле напрямку потужності наведена на рис. 1.18.

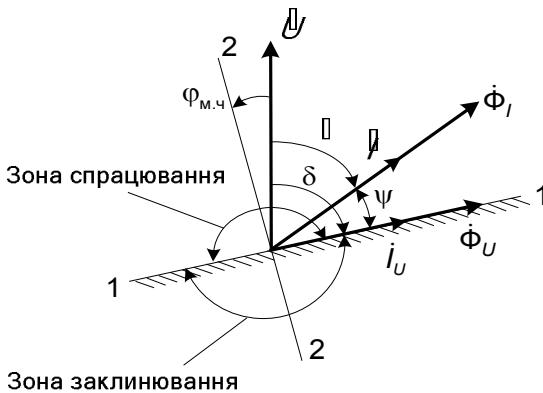


Рис. 1.18. Векторна діаграма індукційного реле типу РБМ

Вектор струму в струмовій обмотці реле \dot{I}_p збігається за фазою з вектором магнітного потоку $\dot{\Phi}_I$, створеного цим струмом, тому що ця обмотка під'єднана до джерела струму. Натомість вектор струму в обмотці реле \dot{I}_U , до якої прикладена напруга, відстає від вектора напруги \dot{U}_p на кут δ , величина якого визначається опором напругової обмотки реле. Цей опір має активно-індуктивний характер, тому струм \dot{I}_U відстає

від напруги на кут δ . Під дією цього струму в реле створюється магнітний потік $\dot{\Phi}_U$.

Як видно з формули (1.23) при кутах між векторами $\dot{\Phi}_U$ та $\dot{\Phi}_I$ $\psi = 0^\circ$ та $\psi = 180^\circ$ електромагнітний момент дорівнює нулю. Лінію 1-1, яка відповідає цим кутам, називають *лінією нульових моментів*, або *лінією зміни знака моменту*. Перпендикулярно до цієї лінії розташована лінія 2-2, яка відповідає максимальному моменту, якій відповідає кут $\psi = 90^\circ$. Цю лінію називають *лінією максимальних моментів*.

Контактна система реле виконана так, що контакти реле є замкненими у випадку, коли струм реле \dot{I}_p і відповідно магнітний потік $\dot{\Phi}_I$, створений цим струмом, випереджує струм \dot{I}_U та відповідно потік $\dot{\Phi}_U$. Тому, коли кут $\psi > 0$, контакти реле будуть замкненими і зона, яка відповідає цій умові, розміщена вище від лінії 1-1. Цю зону називають *зоною спрацювання реле*. Зону, розміщену нижче від цієї лінії називають *зоною заклинювання реле*. У цій зоні контакти реле є

розімкненими. Кут між вектором \dot{U}_p та лінією максимальних моментів $\Phi_{м.ч}$ називають *кутом максимальної чутливості реле*.

Підставивши в рівняння (1.22) замість Φ_U та Φ_I значення напруги реле U_p та струму реле I_p та виразивши кут ψ через кути φ_p та кут $\varphi_{м.ч}$, отримаємо формулу для розрахунку електромагнітного моменту реле

$$M_{ем} = k_2 \cdot U_p \cdot I_p \cdot \sin(90^\circ - (\varphi_p - \varphi_{м.ч})) = k_2 \cdot U_p \cdot I_p \cdot \cos(\varphi_p - \varphi_{м.ч}), \quad (1.23)$$

де k_2 – коефіцієнт пропорційності, величина якого визначається конструктивними особливостями виконання реле.

1.4.1.3. Реле опору

Реле опору набули широкого застосування в пристроях релейного захисту та автоматики. Вони реагують на відношення комплексу напруги \dot{U}_p , яку підводять до напругової обмотки реле до комплексу струму \dot{I}_p , який підводять до струмової обмотки реле

$$\underline{z}_p = \frac{\dot{U}_p}{\dot{I}_p}. \quad (1.24)$$

Принцип роботи реле опору виконано на принципі порівняння абсолютних значень двох випрямлених напруг *робочого та гальмівного контурів*. Спрощена схема, яка пояснює принцип роботи реле опору, наведена на рис. 1.19.

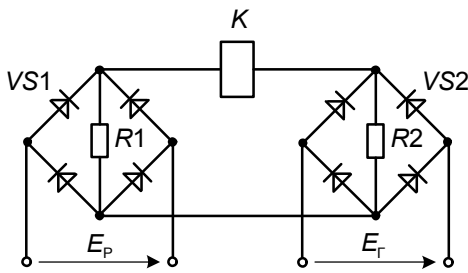


Рис. 1.19. Спрощена схема реле опору

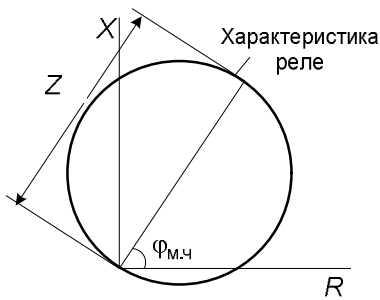


Рис. 1.20. Колова характеристика реле опору

органі K обертовий момент гальмування реле. Такий принцип виконання реле дає змогу отримати колову характеристику реле опору (рис. 1.20)

Реле буде спрацьовувати тоді, коли вимірюваний опір реле буде перебувати на площині, обмеженій замкнутою кривою, яку називають характеристикою реле.

Розглянемо реле опору на прикладі серійного блок-реле КРС-2. Принципова схема одного реле опору (в блок-реле є три реле опору) наведена на рис. 1.21. Реле опору складається з таких основних підсистем: *схеми порівняння, трансформатора напруги, контуру підживлення, трансреактора ТАУ, ланок постійного струму.*

Випростування здійснюється двоівперіодними випростувачами $VS1$ та $VS2$.

На різницю напруг цих випростувачів вмикають нуль-індикатор (реагуючий орган) – поляризоване реле K . Коли напруга робочого контуру E_p більша від напруги гальмівного контуру $E_Г$ реле K спрацьовує. Напруга робочого контуру E_p пропорційна струму реле $\dot{E}_p = \dot{k}_i \cdot \dot{I}_p$, де \dot{I}_p – струм, який підводять до струмової обмотки реле. Ця напруга створює в реагуючому органі K обертовий момент спрацювання реле. Тому цей контур називають робочим. Напруга гальмівного контуру пропорційна виразу

$$\dot{E}_Г = \dot{k}_u \cdot \dot{U}_p - \dot{k}_i \cdot \dot{I}_p, \text{ де; } \dot{U}_p -$$

напруга, яку підводять до напругової обмотки реле. Ця напруга створює в реагуючому

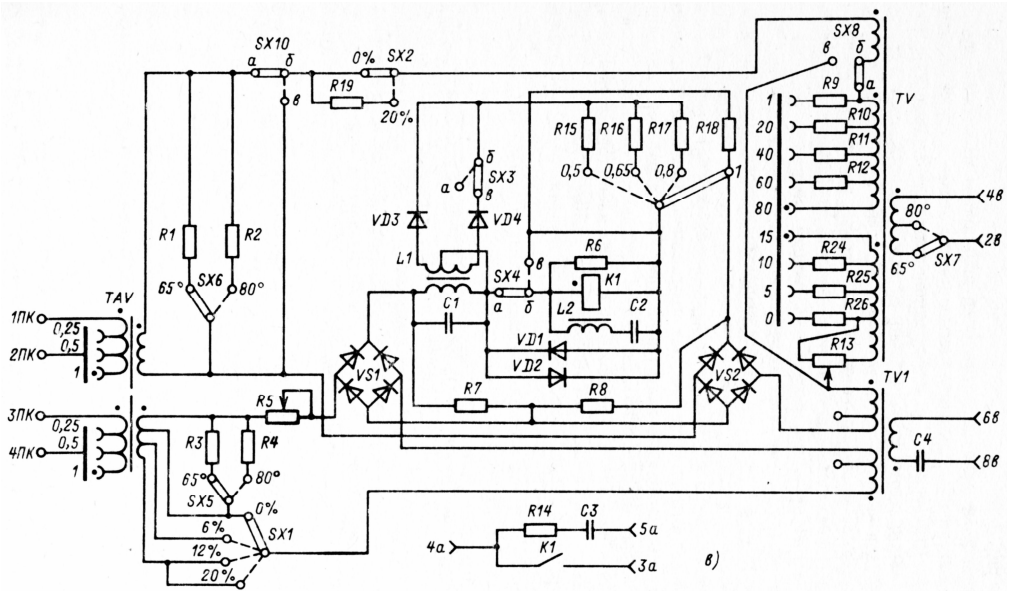


Рис. 1.21. Принципова схема реле опору

Схема порівняння сформована на двох випростувачах: робочого контуру з випростувачем *VS1* та гальмівного контуру з випростувачем *VS2*, балансних опорів *R7*, *R8* та реагуючого органа - нуля-індикатора *K1*. Ноль-індикатор *K1* увімкнений на баланс напруг робочого та гальмівного контурів.

Ноль-індикатор виконаний на основі чутливого магнітоелектричного реле типу *M237/054* (рис. 1.22), струм спрацювання якого дуже малий і становить 6–12 мкА. Це реле розміщене в герметичному корпусі, складається з циліндричного сталевго ярма *1*, на якому закріплені полюси постійного магніту *2*. У середині сталевго ярма розміщене сталеве осердя *3*, рамка з котушкою *4*, до якої приєднаний рухомий контакт *5*, що замикається на один з двох нерухомих контактів *б*.

Характерним для цього реле є нерегламентований і дуже малий (близький до нуля) коефіцієнт повернення.

Реле має два нерухомих контакти – один розмикаючий, другий – замикаючий.

Постійний струм, протікаючи через обмотку котушки, що розміщена на рамці, створює намагнічувальну силу, яка, взаємодіючи з намагнічувальною силою постійних магнітів,

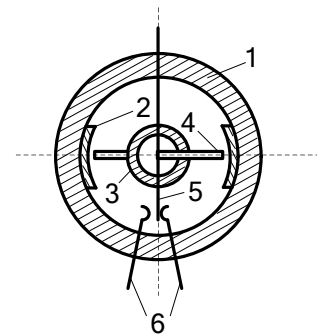


Рис. 1.22. Конструкція чутливого магнітоелектричного реле типу *M237/054*

повертає рамку. Внаслідок цього переміщується рухомий контакт і перемикає контакти реле.

Оскільки рамка реле має дуже малу масу, можливе виникнення коливного процесу в рухомій частині реле і, як наслідок, виникнення вібрації контактів. Щоб уникнути цього явища паралельно до обмотки реле, опір якої становить $1400 \div 2000 \text{ Ом}$, під'єднано резистор $R6$ (15 кОм) та ємність $C2$. Для обмеження напруги на обмотці реле, тобто для її захисту від великих струмів та механічних моментів, паралельно до обмотки ввімкнено два діоди $VD1$ та $VD2$, котрі обмежують напругу до 1 В .

Трансформатор напруги TV з виконаними відпайками дозволяє дискретно регулювати уставку реле $Z_{уст}$. Регулюють грубо та точно. Грубе регулювання здійснюють перемиканням обмотки грубого регулювання, яка становить 80% всієї обмотки TV з дискретністю 20% . Ще три відпайки дають змогу регулювати уставку реле через 5% , а наявність змінного резистора $R13$ забезпечує плавне регулювання уставки. Резистори $R9-R12$ забезпечують стабільність опору контуру гальмування під час регулювання уставок. На первинній обмотці трансформатора напруги TV є можливість перемикає кількість первинних витків накладкою $SX7$, отже, змінювати кут максимальної чутливості реле $\varphi_{м.ч}$ з 80° на 65° .

Контур підживлення. Для забезпечення правильності роботи реле під час близьких к.з., коли вимірювана напруга, яку подають на первинну обмотку трансформатора напруги TV , понижується майже до нуля, в блок-реле передбачені трансформатор $TV1$ та конденсатор $C4$, які утворюють резонансний контур на частоті 50 Гц . Навіть під час близького трифазного к.з. на початку зони дії захисту, запасена контуром LC енергія зникає поступово і напруга підживлення забезпечує короткочасне спрацювання реле по "пам'яті".

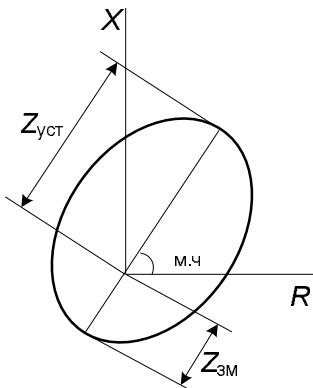


Рис. 1.23. Еліптична характеристика реле із зміщенням в III квадрант

Трансреактор TAV має дві первинні обмотки, увімкнені на різницю струмів фаз приєднання, що захищається, та дві вторинні обмотки. Змінюючи кількість витків первинної обмотки, можна змінювати уставку реле опору в два та чотири рази (позначення біля перемикачів $0,25$; $0,5$; 1 відповідають номінальним значенням мінімальних уставок реле опору, Ом/фазу за номінального струму реле $I_{ном} = 1 \text{ А}$. Для зміни кута максимальної чутливості реле слугують два опори $R3$ та $R4$, які перемикають накладкою $SX5$.

Для забезпечення неспрацювання реле від струмів навантаження передбачена можливість утворення еліптичної характеристики та зміщення

її у III квадрант комплексної площини (рис. 1.23). Зміщення досягають зміною кількості витків вторинної обмотки трансреактора ТАУ за допомогою накладки SX1. Зміщення регулюють ступенєво: 0; 6; 12; 20% $Z_{уст}$ для кругової та 0; 5.5; 11; 18% $Z_{уст}$ для еліптичної характеристики. Для найбільшої уставки зміщення (20(18)%) в контур гальмування за допомогою накладки SX2 необхідно ввести опір R19.

Характеристика реле опору перетворюється в еліпс з відповідними розмірами осей за допомогою опорів R15; R16; R19; R18, які вводять перемиканням накладки SX9.

1.4.2. Реле з фільтрами симетричних складових

Більшість к.з. в енергосистемі мають несиметричний характер. Навіть у разі виникнення симетричного трифазного к.з. попередньо короткочасно виникає одно- чи двофазне к.з. Тому *симетричні складові струмів і напруг* дуже часто використовують у вимірних та пускових органах пристроїв релейного захисту.

Алгоритми функціонування цих пристроїв побудовані на оцінці *симетричних складових струмів та напруг – прямої, оберненої, нульової*.

Як відомо, будь-яку систему трьох векторів можна розкласти на три системи симетричних складових цих векторів:

- пряму послідовність;
- обернену послідовність;
- нульову послідовність.

Обчислюють значення окремих послідовностей через фазні величини трифазної системи векторів за виразами

$$\begin{aligned} \dot{f}_{A0} &= \frac{1}{3} \cdot (\dot{f}_A + \dot{f}_B + \dot{f}_C); \\ \dot{f}_{A1} &= \frac{1}{3} \cdot (\dot{f}_A + a \cdot \dot{f}_B + a^2 \cdot \dot{f}_C); \\ \dot{f}_{A2} &= \frac{1}{3} \cdot (\dot{f}_A + a^2 \cdot \dot{f}_B + a \cdot \dot{f}_C), \end{aligned} \quad (1.25)$$

де $a = e^{j120^\circ}$, $a^2 = e^{j240^\circ} = e^{-j120^\circ}$, \dot{f}_i – фазні значення напруг або струмів, де $i = A, B, C$.

Для виділення симетричних складових з фазних значень напруг та струмів застосовують спеціальні фільтри симетричних складових. Ці фільтри входять у склад фільтр-реле струмів чи напруг оберненої послідовності. Серійно виготовляють такі фільтр-реле струму оберненої послідовності: РТФ-1М, РТФ-7, РТФ-2, РТФ-6М.

Фільтр-реле струму оберненої послідовності

Фільтр-реле складається з фільтра струму оберненої послідовності та під'єданого до нього чутливого реле. На вхід фільтра подають трифазну систему струмів. Фільтр струму виділяє з цієї трифазної системи струм, що пропорційний струмові оберненої послідовності

$$\dot{I}_{\text{вих}} = \dot{m} \cdot \dot{I}_2, \quad (1.26)$$

де \dot{m} – коефіцієнт пропорційності; \dot{I}_2 – складова струму оберненої послідовності, яка є у вхідній трифазній системі струмів.

Фільтри струму оберненої послідовності виготовляють за різними схемами. На рис. 1.24 наведена принципова схема фільтр-реле серії РТФ-1М.

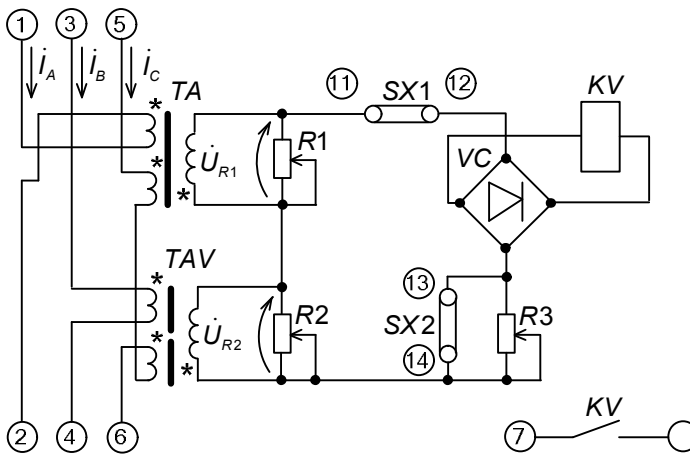


Рис. 1.24. Принципова схема фільтр-реле струму оберненої послідовності РТФ-1М

Фільтр-реле складається з фільтра струму оберненої послідовності, випростувального моста VC і виконавчого органа – електромагнітного реле напруги KV типу РН-50. Шунтування змінного опору $R3$, увімкненого послідовно з випростувальним мостом, за допомогою накладки між затискачами 13-14 дає змогу змінювати вдвічі діапазон уставок спрацювання реле.

Фільтр оберненої послідовності побудований на проміжному трансформаторі струму TA та трансреакторі TAV , вторинні обмотки яких ввімкнено відповідно на опори $R1$ та $R2$.

На первинні обмотки проміжного трансформатора струму TA подають різницю фазних струмів $\dot{I}_c - \dot{I}_a$, на первинні обмотки трансреактора TAV –

різницю фазних струмів $\dot{I}_b - \dot{I}_c$. Різницю струмів подають на первинні обмотки проміжного трансформатора струму TA та трансреактора TAV з метою компенсації струмів нульової послідовності, які є в фазних струмах.

Напряга на виході фільтра дорівнює спаду напруг на опорах $R1$ та $R2$

$$\dot{U}_\phi = \dot{U}_{R1} + \dot{U}_{R2}. \quad (1.27)$$

Тому у разі підведення до фільтра струмів прямої послідовності напруга на виході фільтра повинна бути близькою до нуля. Для цього напруга на опорі $R2$ \dot{U}_{R2} повинна випереджати різницю струмів прямої послідовності $\dot{I}_{1b} - \dot{I}_{1c}$ на кут 60° і за абсолютною величиною повинна дорівнювати спаду напруги на опорі $R1$ $|\dot{U}_{1R1}| = |\dot{U}_{1R2}|$. Це є справедливо для ненавантаженого фільтра (накладка 11-12 знята).

Налаштовують фільтр зміною резисторів $R1$ та $R2$. Оскільки $R2$ під'єднано до вторинної обмотки трансреактора TAV , то під час зміни резистора $R2$ напруга U_{R2} змінюється не тільки за величиною, але й за фазою стосовно первинного струму. Роботу фільтра в такому режимі ілюструє векторна діаграма, наведена на рис. 1.25.

На рис. 1.26 наведена векторна діаграма під час підведення до входу фільтра струмів оберненої послідовності.

*Фільтр-реле напруги
оберненої послідовності*

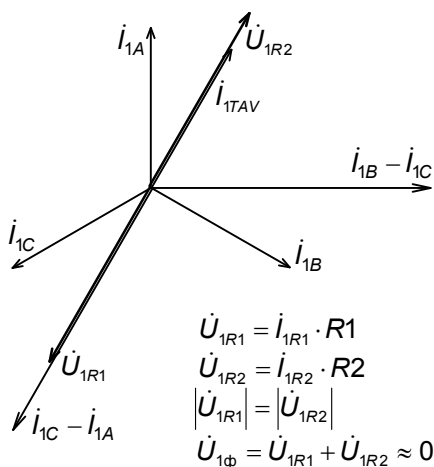


Рис. 1.25. Векторна діаграма ненавантаженого фільтра струму оберненої послідовності під час підведення до нього струму прямої послідовності

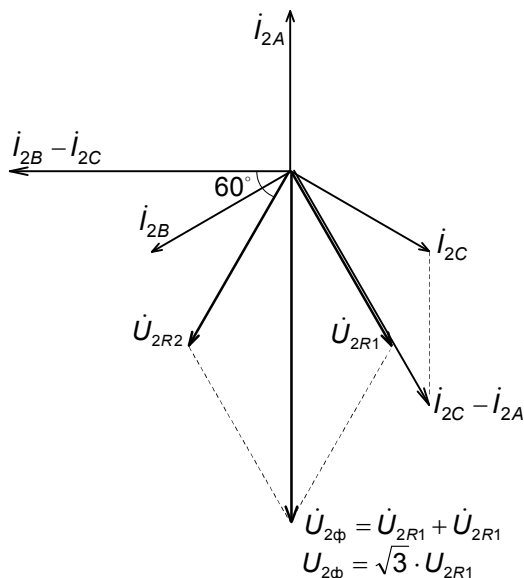


Рис. 1.26. Векторна діаграма ненавантаженого фільтра струму оберненої послідовності під час підведення до нього струмів оберненої послідовності

Фільтр-реле напруги оберненої послідовності складається з двох основних елементів – фільтра напруги оберненої послідовності та виконавчого елемента – реле.

Фільтром напруги оберненої послідовності називають пристрій, у разі підведення до входу якого трифазної системи несиметричних напруг на виході отримують напругу, пропорційно до напруги оберненої послідовності

$$\dot{U}_{\phi} = \dot{m}_{\phi} \cdot \dot{U}_{\text{вх}2}, \quad (1.28)$$

де \dot{U}_{ϕ} – напруга на виході фільтра (фільтр працює без навантаження); $\dot{U}_{\text{вх}2}$ – напруга оберненої послідовності, яка є у складі вхідної трифазної системи напруг; \dot{m}_{ϕ} – коефіцієнт пропорційності.

На рис. 1.27 наведена принципова схема фільтр-реле напруги оберненої послідовності РНФ-1М.

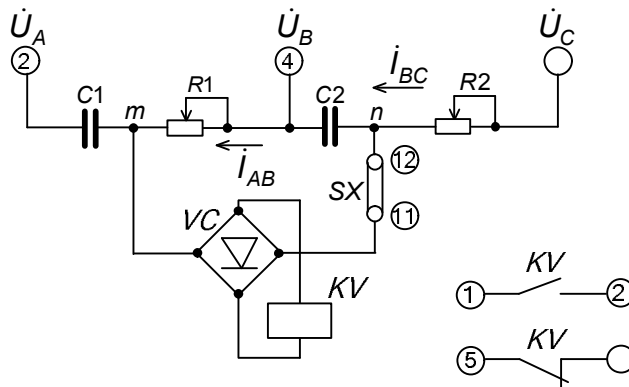


Рис. 1.27. Принципова схема фільтр-реле напруги оберненої послідовності РНФ-1М

Фільтр-реле складається з фільтра оберненої послідовності, виконаного на основі RC елементів та виконавчого елемента – реле KV . До входу фільтра (затискачі 2, 4, 6) підводять трифазну систему напруг. До виходу фільтра (вузли m , n) під'єднано вхід випростувального моста VC , до виходів якого під'єднане електромагнітне реле напруги РН-50. Параметри фільтра підбирають так, що у разі подачі на його вхід симетричної системи напруг прямої послідовності, на виході фільтра напруга повинна бути близькою до нуля. Це досягається за такого співвідношення параметрів фільтра:

$$R_1 = \sqrt{3} \cdot X_{C1}, \quad X_{C2} = \sqrt{3} \cdot R_2. \quad (1.29)$$

Розглянемо векторну діаграму ненавантаженого фільтра (накладка 11-12 від'єднана) у разі подання на його вхід симетричної трифазної системи напруг прямої послідовності (рис. 1.28).

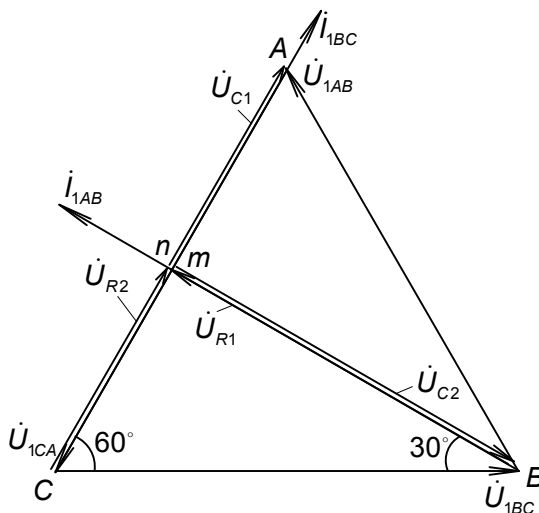


Рис. 1.28. Векторна діаграма ненавантаженого фільтра під час подання на його вхід напруги прямої послідовності

Струм \dot{I}_{1AB} протікає через елементи R1-C1. Параметри підібрані так, що струм \dot{I}_{1AB} випереджує напругу \dot{U}_{1AB} на кут 30° . Цей струм спричиняє спади напруги на елементах R1 та C1 відповідно $\dot{U}_{R1}, \dot{U}_{C1}$

$$\dot{U}_{R1} = \dot{I}_{1AB} \cdot R_1, \quad \dot{U}_{C1} = \dot{I}_{1AB} \cdot jX_{C1}. \quad (1.30)$$

Параметри R2 та C2 підібрані так, що струм \dot{I}_{1BC} випереджує напругу \dot{U}_{1BC} на кут 60° і спричиняє спади напруги на елементах R2 та C2

$$\dot{U}_{R2} = \dot{I}_{1BC} \cdot R_2, \quad \dot{U}_{C2} = \dot{I}_{1BC} \cdot jX_{C2}. \quad (1.31)$$

Як видно з векторної діаграми точки m та n мають один і той самий потенціал, тобто на векторній діаграмі вони збігаються. Отже, різниця потенціалів між цими точками дорівнює 0, тобто на виході фільтра напруга $U_{mn} = 0$.

На рис.1.29 наведена векторна діаграма під час підведення до входу фільтра напруг оберненої послідовності.

Векторну діаграму будують подібно як для прямої послідовності.

Зв'язок між вхідною лінійною напругою оберненої послідовності та напругою на виході фільтра визначають з виразу

$$\dot{U}_{mn} = 1,5 \cdot \dot{U}_{2AB} \cdot e^{j60^\circ} . \quad (1.32)$$

Отже, коефіцієнт пропорційності $\dot{m}_\phi = 1,5 \cdot e^{j60^\circ}$.

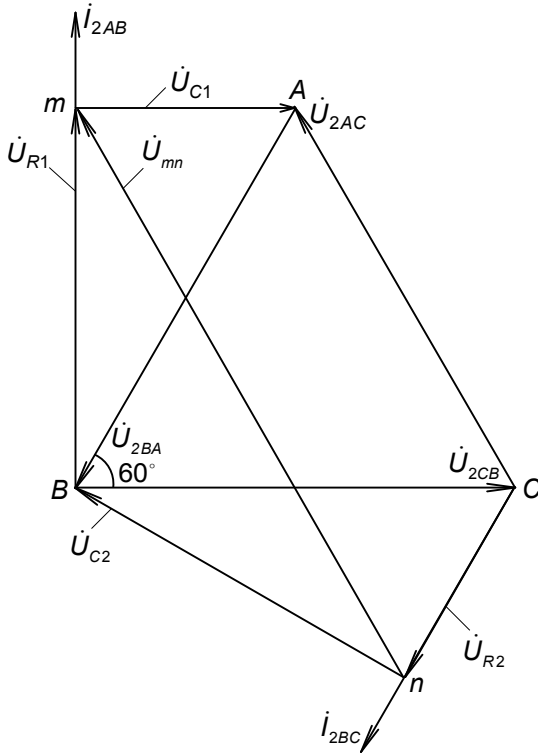


Рис. 1.29. Векторна діаграма ненавантаженого фільтра під час подання на його вхід напруг оберненої послідовності

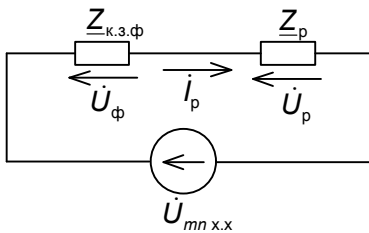


Рис. 1.30. Розрахункова схема навантаженого фільтра

Отже, у разі подання на вхід фільтра несиметричної системи напруг, які можна подати сумою прямої, оберненої та нульової послідовностей, на виході фільтра буде напруга пропорційна тільки напрузі оберненої послідовності.

Ми розглянули роботу фільтра у разі підведення до нього напруг прямої та оберненої послідовностей. Нульова послідовність не впливатиме на роботу фільтра, оскільки фільтр вмикають на лінійні напруги, а нульова послідовність у лінійних напругах відсутня.

У разі під'єднання до фільтра навантаження, його робота дещо зміниться. Використовуючи принцип накладання, на рис. 1.30 наведена схема заміщення навантаженого фільтра.

На розрахунковій схемі Z_p – опір навантаження, $Z_{к.з.ф}$ – опір фільтра, виміряний з боку навантаження за замкнених входних кіл, $U_{mn x.x}$ – напруга на виході фільтра без навантаження.

Із розрахункової схеми (рис. 1.30) напругу на навантаженні фільтра визначають за виразом

$$\dot{U}_p = \frac{\dot{U}_{mn x.x} \cdot Z_p}{Z_{к.з.ф} + Z_p} \quad (1.33)$$

Напруга на виході навантаженого фільтра буде максимальною тоді, коли $Z_p = Z_{к.з.ф}$. Векторна діаграма навантаженого фільтр-реле наведена на рис. 1.31.

Як видно з векторної діаграми, значення напруги на обмотці реле U_p буде дещо меншою від напруги ненавантаженого фільтра $U_{mn \text{ х.х}}$.

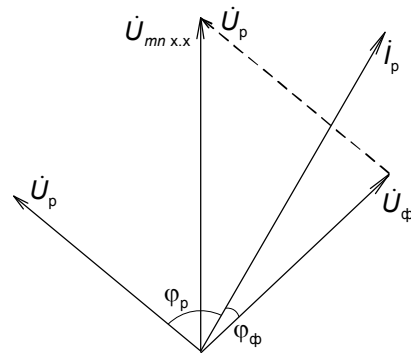


Рис. 1.31. Векторна діаграма навантаженого фільтра

1.4.3. Цифрові пристрої релейного захисту

Загальна характеристика цифрових пристроїв релейного захисту

Останніми роками в енергосистемах України широко впроваджують пристрої релейного захисту, виконані за *цифровими принципами*. За кордоном такі пристрої впроваджують в експлуатацію вже упродовж більше двох десятиліть років. Тому не дивно, що зарубіжні фірми, які займаються розробленням цифрових пристроїв релейного захисту та автоматики, мають істотну перевагу порівняно з вітчизняними виробниками подібної техніки.

Найвідомішими зарубіжними фірмами в галузі розроблення цифрових пристроїв релейного захисту та автоматики є ABB, Siemens, Alstom, General Electric, Schneider, Areva, SEL, NARI, Beckwith, Cooper Power, Orion Italia, VAMP, Woodward, тощо. На теренах колишнього СРСР працюють такі виробники, як НПП "Бреслер", НПП "Екра", РЕЛСіС, "Київприлад", ЗАО "Меандр", НТЦ "Механотроніка", ЗАО "Радіус Автоматика", "Енергомашвин", ЗАО ЧЕАЗ, ВНИИР, ІМСКОЕ тощо.

У літературі доволі часто цифрові пристрої ще називають мікропроцесорними. На нашу думку це не зовсім коректно. *Мікропроцесор* – один з основних елементів багатьох пристроїв релейного захисту та автоматики. Але є пристрої, які виконані на основі *мікроконтролерів*. Є складніші пристрої релейного захисту, автоматики, об'єднані в спільну інформаційну мережу, для організації якої використовують комп'ютери з потужними *процесорами*. Спільним для всіх цих технічних елементів є використання *цифрових принципів* їхнього функціонування. Тому доцільно всі ці пристрої називати *цифровими пристроями релейного захисту*.

Порівняно з традиційними електромеханічними та напівпровідниковими пристроями релейного захисту цифрові пристрої мають істотні переваги, що

робить їх застосування в енергосистемах сьогодні практично безальтернативним. Основними з них є:

– загалом вища точність відтворення заданих характеристик функціонування пристрою. В цілому, апаратна похибка цифрових захистів може досягати до 2%. Так, один з основних параметрів вимірювальних органів захисту – коефіцієнт повернення – може мати значення 0,99. Досягнення такого значення коефіцієнта на напівпровідникових та електромеханічних реле потребує складних технічних розв'язань. Прикладом такого реле є захист від симетричного перевантаження статора генератора, виконаного на спеціальному реле РТВК. Це реле виконано на напівпровідникових елементах і дає змогу збільшити коефіцієнт повернення до 0,99. Про те воно є дорогим та громіздким. Висока точність відтворення характеристик захистів дозволяє змінити деякі параметри узгодження між захистами суміжних елементів електричної мережі. Наприклад, можна зменшити ступінь селективності за часом для максимальних струмових захистів суміжних елементів мережі, що своєю чергою зменшить час їх спрацювання і, як наслідок, час ліквідації аварії;

– отримання характеристик будь-якої складності. Це є особливо актуальним для дистанційних захистів, вимірні органи яких можуть мати які завгодно характеристики і враховувати будь-які особливості режимів, що можуть виникати в енергосистемі. До того ж зміна форми характеристик не потребує ніяких додаткових технічних переробок – вона змінюється на алгоритмічному рівні;

– запам'ятовування координат режиму під час спрацювання цифрового пристрою. Практично всі цифрові захисти запам'ятовують координати режиму аварійного та доаварійного режиму, що дає змогу експлуатаційному персоналу докладніше аналізувати аварійні ситуації, визначати причини аварії і на основі цього за необхідності уточнювати та змінювати характеристики захистів та автоматики;

– можливість змінювати конфігурацію пристрою. Під час розвитку мережі може виникнути необхідність у зміні характеристик пристроїв захисту – змінити уставки, ввести або вивести з роботи деякі функції тощо. Такі зміни не потребують ніяких технічних витрат, тому що вони здійснюються на програмному рівні;

– універсальність. Ця особливість цифрових пристроїв більшою мірою стосується розробників, а не експлуатації. Використовуючи універсальний процесорний модуль, відкоректувавши вхідні та вихідні кола, змінюючи алгоритм функціонування, можемо створювати різні типи захистів та автоматики;

– значно менші габарити та менші витрати електротехнічних матеріалів. Один невеликий за розміром цифровий пристрій може замінити цілу групу складних реле, виконаних на напівпровідниках або електромеханічних елементах. Наприклад, напівпровідниковий дистанційний захист типу ПДЕ від міжфазних к.з. має дев'ять вимірних дистанційних органів, кожен з яких виконаний у вигляді

окремого модуля. У цифровому ж пристрої характеристики всіх цих вимірних органів задаються на програмному рівні і реалізуються віртуально в процесорі;

– виробництво електронних комплектуючих цифрових пристроїв, основа яких є друковані плати, є набагато дешевшим, ніж виготовлення електромеханічних реле з застосуванням високоточних механічних технологій з значним вмістом ручної праці. Так, японська машина SM402- M/L здійснює монтаж на платі до 60000 компонентів за годину. Процес цей повністю автоматизований;

– можливість самодіагностики. Алгоритми функціонування сучасних цифрових пристроїв захисту, особливо складних, обов'язково передбачають функцію самодіагностики, яка періодично здійснює контроль справності всіх складових пристрою – вхідних кіл, вихідних кіл, цифрових елементів і у разі виявлення несправностей робота пристрою блокується з автоматичним повідомленням про це черговому персоналу. Традиційні ж пристрої релейного захисту, особливо електромеханічні, такої можливості не мають і є багато випадків в експлуатації, коли під час виникнення аварії ці пристрої не спрацювали і після аналізу виявлялось, що вони були несправними, про що оперативний персонал і не здогадувався;

– менше споживання енергії для функціонування, що істотно зменшує потужність джерел енергії оперативного струму;

– менше навантаження на первинні вимірювальні трансформатори струму та напруги. Потужність споживання сучасних цифрових пристроїв релейного захисту становить до 0,5 ВА. Це дає змогу під'єднувати до первинних вимірювальних трансформаторів струму та напруги більшу кількість пристроїв релейного захисту та автоматики, забезпечуючи роботу трансформаторів струму та напруги в заданому класі точності;

– простота в експлуатації. Під час проведення планових профілактичних робіт немає необхідності перевіряти характеристики окремих складових елементів, як в традиційних пристроях релейного захисту, тому що фізично їх немає, їхні характеристики реалізовані програмно. Тому перевіряють лише загальні характеристики функціонування. Це істотно зменшує номенклатуру робіт і відповідно час перевірки пристроїв.

У результаті експлуатації цифрових пристроїв РЗ у вітчизняних та закордонних енергосистемах виявились і їхні *негативні особливості*. До них передусім належать:

– зниження надійності функціонування пристроїв РЗ за рахунок зменшення часу напрацювання на відмову окремих модулів цифрових пристроїв та їхніх складових. До них належать насамперед відмови процесорів, АЦП, пристроїв живлення тощо. Як показали дослідження, надійність цифрових пристроїв РЗ на сьогодні є дещо нижчою, ніж електромеханічних пристроїв РЗ;

– значна концентрація захисних функцій та функцій управління на одному цифровому терміналі. Наприклад, цифровий захист трансформатора фірми ALSTOM *R3IPT* виконує функції диференційного захисту, захисту від надструмів зовнішніх к.з., захисту від перевантажень, захисту від замикань на землю, ПРВВ, здійснюється зміна уставок спрацювання залежно від конфігурації системи, пересилання інформації на вищі рівні керування через комп'ютерну мережу, керування зовнішніми пристроями тощо. За такої організації захисту за несправності цифрового терміналу трансформатор практично втрачає всі основні (за винятком газового захисту) та резервні захисти, а також деякі функції автоматики та управління. Для захисту трансформатора залишається лише дальнє резервування. Для потужних трансформаторів за рахунок значних витримок часу дії резервних захистів таке резервування здебільшого є недопустимим;

– ускладнення експлуатації пристроїв РЗ за наявності в енергосистемах цифрових пристроїв РЗ різних фірм, кожна з яких має свої конструктивні особливості, різні протоколи обміну інформації, різні алгоритми функціонування і, як наслідок, потребують різної інформації для функціонування. Це вимагає не тільки високої кваліфікації від обслуговуючого персоналу в галузі РЗ, а й високої кваліфікації роботи з комп'ютерами, розуміння функціонування складних інформаційних систем, навиків налагодження та перевірки складних систем, якими є сучасні цифрові термінали;

– використання в цифрових терміналах функцій, які не властиві РЗ, наприклад, моніторинг електрообладнання;

– використання в останніх модифікаціях цифрових пристроїв РЗ "вільно-програмованої логіки", тобто зміна алгоритмів функціонування РЗ залежно від зміни режимів енергосистеми або зміни її конфігурації – "інтелектуальна логіка". Це може призвести взагалі до неправильної дії пристроїв РЗ;

– слабкий захист цифрових пристроїв РЗ від електромагнітних завад. Так, електромагнітний імпульс, який виникає внаслідок ядерного вибуху незначної потужності може вивести з ладу всі цифрові пристрої на електричних станціях та підстанціях, зокрема і пристрої РЗ;

– можливість виведення з ладу хакерами цифрових пристроїв РЗ через загальні інформаційні мережі, які в енергетиці є слабкозахисченими;

– відсутність єдиних національних стандартів щодо конструкцій цифрових пристроїв РЗ, їх програмного забезпечення, методики налагодження та умов експлуатації.

Структурна схема цифрового захисту

Незалежно від призначення цифрових пристроїв релейного захисту – струмові, дистанційні тощо – вони мають схожу структуру, яка наведена на рис. 1.32

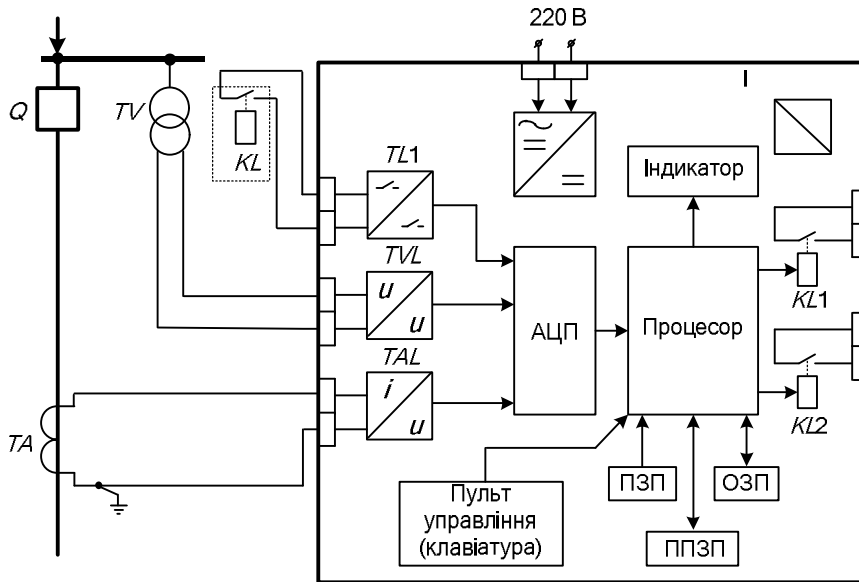


Рис. 1.32. Структурна схема цифрового захисту:

TA – трансформатор струму; TV – трансформатор напруги; Q – вимикач;
 KL – вихідне реле іншого пристрою; TL1 – перетворювач бінарних сигналів;
 TVL TAL – входні перетворювачі аналогових сигналів відповідно напруг та струмів;
 АЦП – аналогово - цифровий перетворювач; ПЗП – постійний запам'ятовувачий пристрій;
 ОЗП – оперативний запам'ятовувальний пристрій;
 ППЗП – перепрограмовуваний запам'ятовувальний пристрій;
 KL1, KL2 – вихідні реле

Основним елементом цифрового захисту є *процесор*, в якому реалізований алгоритм роботи конкретного захисту. Залежно від призначення пристрою та фірми виробника може бути застосований один процесор або декілька. Так, фірма АВВ надає перевагу багатопроцесорним системам, в яких кожен процесор виконує конкретні завдання алгоритму і ці процесори працюють паралельно. Це дозволяє забезпечити потрібну швидкість та точність. Інші фірми застосовують однопроцесорні системи, що вимагає для забезпечення потрібних характеристик застосування потужніших процесорів. Враховуючи важкі умови експлуатації пристроїв релейного захисту (на багатьох підстанціях ці пристрої працюють у неопалювальних приміщеннях), застосовують спеціальні процесори так званого індустріального виконання, які можуть працювати за температури навколишнього середовища від -30°C до $+50^{\circ}\text{C}$, відносній вологості до 80%.

Процесор має зв'язок з об'єктом захисту через кола *вводу – виводу*. Вхідною інформацією є, зазвичай, *аналогові сигнали* – струми, напруги, температура тощо та

бінарні – положення комутаційних апаратів, стан вихідних реле інших пристроїв релейного захисту та автоматики тощо. Вихідними сигналами цифрових захистів, як і інших захистів, є традиційно *бінарні сигнали*. Ці сигнали поступають після спрацювання цифрового захисту в кола управління та в кола сигналізації керованих об'єктів електроенергетичної системи.

Перетворення аналогових сигналів

Контрольовані напруги та струми є неперервними в часі *аналоговими сигналами* і можуть приймати на фіксованому відрізку часу будь-які значення в межах, обумовленими режимом роботи електричної мережі. Цифрові пристрої захисту працюють не з аналоговими, а з дискретними (цифровими) сигналами, котрі можуть приймати на відміну від аналогових сигналів лише кінцеву множину значень для конкретних моментів часу. Перетворення аналогових сигналів у дискретні називають *дискретизацією* або *квантуванням*. Пристрій, який здійснює це перетворення (рис. 1.32), називають *аналого-цифровим перетворювачем (АЦП)*.

Попередньо аналогові сигнали, які контролюються пристроями захисту, це струм від трансформатора струму *ТА* та трансформатора напруги *ТВ*, підводять до спеціальних *вхідних перетворювачів* (на схемі це *TAL* та *TVL*). Ці перетворювачі призначені для гальванічної розв'язки пристрою від зовнішніх кіл (трансформаторів струму та трансформаторів напруги), а також для отримання нормованої напруги на виході з подальшим її перетворенням АЦП в цифрові сигнали (рис. 1.32).

На рис. 1.33 наведені принципові схеми вхідних перетворювачів струму та напруги (відповідно рис. 1.33, а) та рис. 1.33, б).

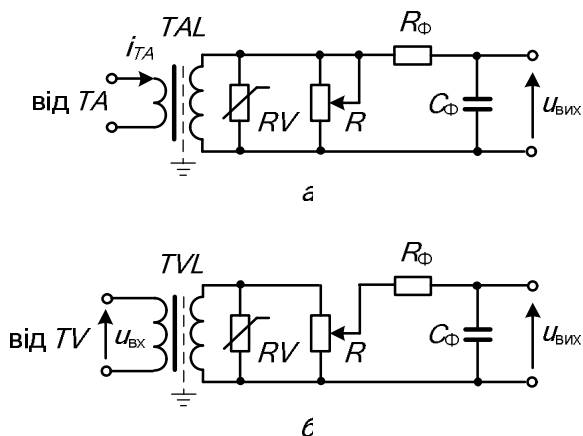


Рис. 1.33. Принципові схеми вхідних перетворювачів: а – струму; б – напруги

Сигнали від трансформаторів струму TA та напруги TV подають на первинні обмотки проміжних трансформаторів TAL та TVL . На вторинних обмотках цих трансформаторів відповідно струм та напруга перетворюються в напруги, пропорційні відповідно величині струму та напруги. Для того, щоб імпульсні сигнали, які можуть виникати у вторинних колах трансформаторів струму та напруги, не попадали в електронну частину цифрового пристрою та не пошкоджували його, між первинною та вторинною обмотками проміжних трансформаторів TAL та TVL встановлюють заземлений екран. Для захисту електронних блоків цифрового пристрою від перенапруг паралельно до вторинних обмоток проміжних трансформаторів TAL та TVL встановлюють варистори RV . У деяких схемах для захисту застосовують стабілітрони. Для узгодження вторинної напруги на виході проміжних трансформаторів з вхідними сигналами пристрою АЦП слугують змінні опори R . Для правильної роботи АЦП необхідно унеможливити попадання на нього високочастотного спектра сигналу. Тому застосовують високочастотний фільтр, який виконаний на основі опору R_ϕ та ємності C_ϕ . Потрібно відзначити, що під час реалізації алгоритму функціонування захисту додатково здійснюється цифрова фільтрація сигналу (рис. 1.34). Вихідні сигнали $u_{\text{вих}}$ з вхідних перетворювачів TAL та TVL надходять на вхід АЦП. За допомогою АЦП аналоговий сигнал перетворюється в цифровий.

Перехід від аналогового неперервного сигналу до дискретного супроводжується деякою втратою інформації. Це пояснюється тим, що АЦП здійснює перетворення вхідного аналогового сигналу в дискретний через деякі часові проміжки Δt , а між ними значення вхідного сигналу не контролюється. Чим менший цей часовий проміжок, тим точніше відтворюється аналоговий сигнал у цифровій формі. Основними характеристиками АЦП є його *розрядність* та *інтервал дискретизації сигналу за часом*. Дискретизацію сигналу за часом ще називають частотою виборок, яка пов'язана з дискретизацією за часом Δt виразом

$$f_{\text{в}} = \frac{1}{\Delta t}. \quad (1.34)$$

На рис. 1.34 наведено аналоговий сигнал (рис. 1.34, а) та перетворення його в цифровий (рис. 1.34, г). Дискретизацію аналогового сигналу за часом називають дискретизацією. Дискретизований сигнал зображений на рис. 1.34, б. Дискретизацію аналогового сигналу за величиною називають квантуванням. Квантований аналоговий сигнал зображений на рис. 1.34, в.

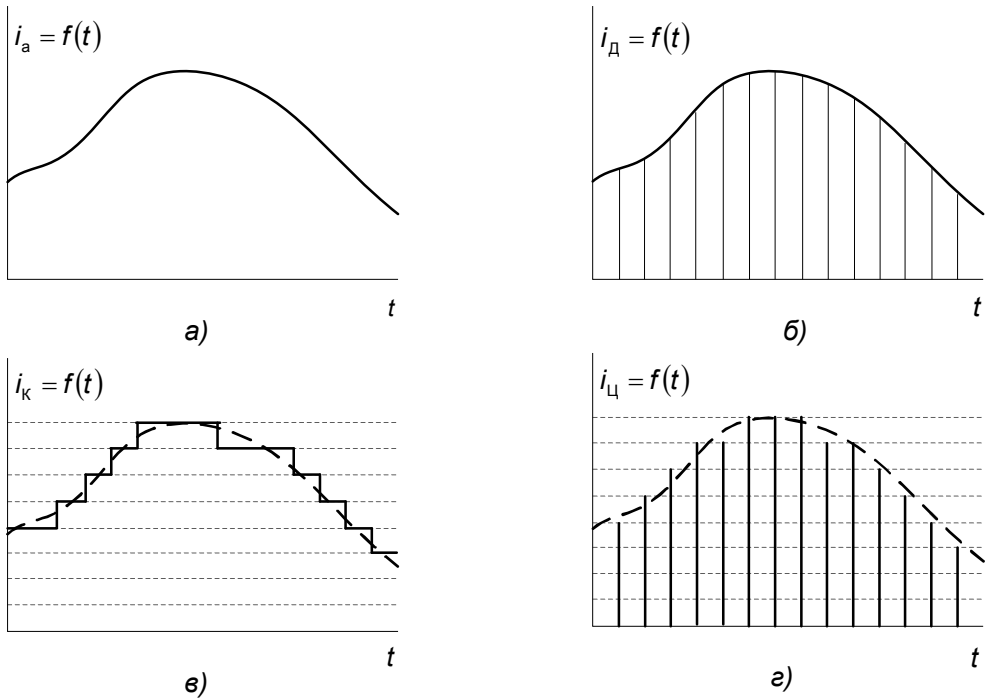


Рис. 1.34. Сигнали: а – аналоговий, б – дискретний, в – квантований, г – цифровий

Для періодичного сигналу з періодом T можна визначити за відомою частотою кількість виборок за період

$$N = f_{\text{в}} \cdot T. \quad (1.35)$$

Для періодичного сигналу існує взаємозв'язок між верхньою частотою сигналу, який квантується, та кількістю виборок за період. Вчені К. Шеннон та В. Котельников ще в 30-х роках довели, що для точного відтворення первинного періодичного сигналу з його дискретного зображення необхідно, щоб частота виборок $f_{\text{в}}$ повинна хоча б в два рази перевищувати максимальну частоту вхідного періодичного сигналу $f_{\text{макс}}$

$$f_{\text{в}} \geq 2 \cdot f_{\text{макс}}. \quad (1.36)$$

Це відповідає максимальній кількості виборок за період

$$N_{\text{макс}} \geq 2 \cdot f_{\text{макс}} \cdot T. \quad (1.37)$$

За заданим максимальним значенням кількості виборок $N_{\text{макс}}$ необхідно з вхідного аналогового сигналу вилучити всі сигнали з частотою, вищою від $f_{\text{макс}}$. У протилежному випадку після зворотного перетворення сигналу в ньому

з'явиться сигнал пониженої частоти, який спотворить реальний вхідний сигнал. Тому на вході АЦП застосовують фільтр вищих гармонік з смугою пропускання, не вищою ніж частота f_B . На схемі рис. 1.33 цей фільтр реалізований на основі RC елементів R_Φ та C_Φ .

У сучасних цифрових пристроях РЗА застосовують АЦП з частотою виборок до 2000 Гц, що відповідає 40 вибіркам за період промислової частоти 50 Гц. Пристрої з такою частотою виборок дозволяють контролювати вхідний сигнал з частотою до 1000 Гц. Це відповідає 20 гармоніці за основної частоти 50 Гц.

Вхідні бінарні сигнали

Для роботи захисту, крім аналогових сигналів, необхідно мати також інформацію про *бінарні сигнали*. Це сигнали про спрацювання проміжних та вихідних реле інших пристроїв релейного захисту та автоматики, положення комутаційних апаратів тощо. На практиці ці сигнали ще називають *дискретними*. Щоб не плутати ці сигнали з дискретними сигналами, які отримуються після квантування пристроєм АЦП аналогових сигналів надалі їх називатимемо *бінарними*. Наприклад, з метою реалізації функції АПВ, ПРВВ необхідно мати

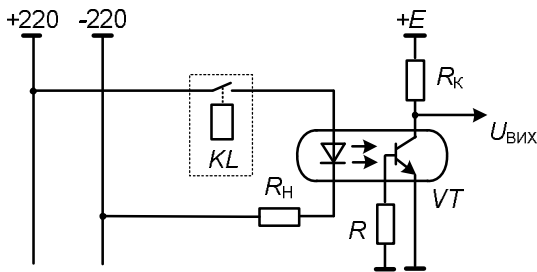


Рис. 1.35. Схема вводу бінарного сигналу

інформацію про стан вимикача, на який діє цей захист; для прискорення дії цього захисту за командою від захисту шин необхідно мати інформацію від вихідних кіл захисту шин тощо. На рис. 1.32 бінарний сигнал від зовнішнього пристрою (умовно показаний у вигляді зовнішнього реле KL) подається на вхідний перетворювач бінарних сигналів $TL1$.

У сучасних цифрових пристроях бінарні сигнали від зовнішніх пристроїв подають через *оптрони*. Оптрон являє собою електронний ключ у вигляді транзистора VT (рис. 1.35), який керується світлодіодом VD . Під час протікання струму через світлодіод (струм через світлодіод починає протікати після замикання контакту KL), останній подає світловий сигнал на фотобазу транзистора VT , який спрацьовує (відкривається) і на його виході з'являється сигнал $U_{\text{вих}} = 0$, що сигналізує про зміну стану бінарного входу. Основна перевага оптронів порівняно з реле-повторювачами, полягає у істотно меншому часі спрацювання. Час спрацювання такого перетворювача мізерний і становить частки мікросекунди.

Для організації протікання струму через світлодіод VD після спрацювання зовнішнього контакту KL використовують зовнішнє джерело оперативного струму, зазвичай напругою 220 В (зрідка 110 В). Це є недоліком цієї схеми. Тому що навіть після вимкнення від оперативного струму зовнішнього пристрою, де встановлене реле KL , на контактах цього реле присутня напруга від оперативних кіл пристрою, на якому реалізована така схема вводу бінарного сигналу. Це є небезпечним для обслуговуючого персоналу. Тому для запобігання ураження електричним струмом обслуговуючого персоналу під час проведення планових робіт для ініціалізації бінарних входів на інших пристроях, які мають зв'язок з цим пристроєм, застосовують джерело оперативного струму з пониженою напругою, наприклад, джерело напругою 24 В (рис. 1.36), яке реалізоване на інверторному перетворювачі UVZ .

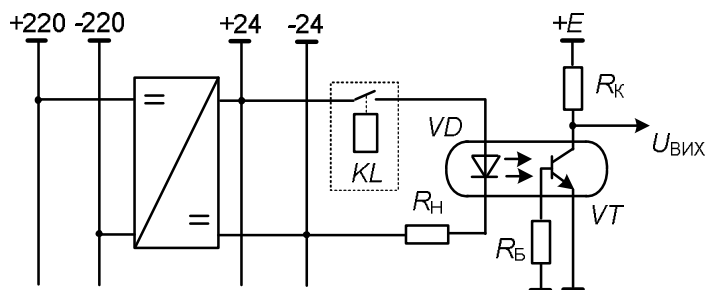


Рис. 1.36. Схема вводу бінарного сигналу на пониженій напрузі

Але така схема має два суттєвих недоліки. По перше, вона менше надійна ніж схема, наведена на рис. 1.35, за рахунок наявності інверторного перетворювача UVZ . Технічно це доволі складний напівпровідниковий елемент, який попередньо здійснює перетворення постійного струму напругою 220 В в змінну напругу підвищеної частоти, наприклад, 400 Гц. Після цього здійснюється перетворення цієї змінної напруги у постійну напругу 24 В з відповідною стабілізацією. Технічна реалізація такого складного перетворення понижує надійність функціонування перетворювача та схеми, загалом. Як показав досвід експлуатації схем з такими перетворювачами, наприклад, панелей серії ПДЕ, ШДЭ, найбільше ненадійним елементом таких схем є блоки живлення, які реалізовані на основі саме інверторних перетворювачів.

Крім того, застосування пониженої напруги в колах, де комутуються контакти реле KL (рис. 1.36), може призводити до незамикання кола контактами реле KL після його спрацювання. Це пояснюється так. З часом під впливом зовнішнього середовища поверхні цих контактів окислюються, їх опір збільшується і після їх замикання, струм у колі через ізолюючий окислений шар поверхонь контактів від джерела пониженої напруги буде замалим для

спрацювання схеми. У разі ж застосування напруги 220 В після замикання окислених контактів окислений шар пробиватиметься під дією цієї підвищеної напруги і в колі протікатиме струм, достатній для спрацювання схеми контролю бінарних вхідних сигналів (рис. 1.35).

Під час реалізації схеми вводу бінарного сигналу на основі оптрона, який споживає незначний струм (до 5 мА), варто пам'ятати, що можливе хибне спрацювання такої схеми за рахунок паразитних ємностей (рис. 1.37), яка є між кабелями, що здійснюють зв'язок між окремими пристроями.

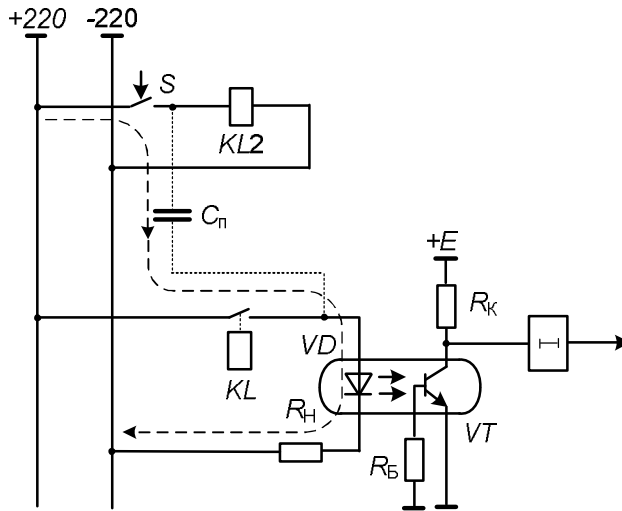


Рис. 1.37. Хибне спрацювання схеми вводу бінарного сигналу

Наприклад, реле $KL2$ з'єднане з іншим пристроєм за допомогою довгого кабеля. Так само довгим кабелем з'єднане реле KL , стан контактів якого контролюється оптроном VD (рис. 1.37). Ці кабелі прокладені поряд в одному каналі. Тому між ними є електричний зв'язок за рахунок паразитної ємності C_{Π} (на рис. 1.37 для простоти показана результуюча ємність між двома кабелями, насправді ця ємність є розподілена вздовж спільної ділянки між ними). Під час спрацювання ключа S в перехідному процесі через паразитну ємність C_{Π} в колі оптрона з'являється імпульсний сигнал, який може призвести до спрацювання оптрона. Це спрацювання буде хибним, тому що згідно з схемою оптрон VD повинен контролювати тільки стан контакту реле KL і не спрацьовувати від завад. Однак цей сигнал через паразитну ємність C_{Π} виникатиме тільки під час перехідного процесу, пов'язаного з комутацією ключа S . Тому, якщо на виході

схеми поставити елемент затримки часу DT порядку на 3 мс, можна налагодити цю схему від хибної роботи.

Вихідні бінарні сигнали

Вихідні бінарні сигнали в цифрових реле організують за допомогою *проміжних електромеханічних реле електромагнітного типу*. Порівняно з електронними (тиристорними або транзисторними ключами) електромеханічні реле мають вищу надійність у роботі - в них практично відсутнє хибне спрацювання. Крім того, контактна система електромеханічних проміжних реле забезпечує видимий розрив в комутованому колі. Хоча застосування електромеханічних проміжних реле має істотний недолік – вони мають більший час спрацювання порівняно з електронними ключами. Так, час спрацювання сучасних проміжних електромеханічних реле досягає до 5 мс.

Зазвичай у вихідних колах цифрових реле застосовують два типи реле – потужніші для комутації кіл управління вимикачами та менш потужні для комутації кіл сигналізації. Потужніші реле дозволяють вмикати кола з струмом 5 – 30 А та вимикати кола з струмом до 0,2 А в колах постійного оперативного струму напругою 220 В.

Останнім часом за кордоном розроблені надійні електронні ключі на основі транзисторів та тиристорів, які можна застосовувати для створення вихідних бінарних сигналів.

На рис. 1.32 вихідні кола цифрового пристрою захисту зображені у вигляді проміжних електромеханічних реле $KL1$ та $KL2$.

Структура цифрової частини пристрою

Цифрові сигнали від АЦП надходять у процесор (рис. 1.26), де їх обробляють за певним алгоритмом, реалізованим у вигляді програми. Сама програма зберігається в постійному запам'ятовуючому пристрої (ПЗП) (ROM – Read Only Memory – лише для читання). Це є перепрограмований постійний запам'ятовувальний пристрій з енергонезалежною пам'яттю, тобто інформація в ньому зберігається навіть тоді, коли пристрій є вимкненим від зовнішнього живлення.

Для зберігання результатів проміжних обчислень використовують оперативний запам'ятовувальний пристрій (ОЗП) (RAM – Random Access Memory – пам'ять з "випадковим" доступом). ОЗП має високу швидкодію, але не зберігає інформації після вимкнення зовнішнього живлення.

Уставки спрацювання захистів, які потрібно змінювати під час експлуатації, зберігаються в постійному перепрограмовуваному запам'ятовувальному пристрої (ППЗП), який допускає багатократну зміну уставок. При цьому інформація про уставки зберігається після зникнення зовнішнього живлення.

На передній панелі пристрою розміщений *пульт управління (клавіатура)*, за допомогою якого можна задавати необхідний режим пристрою та змінювати уставки спрацювання.

Результати роботи пристрою та уставки відображаються на рідкокристалічному *індикаторі*, який також розташований на передній панелі пристрою.

1.5. Структурно-функціональна схема пристрою релейного захисту

Загальна структурно-функціональна схема пристрою релейного захисту наведена на рис. 1.38. Вона не залежить від принципу роботи захисту та від елементної бази, на основі якої він виконаний.

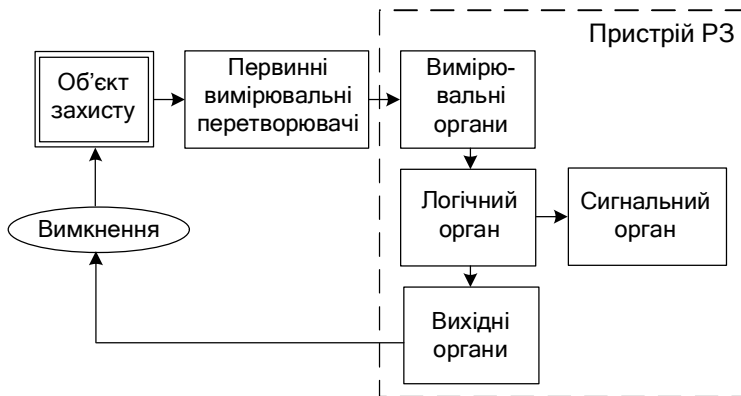


Рис. 1.38. Структурно-функціональна схема пристрою релейного захисту

Пристрій релейного захисту повинен безперервно контролювати *об'єкт захисту* – генератор, трансформатор, лінію тощо. Для цього безперервно вимірюють координати режиму об'єкта. Це, зазвичай, миттєві значення напруг та струмів. Координати режиму через *первинні вимірювальні перетворювачі* (це переважно трансформатори струму та трансформатори напруги) надходять на вимірювальні органи захисту. Первинні вимірювальні перетворювачі призначені для ізоляції пристрою релейного захисту від первинних високовольтних кіл та отримання стандартної шкали номінальних вторинних напруг та струмів – для різних первинних номінальних значень напруг та струмів отримують вторинні номінальні значення напруги (100 В) та струму (5 А або 1 А).

Вимірювальними органами захисту можуть бути реле струму, які реагують на зміну величини струму, реле напруги, які реагують на зміну величини напруги,

реле опору, які реагують на зміну комплексного опору, тобто на комплексну величину, яка пропорційна відношенню комплексів напруги та струму, що підводять до реле. Коли контрольовані цими реле величини досягають їх уставок спрацювання, вимірювальні органи спрацьовують – на їх виходах з'являється сигнал. Цей сигнал поступає на *логічний орган захисту*.

В логічному органі пристрою РЗ реалізується алгоритм роботи захисту – перевіряються додаткові умови спрацювання, здійснюються необхідні затримки часу тощо. Якщо всі умови спрацювання захисту виконуються, на виході логічного органу з'являється сигнал. Цей сигнал надходить на *вихідний орган захисту*, з якого він безпосередньо діє на вимкнення об'єкта від джерел живлення.

Одночасно вихідний сигнал з логічного органу діє на спрацювання сигнального органа, який призначений для сигналізації оперативному персоналу про спрацювання цього пристрою релейного захисту. Характерним для цього органа є збереження його в спрацьованому стані після вимкнення пошкодженого об'єкта від джерел живлення, коли всі інші органи пристрою релейного захисту повернулись у вихідний стан. Повертається сигнальний орган у вихідний стан можна лише вручну.

1.6. Вимоги до пристроїв релейного захисту

Основними вимогами до функціонування пристроїв релейного захисту є: *селективність, чутливість, швидкодія, надійність*.

Селективність (вибірковість) – це здатність пристрою релейного захисту реагувати на пошкодження в межах того об'єкта електроенергетичної системи, для захисту якого він призначений.

Розрізняють *селективність абсолютну та відносну*.

Якщо захист реагує на пошкодження тільки того елемента, для захисту якого він призначений, то кажуть, що цей захист має *абсолютну селективність*. Наприклад, захист А1 (рис. 1.4) реагує на пошкодження тільки в лінії Л1, тому це захист з абсолютною селективністю.

Якщо захист, крім пошкоджень на елементі, для захисту якого він призначений, реагує і на пошкодження в суміжному елементі, то цей захист має *відносну селективність*. Прикладом захисту з відносною селективністю є захист А2 (рис. 1.4), який призначений для захисту лінії Л1. Крім пошкоджень на лінії Л1 він може реагувати і на пошкодження в суміжній лінії Л2, тобто виконувати функції дальнього резервування.

Проте в деяких випадках захист свідомо виконують неселективним. Але неселективну роботу захисту виправляють спеціальними пристроями автоматики – пристроями *автоматичного повторного увімкнення* (АПВ). (АПВ спрацьовує після спрацювання пристрою РЗ та через деякий проміжок часу діє на увімкнення

вимикача, який був вимкнений пристроєм релейного захисту. Коли к.з. було нестійким і воно успішно самоліквідувалось (після вимкнення вимикачем напруги живлення пристроєм РЗ) робота мережі відновиться. Неселективну роботу захистів застосовують для випадків, коли під час к.з. в кінці зони захисту з витримкою часу, наприклад, для лінії Л1 (рис. 1.39) залишкова напруга на шинах підстанції А під час к.з. в кінці лінії є недостатньою для стійкої роботи асинхронного та синхронного навантаження ($U_{\text{зал}} < 0,5 \cdot U_{\text{ном}}$). Тому вимкнення пошкодження на лінії потрібно здійснювати з мінімальною можливою витримкою часу. Для цього захист А1 виконують швидкодійним – швидкодія захисту А1 є співвимірною з швидкодією захисту А2 лінії Л2, а зона дії захисту А1 частково накладається на зону дії захисту А2. Тому після виникнення к.з. на початку лінії Л2 (точка К1) можлива неселективна робота захисту А1 – він подіє на вимкнення вимикача Q1, тобто від джерела живлення вимикається пошкоджена лінія Л2 та непошкоджена лінія Л1.

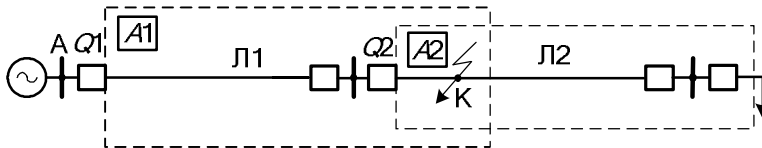


Рис. 1.39. Неселективна робота захисту

Після цього неселективна робота захисту А1 виправляється роботою пристрою АПВ. Це відбувається так. Після виникнення к.з. в точці К1 спрацьовують швидкодійні захисти А1 та А2, які діють на вимкнення вимикачів відповідно Q1 та Q2. Після цього спрацьовує АПВ лінії Л1 і діє на увімкнення вимикача Q1. Якщо к.з. не на цій лінії, захист А1 не спрацьовує, то лінія залишається в роботі. Після цього спрацьовує АПВ лінії Л2, яке має більший час спрацювання, ніж АПВ лінії Л1. АПВ діє на увімкнення вимикача Q2. На час роботи пристроїв АПВ неселективний захист А1 виводиться з роботи. Якщо к.з. було нестійким, то система відновить нормальну роботу. У протилежному випадку знову спрацює захист А2 та подіє на вимкнення лінії Л2. Отже селективна робота захистів, загалом буде забезпечена.

Чутливість. Захист елемента електроенергетичної мережі повинен реагувати на пошкодження в ньому за усіх його можливих режимів роботи, тобто бути чутливим до пошкоджень як в максимальному режимі, для якого характерним є максимальний рівень струмів к.з., так і в мінімальному режимі, для якого характерним є найнижчий рівень струмів к.з.

Чутливість захисту визначають коефіцієнтом чутливості. Чутливість захисту перевіряють для мінімального режиму, коли рівень струмів к.з. є мінімальним. Якщо захист буде чутливим до пошкоджень у мінімальному режимі,

то він тим більше буде чутливим до пошкоджень у всіх інших режимах, коли рівень струмів к.з. буде вищим.

Залежно від типу захисту цей коефіцієнт визначають порізно. Так, для максимальних струмових захистів (захисти, які реагують на збільшення струму) чутливість захисту, а точніше чутливість його вимірного органа, визначають як відношення струму в реле під час к.з. наприкінці зони захисту в мінімальному режимі до струму спрацювання вимірного органа (уставки реле). Це співвідношення записують у вигляді

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{р.к.з.мін}}}{I_{\text{с.р}}} \quad (1.38)$$

Так, для релейного захисту А1 (рис. 1.39), який призначений для захисту лінії Л1, розрахунковою точкою є кінець лінії Л1. Для захисту А2, зона дії якого охоплює лінію Л1 та лінію Л2 розрахунковими точками к.з., є кінець лінії Л1 (захист виконує функцію ближнього резервування) та кінець лінії Л2 (захист виконує функції дальнього резервування).

Для захистів мінімальної дії, що реагують на зменшення контрольованої величини, коефіцієнт чутливості визначають дещо поіншому. Так, наприклад, для дистанційного захисту, вимірний орган якого реагує на зміну повного опору, чутливість визначають як

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{с.р}}}{Z_{\text{л}}}, \quad (1.39)$$

де $Z_{\text{с.р}}$ – уставка спрацювання вимірного органа захисту; $Z_{\text{л}}$ – опір від місця встановлення захисту до кінця зони, охопленої цим захистом.

Згідно з ПУЕ величину коефіцієнта чутливості регламентують так. Для основних захистів залежно від типу захисту коефіцієнт чутливості повинен бути $k_{\text{ч}} \geq 2$ або $k_{\text{ч}} \geq 1,5$. Для резервних захистів величина коефіцієнта чутливості повинна бути дещо меншою і повинна становити $k_{\text{ч}} \geq 1,2$, $k_{\text{ч}} \geq 1,25$.

Надійність. Це здатність пристрою РЗ виконувати свої функції зі збереженням експлуатаційних характеристик у заданих межах протягом гарантованого виготовлювачем терміну служби.

Функціональні характеристики пристроїв релейного захисту під час експлуатації можуть змінюватись, внаслідок чого пристрої РЗ можуть *не спрацьовувати* під час пошкоджень у зоні дії захисту, *надлишково спрацьовувати* під час пошкоджень на суміжних елементах, або *хибно спрацьовувати* за відсутності пошкоджень у зоні дії захисту.

Надійність пристроїв РЗ залежить від багатьох факторів. Основними з них є надійна елементна база пристроїв РЗ, якісно виконаний монтаж обладнання та якість експлуатації.

Для перевірки функціональних характеристик пристроїв РЗ під час експлуатації регулярно здійснюють регламентні роботи. Їх здійснюють через певні проміжки часу експлуатації пристроїв РЗ. Це особливо актуально для пристроїв релейного захисту, виконаного на електромеханічній та напівпровідниковій базах. Пояснюється це тим, що електромеханічні пристрої РЗ взагалі не мають *самодіагностики*. Самодіагностикою називають здатність пристрою РЗ періодично самостійно перевіряти основні свої характеристики і у разі виявлення недопустимих відхилень повідомляти про це оперативному персоналу, а сам пристрій РЗ виводять з роботи. Що до пристроїв РЗ, виконаних з використанням напівпровідникових елементів, зазвичай, тільки складні комплекси, мають системи автоматизованої перевірки основних функціональних характеристик захисту. Перевіряє ці основні характеристики обслуговуючий персонал без вимкнення силового обладнання від мережі. Сучасні цифрові пристрої РЗ, зазвичай, мають автоматичну самодіагностику, тобто з заданим часовим інтервалом (до кількох секунд) запускається спеціальна програма тестування пристрою, яка перевіряє його справність. У разі виявлення несправності пристрою, він автоматично виводиться з роботи з одночасним повідомленням оперативному персоналу про несправність.

Швидкодія. Очевидно, чим швидше вимкнеться пошкоджений елемент від джерел живлення, тим краще для роботи енергосистеми – зменшуються ділянка імовірного пошкодження обладнання струмами к.з., руйнування ізоляції, імовірність порушення технологічних процесів в споживачів, зменшується імовірність порушення синхронної роботи генераторів, синхронних компенсаторів, синхронних двигунів, гальмування асинхронних двигунів тощо.

Час вимкнення пошкодження визначають часом спрацювання захисту та часом спрацювання вимикача

$$t_{\text{вим}} = t_{\text{р.з}} + t_Q, \quad (1.40)$$

де $t_{\text{р.з}}$ – час роботи релейного захисту; t_Q – час спрацювання вимикача.

Час роботи захисту $t_{\text{р.з}}$ визначають як відрізок часу від моменту виникнення пошкодження до моменту спрацювання вихідних контактів реле захисту. Пристрій релейного захисту не може миттєво спрацювати після виникнення пошкодження. Захист повинен проаналізувати режим та розпізнати режим пошкодження від усіх інших режимів. Крім того, є власний час спрацювання вимірювальних та вихідних органів захисту.

Основні захисти намагаються виконувати з мінімально можливим часом спрацювання. Резервні захисти мають витримку часу в спрацюванні, враховуючи умову забезпечення селективності роботи – спочатку повинен спрацювати основний захист і тільки тоді, коли він не спрацював, повинен працювати

резервний захист, тобто резервний захист "очікує" на результати роботи основного захисту.

Час роботи вимикача t_Q визначають як відрізок часу від моменту подання сигналу на привід вимикача до моменту згасання дуги в дугогасильній камері – до обриву струму в силовому колі.

Поняття швидкодії в кількісному вимірі є різним для різних мереж. Так, для систем електропостачання, швидкодійними є захисти, для яких $t_{p.3} \leq 0,1$ с. Для системоутворювальних мереж (220 кВ та вище) до швидкодії висувають жорсткіші вимоги – швидкодійними є захисти, які мають час спрацювання $t_{p.3} \leq 0,02$ с (20 мс). Сучасні цифрові захисти мають ще менший час спрацювання. Так, час спрацювання диференційного захисту шин фірми АВВ становить $t_{p.3} = 0,005$ с (5 мс).

Питання для самоперевірки

- 1. Які пристрої діють за виникнення пошкодження в електричній мережі?*
- 2. Що таке зона дії захисту?*
- 3. Для чого здійснюють резервування роботи захистів?*
- 4. Що таке гістерезисна характеристика реле?*
- 5. Що таке коефіцієнт повернення реле?*
- 6. З яких основних структурних елементів складається будь-який пристрій релейного захисту?*
- 7. Що таке селективність роботи захисту? Які є види селективності?*
- 8. Чим характеризується чутливість захисту?*
- 9. Які фактори впливають на швидкодію роботи захистів?*

Розділ 2

ЗАХИСТ ЗАПОБІЖНИКАМИ

2.1. Основні характеристики запобіжників

Запобіжник – це електротепловий пристрій, що використовують для захисту електрообладнання. Захист здійснюється шляхом перегорання плавкої вставки запобіжника під дією струму i , як наслідок, розриву електричного кола, через яке переважно живиться електрообладнання.

Запобіжники переважно застосовують для захисту електричного обладнання в міських та сільських електричних мережах, на електричних станціях, підстанціях, промислових підприємствах в електроустановках напругою до 1000 В. Меншою мірою запобіжники встановлюють для захисту електрообладнання в мережах напругою 6, 10, 35, 110 кВ.

Перевагою запобіжників порівняно з іншими захисними елементами є їх невелика вартість, простота виконання, зручність в експлуатації. Крім того, в деяких випадках запобіжник забезпечує *струмообмежувальні* властивості – під час к.з. плавка вставка встигає перегоріти ще до досягнення струмом свого максимального значення. Цей ефект ілюструється графіком, наведеним на рис. 2.1. Після виникнення к.з. в точці $t_{к.з}$ струм у колі, де розташований запобіжник, почне різко збільшуватись і по досягненні точки А плавка вставка запобіжника перегорить – струм замість зміни за кривою 2 змінюватиметься за кривою 1.

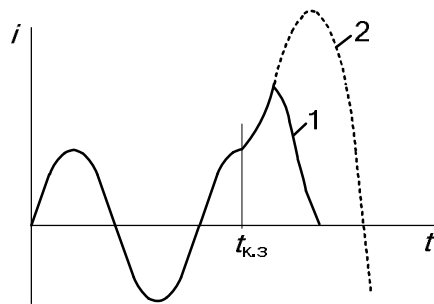


Рис. 2.1. Струмообмежувальний ефект запобіжника

Однак, запобіжники мають деякі недоліки, до основних з яких можна дорахувати:

- одноразовість дії – після спрацювання (перегорання плавкої вставки) необхідно вручну замінити запобіжник. Тому неможливо реалізувати в мережах з запобіжниками пристрої автоматики, наприклад, автоматичне повторне увімкнення;
- великий розкид захисних характеристик однойменних запобіжників – до 50%;
- зміна захисних характеристик запобіжників внаслідок їх старіння;
- виникнення неповнофазних режимів. Це відбувається внаслідок спрацювання запобіжників не у всіх трьох фазах;
- недостатня чутливість до струмів перевантажень.



Рис. 2.2 Умовне та позиційне позначення запобіжника

Умовне та позиційне позначення запобіжника на схемі наведене на рис. 2.2.

Залежно від способу гасіння дуги, запобіжники поділяють на дві категорії:

- запобіжники з *наповнювачем*. Наповнювачем є, зазвичай, кварцовий пісок. Такі запобіжники називають кварцевими. В них дуга гаситься між піщинками сухого кварцового піску. Плавкі вставки таких запобіжників тривалий час не старіють, тому що вони перебувають у герметичному порцеляновому корпусі в оточенні сухого чистого кварцового піску;
- запобіжники з *трубками з газогенеруючого матеріалу*, наприклад, вініласту. У таких запобіжниках дуга гаситься під дією стиснених газів, або поздовжнього дуття, що виникає за рахунок газів, які виділяються з газогенеруючого матеріалу від дії високої температури плазми дуги.

Розглянемо конструктивні особливості запобіжника з наповнювачем на прикладі запобіжника насипного типу ПН-2, який широко застосовують у мережах 0,4 кВ. На рис. 2.3 наведені розріз запобіжника ПН-2 та його характеристики.

Корпус запобіжника 5 виконаний з порцеляни. Він квадратний ззовні та круглий всередині. У ньому є кварцовий пісок 4. Плавка вставка 3 виконана з мідної стрічки, на яку напаяно олов'яні кульки, що прискорюють розплавлення вставки від малих струмів к.з. Напаяні кульки понижують температуру плавлення вставки. Вони спричиняють так званий металургійний ефект – розплавлення тугоплавкішого металу (міді, температура плавлення якої досягає 1083°C) менш тугоплавким – оловом, температура плавлення якого становить 231,9°C. На вставці, крім того, зроблені прорізи, які зменшують перекрій вставки. Під час к.з. ці вузькі місця нагріваються швидше, тому що на них виділяється більше тепла ніж на інших ділянках плавкої вставки. Тому плавка вставка перегоряє насамперед у місцях з прорізами. Плавку вставку закріплюють до контактних ножів 1, які своєю чергою, закріплюють гвинтами до кришок 2. Кришки 2 мають зовні виступи, що дозволяє за допомогою спеціальної ізолюючої ручки встановлювати та знімати запобіжник.

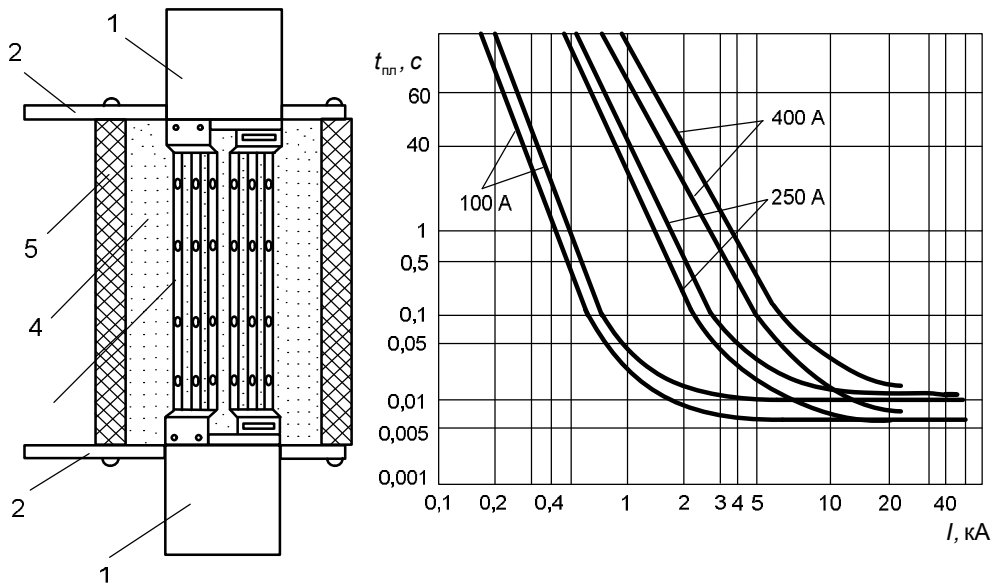


Рис. 2.3. Запобіжник типу ПН-2 та його захисні характеристики

Запобіжник ПН-2 маркують так: ПН-2-100-12-УЗ, що означає:

- ПН – запобіжник нерозбірний;
- 2 – номер серії;
- 100 – номінальний струм запобіжника (серійно виготовляють запобіжники на номінальні струми 100, 250, 400, 600 А);
- 1 – переднє приєднання провідників (2 – заднє);
- 2 – з вказівником про спрацювання та замикаючим контактом (1 – тільки з вказівником; 3 – з вказівником та розмикаючим контактом);
- У – кліматичне виконання – для помірного клімату (Т – тропічного, Хл – холодного);
- 3 – категорія розміщення обладнання (1 – для роботи на відкритому повітрі, 2 – для роботи в приміщеннях, де температура та вологість така сама, як і ззовні; 3 – для закритих приміщень з природною вентиляцією; 4 – для роботи в приміщеннях зі штучним регулюванням клімату; 5 – для роботи в приміщеннях з підвищеною вологістю).

На рис. 2.3, б зображені захисні характеристики запобіжника ПН-2 з врахуванням допустимого розкиду.

Відповідно до міжнародного стандарту МЕК 269 силові запобіжники серії *NH* залежно від застосування класифікують так:

- *gL* (400 В, 500 В, 690 В) – загального призначення;
- *gTr* (400 В) – для захисту трансформаторів;
- *gM* (500 В) – для захисту двигунів;
- *gR, aR* (500 В, 800 В) – для захисту напівпровідникових пристроїв.

За особливостями конструкції запобіжники бувають:

- N – стандартного дизайну;
- MM – з центральним індикатором;
- MI – з центральним індикатором та ізольованою тягою;
- I – з ізольованою тягою.

За типорозмірами запобіжники класифікують за розмірами:

- розмір 00 (2, 4, 6, 10, 20, 25, 32, 35, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160 А);
- розмір 0 (6, 10, 16, 20, 25, 32, 35, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160 А);
- розмір 1 (40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 224, 250 А);
- розмір 2 (40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 224, 250, 300, 315, 355, 400 А);
- розмір 3 (300, 315, 355, 400, 425, 500, 630 А);
- розмір 4 (400, 500, 630, 710, 800, 900, 1000, 1250, 1600 А).

Запобіжники характеризують такими номінальними параметрами:

- номінальна напруга запобіжника;
- номінальний струм запобіжника;
- номінальний струм плавкої вставки запобіжника;
- максимальний струм, який може вимкнути запобіжник;
- захисна характеристика запобіжника.

Номінальна напруга запобіжника $U_{\text{зап.ном}}$ – це напруга, за якої він може тривало працювати в електроустановці. Номінальна напруга запобіжника визначає його конструкцію та довжину плавкої вставки. Реальне значення напруги мережі не повинно перевищувати номінальної напруги запобіжника не більше ніж на 10%. Запобіжники можуть працювати в мережі і з напругою, меншою від номінальної, але в цьому разі змінюються основні його характеристики.

Номінальний струм запобіжника – це максимальний струм, який може тривало протікати через запобіжник, не спричиняючи перегрівання його елементів. Цей струм відповідає максимальному значенню струму плавкої вставки, яку можна встановити в цьому запобіжнику.

Максимальний струм, який може вимкнути запобіжник $I_{\text{зап.макс}}$, – це максимальне значення періодичної складової струму, за яким запобіжник розриває електричне коло внаслідок перегорання плавкої вставки, без будь яких пошкоджень його конструктивних елементів.

Номінальний струм плавкої вставки запобіжника – це є максимальний струм, який довготривало може протікати через плавку вставку запобіжника, не спричиняючи її перегорання. Він визначається допустимою температурою нагрівання плавкої вставки. Під час протікання струму навантаження через плавку вставку, остання нагрівається. Температура нагрівання збільшується до тих пір, поки теплота, яка виділяється плавкою вставкою, повністю не віддається навколишньому середовищу. Максимальна температура та, за якої плавка вставка не перегоріє і визначає номінальний струм плавкої вставки.

Крім номінального струму плавкої вставки є так званий *випробувальний струм* (ще одна назва в літературі – *граничний струм*). Це мінімальний струм, під час протікання якого через плавку вставку, остання перегорє за одну годину.

Захисна характеристика запобіжника – це залежність часу спрацювання запобіжника (перегорання його плавкої вставки) від величини струму, який протікає через запобіжник. Зазвичай захисні характеристики запобіжника з метою зменшення розмірів рисунка будують у логарифмічному масштабі. Для прикладу на рис. 2.3, б наведені захисні характеристики запобіжників ПН-2.

2.2. Вибір запобіжників

Умови вибору запобіжників залежать від типу апарата, який вони повинні захищати – лінія, трансформатор, двигун, а також від виду пошкодження – тільки від к.з. чи одночасно від к.з. та перевантаження. Запобіжники вибирають з таких умов. Вибирають сам *запобіжник* та його *плавку вставку*.

Дві умови вибору є спільними для всіх запобіжників. Це вибір *номінальної напруги* запобіжника та *максимального струму к.з.*, який він може вимкнути без самопошкодження.

Номінальна напруга запобіжника повинна відповідати напрузі мережі

$$U_{\text{зап.ном}} = U_{\text{мережі}}, \quad (2.1)$$

де $U_{\text{зап.ном}}$ – номінальна напруга запобіжника; $U_{\text{мережі}}$ – напруга мережі, де встановлений запобіжник.

Більшість запобіжників можуть працювати в мережі, де напруга менша від номінальної напруги запобіжника, але в такому разі змінюються основні характеристики запобіжників.

Максимальний струм, який може вимкати запобіжник, повинен бути більшим від максимального струму під час к.з. в мережі

$$I_{\text{зап.макс}} \geq I_{\text{к.з.макс}}, \quad (2.2)$$

де $I_{\text{зап.макс}}$ – максимальний струм, що може вимкнути запобіжник; $I_{\text{к.з.макс}}$ – максимальний струм к.з., що може бути в мережі.

Розглянемо детальніше умови вибору плавкої вставки запобіжника для *захисту лінії*.

Коли лінію захищають лише від к.з., то вибирають уставку плавкої вставки за умови забезпечення потрібної чутливості під час к.з. в кінці лінії, яка захищається

$$I_{\text{вст.ном}} \leq \frac{I_{\text{к.з.мін}}}{k_{\text{ч}}}, \quad (2.3)$$

де $I_{\text{к.з.мін}}$ – мінімальний струм під час к.з. в кінці лінії; $k_{\text{ч}}$ – коефіцієнт чутливості. Значення коефіцієнта чутливості визначають режимом нейтралі мережі та умовами

експлуатації лінії. У мережах з заземленою нейтраллю чутливість перевіряють під час однофазного к.з. в кінці лінії і $k_{\text{ч}}=3$. У мережах з ізольованою нейтраллю чутливість перевіряють під час двофазного к.з. в кінці лінії і $k_{\text{ч}}=3$. Якщо лінія експлуатується в вибухонебезпечному середовищі, то $k_{\text{ч}}=4$.

Крім захисту ліній тільки від к.з., деякі лінії потрібно захищати і від перевантажень. Згідно з Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) до таких мереж належать:

- всі мережі, виконані відкрито прокладеними незахищеними ізольованими провідниками з горючою ізоляцією в середині будь-яких приміщень;

- всі освітлювальні мережі в житлових приміщеннях, у громадських будинках, у торговельних приміщеннях, у службово-побутових приміщеннях промислових підприємств, у пожежебезпечних промислових приміщеннях, всі мережі для живлення побутових та переносних електроприладів;

- всі силові мережі в промислових підприємствах, у житлових та громадських приміщеннях, якщо з умов технологічного процесу можуть виникати довготривалі перевантаження провідників та кабелів;

- мережі всіх видів, які експлуатують в вибухонебезпечних приміщеннях та у вибухонебезпечних зовнішніх установках.

Для захисту ліній від перевантажень номінальний струм плавкої вставки вибирають з таких умов:

- неспрацювання в робочому максимальному режимі

$$I_{\text{вст.ном}} \geq k_{\text{від}} \cdot I_{\text{роб.макс}}, \quad (2.4)$$

де: $k_{\text{від}}$ – коефіцієнт відведення, приймають 1,1–1,25; $I_{\text{роб.макс}}$ – максимальний робочий струм, що протікає по лінії;

- неспрацювання під час короткочасного перевантаження, котре може виникати під час запуску або самозапуску асинхронних двигунів з короткозамкнутим ротором, технологічними перевантаженнями механізмів тощо

$$I_{\text{вст.ном}} \geq \frac{I_{\text{пер}}}{k_{\text{пер}}}, \quad (2.5)$$

де $I_{\text{пер}}$ – струм короткочасного перевантаження; $k_{\text{пер}}$ – коефіцієнт перевантаження.

Струм короткочасного перевантаження $I_{\text{пер}}$ визначають запуском або самозапуском асинхронних двигунів з короткозамкнутим ротором, технологічними перевантаженнями механізмів тощо. Але цей струм протікає короткочасно протягом 5–10 с. Тому номінальний струм плавкої вставки можна вибирати меншим від струму короткочасного перевантаження $I_{\text{пер}}$. Зменшення струму плавкої вставки визначають умовами запуску чи самозапуску, які своєю чергою

визначають значенням коефіцієнта перевантаження $k_{\text{пер}}$. З досвіду експлуатації для коефіцієнта перевантаження $k_{\text{пер}}$ встановлюють такі значення: $k_{\text{пер}} = 1,6-2$ – для умов легкого запуску, коли запуски двигунів трапляються рідко і кожен запуск триває протягом часу, меншого, ніж 10 с; $k_{\text{пер}} = 2,5$ – для умов важкого пуску, для якого характерні часті запуски двигунів зі значним часом розгону двигунів, більшим, ніж 10 с. У разі застосування плавкої вставки запобіжника з легкоплавкого матеріалу за важких запусків рекомендують приймати значення $k_{\text{пер}} = 3,75$.

Струм перевантаження $I_{\text{пер}}$ вибирають більшим з двох умов:

– умови запуску найпотужнішого двигуна і нормального режиму всіх решти споживачів

$$I_{\text{пер}} = I_{\text{пуск.макс}} + k_c \cdot \sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{роб.макс}}, \quad (2.6)$$

де $I_{\text{пуск.макс}}$ – пусковий струм найпотужнішого двигуна; $\sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{роб.макс}}$ – сума максимальних робочих струмів всіх споживачів за винятком двигуна з найбільшим струмом пуску; k_c – коефіцієнт попиту, $k_c < 1$;

– умови самозапуску двигунів

$$I_{\text{пер}} = \sum_{i=1}^m I_{\text{пуск}}, \quad (2.7)$$

де: $\sum_{i=1}^m I_{\text{пуск}}$ – сума струмів m двигунів, які беруть участь у режимі самозапуску.

Питання для самоперевірки

1. Яке призначення запобіжника.
2. Наведіть умовне та позиційне позначення запобіжника.
3. З яких основних елементів складається запобіжник?
4. Що таке струмообмежувальний ефект дії запобіжника?
5. Які основні характеристики запобіжника?
6. Які є умови вибору запобіжника?

Розділ 3

ЗАХИСТ АВТОМАТИЧНИМИ ВИМИКАЧАМИ

3.1. Основні характеристики автоматичних вимикачів

Автоматичний вимикач (автомат) – це комутаційний апарат, призначений для здійснення оперативних перемикань та захисту обладнання від струмів к.з. та перевантажень.

Порівняно з запобіжниками автоматичні вимикачі мають деякі переваги, з яких до основних можна зарахувати:

- за нормального режиму та виникнення пошкоджень вимикаються всіх три фази, тобто відсутня можливість створення неповнофазних режимів;
- це є апарати багаторазової дії, що дає змогу на їх основі формувати схеми автоматики, зокрема АВР, АПВ;
- характеристики струмових розчіплювачів виконані з більшою точністю, ніж характеристики плавких вставок запобіжників.

Умове та позиційне позначення автоматичних вимикачів на схемах наведене на рис. 3.1.

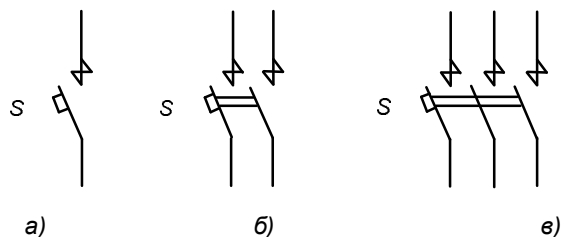


Рис. 3.1 Умове та позиційне позначення автоматичних вимикачів

Автоматичні вимикачі виготовляють в однофазному, двофазному та трифазному виконанні на змінний та постійний струми.

На рис. 3.1 наведене умове та графічне позначення однофазного а), двофазного б) та трифазного в) автоматичних вимикачів.

Автоматичний вимикач, на відміну від вимикача навантаження, який може комутувати тільки струми навантаження, може розривати також струми к.з. Для цього в ньому передбачена *дугогасильна камера*. Для здійснення автоматичного

розриву електричного кола під час к.з. або під час перевантажень, автоматичний вимикач має спеціальний механізм автоматичного вимкнення - *механізм розчеплення (розчіплювач)*. Розчіплювачі бувають *електромагнітні, теплові, напівпровідникові*. В автоматичних вимикачах можна застосовувати комбіновані розчіплювачі, наприклад, теплові та електромагнітні. Розчіплювач – це по суті реле прямої дії, яке діє на вимкнення автоматичного вимикача через *механізм вільного розчеплення*. Механізм вільного розчеплення являє собою сукупність важелів, пружин, защіпок тощо.

Залежно від типу розчіплювачів автоматичні вимикачі поділяють на:

– вимикачі з розчіплювачами максимального струму, що спрацьовують у разі збільшення струму від величини струму уставки;

– вимикачі з незалежними розчіплювачами, що спрацьовують незалежно від струму, зазвичай, керуються дистанційно. Розчіплювачі таких автоматичних вимикачів надійно спрацьовують за напруги $(0,7-1,2) \cdot U_{\text{ном}}$, час спрацювання таких вимикачів – порядку 0,04 с;

– вимикачі з нульовими або мінімальними розчіплювачами напруги, що спрацьовують за зникнення або пониження напруги. Розчіплювачі нульової дії вимикають вимикачі за пониження напруги менше ніж $(0,1-0,35) \cdot U_{\text{ном}}$, мінімальної дії – за пониження напруги менше ніж $(0,35 \div 0,7) \cdot U_{\text{ном}}$.

Контактна система автоматичних вимикачів може бути:

- триступеневою, з головним, допоміжним та дугогасильним контактами;
- двоступеневою, з головним та дугогасильним контактами;
- одноступеневою, з головним контактом.

Дугогасильну камеру автоматичних вимикачів можна виконати з вузькими щілинами або у вигляді решітки.

На рис. 3.2 наведені схеми, які ілюструють принцип роботи електромагнітного (рис. 3.2, а) та електротеплового (рис. 3.2, б) розчіплювачів автоматичних вимикачів.

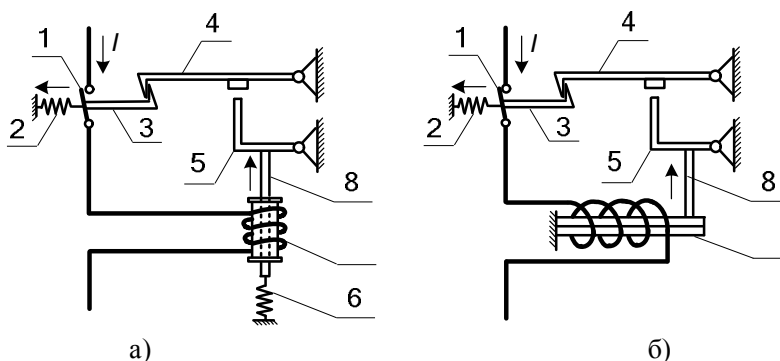


Рис. 3.2. Принцип роботи розчіплювачів автоматичних вимикачів

Основним елементом електромагнітного розчіплювача є електромагніти 7, що встановлені в кожній фазі (на рис. 3.2, а показана тільки одна фаза). Котушку електромагніту обтікає струм I , осердя електромагніту 8 утримує пружина 6. Якщо струм перевищує деяке значення, електромагнітна сила перевищує силу натягу пружини 6, осердя починає рухатись у напрямку, показаному стрілкою, діє на важіль 5, який вибиває заціпку 4. Звільнений важіль 3 під дією пружини 2 переміщається та розмикає силові контакти 1, що розривають коло протікання струму (після загасання електричної дуги між контактами). Весь цей процес триває 0,015–0,06 с.

Розчіплювач автоматичного вимикача, виконаний за схемою, показаною на рис. 3.2, б, – електротепловий розчіплювач. Основним елементом його є дві біметалеві пластини 7. Вони розміщені в котушці, яку обтікає струм I . Під дією струму біметалеві пластини нагріваються та змінюють свою геометрію. Під час нагрівання правий кінець пластин піднімається догори, тисне у напрямку, показаному стрілкою, на важіль 5, що вибиває заціпку 4. Звільнений важіль 3 під дією пружини 2 переміщається ліворуч (за стрілкою) та розмикає силові контакти 1, що розривають коло протікання струму. Після вистигання біметалеві пластини повертаються у вихідний стан – автоматичний вимикач готовий для повторного увімкнення.

Захисна характеристика (часово-струмова) розчіплювача формується з окремих ступенів. Виготовляють розчіплювачі, які мають один, два або три ступені такої характеристики. Тому на основі цих розчіплювачів можна реалізувати відповідно *одноступеневий, двоступеневий або тріступеневий струмові захисти*. Ступенями захисту можуть бути *струмова відсічка, струмова відсічка з витримкою часу, максимальний струмовий захист*. Струмову відсічку та струмову відсічку з витримкою часу виконують з незалежною витримкою часу. За такої характеристики час спрацювання захисту не залежить від величини струму. Максимальний струмовий захист реалізують з залежною витримкою часу – тоді час спрацювання розчіплювача залежить від величини струму.

На рис. 3.3 наведені характеристики розчіплювачів автоматичних вимикачів. Залежно від типу розчіплювачів, автоматичний вимикач може виконувати функції *струмової відсічки (струмової відсічки з витримкою часу)* (рис. 3.3, а), *струмового захисту з залежною характеристикою* (рис. 3.3, б), *захисту з комбінованою двоступеневою характеристикою* (рис. 3.3, в) та *захисту з комбінованою тріступеневою характеристикою* (рис. 3.3, г).

Незалежну характеристику, на основі якої виконують струмову відсічку та струмову відсічку з витримкою часу можна отримати за допомогою електромагнітного або напівпровідникового розчіплювачів. Залежну характеристику, на основі якої виконують максимальний струмовий захист, можна отримати за допомогою електротеплового або напівпровідникового розчіплювача.

Характеристики напівпровідникових розчіплювачів можна регулювати під час експлуатації. Характеристики електротеплових розчіплювачів під час експлуатації є нерегульованими. Не регулюється також під час експлуатації електромагнітний розчіплювач, на основі якого реалізується струмова відсічка.

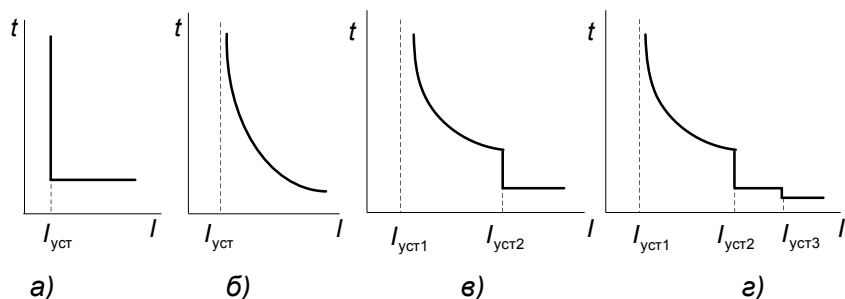


Рис. 3.3. Захисні характеристики розчіплювачів автоматичних вимикачів

Як і запобіжники, розчіплювачі автоматичних вимикачів за певних випадків забезпечують *струмообмежувальні* властивості: під час к.з. розчіплювач встигає спрацювати ще до досягнення струмом свого максимального значення. Але ця властивість для розчіплювачів не є основною, як у запобіжників.

Залежно від величини струму автоматичні вимикачі можна умовно розділити на три групи:

- модульні автоматичні вимикачі, для струмів до 125 А;
- автоматичні вимикачі середньої потужності, на струми в діапазоні 80 ÷ 630 А;
- потужні автоматичні вимикачі, на струми від 800 до 6300 А.

Модульні вимикачі

Останнім часом виготовлення автоматичних вимикачів регламентовано нормами МЕК 947.2. Це дозволило виготовляти автоматичні вимикачі *модульного типу* з встановленням їх на рейці *DIN*. Вимикачі модульного типу виготовляють на струми від 0,5 А до 63 А з шириною корпусу 18 мм (два модулі по 9 мм) та на один полюс - на струм від 80 А, а на струми до 125 А - з шириною корпусу 27 мм. Це вимикачі класу малої потужності. Модульні вимикачі відповідають нормам МЕК 898, МЕК 947.2, ГОСТ Р 50345-99, ГОСТ 50030.2-99, ДСТУ 3025-95. Вони виготовляють на один, два, три або чотири полюси. Розчіплювач модульного вимикача виконаний на основі теплового елемента, реалізованого за допомогою біметалевої пластини та на основі електромагніту. Тому захисна характеристика розчіплювача такого автоматичного вимикача складається з двох частин – залежної, що утворює тепловий елемент та незалежної, що утворює електромагнітний елемент. Захисні характеристики розчіплювачів модульних вимикачів, залежно від уставок цих елементів, наведені на рис. 3.4.

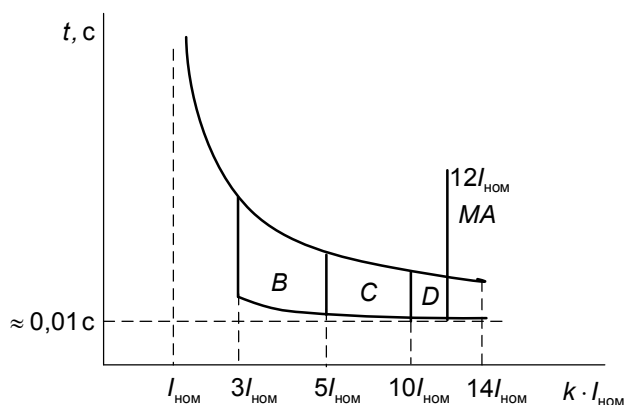


Рис. 3.4. Захисні характеристики модульних автоматичних вимикачів

Модульні вимикачі на струми до 125 А, залежно від кратності струму відсічки, мають характеристики типу *B*, *C*, *D* та *MA*. Розчіплювачі вимикачів типу *B*, *C*, *D* мають комбіновані захисні характеристики – залежну та незалежну. Незалежну характеристику вимикачів типу *B* виконують на кратність струму відсічки $(3 \div 5) \cdot I_{\text{НОМ}}$, незалежну характеристику вимикачів типу *C* – на кратність струму відсічки $(5 \div 10) \cdot I_{\text{НОМ}}$, незалежну характеристику вимикачів типу *D* – на кратність струму відсічки $(10 \div 14) \cdot I_{\text{НОМ}}$. Вимикачі типу *MA* виконують тільки з незалежними характеристиками на струм $12 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Вимикачі типу *B* застосовують для навантажень з мінімальними струмами пуску, наприклад, навантаження з електронними пристроями. Вимикачі типу *C* застосовують у мережах загального призначення, наприклад, освітлення, або для захисту навантаження з короткочасними перевантаженнями. Автоматичні вимикачі типу *D* застосовують в колах живлення потужних асинхронних двигунів з нечастими комутаціями.

Автоматичні вимикачі середньої потужності

Вимикачі цього класу мають теплоелектромагнітні та напівпровідникові розчіплювачі. Передбачена можливість змінювати характеристики розчіплювачів цих вимикачів під час експлуатації. На рис. 3.5 наведені типові характеристики розчіплювачів автоматичних вимикачів середньої потужності.

Різні типи характеристик розчіплювачів можна використовувати для захисту від перевантажень з залежною витримкою часу – характеристики *1*, захисту від к.з. з витримкою часу – *3*; захисту від к.з. з малою витримкою часу – *4*; миттєвої відсічки – *5*; регульованої відсічки для спеціального розчіплювача – *6, 7*. На рис. 3.5 стрілками показані ділянки характеристик, які можна регулювати.

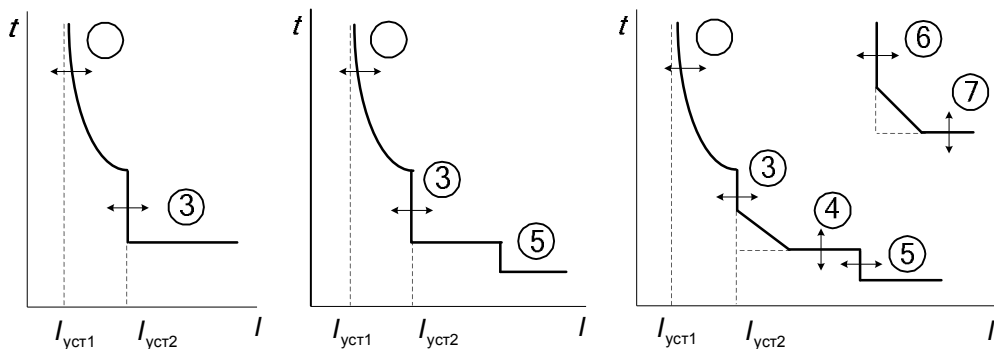


Рис. 3.5. Захисні характеристики автоматичних вимикачів середньої потужності

Потужні автоматичні вимикачі

Ці автоматичні вимикачі виготовляють на струми від 600 А до 6300 А. Це вимикачі триполюсного або чотириполюсного виконання в стаціонарному або висувному виконанні. На цих вимикачах застосовують електромагнітні, напівпровідникові та електротеплові розчіплювачі. На сучасних вимикачах цієї класифікації можливе застосування розчіплювачів, виконаних на основі цифрових пристроїв.

Електричні характеристики за нормами та позначеннями згідно з МЕК 947.2 для автоматичних вимикачів:

- номінальний струм: 880, 1000, 1200, 1600, 2000, 2500, 3200, 4000, 5000, 6300 А;
- номінальна напруга 1000 В;
- номінальна імпульсна напруга 8000 В;
- повний струм вимкнення (діюче значення) 55, 75, 100, 150 кА;
- допустимий наскрізний струм упродовж 0,5 с – 55, 75, 170 кА;
- допустимий струм увімкнення на к.з. (ударний) 121, 165, 220, 286 кА;
- електродинамічна стійкість 121, 165, 187 кА;
- час вимкнення 25 – 30 мс;
- час увімкнення до 50 мс;
- кількість циклів 5000 – 15000.

Потужні автоматичні вимикачі, що найчастіше трапляються в енергосистемах – це автоматичні вимикачі серії ВА, серії А3700 та серії "Електрон".

3.2. Вибір автоматичних вимикачів

Основними характеристиками автоматичних вимикачів є *номінальна напруга* $U_{\text{авт.ном}}$, *номінальний струм* $I_{\text{авт.ном}}$, *максимальний струм вимкнення* $I_{\text{авт.макс}}$.

Номінальна напруга $U_{\text{авт.ном}}$ автоматичного вимикача – це така напруга, що відповідає напрузі мережі, де встановлений вимикач.

Номінальний струм $I_{\text{авт.ном}}$ автоматичного вимикача – це такий максимальний струм, за якого вимикач може працювати без пошкоджень та без зміни експлуатаційних характеристик упродовж часу, гарантованого виготовлювачем.

Максимальний струм вимкнення $I_{\text{авт.макс}}$ – це такий максимальний струм, який виникає, зазвичай, під час к.з., і який може вимкати вимикач без виникнення в ньому будь-яких пошкоджень.

Розчіплювач автоматичного вимикача характеризують *номінальним струмом розчіплювача* $I_{\text{рч.ном}}$, *струмом* $I_{\text{уст}}$ *та часом* $t_{\text{уст}}$ *спрацювання* кожного ступеня.

Номінальним струмом розчіплювача $I_{\text{рч.ном}}$ називають максимальний струм, довготривале протікання якого не призводить до його спрацювання.

Струм та час спрацювання кожного ступеня – це мінімальний струм, за якого розчіплювач спрацює після досягнення заданого часу $t_{\text{уст}}$.

Умови вибору автоматичного вимикача та його розчіплювача визначають типом об'єкта, що вони повинні захищати – лінія, трансформатор, двигун, а також видом пошкодження – тільки від к.з. чи від к.з. та перевантаження тощо.

Автоматичний вимикач вибирають за *напругою мережі, струмом к.з. та максимальним робочим струмом елемента, що він повинен захищати*.

Номінальна напруга автоматичного вимикача повинна відповідати напрузі мережі

$$U_{\text{авт.ном}} = U_{\text{мережі}}, \quad (3.1)$$

де $U_{\text{авт.ном}}$ – номінальна напруга автоматичного вимикача; $U_{\text{мережі}}$ – напруга мережі, де встановлений автоматичний вимикач.

Максимальний струм, що може вимкати автоматичний вимикач, повинен бути більшим за максимальний струм під час к.з. в мережі

$$I_{\text{авт.макс}} \geq I_{\text{к.з.макс}}, \quad (3.2)$$

де $I_{\text{авт.макс}}$ – максимальний струм, що може вимкнути автоматичний вимикач; $I_{\text{к.з.макс}}$ – максимальний струм к.з., що може бути у мережі.

Номінальний струм розчіплювача $I_{\text{рч.ном}}$ вибирають більшим за максимальний довготривалий робочий струм об'єкта $I_{\text{роб.макс}}$, що захищається:

$$I_{\text{рч.ном}} \geq I_{\text{роб.макс}} \cdot \quad (3.3)$$

Номінальний струм розчіплювача вибирають за стандартною шкалою номінальних струмів цього типу (серії) розчіплювача, як найближче більше значення за максимальний робочий струм $I_{\text{роб.макс}}$.

Розглянемо умови вибору розчіплювачів автоматичних вимикачів для захисту ліній електропередачі. Особливості розрахунку уставок спрацювання розчіплювачів автоматичних вимикачів для захисту інших об'єктів електричної мережі буде наведено у відповідних розділах.

Розглянемо вибір захистів автоматичними вимикачами, що найчастіше трапляються в енергосистемах – це автоматичні вимикачі серії ВА, серії А3700 та серії "Електрон".

Для захисту лінії Л1 (рис. 3.6) застосуємо триступеневий струмовий захист, виконаний розчіплювачем автоматичного вимикача SF1.

I-й ступінь – струмова відсічка без витримки часу.

II-й ступінь – струмова відсічка з витримкою часу.

III-й ступінь – максимальний струмовий захист.

Нижче у виразах для параметра спрацювання (струму, опору тощо) в залежності від зони (часу) спрацювання захисту позначено індексом:

- I – захист без витримки часу (струмова відсічка без витримки часу, перший ступінь дистанційного захисту тощо);

- II - захист з витримкою часу другого ступеня (струмова відсічка з витримкою часу, другий ступінь дистанційного захисту тощо);

- III, IV, V – захисти з витримкою часу (МСЗ та дистанційний захист з витримкою часу тощо – відповідно третього, четвертого та п'ятого ступенів).

Особливістю розрахунку триступеневого захисту розчіплювачами автоматичних вимикачів є зв'язок струму спрацювання кожного з ступенів з номінальним струмом розчіплювача $I_{\text{рч.ном}}$. Це істотно ускладнює розрахунок та вибір уставок окремих ступенів розчіплювачів автоматичних вимикачів.

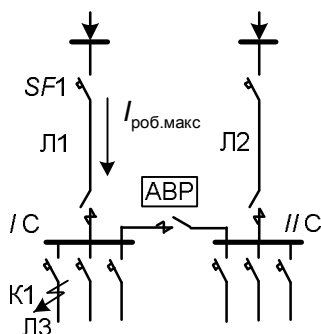


Рис. 3.6. Захист лінії розчіплювачами автоматичних вимикачів

І-й ступінь

Струм спрацювання цього ступеня необхідно відвести від максимального трифазного струму зовнішнього к.з. За максимального режиму – це струм к.з. у точці К1 на суміжному елементі - на початку лінії Л3, яка відходить від шин протилежної підстанції. Виконання цієї умови дасть змогу селективно працювати захисту лінії Л1 – не спрацювувати хибно під час к.з. на суміжному елементі (під час к.з. на лінії Л3 повинен працювати захист суміжного елемента SF2). Розраховують уставку спрацювання *I*-го ступеня за виразом

$$I_{уст}^I = k_{від} \cdot I_{к.з.макс.К1}^{(3)}, \quad (3.4)$$

де $k_{від}$ – коефіцієнт налаштування, що враховує вплив аперіодичної складової, неточність розрахунку, відповідний запас тощо; $I_{к.з.макс.К1}^{(3)}$ – струм у місці встановлення захисту SF1 під час трифазного к.з. в точці К1 за максимального режиму.

На практиці часто вираз (3.4) не вдається реалізувати, тому що в більшості серійних вимикачів, що мають триступеневий струмовий захист, струм спрацювання I - го ступеня не регулюється. Так, для вимикачів серії А3790С струм спрацювання струмової відсічки (І-й ступінь) становить 20 кА; для автоматичних вимикачів серії ВА55 та ВА75 значення цього струму залежить від номінального струму розчіплювача і тому його величина перебуває в межах 20 – 45 кА; для вимикачів серії "Електрон" струм спрацювання I-го ступеня залежить від струму спрацювання II-го ступеня $I_{уст}^I = (2,2 \div 3) \cdot I_{уст}^{II}$. Тому в цих випадках розрахунок уставки спрацювання I-го ступеня зводиться просто до порівняння вже визначеного значення струмової відсічки $I_{уст}^I$ зі струмом трифазного к.з. в розрахунковій точці К1 $I_{к.з.макс.К1}^{(3)}$.

Якщо $I_{к.з.макс.К1}^{(3)} > I_{уст}^I$, тобто I-й ступінь працюватиме неселективно, а така робота в конкретному випадку є недопустимою, тому необхідно вибрати інший автоматичний вимикач, або виконати I-й ступінь струмовими реле, на яких можна виставити уставку, розраховану за (3.4).

II-й ступінь

Це струмова відсічка з витримкою часу. Параметрами цього ступеня є струм спрацювання $I_{уст}^{II}$ та час спрацювання $t_{уст}^{II}$. Цей ступінь повинен селективно працювати під час к.з. на суміжному елементі та не спрацьовувати під час короткочасних перевантажень. Для селективної роботи II-го ступеня необхідно її узгодити з I-м ступенем захисту суміжного елемента. Узгоджують II-й ступінь захисту SF1 з захистом суміжного елемента SF2 за виразом:

$$\begin{aligned} I_{уст}^{II} &\geq k_{від}^{II} \cdot I_{уст.SF2}^I; \\ t_{уст}^{II} &\geq t_{уст.SF2}^I + \Delta t, \end{aligned} \quad (3.5)$$

де $k_{від}^{II}$ – коефіцієнт відведення, $k_{від}^{II} = 1,3 \div 1,5$; Δt – ступінь селективності за часом, значення якої залежить від типу автоматичного вимикача. Для автоматичних вимикачів серії А3790С $\Delta t = 0,15$ с; для вимикачів серії ВА55, ВА75 $\Delta t = 0,1$ с; для вимикачів серії "Електрон" $\Delta t = 0,2 \div 0,25$ с; $t_{уст.SF2}^I$ – час спрацювання I-го ступеня автоматичного вимикача, з яким узгоджують, у цьому випадку це автоматичний вимикач SF2.

Для того, щоб забезпечити неспрацювання автоматичного вимикача під час короткочасних перевантажень необхідно, щоб виконувалась умова

$$I_{уст}^{II} = k_{від}^{II} \cdot I_{пер}, \quad (3.6)$$

де $k_{від}^{II}$ – коефіцієнт відведення, значення якого залежить від типу автоматичного вимикача: для вимикачів серії ВА55, ВА75 та А3790С значення коефіцієнта відведення приймають $k_{від}^{II} = 1,5$, для вимикачів серії "Електрон" це значення приймають $k_{від}^{II} = 1,6$; $I_{пер}$ – струм короткочасного перевантаження. Для схеми мережі (рис. 3.6) для визначення струму короткочасного перевантаження необхідно враховувати короткочасне перевантаження після спрацювання пристрою АВР. Тому вираз для визначення струму перевантаження становить

$$I_{пер} = k'' \cdot I_{роб.макс.1} + k_{сам.зап} \cdot I_{роб.макс.2}, \quad (3.7)$$

де k'' – коефіцієнт, що враховує збільшення струму від двигунів секції шин ІСШ внаслідок пониження напруги на цій секції після увімкнення до неї пристроєм АВР навантаження секції ПСШ. Залежно від частки асинхронного навантаження секції

ІСШ значення $k'' = 1-1,5$; $k_{\text{сам.зап}}$ – коефіцієнт, що враховує самозапуск асинхронних двигунів секції ІСШ, величину якого визначають розрахунком. Значення цього коефіцієнта перебуває в межах $k_{\text{сам.зап}} = 2-3$; $I_{\text{роб.макс.1}}$, $I_{\text{роб.макс.2}}$ – максимальні значення струмів навантаження секцій ІСШ та ІІСШ.

Струм спрацювання II-го ступеня $I_{\text{уст}}^{\text{II}}$ вибирають більшим за значення, отримані за виразами (3.5) та (3.6).

III-й ступінь

Зазвичай, у розчіплювачів уставка струму спрацювання III-го ступеня не налаштовується. Її значення пов'язане з номінальним струмом розчіплювача $I_{\text{рч.ном}}$. Тому розрахунок струму спрацювання III-го ступеня зводять до розрахунку номінального струму розчіплювача $I_{\text{рч.ном}}$.

Струм спрацювання III-го ступеня вибирають з умови відведення від робочого максимального струму лінії

$$I_{\text{уст}}^{\text{III}} = \frac{k_{\text{від}}^{\text{III}}}{k_{\text{пов}}} \cdot I_{\text{роб.макс}}, \quad (3.8)$$

де $k_{\text{від}}^{\text{III}}$ – коефіцієнт відведення, величину якого визначають похибкою розчіплювача і значення його залежить від типу автоматичного вимикача; $k_{\text{пов}}$ – коефіцієнт повернення розчіплювача, значення якого залежить від типу автоматичного вимикача; для вимикачів серії А3700, ВА $k_{\text{пов}} = 0,97-0,98$; для вимикачів серії "Електрон" $k_{\text{пов}} = 0,75$; для теплових розчіплювачів $k_{\text{пов}} = 1$; $I_{\text{роб.макс}}$ – максимальний робочий струм лінії.

Оскільки струм спрацювання III-го ступеня розчіплювача не регулюють, величина його пропорційна номінальному струмові розчіплювача $I_{\text{рч.ном}}$. Тому струм спрацювання III-го ступеня (номінальний струм розчіплювача) визначають як

$$I_{\text{уст}}^{\text{III}} = k^{\text{III}} \cdot I_{\text{рч.ном}} \quad (3.9)$$

Враховуючи (3,8) та (3.9), отримуємо вираз для розрахунку номінального струму розчіплювача

$$I_{\text{рч.ном}} = \frac{k_{\text{від}}^{\text{III}}}{k^{\text{III}} \cdot k_{\text{пов}}} \cdot I_{\text{роб.макс}} \quad (3.10)$$

Знаючи тип автоматичного вимикача та підставивши відповідні значення коефіцієнтів у вираз (3.10), отримаємо співвідношення номінального струму

спрацювання розчіплювача, який виконує функції III-го ступеня, з максимальним робочим струмом лінії:

- для автоматичних вимикачів серії А3700 та ВА $I_{рч.ном} = 1,1 \cdot I_{роб.макс}$;
- для автоматичних вимикачів серії "Електрон" $I_{рч.ном} = 1,6 \cdot I_{роб.макс}$;
- для теплових розчіплювачів $I_{рч.ном} = I_{роб.макс}$.

Час спрацювання III-го ступеня для напівпровідникових розчіплювачів виставляють відповідно до струму $I = 6 \cdot I_{рч.ном}$. Для всіх типів автоматичних вимикачів можна виставити час спрацювання III-го ступеня 4, 8, або 16 с.

На основі часових характеристик розчіплювачів автоматичних вимикачів під час чотирикратного перевантаження ($I_{пер} = 4 \cdot I_{роб.макс}$) можна визначити час спрацювання розчіплювачів автоматичних вимикачів. Для вимикачів серії А3700 цей час перебуває в межах $t_{с.3}^{III} = 15 - 60$ с , для напівпровідникових розчіплювачів вимикачів серії ВА – $t_{с.3}^{III} = 10 - 40$ с , для розчіплювачів автоматичних вимикачів серії "Електрон" – $t_{с.3}^{III} = 100 - 120$ с , для теплових розчіплювачів вимикачів серії А3100 – $t_{с.3}^{III} = 10$ с ; для теплових розчіплювачів вимикачів серії ВА – $t_{с.3}^{III} = 25$ с.

Розчіплювачі автоматичних вимикачів з уставками спрацювання I-го, II-го та III-го ступенів, розрахованими за (3.4)–(3.10) повинні відповідати вимогам чутливості та селективності.

Чутливість

Чутливість розчіплювачів автоматичних вимикачів перевіряють за кратністю відносно струмів к.з.

Вимоги чутливості розрізняють для мереж, що захищаються тільки від струмів к.з., та для мереж, що захищаються як від струмів к.з., так і від струмів перевантажень.

Для мереж, що захищаються тільки від струмів к.з. потрібно задовольняти такі вимоги:

- співвідношення мінімального струму к.з. в найвіддаленішій точці зони захисту до номінального струму розчіплювача повинно бути

$$\frac{I_{к.з.мін}}{I_{рч.ном}} \geq 3 ; \tag{3.11}$$

- для автоматичних вимикачів, що мають тільки розчіплювачі миттєвого спрацювання, повинна виконуватись умова

$$\frac{I_{\text{к.з.мін}}}{I_{\text{уст}}^I} \geq 1,4; \quad (3.12)$$

– для автоматичних вимикачів з номінальним струмом $I_{\text{авт.ном}} \leq 100 \text{ А}$

$$\frac{I_{\text{к.з.мін}}}{I_{\text{уст}}^I} \geq 1,25. \quad (3.13)$$

Можна не перевіряти чутливість розчіплювачів автоматичних вимикачів за таких випадків:

- вимикач має тільки розчіплювач миттєвої дії та виконується умова $I_{\text{уст}}^I \leq 4,5 \cdot I_{\text{довг.доп}}$, де $I_{\text{довг.доп}}$ – довготривалий допустимий струм лінії;
- розчіплювач має залежну характеристику, яка може налаштуватись та виконується умова: $I_{\text{уст}}^{\text{III}} \leq 1,25 \cdot I_{\text{довг.доп}}$;
- розчіплювач має залежну характеристику, яка не може налаштуватись та виконується умова: $I_{\text{рч.ном}} \leq I_{\text{довг.доп}}$.

Для мереж, що захищають як від струмів к.з., так і від струмів перевантажень, повинні виконуватись такі вимоги:

- для автоматичних вимикачів, що мають лише розчіплювач миттєвої дії

$$I_{\text{уст}}^I \leq k_{\text{ізол.пр}} \cdot I_{\text{довг.доп}}, \quad (3.14)$$

де $k_{\text{ізол.пр}}$ – коефіцієнт, величина якого залежить від типу ізоляції провідників, перебуває в межах: $k_{\text{ізол.пр}} = 0,8 - 1$, $I_{\text{довг.доп}}$ – довготривалий допустимий струм лінії;

- для автоматичних вимикачів з неналаштовуваними розчіплювачами, незалежно від типу ізоляції провідників лінії, повинна виконуватись умова

$$I_{\text{рч.ном}} \leq I_{\text{довг.доп}}. \quad (3.15)$$

Селективність

Для забезпечення селективної роботи захисні характеристики розчіплювачів двох послідовних автоматичних вимикачів, наприклад, $SF1$ та $SF2$ (рис. 3.6) не повинні перетинатись для всього діапазону можливих струмів коротких замикань (рис. 3.7). Крім того, захисна характеристика розчіплювача вимикача ($SF1$), що знаходиться ближче до джерела живлення повинна розташовуватись вище від захисної характеристики розчіплювача, віддаленішого від джерела живлення ($SF2$). Якщо після розрахунку уставок спрацювання розчіплювачів за виразами (3.4)–(3.10) їхня селективність не забезпечується, захисну характеристику розчіплювача, що розташований ближче до джерела живлення ($SF1$), необхідно підняти вище,

тобто змінити уставки спрацювання. Але потрібно пам'ятати, що тоді час спрацювання цього розчіплювача збільшиться.

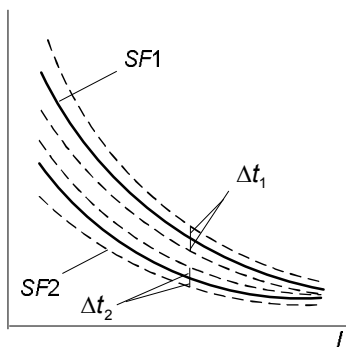


Рис. 3.7. Селективність розчіплювачів автоматичних вимикачів

Для забезпечення селективності характеристики розчіплювачів послідовних вимикачів не тільки не повинні перетинатись, але і знаходитись на допустимо мінімально можливій відстані одна до одної. Ця відстань визначається їх допустимими похибками. Середню відносну похибку дії за часом розчіплювачів приймають 20%. За такої похибки для будь-якого можливого значення струму к.з. чи перевантаження селективність забезпечується тоді, коли $(1 - 0,2) \cdot t_{\text{устSF1}} \geq (1 + 0,2) \cdot t_{\text{устSF2}}$, або $t_{\text{устSF1}} \geq 1,5 \cdot t_{\text{устSF2}}$.

У мережах до 1000 В доволі часто для захисту об'єктів мережі застосовують як запобіжники, так і розчіплювачі автоматичних вимикачів. Коли ближче до джерела живлення розташований автоматичний вимикач і селективність не забезпечується (захисні характеристики запобіжника та розчіплювача перетинаються), селективність можна досягти підняттям захисної характеристики автоматичного вимикача. Коли ближче до джерела живлення розташований запобіжник, вимоги для забезпечення селективності визначають з умови, що похибка запобіжників за часом становить $\Delta t = 0,25 \cdot t_{\text{вст.ном}}$, де $t_{\text{вст.ном}}$ – час спрацювання плавкої вставки запобіжника. У такому разі селективність запобіжника та автоматичного вимикача забезпечується за виконання умови $(1 - 0,25) \cdot t_{\text{вст.ном}} \geq (1 + 0,25) \cdot t_{\text{устSF}}$, або коли співвідношення уставок спрацювання запобіжника та розчіплювача становить $t_{\text{вст.ном}} \geq 1,7 \cdot t_{\text{устSF}}$.

Питання для самоперевірки

1. Яке призначення автоматичного вимикача?
2. Навести переваги автоматичних вимикачів порівняно із запобіжниками.
3. Навести умовне та позиційне позначення автоматичного вимикача.

4. З яких основних елементів складається автоматичний вимикач?
5. Розкажіть про принцип роботи електромагнітного розчіплювача.
6. Розкажіть про принцип роботи теплового розчіплювача.
7. Які захисні характеристики мають модульні автоматичні вимикачі?
8. Як можна отримати комбіновану захисну характеристику автоматичного вимикача?
9. Які характеристики має автоматичний вимикач?
10. Що таке номінальний струм розчіплювача автоматичного вимикача?
11. Які умови вибору автоматичного вимикача?
12. За якими параметрами перевіряють чутливість розчіплювачів автоматичних вимикачів?
13. Як забезпечується селективність роботи розчіплювачів автоматичних вимикачів?

Розділ 4

ПЕРВИННІ ВИМІРЮВАЛЬНІ ПЕРЕТВОРЮВАЧІ СТРУМУ

4.1. Призначення первинних вимірювальних перетворювачів струму

Первинні вимірювальні перетворювачі струму призначені для ізоляції вторинних вимірювальних кіл від первинних силових кіл, а також для створення стандартної шкали вторинних номінальних струмів.

Первинними вимірювальними перетворювачами можуть бути трансформатори, електромагнітні давачі, трансформатори без магнітопроводу, оптико-електронні перетворювачі. Сьогодні в енергосистемах найширшого застосування набули електромагнітні давачі – трансформатори струму (ТС).

Ізоляція первинних силових кіл, які є, зазвичай, високовольтними, необхідна для створення безпечних умов роботи у вторинних колах – колах вимірювання, управління, обліку тощо. Крім того, ізоляція вторинних кіл від первинних потрібна для захисту самого обладнання вторинних кіл, тому що воно розраховане на роботу за низьких напруг (до 1000 В).

Для забезпечення уніфікації вторинного обладнання введена стандартна шкала вторинних номінальних струмів. Це струми 5 А, а також 1 А. Це значить, що стандартні трансформатори струму, які мають різний первинний номінальний струм, що, своєю чергою, залежить від класу напруги та потужності силового обладнання, мають номінальний вторинний струм 5 А (1 А). В енергосистемах України трансформатори струму, які експлуатуються в електроустановках напругою 330 кВ та вище, зазвичай, використовують з номінальним вторинним струмом 1 А. Для нижчого класу напруг використовують трансформатори струму з номінальним вторинним струмом 5 А. Для мереж нижчого класу напруг (до 330 кВ) можливе використання трансформаторів струму з номінальним вторинним струмом 1 А у разі організації диференційних захистів шин. За кордоном, зазвичай, використовують трансформатори струму з номінальним вторинним струмом 5 А для всіх класів напруг.

Одноамперні трансформатори струму можуть нести *навантаження в 25 разів більше*, ніж п'ятиамперні за такого самого первинного номінального струму. Тому для таких трансформаторів струму можна застосовувати для з'єднання вторинного навантаження довгі провідники малого перерізу.

Первинні номінальні струми трансформаторів струму, що встановлені в об'єктах електричних мереж, також стандартизовані: 15, 20, 30, 40, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 750, 800, 1000, 1200, 1500, 2000, 3000 А. Встановлені в колах статорів синхронних генераторів (компенсаторів) трансформатори струму мають більші первинні номінальні струми, що залежить від класу напруги та потужності цих синхронних машин.

Інформацію про струм у первинному колі, крім застосування електромагнітного принципу, можна одержати і іншими способами. Найперспективнішими з них є два напрямки: застосування оптико-електронних перетворювачів та застосування котушок Роговського.

У першому випадку спеціальні оптико-електронні перетворювачі - оптичні трансформатори струму (ОТС) перебувають безпосередньо у первинному колі. В ОТС використовують ефект Фарадея - ефект пропорційної залежності кута повороту лінійно поляризованого світла від дії величини напруженості магнітного поля електричного струму. Важливою особливістю ОТС є можливість без контакту з проводом вимірювати (реєструвати тощо) миттєві значення струму довільної форми, зокрема – постійну та зверхнизькочастотні складові струму. Сигнал від ОТС передається по оптико-волоконному кабелю безпосередньо до спеціальних перетворювальних пристроїв, де перетворюється в електричний сигнал (цифровий або аналоговий), що підводиться безпосередньо до пристроїв РЗА. Такі серійні високовольтні ОТС вже виготовляють відомі зарубіжні фірми, зокрема фірма NxtPhase.

Котушка Роговського являє собою трансформатор без магнітного осердя, в якому первинний струм наводить ЕРС у вторинній обмотці через повітря. Потужність таких трансформаторів звичайно невелика і недостатня для роботи пристроїв РЗА, виконаних на електромеханічній базі. Сучасні пристрої РЗА виконують на цифровій основі і для їх роботи не потрібно джерел інформації великої потужності. Тому останнім часом, особливо за кордоном, створення первинних перетворювачів струму на основі котушки Роговського є перспективним напрямом. Основною перевагою такого підходу є відсутність в первинному перетворювачі магнітопроводу. Тому такий перетворювач має лінійну характеристику залежності напруги на вторинній обмотці від первинного струму, не спотворює форми первинного струму. Тобто має істотно меншу похибку порівняно з традиційним електромагнітним трансформатором струму. Крім того, первинний вимірювальний перетворювач струму, виконаний на основі котушки Роговського, має менші габарити та дешевший порівняно з традиційними електромагнітними перетворювачами. Подібні серійні високовольтні

трансформатори струму теж вже виготовляють відомі закордонні фірми, зокрема фірма АВВ.

Однак в Україні в найближчому майбутньому експлуатуватимуться традиційні електромагнітні перетворювачі струму. Тому детальніше розглянемо принципи та особливості роботи саме цих перетворювачів струму.

4.2. Принцип роботи трансформатора струму

Трансформатор струму являє собою звичайний трансформатор (рис. 4.1), осердя якого виконане з трансформаторної сталі, первинна обмотка затискачами Π_1 , Π_2 увімкнена безпосередньо в струмове коло силового обладнання, а до затискачів И_1 , И_2 вторинної обмотки приєднують відповідне навантаження – пристрої релейного захисту, автоматики, лічильники електричної енергії тощо.

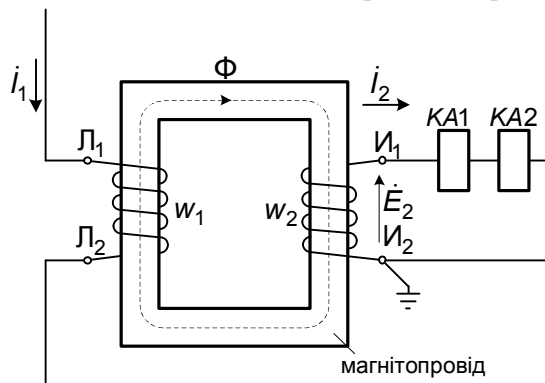


Рис. 4.1. Принцип роботи трансформатора струму

По первинній обмотці (кількість витків w_1) трансформатора струму протікає струм \dot{I}_1 , що створює намагнічувальну силу $\dot{F}_1 = \dot{I}_1 \cdot w_1$. Під дією цієї намагнічувальної сили в магнітопроводі трансформатора створюється магнітний потік $\dot{\Phi}_1$, що індукуює у вторинній обмотці (кількість витків w_2) електрорушійну силу ЕРС. Якщо вторинна обмотка замкнена на навантаження, то під дією цієї ЕРС у вторинній обмотці протікатиме струм, що своєю чергою буде створювати намагнічувальну силу $\dot{F}_2 = \dot{I}_2 \cdot w_2$ і, відповідно, магнітний потік $\dot{\Phi}_2$. Потік $\dot{\Phi}_2$ за законом Ленца протидіятиме магнітному потоку $\dot{\Phi}_1$. Намагнічувальні сили, створювані первинною та вторинною обмотками, та відповідні їм магнітні потоки векторно підсумовуються, створюючи результуючий магнітний потік $\dot{\Phi} = \dot{\Phi}_1 + \dot{\Phi}_2$.

Отже, математичну модель трансформатора описують рівняннями

$$\dot{I}_1 \cdot w_1 + \dot{I}_2 \cdot w_2 = \dot{I}_\mu \cdot w_1; \quad (4.1)$$

$$\dot{\Phi}_1 + \dot{\Phi}_2 = \dot{\Phi}.$$

Як видно з (4.1), результуючий магнітний потік $\dot{\Phi}$ в осерді створюється намагнічувальною силою $\dot{I}_\mu \cdot w_1$, тобто струм намагнічування \dot{I}_μ є частиною первинного струму \dot{I}_1 . Отже, наведене значення вторинного струму відрізняється від первинного струму на величину струму намагнічування

$$i_2 = - \left(\frac{I_1}{n_{TA}} - \frac{I_\mu}{n_{TA}} \right), \quad (4.2)$$

де $n_{TA} \approx \frac{w_2}{w_1}$ – коефіцієнт трансформації трансформатора струму, розрахований як співвідношення витків відповідно вторинної та первинної обмоток.

4.3. Розрахункова схема та векторна діаграма трансформатора струму

Розрахункова схема трансформатора струму наведена на рис. 4.2. У розрахунковій схемі магнітний зв'язок між первинною та вторинною обмоткою замінений електричним. Тому на схемі фігурують наведені до вторинної обмотки первинний струм та струм намагнічення.

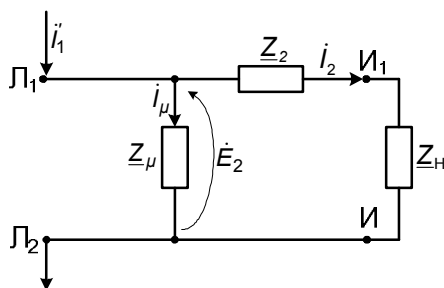


Рис. 4.2. Розрахункова схема трансформатора струму

Як видно з рис. 4.2, в розрахунковій схемі трансформатора струму, на відміну від розрахункової схеми класичного трансформатора, відсутній опір первинної обмотки. Це пояснюється тим, що трансформатор струму своєю первинною обмоткою послідовно вмикається в первинне коло, що є джерелом струму, внутрішній опір якого теоретично безмежно великий щодо трансформатора струму.

Згідно з принципом роботи та розрахунковою схемою побудована векторна діаграма трансформатора струму, наведена на рис. 4.3.

Результуючий магнітний потік $\dot{\Phi}$ відстає від струму намагнічення \dot{I}'_{μ} на кут γ , що залежить від активних втрат у магнітопроводі трансформатора струму. Магнітний потік $\dot{\Phi}$ наводить у вторинній обмотці трансформатора ЕРС \dot{E}_2 , під дією якої у замкненій на навантаження \underline{Z}_H вторинній обмотці протікатиме струм \dot{I}_2 . Вторинний струм \dot{I}_2 зсунутий щодо ЕРС \dot{E}_2 на деякий кут φ , величину якого визначають сумарним активним та реактивним опором вторинної обмотки трансформатора струму та опором навантаження \underline{Z}_H .

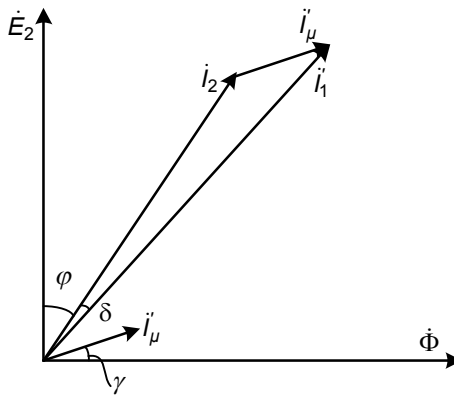


Рис. 4.3. Векторна діаграма трансформатора струму

4.4. Режим роботи трансформатора струму

Режим роботи трансформатора струму максимально наближений до режиму короткого замикання вторинної обмотки. За цього режиму струм намагнічення незначний і досягає до 10% від значення вторинного струму. У разі розімкнення вторинної обмотки струм намагнічення різко зростає. Тоді, як видно з розрахункової схеми (рис. 4.2), струм намагнічення дорівнює первинному струму, різко зростає магнітний потік, що спричиняє перегрів магнітопроводу трансформатора струму, можливу його пожежу. Також в цьому разі різко зростає ЕРС E_2 на вторинній обмотці, що становить небезпеку для обслуговуючого персоналу.

Тому розмикання вторинної обмотки трансформатора струму під час його роботи (за протікання струму в первинній обмотці) недопустимо!

Відповідно до ПУЕ трансформатори струму, які використовують у схемах РЗА, повинні забезпечити такі умови роботи:

– точну роботу пристроїв РЗА – за розрахунковим значенням струму $I_{1\text{розр}}$ (про його визначення детально описано в розділі 6) повна похибка ТС не повинна перевищувати 10%;

– забезпечувати надійну роботу вимірних органів РЗА у разі протікання максимального струму трифазного к.з., коли можливе спотворення форми кривої вторинного струму;

– відсутність небезпечної для вторинного обладнання та персоналу перенапруги, яка може виникати на вторинній обмотці під час максимального режиму к.з.

4.5. Похибка трансформатора струму

Як видно з векторної діаграми приведені значення первинного струму відрізняється від вторинного струму на величину струму намагнічення. Чим менший струм намагнічення, тим вторинний струм наблизиться до приведеного первинного, тим точніше буде працювати трансформатор струму. За протікання первинного струму величина струму намагнічення визначається рівнем результуючого магнітного потоку (точніше – рівнем магнітної індукції матеріалу осердя) магнітопроводу трансформатора струму. Вторинний струм трансформатора відрізняється від приведеного первинного як за величиною, так і за кутом. Тому можна говорити про три види похибки трансформатора струму: *струмову*, *кутову* та *повну*, які пов'язані між собою. Практично всі ці похибки залежать від величини струму намагнічення \dot{I}'_{μ} . Чим більше насичення магнітопроводу, тим менше значення величини опору \underline{Z}_{μ} (рис. 4.2), тим більше значення струму намагнічення \dot{I}'_{μ} , тобто тим більша різниця між вторинним та приведеним первинним струмом трансформатора струму.

Насичення може наставати з зростанням первинного струму, а також під час збільшення опору навантаження \underline{Z}_H (рис. 4.4). В останньому випадку не тільки збільшується струм намагнічення, а також спотворюється форма кривої вторинного струму, що може привести до ненадійного спрацювання реле, приєднаних до вторинної обмотки. Як видно з рис. 4.4, похибка трансформатора струму збільшується із збільшенням первинного струму $I_1 > I_{1\text{ном}}$, а також із збільшенням опору навантаження $Z''_H > Z'_H - \Delta f'' > \Delta f'$.

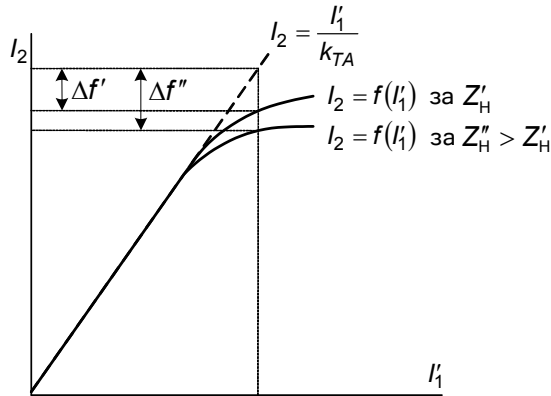


Рис. 4.4. Залежність вторинного струму трансформатора струму від первинного

Відносно приведеною струмовою похибкою називають відносну різницю між значеннями приведенного первинного та вторинного струмів

$$f = \frac{I_2 - I_1'}{I_1'} \cdot 100\% = \frac{k_{\text{ном}} \cdot I_2 - I_1}{I_1} \cdot 100\%, \quad (4.3)$$

де $k_{\text{ном}} = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}}$ – номінальний коефіцієнт трансформації трансформатора струму.

Кутова похибка показує наскільки вторинний струм зсунутий щодо приведенного значення первинного струму – на рис.4.3 це кут δ . Зазвичай, кількісно струмова та кутова похибки пов'язані між собою – якщо струмова похибка $f < 10\%$, то і $\delta < 10\%$. У разі насичення магнітопроводу трансформатора струму кутова похибка зростає і за великих значень кутової похибки ($\delta > 45\%$) можлива неправильна робота деяких реле, таких, як дистанційні, спрямування потужності тощо.

Повну похибку трансформатора струму визначають як відношення модуля різниці комплексів вторинного та приведенного первинного струму до модуля комплексу приведенного первинного струму

$$\varepsilon = \frac{|\dot{I}_\mu|}{|\dot{I}_1'|} = \frac{|\dot{I}_2 - \dot{I}_1'|}{|\dot{I}_1'|} \cdot 100\%. \quad (4.4)$$

Цей вираз справедливий лише для синусоїдного вторинного струму. Тому в загальному випадку користуються складнішим виразом

$$\varepsilon = \frac{100}{|\dot{I}_1'|} \cdot \sqrt{\frac{1}{T} \cdot \int_0^T (k_{\text{ном}} \cdot i_2 - i_1)^2 \cdot dt}, \quad (4.5)$$

де i_2, i_1 – миттєві значення вторинного та первинного струмів, T – період промислової частоти 50 Гц, дорівнює 0,02 с.

Повна похибка завжди більша від струмової $\varepsilon > f$.

Зазвичай, абсолютною та кутовою похибкою користуються для оцінювання роботи трансформатора струму за номінального режиму ($I_1 \leq I_{1\text{ном}}$). Під час к.з., коли значення первинного струму є більше від номінального, користуються повною похибкою.

У табл.4.1 наведена класифікація трансформаторів струму за класом точності.

Таблиця. 4.1

Класифікація трансформаторів струму за класом точності

Клас точності	Допустима струмова похибка, %	Допустима кутова похибка, ел. хв	Сфера застосування
0,2	$\pm 0,2$	± 10	Лабораторні виміри
0,5	$\pm 0,5$	± 40	Облік електроенергії
1,0	$\pm 1,0$	± 80	Щитові прилади
10,0	± 10	± 420 (7 ел. гр)	РЗА

Допустимі похибки, наведені в табл.4.1, відповідають навантаженням вторинної обмотки не вище від номінального і за первинного струму, який не перевищує 120% номінального.

4.6. Умовне та позиційне позначення трансформатора струму

Умовне та позиційне позначення трансформатора струму наведене на рис. 4.5.

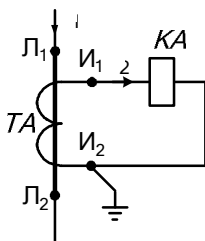


Рис. 4.5. Умовне та позиційне позначення трансформатора струму

Початок та кінець первинної обмотки позначають літерами відповідно L_1 та L_2 , початок та кінець вторинної обмотки – літерами відповідно I_1 та I_2 . Маркування полярності обмоток ТС здійснюють так, щоби напрямок струму в

первинній обмотці від L_1 до L_2 збігався з напрямком струму від I_1 до реле, що увімкнене у вторинній обмотці. Тобто, струм у вторинному колі повинен бути синфазним з первинним струмом. Це ілюструється на рис. 4.6. Таке маркування полегшує аналіз роботи пристроїв РЗ для яких напрямки струмів у вторинному колі збігаються з напрямками струмів у первинному колі (рис.4.6).

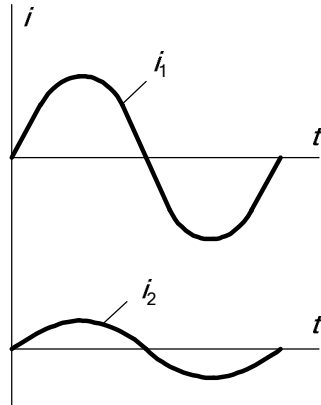


Рис. 4.6. Струми обмоток трансформатора струму

У таблиці 4.2 наведені буквенні позначення трансформаторів струму залежно від їх виконання.

Таблиця 4.2

Буквенні позначення трансформаторів струму

ТЛМ	ТС малогабаритний, що являє собою литий блок з двома магнітопроводами за різного призначення обмоток (для вимірювання та релейного захисту)
ТОЛК	ТС опорної конструкції, виконаний у вигляді котушки
ТВЛМ	Вмонтований ТС, виконаний у вигляді котушки
ТПЛ	Багатовитковий прохідний ТС
ТПЛУ	ТС посилений за термічною та електродинамічною стійкістю
ТПОЛ	Прохідний одновитковий ТС
ТЛ	ТС для комплектних розподільчих пристроїв
ТОЛ	ТС опорного типу
ТЛМ	ТС, виконаний у вигляді котушки, малогабаритний
ТПЛК	ТС опорно-прохідного типу
ТШЛ	Швидконасичуваний ТС з литою ізоляцією
ТЛЛ	ТС для вимірювання струму в лабораторіях та на випробувальних стендах промислових підприємств
ТШЛ	Шинний ТС з литою ізоляцією
ТШН	Шинний ТС навісного типу

ТШМС	ТС шинний малогабаритний судовий
ТНШ	ТС для електромагнітного устаткування
ТШВ	ТС з повітряною ізоляцією
ТШЛО	ТС шинний опорного типу
ТШВ ТВГ	ТС вмонтований в струмопроводи та в нульові виводи турбогенераторів
ТВ	ТС вмонтовані в олійні вимикачі
ТВГ	ТС вмонтовані в трансформатори та автотрансформатори
ТФЗМ	ТС зовнішнього монтажу з обмотками типу ланки
ТФРМ	ТС зовнішнього монтажу з римовидною вторинною обмоткою
ТФУМ	ТС зовнішнього монтажу з первинною обмоткою U-подібного типу
ТЗЛМ	ТС для схем РЗ від замикань на землю
ТЗФЛ	ТС для схем РЗ від замикань на землю з роз'ємним магнітопроводом

4.7. Схеми з'єднання обмоток трансформаторів струму

Залежно від призначення пристроїв РЗ існують різні схеми з'єднання обмоток ТС. Схеми з'єднання обмоток ТС необхідно враховувати під час розрахунку параметрів спрацювання пристроїв РЗ – уставок спрацювання, а також під час розрахунку коефіцієнтів чутливості. Тому вводять таке поняття, як коефіцієнт схеми. Цей коефіцієнт визначають для симетричного режиму

$$k_{\text{сх}}^{(3)} = \frac{I_p}{I_2}, \quad (4.6)$$

де I_p – струм, який протікає в обмотці реле, наприклад, за нормального режиму; I_2 – значення струму у вторинній обмотці трансформатора струму, до якого приєднане це реле, за цього ж режиму.

На практиці використовують такі схеми з'єднання обмоток ТС:

– схема повної зірки (рис. 4.7, а). Ця схема дозволяє контролювати всі фазні струми, а також струм нульової послідовностей (реле *КА4*). Тому таку схему застосовують для пристроїв РЗ, що реагують на всі види к.з. Коефіцієнт схеми за такого з'єднання вторинних обмоток та реле становить $k_{\text{сх}}^{(3)} = 1$. Чутливість такої схеми до всіх видів міжфазних к.з. є однаковою;

– двофазна дворелейна схема (рис. 4.7, б) дає змогу безпосередньо контролювати струми в фазах *A* та *C*. Тому ця схема знайшла своє застосування в мережах з ізольованою нейтраллю для захистів від міжфазних к.з. Коефіцієнт схеми, як і попередньої, становить 1. Чутливість такої схеми до всіх видів міжфазних к.з. є однаковою;

– двофазна трирелейна схема (рис. 4.7, в) за чутливістю є аналогічна до схеми повної зірки (рис. 4.7, а), але може застосовуватись лише для захистів від міжфазних к.з. Коефіцієнт схеми 1. Застосовують, як і попередню схему, в мережах з ізольованою нейтраллю;

– однорелейна схема ввімкнення ТС на різницю струмів двох фаз – схему "вісімки" (рис. 4.7, г) застосовують переважно в схемах захисту двигунів невеликої потужності та для живлення випростувальних пристроїв, що, своєю чергою, застосовують для живлення оперативним струмом пристроїв РЗ. Коефіцієнт схеми становить $\sqrt{3}$. Чутливість її до різних видів к.з. є різною – за двофазних к.з. між фазами А та В чи С та В в реле КА протікає струм вторинної обмотки ТС а за двофазного к.з. фаз АС – такий же подвійний струм, причому струм двофазного к.з. в електромережах практично дорівнює 0.87 струму трифазного к.з.; за трифазного к.з. в реле КА протікає струм в $\sqrt{3}$ раза більший за струм вторинної обмотки ТС;

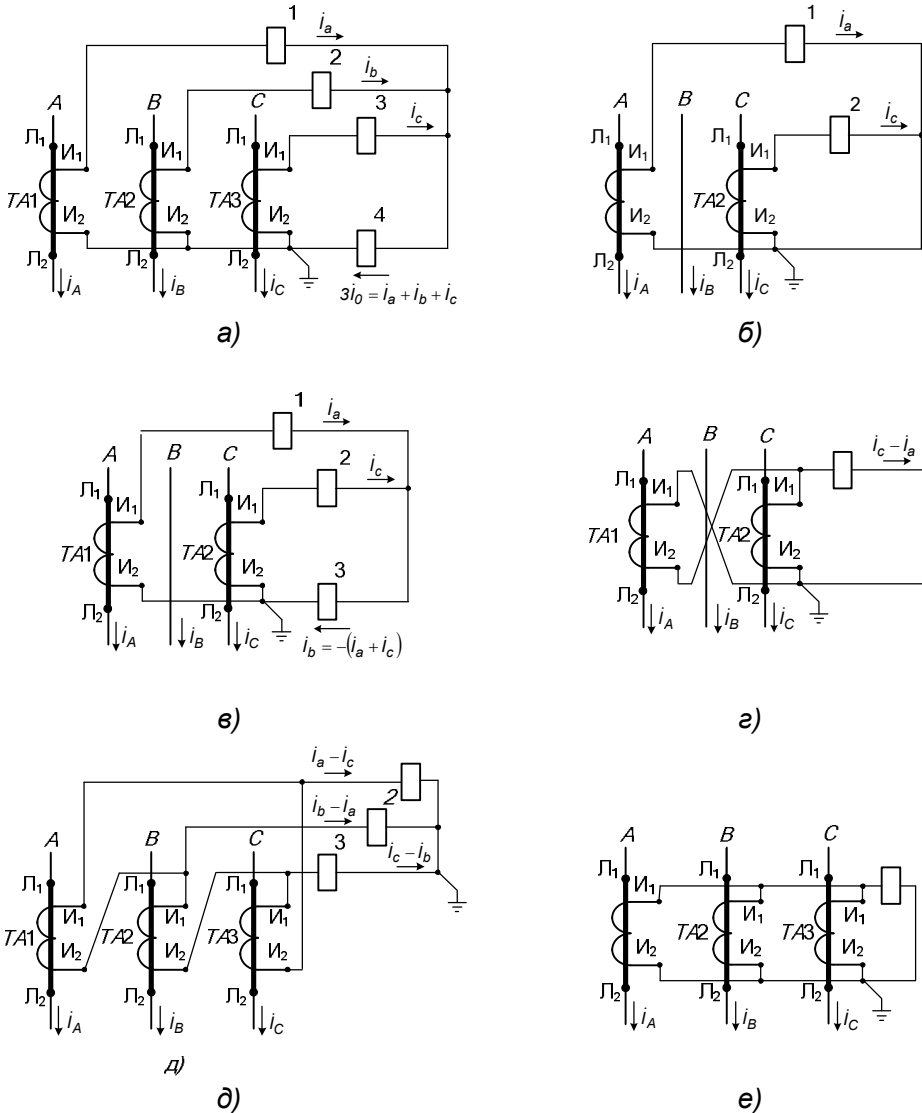
– схема з'єднання вторинних обмоток ТС в трикутник (рис. 4.7, д). Цю схему застосовують у схемах диференційних захистів трансформаторів для усунення фазового зсуву між струмами в плечах захисту (це детально розглянуто в розділі "Диференційні захисти трансформаторів"). Але в цьому випадку зростає опір навантаження у вторинній обмотці трансформаторів струму. У диференційних захистів, виконаних на цифровій основі, такий фазовий зсув усувають алгоритмічно і застосовують схему з'єднання вторинних обмоток ТС в зірку. Коефіцієнт схеми з'єднання вторинних обмоток ТС в трикутник становить $\sqrt{3}$;

– схема з'єднання вторинних обмоток ТС в якості фільтра струму нульової послідовності (рис. 4.7, е). За паралельного з'єднання вторинних обмоток всіх трьох трансформаторів струму в реле протікатиме струм, пропорційний струму нульової послідовності $\dot{I}_p = 3\dot{I}_0 = \dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c$. Стосовно струму нульової послідовності аналог такої схеми (рис. 4.7) застосовують для захистів, що реагують на короткі замикання на землю в мережах від 110 кВ з ефективно заземленою нейтраллю. У схемі рис. 4.7, е струм нульової послідовності $3 \cdot I_0$ протікає в нульовому проводі, в який увімкнено реле КА4 захисту від к.з. на землю. Оскільки в таких мережах можуть виникати значні струми нульової послідовності – співвимірні з номінальними первинними струмами ТС, то похибки ТС за таких режимів відповідають вимогам РЗ (струмова похибка не більше ніж 10%).

У мережах з ізолюваною нейтраллю, де, зазвичай, виникають струми нульової послідовності значно менші за номінальні первинні струми ТС, схема рис. 4.7, е застосування не набула, тому що отриманий таким способом струм нульової послідовності містить значну похибку. Враховуючи, що похибка кожного лінійного трансформатора струму становить 10%, теоретично похибка у визначенні струму нульової послідовності, отриманого за такою схемою, може становити 30%.

Для виявлення та реєстрації струмів нульової послідовності за замикань на землю в кабельних мережах з ізолюваною нейтраллю напругою до 35 кВ включно застосовують кабельні трансформатори струму нульової послідовності (рис. 4.7, ж) (детальний опис застосування наведено в розділі 7.8.2). Магнітопровід такого

трансформатора струму охоплює всі три фази (жили) кабеля і ці жили водночас є первинними обмотками (з кількістю витків 1) трансформатора струму. На цей магнітопровід намотана вторинна обмотка з більшою кількістю витків і до неї під'єднане реле KA (за аналогією з рис. 4.7, е). За замикання фази мережі на землю в реле KA протікатиме тільки струм $3 \cdot I_0$, за відсутності такого замикання – тільки струм небалансу, що залежить, переважно, від рівня струмів у жилах кабеля. Така



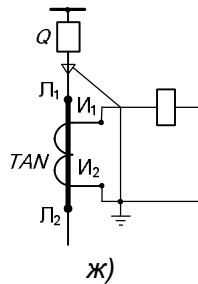


Рис. 4.7. Схеми з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму та реле

конструкція кабельного трансформатора струму нульової послідовності дозволяє реєструвати, за замикання на землю, незначні струми нульової послідовності (від одиниць А), значно менші за лінійні струми (десятки А та більше), що одночасно протікають в фазах (жилах) кабеля, та задовольняє вимоги РЗ.

Для виявлення та реєстрації струмів нульової послідовності, що виникають за замикань на землю в повітряних лініях з ізолюваною нейтраллю напругою до 35 кВ включно, поки що не розроблені та не виготовляють серійно ефективні первинні давачі (перетворювачі) струму нульової послідовності.

Крім схем з'єднання наведених на рис. 4.7, на практиці трапляється послідовне з'єднання вторинних обмоток ТС (рис. 4.8, а) та паралельне з'єднання вторинних обмоток ТС (рис. 4.8, б).

Послідовне з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму $TA1$, $TA2$ (рис. 4.8, а) є з'єднання, за якого у $TA1$ кінець вторинної обмотки I_2 приєднують до початку вторинної обмотки I_1 трансформатора $TA2$. За послідовного з'єднання еквівалентний (розрахунковий) опір навантаження на кожен трансформатор зменшується в два рази. Для послідовного з'єднання необхідно використовувати однотипні трансформатори струму з однаковими номінальними вторинними струмами та коефіцієнтами трансформації.

Паралельне з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму $TA1$, $TA2$ (рис. 4.8, б) є з'єднання, за якого з'єднують однойменні затискачі вторинних обмоток I_1 , I_2 цих трансформаторів. За паралельного з'єднання еквівалентний (розрахунковий) опір навантаження на кожен трансформатор збільшується у два рази.

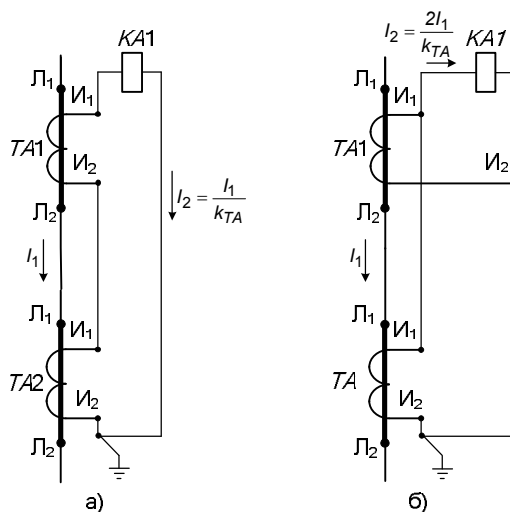


Рис. 4.8. Схеми паралельного та послідовного з'єднання вторинних обмоток трансформаторів струму

Під час налагодження пристроїв РЗ перевіряють правильність виконання схеми з'єднань вторинних обмоток трансформаторів струму та реле.

Перевіряють повну схему з'єднання трансформаторів струму та реле здійснюють від незалежного джерела струму. Для цього необхідно з'єднати первинні кола трансформаторів струму у відповідну схему за допомогою тимчасових з'єднувальних провідників і подати на них струм від незалежного джерела струму. Рекомендують подавати незначний струм (порядку 10% від номінального). Після цього приладом, наприклад, ВАФ-85, необхідно виміряти струми та їх фази у всіх вітках вторинних кіл трансформаторів струму. Для кожної конкретної схеми правильне увімкнення з'єднувальних провідників повинно унеможливити розрив кіл вторинних обмоток ТС, забезпечуючи вільне протікання (трансформацію) вторинних струмів ТС у вторинне навантаження, тобто щоби усі вторинні обмотки всіх ТС схеми були піддані до вторинного навантаження.

Для прикладу розглянемо, яким чином здійснюють перевірку з'єднання струмових кіл двофазної трирелейної схеми (рис. 4.9).

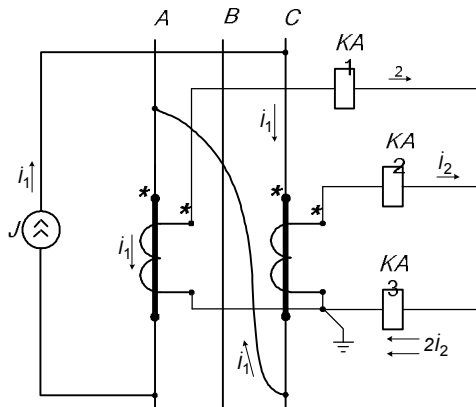


Рис. 4.9. Перевірка повної схеми з'єднання обмоток трансформаторів струму та реле

Від джерела живлення J подають струм I_1 , який буде протікати через первинні обмотки трансформаторів струму. У разі правильного з'єднання обмоток ТС у вторинних провідниках, де встановлені реле $KA1$ та $KA2$, протікатимуть струми I_2 , в нульовому провіднику, де розміщене реле $KA3$, буде протікати подвоєне значення цього струму. Наприклад, за помилкового визначення полярності вторинної обмотки одного з ТС, струм у нульовому провіднику дорівнюватиме нулю. На рис. 4.9 однополярні виводи обмоток ТС позначені зірочкою (*).

4.8. Перевірка трансформаторів струму

Під час експлуатації трансформатори струму повинні проходити періодичну комплексну перевірку. Найповнішу перевірку вторинних кіл ТС проводять під час налагодження та перед введенням в експлуатацію нових пристроїв РЗ. Тоді під час перевірки трансформаторів струму виконують такі основні регламентні роботи:

- перевіряють однополярність виводів первинної та вторинної обмоток;
- перевіряють коефіцієнти трансформації;
- знімають характеристики намагнічення;
- здійснюють перевірку ТС на 10% похибку;
- перевіряють схеми з'єднання вторинних обмоток ТС;
- перевіряють ізоляцію вторинних обмоток.

4.8.1. Перевірка однополярності виводів первинної та вторинної обмоток трансформаторів струму

Цю перевірку проводять за допомогою схеми, наведеної на рис. 4.10.

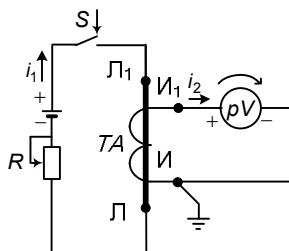


Рис. 4.10. Визначення полярності обмоток трансформатора струму

Для перевірки полярності ТС застосовують джерело постійного струму, яким може бути акумуляторна або суха батарея на напругу 4,5 або 6 В. Цю батарею вмикають до затискачів L_1 та L_2 первинної обмотки ТС за схемою, наведеною на рис. 4.10, де додатним полюсом батарею приєднують до затискача L_1 . У вторинне коло ТС вмикають показувальний прилад постійної напруги (вольтметр, гальванометр тощо) pV . За допомогою рубильника S вмикають струм у первинному колі ТС. За законом Ленца у вторинній обмотці ТС буде індукуватись струм, який затухатиме за аперіодичним законом від якогось максимального значення до нуля. Водночас прилад pV буде короткочасно фіксувати величину та полярність однополярного імпульсу цього струму (напруги). Знаючи, що у первинному колі струм від батареї протікає в додатному напрямку - від L_1 до L_2 , то у разі правильного маркування полярності обмоток ТС вторинний струм повинен протікати від I_1 до I_2 . У цьому разі прилад pV повинен фіксувати короткочасний додатний однополярний імпульс.

4.8.2. Перевірка коефіцієнтів трансформації трансформатора струму

Залежно від виконання трансформатора струму (зовнішньої установки чи вбудований тощо) для перевірки коефіцієнта трансформації використовують схеми відповідно (рис. 4.11, а) та (рис. 4.11, б). Від джерела струму у первинне коло подають струм I_1 . Величину його контролюють безпосередньо за допомогою амперметра $pA1$. За значних струмів I_1 їх контролюють посередньо - амперметр $pA1$ під'єднують в коло первинної обмотки ТС за допомогою додаткового еталонного трансформатора струму (на схемах не наведено). У вторинне коло вмикають амперметр $pA2$. За показами двох амперметрів визначають коефіцієнт трансформації трансформатора струму

$$k_{TA} = \frac{I_1}{I_2}. \quad (4.7)$$

Для трансформаторів струму, які мають відгалуження, коефіцієнт трансформації перевіряють для кожного відгалуження (рис. 4.11, б). Для цього

амперметр $\rho A2$ по чергово під'єднують до кожної пари відгалужень і для отриманого таким способом кожного значення вторинного струму I_2 за (4.7) визначають коефіцієнт трансформації.

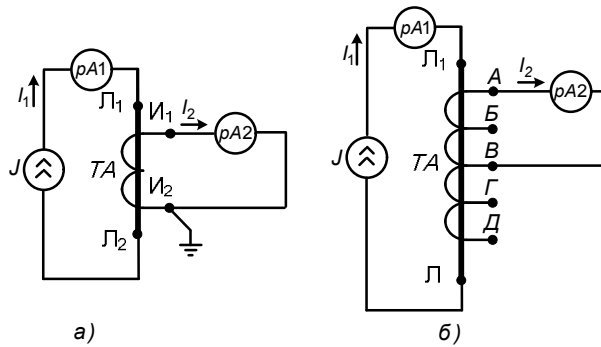


Рис. 4.11. Перевірка коефіцієнтів трансформації трансформаторів струму

4.8.3. Характеристика намагнічування трансформатора струму

Характеристика намагнічування трансформатора струму $U_2 = f(I_\mu)$ – це залежність напруги на вторинній обмотці від струму намагнічення в цій обмотці за розімкненої первинної обмотки. За цією характеристикою можна судити про наявність короткозамкнених витків вторинної обмотки трансформатора струму. На рис. 4.12 наведені характеристики намагнічення трансформаторів струму за наявності короткозамкнених витків, а також характеристики намагнічення однотипних та різнотипних трансформаторів струму.

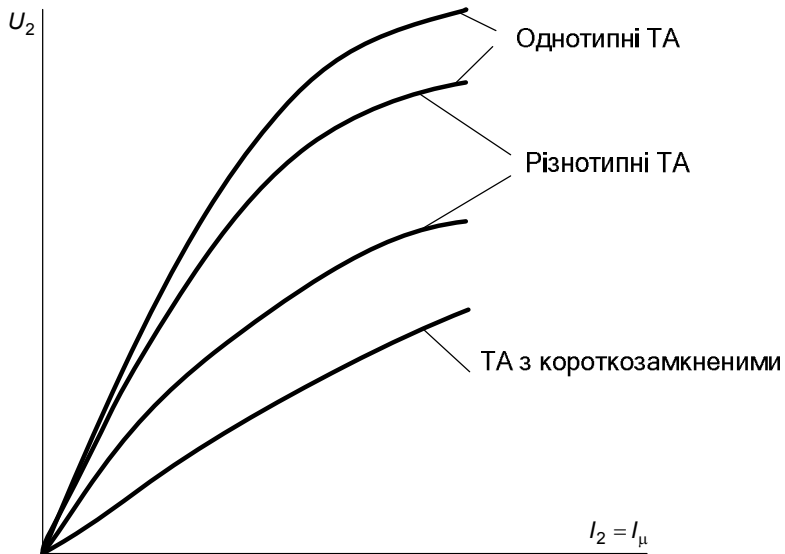


Рис. 4.12. Характеристики намагнічування трансформаторів струму

За цими характеристиками можна також визначити з достатньою точністю похибку ТС, оцінити можливість використання в схемах диференційних захистів об'єктів електромережі цих трансформаторів струму, особливо різнотипних.

4.8.4. Перевірка трансформаторів струму на 10% похибку

Цю перевірку можна здійснювати одним з таких способів:

- за дійсними вольт-амперними характеристиками ТС;
- за кривими граничних кратностей (КГК): $k_{10} = f(Z_H)$;
- за паспортними даними ТС;
- за типовими кривими намагнічення матеріалу магнітопровода ТС.

На практиці найчастіше застосовують перші три способи перевірки трансформаторів струму на 10% похибку. Тому детальніше розглянемо саме їх.

Для перевірки трансформаторів струму на 10% похибку попередньо необхідно визначити максимальний розрахунковий струм к.з. $I_{1розр}$, який залежить від виконання вимірювальних органів захистів, що під'єднують до ТС:

– для струмової відсічки та максимального струмового захисту з незалежною витримкою часу, виконаних на електромеханічному принципі, $I_{1розр} = 1,1 \cdot I_{с.з}$, де $I_{с.з}$ – розрахункове значення первинного струму спрацювання захисту. Коефіцієнт 1,1 враховує збільшення кратності первинного струму порівняно з кратністю вторинного струму за рахунок 10% похибки ТС;

– для максимального струмового захисту, виконаного на цифровій основі, $I_{1\text{розр}} = I_{\text{к.з.макс}}$, де $I_{\text{к.з.макс}}$ – первинний струм к.з., за яким здійснюють розрахунок уставки захисту. Цю умову можна застосовувати тоді, коли захист попереднього елемента, з яким узгоджують, має залежну характеристику. А, коли захист попереднього елемента має незалежну часову характеристику, $I_{1\text{розр}} = I_{\text{с.з.}(n-1)}$, де $I_{\text{с.з.}(n-1)}$ – струм спрацювання захисту попереднього елемента;

– для поздовжнього диференційного захисту $I_{1\text{розр}} = I_{\text{к.з.зовн.макс}}$, де $I_{\text{к.з.зовн.макс}}$ – максимальний струм зовнішнього к.з.;

– для дистанційного захисту для ліній з одностороннім живленням $I_{1\text{розр}} = I_{\text{к.з.макс}}^I$, де $I_{\text{к.з.макс}}^I$ – максимальний струм під час к.з. в кінці першої зони дистанційного захисту. Для ліній з двостороннім живленням додатково необхідно розрахувати струм, що протікає по лінії під час к.з. на шинах тієї підстанції, де встановлений захист (к.з. "за спиною") і з двох умов вибрати більше значення.

4.8.4.1. Перевірка ТС на 10% похибку за дійсною вольт-амперною характеристикою ТС

Попередньо необхідно визначити розрахункове значення напруги на вторинній обмотці ТС $U_{2\text{розр}}$

$$U_{2\text{розр}} = I_{2\text{розр}} \cdot (Z_2 + Z_{\text{н.розр}}), \quad (4.8)$$

де $I_{2\text{розр}} = \frac{I_{1\text{розр}}}{k_{TA}}$ – розрахунковий вторинний струм, який відповідає первинному

розрахунковому струму; Z_2 – комплексний опір вторинної обмотки ТС; $Z_{\text{н.розр}}$ – найбільше значення комплексного розрахункового опору навантаження вторинної обмотки ТС. Значення цього опору навантаження можна визначити за результатами експерименту або розраховувати. Значення розрахункового опору навантаження залежить від схеми з'єднання вторинних кіл ТС, режиму електромережі тощо. Наприклад, для схеми повної зірки (рис. 4.7, а) у разі застосування її в мережі з ефективно заземленою нейтраллю, максимальне значення $Z_{\text{н.розр}}$ розраховуватимемо за максимального режиму однофазного к.з.; для схеми неповної зірки (рис. 4.7, б) максимальне значення $Z_{\text{н.розр}}$ буде розраховуватись за максимального режиму двофазного к.з. між фазами *A* та *B* або *B* та *C*.

Таблиця 4.3

Визначення розрахункових опорів вторинного навантаження ТС

№ п/п	Схема з'єднання ТС	Вид к.з.	Розрахункові опори вторинного навантаження
-------	--------------------	----------	--

1.		Трифазне, двофазне	$Z_{н.розр} = R_{пр} + Z_{р.ф} + R_{пер}$
		Одно- фазне	$Z_{н.розр} = 2 \cdot R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.N} + R_{пер}$
2.		Трифазне	$Z_{н.розр} = \sqrt{3} \cdot R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.N} + R_{пер}$
		Двофазне АВ або ВС	$Z_{н.розр} = 2 \cdot R_{пр} + Z_{р.ф} + Z_{р.N} + R_{пер}$
		Двофазне за трансфор- матором $\Upsilon/\Delta-11$	$Z_{н.розр} = 3 \cdot R_{пр} + Z_{р.ф} + 2 \cdot Z_{р.N} + R_{пер}$
3.		Трифазне	$Z_{н.розр} = \sqrt{3} \cdot (2 \cdot R_{пр} + Z_{р.ф}) + R_{пер}$
		Двофазне АС	$Z_{н.розр} = 4 \cdot R_{пр} + 2 \cdot Z_{р.ф} + R_{пер}$
		Двофазне АВ або ВС	$Z_{н.розр} = 2 \cdot R_{пр} + Z_{р.ф} + R_{пер}$
4.		Трифазне, двофазне, двофазне за тр-ом $\Upsilon/\Delta-11$	$Z_{н.розр} = 3 \cdot R_{пр} + 3 \cdot Z_{р.ф} + R_{пер}$
		Одно- фазне	$Z_{н.розр} = 2 \cdot R_{пр} + 2 \cdot Z_{р.ф} + R_{пер}$
5.			$Z'_{н.розр} = 0,5 \cdot Z_{н.розр}$, де $Z_{н.розр}$ розраховане в п.п. 1 – 4

Розрахункові вирази для спрощеного визначення розрахункового комплексного опору вторинного навантаження наведені в табл. 4.3, де прийнято такі позначення: $R_{пр}$ – опір з'єднувальних провідників для приєднання вторинного навантаження; $Z_{р.ф}, Z_{р.N}$ – сумарний опір всіх вимірних органів, увімкнених відповідно у фазний провідник та в нейтраль (спільний провідник); $R_{пер}$ –

сумарний перехідний опір всіх контактних з'єднань, рекомендують приймати по 0,1 Ом для кожного контактного з'єднання .

Після визначення за (4.8) значення вторинної розрахункової напруги $U_{2\text{розр}}$ з вольт-амперної характеристики трансформатора струму (рис. 4.12) визначають струм намагнічення I_{μ} . Після цього розраховують значення повної похибки ТС у відсотках

$$\varepsilon = \frac{I_{\mu}}{I_{2\text{розр}}} \cdot 100, \% . \quad (4.9)$$

Значення ε не повинно перевищувати 10%. У такому разі роблять висновок, що трансформатор струму працює з допустимою похибкою.

4.8.4.2. Перевірка ТС на 10% похибку за паспортними даними

Для кожного трансформатора струму в паспортних даних задають номінальну кратність струму $k_{\text{ном}}$, за якого у разі номінального імпедансу вторинного навантаження $z_{\text{ном}}$ забезпечується робота ТС з допустимою похибкою $\varepsilon \leq 10\%$.

За відомим значенням номінальної кратності струму, фактичному розрахунковому значенню імпедансу вторинного навантаження $z_{\text{н.розр}}$, визначають допустиму кратність струму

$$k_{10\text{доп}} = k_{\text{ном}} \cdot \frac{z_2 + z_{\text{ном}}}{z_2 + z_{\text{н.розр}}}, \quad (4.10)$$

де $k_{\text{ном}}$, $z_{\text{ном}}$ – номінальна кратність струму та відповідно номінальний імпеданс навантаження трансформатора струму (задають у паспортних даних); z_2 – імпеданс вторинної обмотки трансформатора струму; $z_{\text{н.розр}}$ – фактичне значення імпедансу навантаження ТС, розраховане залежно від схеми з'єднання ТС за виразами, наведеними в табл. 4.1.

Значення допустимої кратності струму $k_{10\text{доп}}$ порівнюють з максимальною кратністю струму, яку визначають з виразу

$$k_{10} = \frac{I_{1\text{розр}}}{I_{1\text{ном}}}, \quad (4.11)$$

де $I_{1\text{розр}}$ – розрахункове значення первинного струму, визначене згідно з рекомендаціями на початку розділу 4.8.4; $I_{1\text{ном}}$ – номінальний первинний струм ТС.

Коли $k_{10\text{доп}} \geq k_{10}$, то можна зробити висновок, що похибка ТС не перевищує значення 10%.

Використовуючи вирази (4.10) та (4.11) для конкретного значення $I_{1\text{розр}}$ можна розрахувати максимально можливий імпеданс навантаження ТС

$$z_{\text{н.розр.макс}} = \frac{k_{\text{ном}} \cdot (z_2 + z_{\text{ном}})}{k_{10}} - z_2. \quad (4.12)$$

Приклад

Заданий трансформатор струму типу ТПЛ-10, з такими паспортними даними: $k_{\text{ТД}} = 100/5$, $k_{\text{ном}} = 13$, $z_{\text{ном}} = 0,6 \text{ Ом}$, $z_2 = 0,22 \text{ Ом}$. Захист, що приєднаний до вторинної обмотки ТС, має такі параметри: $z_{\text{н.розр}} = 0,31 \text{ Ом}$, $I_{1\text{розр}} = 1800 \text{ А}$.

Необхідно перевірити трансформатор струму на допустиму похибку.

Розв'язання:

Згідно з (4.10) визначаємо допустиму кратність струму

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

Згідно з (4.11) визначаємо максимальну кратність струму

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

Оскільки $k_{10\text{доп}} \geq k_{10}$, похибка трансформатора струму не перевищуватиме допустимого значення – 10%.

4.8.4.3. Перевірка ТС на 10% похибку за кривими граничних кратностей

Крива граничної кратності (КГК) являє собою залежність максимальної граничної кратності струму від величини імпедансу вторинного навантаження. Ці криві наводять у паспортних даних для кожного типу трансформатора струму. За КГК визначають максимальний допустимий імпеданс навантаження ТС, що відповідає максимальній кратності струму k_{10} та порівнюють з релейним значенням імпедансу навантаження ТС. Якщо отримане розрахункове значення імпедансу навантаження менше від реального, то похибка трансформатора струму не перевищує задану – 10%.

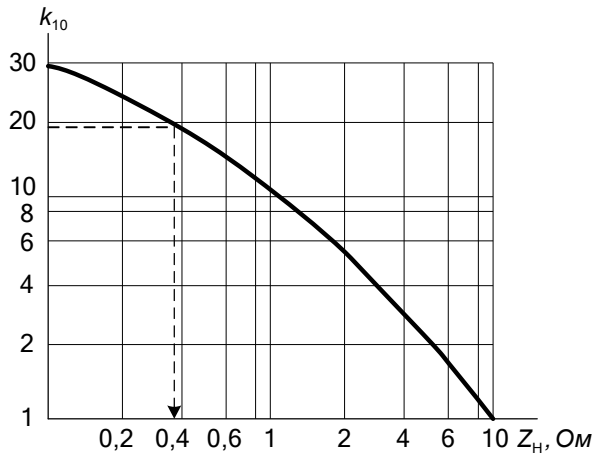


Рис. 4.13. Крива граничної кратності трансформатора струму ТПЛ-10

На рис. 4.13 наведена крива граничної кратності трансформатора струму типу ТПЛ-10. Для попереднього прикладу, враховуючи, що значення максимальної кратності струму становить 18, максимальний імпеданс вторинного навантаження згідно з кривою, рис. 4.13, повинен бути не більший за 0,38 Ом. Оскільки це значення є більшим від реального вторинного навантаження, яке становить згідно з умовою задачі 0,32 Ом, можна зробити висновок, що трансформатор струму працює з допустимою похибкою.

Порівняно з попередніми методами, перевірка трансформатора струму на 10% похибку за кривими граничної кратності, є найменш точною.

4.8.4.4. Способи зменшення похибки трансформаторів струму

Для зменшення похибки трансформаторів струму можна застосувати один з таких способів:

- збільшення перекрою магнітопроводу, що призводить до зменшення індукції та, як наслідок, до зменшення струму намагнічення. Але в такому разі збільшуються габарити ТС та його вага;

- застосування для виготовлення магнітопроводів матеріалів з великою магнітною проникливістю та невеликим кутом втрат, що також призводить до зменшення струму намагнічення. Але в цьому разі збільшується вартість такого трансформатора струму, тому що ці магнітні матеріали є значно дорожчі;

- штучне збільшення магнітної проникливості магнітопроводу за рахунок застосування магнітного шунта, який створює підмагнічування полем розсіювання, або застосування з цією метою додаткових компенсаційних обмоток.

Для компенсації кутової похибки застосовують короткозамкнений виток. Його наявність приводить до збільшення кута втрат γ (рис. 4.3) і, як наслідок, до зменшення кута δ (рис. 4.3).

Ці способи можна застосовувати на етапі проектування та серійного виготовлення трансформаторів струму.

Під час проектування РЗ на основі відомих трансформаторів струму для зменшення похибки можна застосувати один з таких способів:

– послідовне увімкнення вторинних обмоток двох трансформаторів струму (рис. 4.8, а). У цьому разі вторинні ЕРС двох трансформаторів струму підсумовують і результуюча вольт-амперна характеристика є значно вище, ніж характеристика одного з ТС;

– збільшення перекрою провідників для приєднання вторинного навантаження;

– заміна відомих трансформаторів струму на нові, з кращими характеристиками;

– застосування реле з меншим значенням розрахункового опору, наприклад, цифрових реле.

Питання для самоперевірки

- 1. Яке призначення первинного вимірювального перетворювача струму?*
- 2. Який принцип роботи електромагнітного первинного вимірювального перетворювача струму – трансформатора струму?*
- 3. Наведіть умовне та позиційне позначення трансформатора струму.*
- 4. Нарисуйте розрахункову схему та векторну діаграму трансформатора струму.*
- 5. Чому режим роботи трансформатора струму – режим, наближений до режиму к.з.?*
- 6. Як перевіряють коефіцієнт трансформації трансформатора струму?*
- 7. Що таке похибки трансформатора струму. Які є похибки трансформатора струму?*
- 8. Які способи застосовують для зменшення похибки трансформатора струму?*
- 9. Які методи перевірки трансформатора струму на 10% похибку застосовують на практиці?*

Розділ 5

ПЕРВИННІ ВИМІРЮВАЛЬНІ ПЕРЕТВОРЮВАЧІ НАПРУГИ

5.1. Призначення первинних вимірювальних перетворювачів напруги

Первинні вимірювальні перетворювачі напруги призначені для ізоляції вторинних вимірювальних кіл від первинних силових кіл, а також для створення стандартної шкали вторинних номінальних напруг.

В електроенергетиці сьогодні знайшли застосування первинні вимірювальні перетворювачі напруги, виконані на *електромагнітному принципі, конденсаторного типу та оптико-електронні*. Найбільше застосовуваними в діючих електроустановках є перші два принципи.

Оптико-електронний принцип ґрунтується на лінійному електрооптичному ефекті Погкельса (1893 р). Цей ефект полягає в подвійному переломленні поляризованого світла в оптичному середовищі за накладання постійного або змінного електричного поля. Первинні перетворювачі напруги, побудовані на цьому принципі, можуть реєструвати напругу довільної форми з високою точністю, перетворюючи її в аналоговий та цифровий сигнали. Очевидно, що в них відсутні недоліки електромагнітних перетворювачів (насичення магнітопроводу, явище ферорезонансу тощо). Відомі фірми світу (зокрема, General Electric) вже серійно випускають та впроваджують в експлуатацію такі *оптико-електронні* первинні перетворювачі напруги. Однак їх вартість поки що значно більша за вартість традиційних перетворювачів напруги (*електромагнітних, конденсаторних*), що стримує їх застосування в Україні. Але майбутнє – за *оптико-електронними* первинними перетворювачами напруги в високовольтних мережах.

5.2. Електромагнітні трансформатори напруги

5.2.1. Принцип роботи електромагнітного трансформатора напруги

Найпоширеніші первинні вимірювальні перетворювачі напруги – це перетворювачі напруги, виконані на *електромагнітному принципі* – *трансформатори напруги (ТН)*.

Для забезпечення уніфікації вторинного обладнання введена стандартна шкала вторинних номінальних напруг. Це напруги 100 В – лінійна; $100/\sqrt{3}$ В – фазна; $100/3$ В – на вторинних обмотках, з'єднаних в розімкнений трикутник. Первинні напруги трансформаторів напруги також стандартизовані і мають такі значення: 3, 6, 10, 15, 20, 24, 27, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 кВ.

Розглянемо детальніше принцип роботи трансформатора напруги.

Трансформатор напруги – трансформатор, осердя якого виконано з високоякісної трансформаторної сталі, первинну обмотку якого (1) приєднують до мережі високої напруги (A, B, C) (рис. 5.1), а до вторинної обмотки (2) приєднують відповідне навантаження – пристрої релейного захисту, автоматики, лічильники електричної енергії тощо.

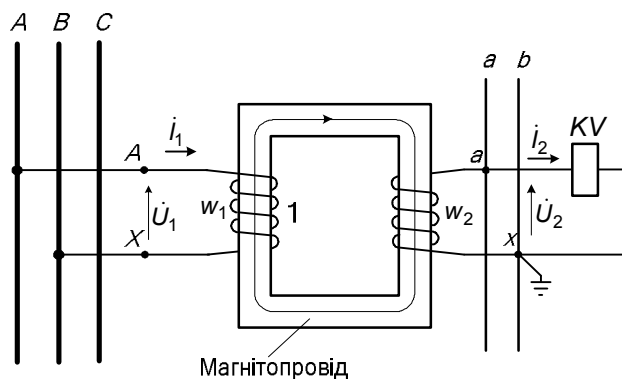


Рис. 5.1. Схема двохобмоткового трансформатора напруги

По первинній обмотці (кількість витків w_1) трансформатора напруги під дією первинної напруги \dot{U}_1 протікає струм \dot{I}_1 , який створює намагнічувальну силу $\dot{F}_1 = \dot{I}_1 \cdot w_1$. Під дією цієї намагнічувальної сили в магнітопроводі трансформатора створюється магнітний потік $\dot{\Phi}_1$, який індукє у вторинній обмотці ЕРС \dot{E}_2 . Якщо вторинна обмотка замкнена на навантаження, то під дією цієї ЕРС у вторинній обмотці (кількість витків w_2) протікатиме струм, що, своєю чергою, буде створювати намагнічувальну силу $\dot{F}_2 = \dot{I}_2 \cdot w_2$ і, відповідно, магнітний потік $\dot{\Phi}_2$. Потік $\dot{\Phi}_2$ за законом Ленца протидіятиме магнітному потоку $\dot{\Phi}_1$. Намагнічувальні сили, створювані первинною та вторинною обмотками, та відповідні їм магнітні потоки підсумовують, створюючи результуючий магнітний потік $\dot{\Phi} = \dot{\Phi}_1 + \dot{\Phi}_2$.

Якщо магнітний зв'язок між первинною та вторинною обмотками замінити електричним, то отримаємо розрахункову схему трансформатора напруги (рис. 5.2). На схемі фігурують приведені до вторинної обмотки первинний струм \dot{I}'_1 , струм намагнічення \dot{I}'_μ та первинна напруга \dot{U}'_1 .

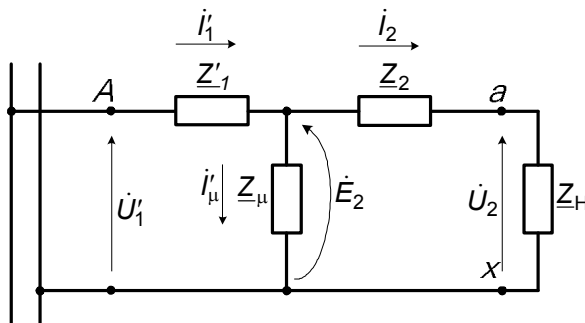


Рис. 5.2. Розрахункова схема трансформатора напруги

Векторна діаграма трансформатора напруги, побудована за розрахунковою схемою (рис. 5.2), наведена на рис. 5.3.

Магнітний потік $\dot{\Phi}$ відстає від струму намагнічення \dot{I}'_μ на кут γ , який визначає активні втрати в магнітопроводі трансформатора напруги. За зміни потокозчеплення $\dot{\Psi}_2$ ($\dot{\Psi}_2 = \dot{\Phi} \cdot w_2$) у вторинній обмотці трансформатора наводиться ЕРС \dot{E}_2 , під дією якої у замкненій на навантаження з імпедансом Z_H вторинній обмотці протікатиме струм \dot{I}_2 . Напруга на вторинній обмотці буде відрізнятись від ЕРС \dot{E}_2 на величину спаду напруги $\dot{I}_2 \cdot Z_2$ на вторинній обмотці трансформатора напруги. Прикладена напруга до первинної обмотки \dot{U}'_1 буде відрізнятись від ЕРС \dot{E}_2 на величину спаду напруги $\dot{I}'_1 \cdot Z'_1$ наведеному значенні комплексу опору первинної обмотки трансформатора напруги.

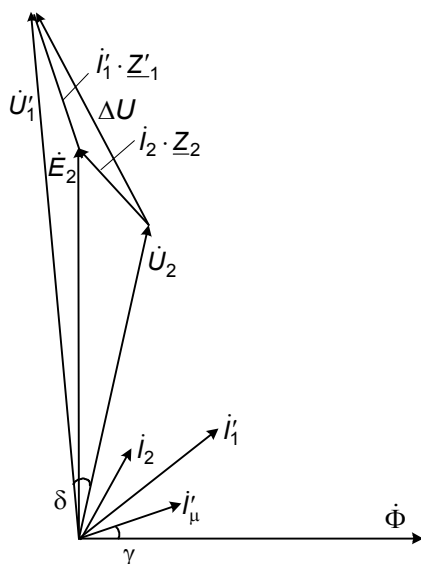


Рис. 5.3. Векторна діаграма трансформатора напруги

Відношення витків первинної та вторинної обмоток називають коефіцієнтом трансформації трансформатора напруги. За відсутності навантаження трансформатора напруги, коли $\dot{I}_2 = 0$, струм у первинній обмотці дорівнює струму намагнічення трансформатора $\dot{I}'_1 = \dot{I}_\mu$. Такий режим називаємо неробочим. За цього режиму приведені значення первинної напруги \dot{U}'_1 незначно відрізняється від ЕРС \dot{E}_2 , тому що за номінальної первинної напруги $U_1 = U_{1\text{ном}}$ струм намагнічення ТН не більший за 1% номінального первинного струму ($I_M \ll I_{1\text{ном}}$), величина $\Delta U \ll U_{1\text{ном}}$ і $U_2 \approx U_{2\text{ном}}$. Отже, коефіцієнт трансформації трансформатора напруги можна визначити як співвідношення первинної та вторинної номінальних напруг

$$k_{TV} \approx \frac{w_1}{w_2} \approx \frac{U_{1\text{ном}}}{U_{2\text{ном}}} \quad (5.1)$$

5.2.2. Режим роботи трансформатора напруги, похибка трансформатора напруги

Як видно з векторної діаграми трансформатора напруги (рис. 5.3), приведені значення первинної напруги \dot{U}'_1 відрізнятиметься від вторинної напруги \dot{U}_2 на величину $\Delta \dot{U}$

$$\Delta \dot{U} = \dot{U}'_1 - \dot{U}_2. \quad (5.2)$$

Чим менші значення первинного струму \dot{I}'_1 та вторинного струму \dot{I}_2 , тим менша різниця між приведеним значенням первинної напруги \dot{U}'_1 та вторинною напругою \dot{U}_2 . У ТН за $I_1 \leq I_{\text{ном}}$ і $U_1 = U_{\text{ном}}$ вторинна напруга \dot{U}_2 близька до номінального значення.

Отже, режим трансформатора напруги – режим, максимально наближений до неробочого режиму.

За режиму вимкненого вторинного навантаження абсолютна похибка трансформатора напруги $\Delta \dot{U}$ значно менша від номінальної. Розрізняють похибку ТН за величиною напруги та кутом.

Відносну похибку трансформатора напруги за величиною визначають як

$$\Delta U\% = \frac{|\dot{U}_2 - \dot{U}'_1|}{|\dot{U}'_1|} \cdot 100 = \frac{k_{TV} \cdot U_2 - U_1}{U_1} \cdot 100. \quad (5.3)$$

Залежно від похибки за величиною напруги ТН мають такі класи точності: 0,2, 0,5, 1, 3, які відповідають відносній приведеній похибці у відсотках, відповідно 0,2%, 0,5%, 1%, 3%.

Кутова похибка трансформатора напруги дорівнює величині кута δ між векторами \dot{U}'_1 та \dot{U}_2 (рис. 5.3). Величину цієї похибки теж регламентують. Ці похибки не повинні перевищувати зміну первинної напруги в межах $U_1 = (0,8 - 1,2) \cdot U_{\text{ном}}$, коефіцієнта потужності 0,8 вторинного активно-індуктивного навантаження та за зміни потужності в межах $S = (0,25 - 1) \cdot S_{\text{ном}}$.

У табл.5.1 наведена класифікація трансформаторів напруги за класом точності.

Табл. 5.1.

Класифікація трансформаторів напруги за класом точності

Клас точності	Допустима похибка за величиною, %	Допустима кутова похибка, ел.хв.	Сфера застосування
0,2	$\pm 0,2$	± 10	Лабораторні виміри
0,5	$\pm 0,5$	± 20	Облік електроенергії
1,0	$\pm 1,0$	± 40	Щитові прилади
3,0	$\pm 3,0$	Не нормується	РЗ, сигналізація

Залежно від навантаження один і той самий трансформатор напруги може працювати в різних класах точності. Тому в паспортних даних вказують два значення потужності:

- номінальна, за якої трансформатор напруги працює в гарантованому класі точності;
- гранична, за якої нагрівання обмоток не виходить за допустимі межі.

5.2.3. Умовне та позиційне позначення трансформатора напруги

Умовні та позиційні позначення трансформаторів напруги наведені на рис. 5.4. На рис. 5.4 а показано умовне позначення трансформатора напруги з двома вторинними обмотками – одна з'єднана в зірку, друга – в розімкнений трикутник. Принципова електрична схема такого трансформатора напруги наведена на рис. 5.8. На рис. 5.4, б показано умовне позначення однофазного трансформатора напруги (принципова схема такого трансформатора напруги наведена на рис. 5.5). На рис. 5.4, в показано умовне позначення трансформатора напруги, обмотки якого з'єднані в неповний трикутник. Принципова схема з'єднання такого трансформатора напруги наведена на рис. 5.6.

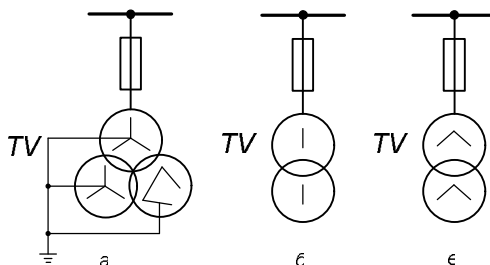


Рис. 5.4. Умовні та позиційні позначення трансформаторів напруги

У трансформаторів напруги (ТН) початок та кінець первинної обмотки позначають літерами відповідно A та X , вторинної обмотки – a та x . Маркування полярності обмоток ТН здійснюють аналогічно, як і для трансформаторів струму. Початок та кінець первинної обмотки маркують довільно. А за початок вторинної обмотки a беруть такий вивід, щоби вторинна напруга \dot{U}_2 збігалася за фазою з первинною напругою \dot{U}_1 (аналогічно рис. 5.3), якщо нехтувати кутовою похибкою δ .

5.2.4. Схеми з'єднання обмоток трансформаторів напруги

Залежно від призначення пристроїв РЗА відомі різні схеми з'єднання обмоток ТН.

На рис. 5.5 наведена схема приєднання однофазного трансформатора напруги до трифазної мережі (A, B, C). Така схема приєднання дає змогу контролювати лише одну напругу за допомогою реле напруги kV .

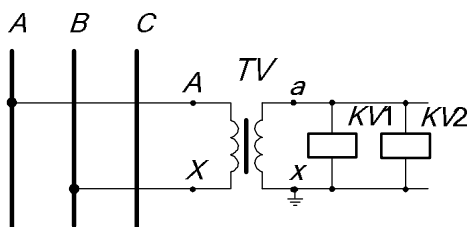


Рис. 5.5. Схема з'єднання однофазного трансформатора напруги

На рис. 6 наведена схема приєднання до трифазної мережі двох однофазних трансформаторів напруги $TV1$ та $TV2$. Таку схему приєднання називають "неповний трикутник". Для її організації кінець первинної обмотки першого трансформатора напруги приєднують до початку первинної обмотки другого трансформатора. Аналогічно з'єднують їх вторинні обмотки. Ця схема дозволяє контролювати всі міжфазні напруги та не дає змоги контролювати фазні напруги відносно землі. За такої схеми не рекомендують вмикати навантаження між фазами а та с, тому що тоді по обмотках обох однофазних трансформаторів напруги протікатимуть додаткові вимушені струми, які істотно збільшують похибки ТН.

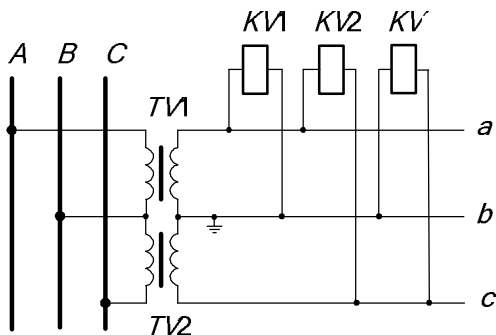


Рис. 5.6. Схема з'єднання двох однофазних трансформаторів напруги

На рис. 5.7 наведена схема приєднання до трифазної мережі трьох однофазних трансформаторів напруги $TV1$, $TV2$ та $TV3$. Така схема ("зірка – нуль") дозволяє контролювати всі міжфазні напруги (реле $KV1$, $KV2$, $KV3$) та всі напруги фаз мережі відносно землі (реле $KV4$, $KV5$, $KV6$). Для контролю за всіма цими напругами можна застосовувати і один трифазний п'ятистріжневий трансформатор напруги. Застосування в такій схемі тристріжневого трансформатора не допускають. Це пояснюється тим, що під час однофазного к.з. в мережі, через його первинні обмотки і через заземлену нейтраль протікають значні струми намагнічення нульової послідовності, які спричиняють недопустиме перегрівання трансформатора напруги, в результаті чого ТН пошкоджується.

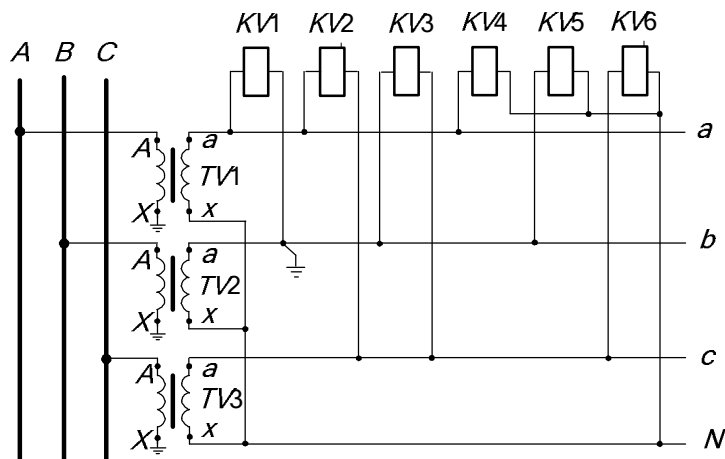


Рис. 5.7. Схема з'єднання трьох однофазних трансформаторів напруги

Для контролю напруги нульової послідовності \dot{U}_0 застосовують схему "розімкнений трикутник", що наведена на рис. 5.8. За такою схемою з'єднання до реле KV підводять напругу, пропорційну напрузі нульової послідовності

$$\dot{U}_P = \frac{\dot{U}_A + \dot{U}_B + \dot{U}_C}{k_{TV}} = \frac{3\dot{U}_0}{k_{TV}}, \quad (5.4)$$

де $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$ – значення первинних фазних напруг; k_{TV} – коефіцієнт трансформації трансформатора напруги.

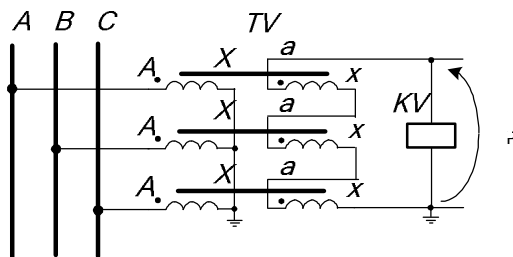


Рис. 5.8. Схема з'єднання вторинних обмоток трансформатора напруги у фільтр напруги нульової послідовності

5.2.5. Організація вторинних кіл трансформаторів напруги

Організацію вторинних кіл ТН покажемо на прикладі приєднання до трифазної мережі напругою 110 кВ трьох трансформаторів напруги типу НКФ-110 (на рис. 5.9).

Для організації вторинних кіл напруги на підстанціях та електричних станціях повинні враховуватись такі вимоги:

– всі ТН, до яких можуть бути приєднані вторинні кола приєднань різних систем шин, секцій тощо, повинні мати однакові групи з'єднань обмоток, що, зазвичай, сполучають за схемами "зірка – нуль" та "розімкнений трикутник";

– вторинні кола трансформаторів напруги повинні захищатись від к.з. Для захисту, зазвичай, застосовують автомати типу АП-50 (на схемі рис. 5.9 це SF_1 та SF_2). Автомати не повинні розривати заземлені фази;

– вторинні кола напруги повинні бути під'єднані до захисного заземлення. Прийнято, що в обмотках, з'єднаних в зірку заземлюють початок фази B , в обмотках, з'єднаних в розімкнений трикутник, заземлюють кінець фази B . Заземлення під'єднують безпосередньо до затискачів трансформаторів напруги, або до затискачів на ближній збірці. Між обмотками трансформаторів напруги та місцем під'єднання заземлення не допускають під'єднання ніяких комутаційних апаратів;

– для створення видимого розриву під час ремонтних робіт до кіл напруги під'єднують рубильники (на схемі рис. 5.9 це S_1 та S_2);

– від трансформаторів напруги до шинок кіл вторинної напруги напругу підводять окремими чотирижильними кабелями: одним кабелем – від обмоток трансформатора напруги, з'єднаних в зірку, другим – від обмоток, з'єднаних в розімкнений трикутник. За такої організації зменшується вплив магнітних полів на роботу кіл напруги підстанції. Використовують, зазвичай, чотирижильні кабелі з металевим екраном – оболонкою, заземленою з одного кінця.

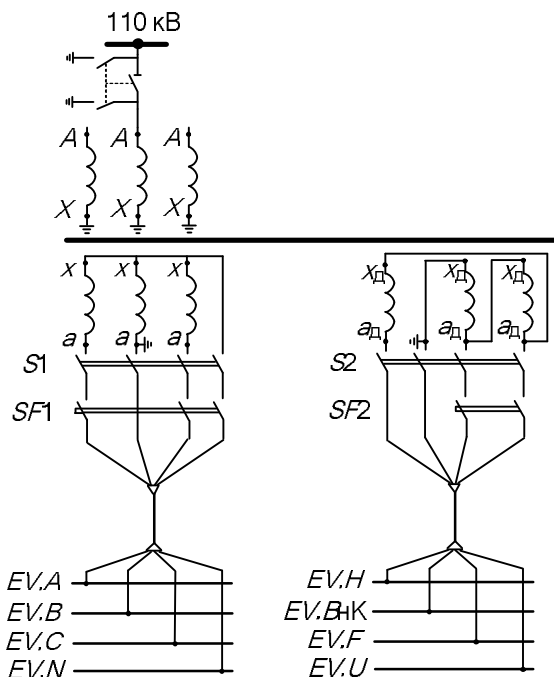


Рис. 5.9. Організація вторинних кіл трансформатора напруги типу НКФ-110

Шинки вторинних кіл трансформаторів напруги маркують так: від вторинних обмоток трансформатора напруги, з'єднаних в зірку – *EV.A*, *EV.B*, *EV.C*, *EV.N*; від обмоток, з'єднаних в розімкнений трикутник – *EV.H*, *EV.BнК*, *EV.F*, *EV.U*. Ці шинки прокладають по підстанції (електростанції) і до них приєднують вторинне обладнання – реле, лічильники тощо.

5.2.6. Перевірка вторинних кіл трансформаторів напруги

Повну перевірку вторинних кіл напруги здійснюють, зазвичай, після закінчення монтажних робіт. Здійснюють такі перевірки:

- перевіряють перекрій провідників та тип кабелю, що сполучає обмотки трансформаторів напруги з шинками кіл вторинної напруги;
- перевіряють заземлення вторинних обмоток трансформаторів напруги та екранів кабелів;
- продзвонюють всі струмопровідні жили кабелю;
- перевіряють спрацювання захисних автоматів, що захищають вторинні кола напруги від коротких замикань та від перевантажень;
- перевіряють ізоляцію кабелю та вторинних кіл напруги;
- перевіряють правильність виконання вторинних кіл напруги. Для цього від джерела напруги 380 В подають напругу на первинну обмотку ТН. У вторинних

обмотках ТН наведуться напруги порядку мілівольт. Але такого рівня напруг достатньо для роботи вимірювального приладу типу ВАФ-85. За допомогою цього приладу вимірюють напруги у всіх фазах зірки та розімкненого трикутника ТН. Можна також вимірювати цифровим мультиметром. Цими вимірюваннями перевіряють відсутність к.з. у вторинних колах трансформаторів напруги;

– будують векторну діаграму трансформатора напруги. Її будують за допомогою приладу ВАФ-85, зазвичай, за навантаженого трансформатора напруги. Тобто подають номінальну напругу на первинну обмотку трансформатора напруги і вимірюють напруги на всіх вторинних обмотках. Після цього будують векторну діаграму трансформатора напруги. Якщо вторинні кола виконані правильно, тоді векторна діаграма ТН відповідає наведеній на рис. 5.10. На рис. 5.10 наведена векторна діаграма первинних напруг $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$, що реально не знімають, а також векторні діаграми напруг вторинних обмоток трансформатора напруги, з'єднаних в зірку - $\dot{U}_a, \dot{U}_b, \dot{U}_c$, та в розімкнений трикутник - $\dot{U}_{FB\text{нК}}, \dot{U}_{UF}, \dot{U}_{HU}$.

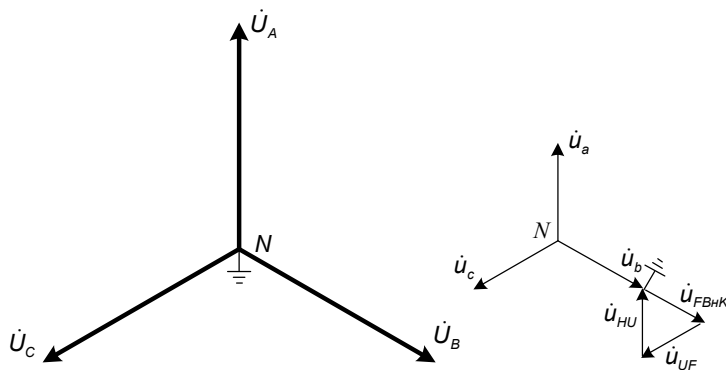


Рис. 5.10. Векторна діаграма трансформатора напруги 110 кВ

За нормального режиму (симетрична трифазна система робочих напруг мережі, прикладених до первинних обмоток фаз ТН) напруга між шинками $EV.B\text{нК}$ та $EV.H$ (рис. 5.9) близька до нуля. Це видно і з векторної діаграми (рис. 5.10). За однофазних коротких замикань у мережі з'являється напруга нульової послідовності $3 \cdot \dot{U}_0$ і згідно з (5.4) на затискачах вторинної обмотки трансформатора напруги, з'єднаної в розімкнений трикутник, виникає напруга величиною ~ 100 В. Тому до цих шинок приєднують вимірні органи захистів від однофазних коротких замикань на землю.

5.3. Конденсаторні трансформатори напруги

У мережах напругою 110 кВ та вище застосовують трансформатори напруги каскадного типу. Це дає можливість істотно зменшити габарити трансформаторів та їх вартість. Але каскадні трансформатори напруги мають недостатню точність. Це пояснюють значним імпедансом високовольтних обмоток трансформатора. Крім того, точність також погіршується за збільшення навантаження на вторинну обмотку трансформатора напруги. Останнє особливо актуальне для великих підстанцій, де є значна кількість вторинного обладнання, яке потребує живлення від кіл напруги. Тому на напруги вище ніж 110 кВ доцільно застосовувати трансформатори напруги конденсаторного типу. Принципова схема такого трансформатора на напругу 750 кВ наведена на рис. 5.11.

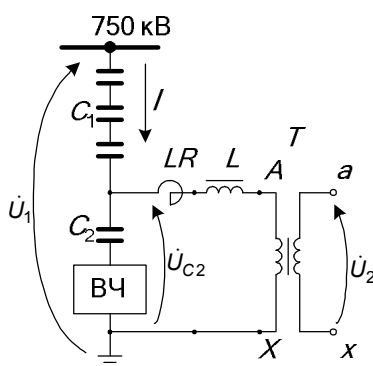


Рис. 5.11. Принципова схема трансформатора напруги конденсаторного типу

У схемі конденсаторного трансформатора напруги є ємнісний дільник напруги (ЄДН) – ряд послідовно сполучених конденсаторів, які утворюють дві послідовно увімкнені групи, що становлять ємності C_1 та C_2 . Ємності цих груп підібрані так, що $C_1 \ll C_2$. Тому напруга, прикладена до групи з ємністю C_2 , є набагато меншою від напруги, прикладеної до входу ЄДН ($U_{C2} \ll U_1$). На практиці $U_{C2} = 10$ кВ. Відповідно до рис. 5.11 отримуємо

$$\frac{U_{C2}}{U_1} = \frac{C_1}{C_1 + C_2}. \quad (5.5)$$

Напругу U_{C2} підводять до первинної обмотки трансформатора T . Для трансформатора T за значення первинної напруги $U_1 = 10$ кВ вторинна напруга $U_2 = 100$ В. Для того, щоби напруга U_2 практично не залежала від величини навантаження (у діапазоні від вимкненого до номінального), у схемі передбачений реактор LR з індуктивністю L_p , що налаштований у резонанс з ємностями $C_1 + C_2$

$$\omega \cdot L_p = \frac{1}{\omega \cdot (C_1 + C_2)}. \quad (5.6)$$

У наведеній принциповій схемі конденсаторного трансформатора напруги передбачені додаткові елементи, що дозволяють використовувати його і для під'єднання блока приєднання високочастотного захисту. Це реактор LR та блок приєднання високочастотної частини захисту ВЧ (рис. 5.11). Високочастотна частина захисту – це ВЧ приймач та ВЧ передавач, які призначені для приймання та генерації (за певним алгоритмом) високочастотних сигналів по лінії електропересилання. Загороджувальний дросель LR призначений для того, щоб ВЧ сигнал не проходив до трансформатора T та потім – у вторинні кола напруги. Детально про принцип роботи високочастотного захисту розглянуто у відповідному розділі.

Трансформатор напруги конденсаторного типу може бути виконаний на високий клас точності – 0,2.

5.4. Особливості режимів трансформаторів напруги в мережах з ізолюваною та компенсованою нейтраллю

Переважна кількість трансформаторів напруги працює в мережах 6–35 кВ, тобто в мережах з ізолюваною або компенсованою нейтраллю. В Україні в мережах цих класів напруг працюють понад 10 тисяч трансформаторів напруги. В експлуатації цих мереж є деякі особливості (про це детально описано в розділі 7.8. "Захист ліній від однофазних замикань на землю у мережах з ізолюваними або компенсованими нейтралями"). У таких мережах, як показав досвід експлуатації, під час виникнення однофазних замикань на землю найчастіше пошкоджуються саме трансформатори напруги. За статистичними даними у мережах зі струмами замикання на землю до 10 А щорічно виходить з ладу 6–10% встановлених трансформаторів напруги. Особливо часто пошкоджуються трансформатори напруги у сільській місцевості – до 20%. Наслідками пошкодження трансформаторів напруги є:

- пониження рівня електробезпеки, тому що саме трансформатори напруги використовують в електричних мережах для контролю ізоляції електрообладнання;
- можливе пошкодження іншого силового обладнання підстанції, оскільки пошкодження трансформаторів напруги деколи супроводжується вибухами та горінням;
- неможливість точного обрахунку спожитої електроенергії, тому що кола напруги лічильників електричної енергії живлять від трансформаторів напруги.

Тому в електричних мережах постійно здійснюють роботи з метою підвищення стійкості трансформаторів напруги до режимів, внаслідок яких відбуваються їхні пошкодження.

Аналіз аварій та проведені наукові дослідження показали, що основними причинами пошкодження трансформаторів напруги є однофазні замикання на землю, які супроводжуються горінням дуги, та ферорезонансні процеси в електричних мережах.

Під час виникнення металічних однофазних замикань на землю струми в первинних обмотках трансформаторів напруги зростають у 1,5 раза від номінальних значень, але ці режими не призводять до виходу з ладу трансформаторів напруги. Тому вони не є небезпечними для трансформаторів напруги з погляду порушення термічної стійкості.

Зовсім інший характер процесів відбувається під час виникнення однофазних замикань на землю, які супроводжуються горінням дуги. Перехідний процес, який супроводжується горінням дуги, залежить від багатьох факторів: перехідного опору дугового проміжку, інтенсивності його охолодження, тривалості горіння, максимального значення струмів, швидкості зміни струмів під час переходу через нуль, значень критичної напруги під час погасання дуги тощо. Проте, як показали проведені дослідження, істотними чинниками, які впливають на характер дуги і, як наслідок, на характер перехідного процесу, є:

- величина та характер струму в місці замикання на землю;
- пробивна напруга дугового проміжку.

Кожне запалювання та погасання дуги супроводжується кидками струму намагнічення ТН, наслідком чого є зростання первинного струму трансформаторів напруги до кількох ампер. Якщо цей процес відбувається довготривало, то це приводить до термічного руйнування первинної обмотки трансформатора напруги. Дугові замикання фази на землю в мережах з ізолюваною або компенсованою нейтраллю спричиняють пошкодження майже половини всіх пошкоджених трансформаторів напруги. Більше того, такі режими, внаслідок виникнення перенапруг, можуть бути причиною виникнення пошкоджень на іншому обладнанні. За статистикою від таких пошкоджень виходить з ладу 5–12% комплектних розподільчих зладод.

Іншою небезпекою для електричних мереж з ізолюваною нейтраллю є виникнення *ферорезонансних процесів*. Згідно з визначенням, наведеним у фізичному словнику " *ферорезонанс – це резонанс за наявності в контурі дроселя з залізним осердям, індуктивність якого не є постійною величиною, а функцією струму*". Ферорезонанс супроводжується зростанням струму, що визначається величиною напруги від зовнішнього джерела та співвідношенням параметрів кола, яке складається з послідовно або паралельно з'єднаних індуктивностей та ємностей. В електричних мережах змінну індуктивність мають силові трансформатори та електромагнітні трансформатори напруги, в яких є феромагнітні магнітопроводи. Ємність має обладнання електричних мереж (лінії, шини тощо). Тому є параметричні умови для виникнення ферорезонансних процесів. Крім того, динамічна індуктивність обмотки трансформатора залежить від зміни

потокозчеплення та струму цієї обмотки $L_d = \frac{d\Psi}{di}$. Оскільки характеристика намагнічення трансформаторів є нелінійною, ця індуктивність змінюватиметься в широких межах (рис. 5.12). Завжди є точка на кривій намагнічення трансформатора, в якій виникає рівність динамічної індуктивності трансформатора з еквівалентною ємністю мережі, тобто є умови виникнення ферорезонансу.

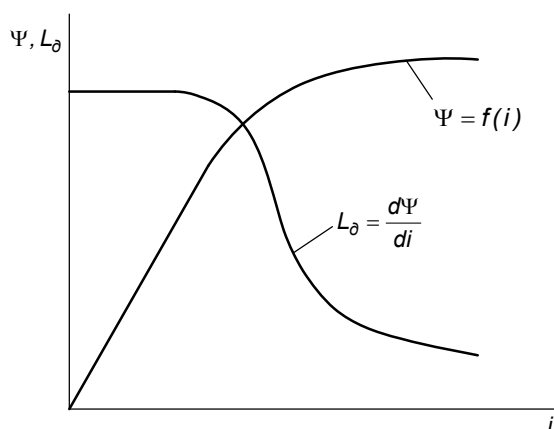


Рис. 5.12. Залежність потокозчеплення Ψ обмотки з феромагнітним осердям та динамічної індуктивності L_d від струму i

У резонанс з мережею можуть вступати силові трансформатори 6/0,4 кВ, 10/0,4 кВ під час неповнофазних режимів або в режимах недовантаження. Виникає послідовний ферорезонанс (ферорезонанс напруг): нелінійна індуктивність силового трансформатора – еквівалентна ємність мережі. Такий ферорезонанс супроводжується значним зростанням фазних напруг мережі відносно землі, що своєю чергою, призводить до зростання струмів у первинних обмотках трансформаторів напруг, що під'єднані до цієї мережі. Значення струмів у первинній обмотці ТН можуть досягати навіть 2 А, і, якщо такий процес відбуватиметься протягом кількох хвилин, то він призведе до термічного руйнування первинної обмотки ТН.

Паралельний ферорезонанс (ферорезонанс струмів) може виникати в контурі трансформатор напруги – електрична мережа. Параметричними причинами виникнення цього ферорезонансу є співвимірні еквівалентна ємність мережі відносно землі та нелінійна динамічна індуктивність трансформатора напруги.

Паралельний ферорезонанс в електричних мережах трапляється значно частіше, ніж послідовний.

Ферорезонанс може виникати на промисловій частоті, вищій від промислової або нижчій від неї. Ферорезонанс на промисловій частоті або на вищих частотах може виникати внаслідок увімкнення силових трансформаторів або

трансформаторів напруги на ненавантажені шини. За такого режиму, коли виникає резонанс на вищих від номінальної частотах, зазвичай, значення струмів у первинних обмотках трансформаторів напруги не перевищують номінального значення. Тому безпосередньої загрози для трансформаторів напруги вони не несуть, але в такому разі істотно зростає напруга фаз шин (за рахунок резонансної складової) відносно землі. Тоді зростають напруги і на вторинних обмотках трансформаторів напруги, збільшується напруга на розімкненому трикутнику, що може привести до хибного спрацювання захисту від однофазних замикань на землю. Такі ферорезонансні коливання, як засвідчив досвід експлуатації, виникають на частотах 50 Гц, 100 Гц та 150 Гц. За резонансної частоти, що дорівнює (близької) промисловій частоті 50 Гц, виникають фазні перенапруги шин на цій частоті, що призводять до істотно зростання тривалих надструмів у первинних обмотках ТН і їх термічного пошкодження.

Особливо небезпечними для трансформаторів напруги є ферорезонансні процеси на субгармонічних частотах. Причиною виникнення таких процесів є збурення в електричних мережах. Особливо небезпечними є режим після вимкнення однофазних замикань на землю. Після вимкнення однофазного замикання на землю можливе виникнення ферорезонансних процесів на частотах 16,6 Гц, 25 Гц, що супроводжуються значними перенапругами (до чотирьох крат від номінального фазного значення), і як наслідок, протіканням тривалих надструмів у первинних обмотках трансформаторів напруги, що призводить до їх термічного пошкодження.

Для запобігання виникнення ферорезонансного контуру або його розлаштування можна застосувати такі заходи:

- можна вимкати джерело живлення. Тривале вимкнення джерела живлення після виникнення ферорезонансного процесу є неприйнятним, тому що втрачається електропостачання всіх споживачів, які живляться від шин підстанції;

- для зриву ферорезонансного процесу за допомогою розлаштування ферорезонансного контуру можна змінити еквівалентну ємність електричної мережі. Для цього можна вимкати паралельні лінії або вмикати додаткові батареї конденсаторів. Лінії вимкати недоцільно, тому що втрачається електропостачання споживачів. Встановлення додаткових батарей конденсаторів потребує значних коштів, тому цей спосіб не набув широкого застосування в електричних мережах;

- для зриву ферорезонансного процесу можна вимкати трансформатор напруги, якщо він є причиною його виникнення. Але це достатньо складно зробити, тому що ТН на стороні високої напруги не мають вимикачів. Тому такий спосіб зриву ферорезонансних процесів також не набув застосування в електричних мережах.

Для запобігання виникнення ферорезонансних процесів в мережах з ізованими нейтраліями пропонують інші, не менш ефективні, ніж наведені вище, та дешевші методи.

Одним з методів запобігання ферорезонансних процесів є зниження добротності ферорезонансного контуру – уведення в ферорезонансний контур активного опору. Активний опір вводять у контур нульової послідовності, оскільки саме цей контур є ферорезонансним. Активний опір можна вводити як в первинне, так і у вторинне коло. На рис. 5.13 показані схеми увімкнення активного опору в первинне коло.

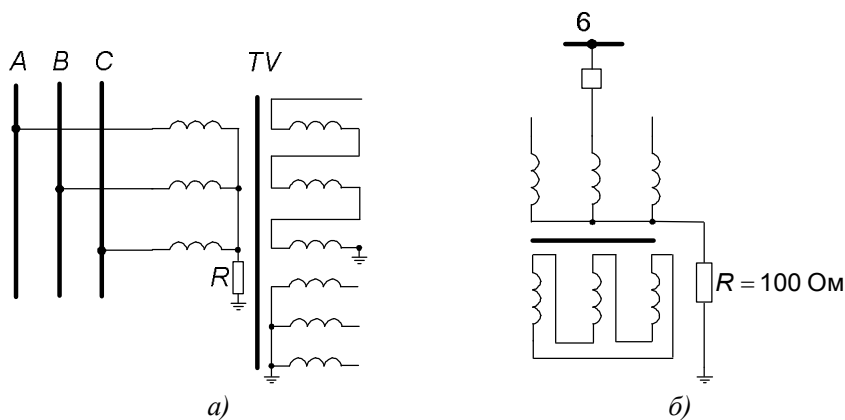


Рис. 5.13. Схеми увімкнення активного опору у первинне коло а) трансформатора напруги; б) силового трансформатора

Для трансформаторів напруги (рис. 5.13, а) цей метод є ефективний, але він має деякі недоліки, основними з яких є:

- збільшується похибка вимірювання ТН, знижується його клас точності, а це є недопустимим з огляду на те, що ТН живлять кола обліку електроенергії;
- не забезпечується ефективність для усього можливого діапазону ємнісних струмів електромережі;
- складність виконання, оскільки високовольні опори повинні встановлюватись в первинному колі трансформатора напруги.

Тому цей метод не набув широкого застосування.

У деяких схемах, наприклад, у схемах власних потреб атомних електростанцій (АЕС) застосовують спеціальний додатковий трансформатор потужністю 63 кВА, що працює без навантаження, нейтраль первинної обмотки якого заземлена через резистор (рис. 5.13, б). Але такий метод не знайшов широкого застосування в електричних мережах, тому що він потребує встановлення додаткового трансформатора та високовольного резистора.

Запропоновано метод увімкнення активного опору у вторинну обмотку трансформатора напруги, що з'єднана в розімкнений трикутник. ПУЕ рекомендує величину цього резистора 25 Ом (рис. 5.14). Щоправда цей опір рекомендують вмикати з метою запобігання самовільного зміщення нейтралі мережі (з

ізолюваною нейтраллю) за вимірювання напруг трансформатором напруги. Цей метод також погіршує і добротність ферорезонансного контуру.

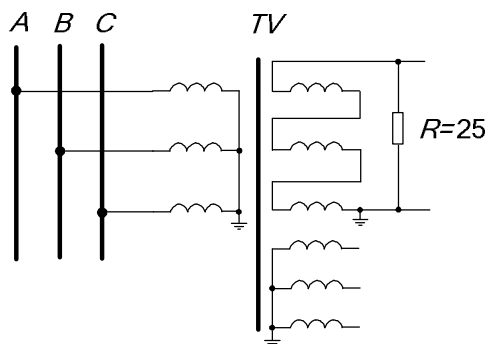


Рис. 5.14. Схема увімкнення активного опору у вторинне коло трансформатора напруги

Як показали дослідження, увімкнення активного опору 25 Ом (рис.5.14) у вторинну обмотку трансформатора напруги не дає можливості розвиватись ферорезонансним процесам на номінальній частоті або на вищих частотах, але він не може істотно вплинути на характер ферорезонансного процесу, який відбувається на субгармоніках.

Одним з ефективних методів боротьби з ферорезонансними процесами є впровадження в експлуатацію з 90-х років спеціального антирезонансного трансформатора напруги типу НАМИ. Принципова схема антирезонансного трансформатора наведена на рис. 5.15. У цьому ТН до двох обмоток високої напруги підводять лінійні напруги \dot{U}_{AB} та \dot{U}_{BC} , а третя обмотка високої напруги під'єднана між фазою В та землею, тобто замість трьох фаз високої напруги, як у традиційних трансформаторів напруги типу НТМИ, ЗНМИ, заземлена лише одна фаза. Крім того, значно збільшена кількість витків обмоток, що дало змогу збільшити активний та індуктивний опори обмоток, а також в три рази зменшити робочу індукцію магнітопроводу трансформатора. Така конструкція практично унеможливує вихід з ладу трансформаторів напруги внаслідок послідовного резонансу, а також змістила зону виникнення ферорезонансних процесів в область менших струмів замикання на землю – до 1 А. Тому антирезонансні трансформатори на практиці підтвердили свою вищу надійність порівняно з традиційними трансформаторами типу НТМИ та ЗНОЛ. Але все ж таки зафіксовані випадки виходу з ладу і цих трансформаторів під час ферорезонансних процесів, особливо на субгармоніках. Отже, впровадження в експлуатацію таких трансформаторів напруги не змогло повністю вирішити проблему.

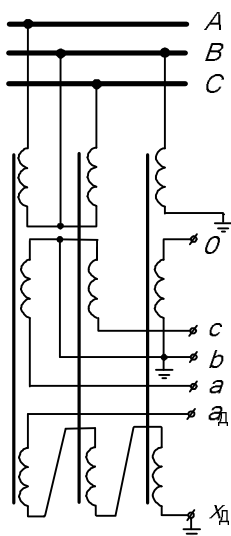


Рис. 5.15. Принципова схема антирезонансного трансформатора напруги типу АНМН

Впровадження в експлуатацію нерезонуючого трансформатора напруги (НТН), розробленого співробітниками кафедри електричних систем та мереж Національного Університету "Львівська політехніка" найефективніше вирішило проблему протидії виникненню ферорезонансних процесів. Принципова схема нерезонуючого трансформатора напруги НТН-10 наведена на рис. 5.16.

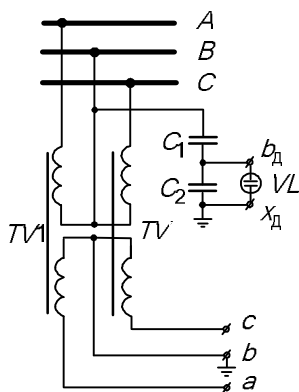


Рис. 5.16. Принципова схема нерезонуючого трансформатора напруги НТН-10

Нерезонуючий трансформатор напруги виконаний на основі двох однофазних трансформаторів напруги $TV1$ та $TV2$ та дільника напруги $C_1 - C_2$. Високовольтні обмотки трансформаторів напруги увімкнені за схемою неповного

трикутника та увімкнені на лінійні напруги \dot{U}_{AB} та \dot{U}_{BC} . Між спільною фазою B обох трансформаторів напруги та землею увімкнений ємнісний дільник $C_1 - C_2$. Отже, високовольтні обмотки трансформатора напруги ізольовані від землі, що унеможливорює виникнення ферорезонансних процесів, тому що ліквідований ферорезонансний контур.

Розрядник VL запобігає проникненню високої напруги у вторинні кола напруги у разі втрати ємності C_2 , чи обривах у контурі цієї ємності.

Нерезонуючий трансформатор напруги, як видно з рис. 5.16, дає змогу безпосередньо контролювати напруги u_{ab}, u_{cb}, u_b . Тому для отримання решти напруг встановлюють додатковий модуль (вимірювальний пристрій), в якому на основі трьох вищенаведених напруг одержують решта напруг. Для цього за відповідним алгоритмом реалізуються такі рівняння:

$$\begin{aligned} u_a &= u_{ab} + u_b; \\ u_c &= u_{cb} + u_b; \\ u_{ca} &= u_{cb} - u_{ab}; \\ 3 \cdot u_0 &= u_{cb} + u_{ab} + 3 \cdot u_b. \end{aligned} \quad (5.7)$$

Перші зразки нерезонуючого трансформатора напруги були отримані внаслідок модернізації пошкоджених серійних трансформаторів напруги типу НАМИ. Експлуатація трансформаторів серії НТН показала їх високу ефективність – за кілька років експлуатації не вийшов з ладу ні один з цих трансформаторів.

5.5. Особливості режимів трансформаторів напруги в мережах з ефективно заземленою нейтраллю

Ферорезонансні процеси, внаслідок яких пошкоджуються трансформатори напруги, можуть виникати і в мережах з ефективно заземленими нейтраллями. Як показав досвід експлуатації, ці явища виникають за умови, коли трансформатор напруги типу НКФ приєднаний до шин, а всі решта приєднань вимкнені, тобто шини перебувають у неробочому ході. Однак, зв'язок шин з мережею здійснюється через ємнісні дільники вимкнених вимикачів приєднань. За таких умов створюється послідовно-паралельний ферорезонансний контур (рис. 5.17). Цей контур створює ємність дільників вимикача, ємність шин та іншого обладнання, приєданого до цих шин, а також нелінійна індуктивність трансформатора напруги.

Після вимкнення вимикачів всіх приєднань системи шин (диференційним захистом шин тощо), за певного співвідношення параметрів схеми рис. 5.17, виникає тривалий, зазвичай, субгармонійний ферорезонансний процес (ФРП). Внаслідок ФРП виникають тривалі субгармонійні фазні перенапруги системи шин (СШ) та на затискачах первинних обмоток ТН, під'єднаних до цих шин. Ці перенапруги,

зумовлюють тривале протікання надструмів в первинних обмотках ТН, що призводить до термічного пошкодження (перегорання) ізоляції обмоток (насамперед – міжвиткової).

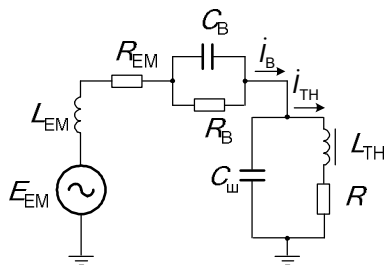


Рис. 5.17. Розрахункова схема послідовно-паралельного ферорезонансного контуру

На рис. 5.17 позначено: $R_{ем}$, $L_{ем}$ –еквівалентний активний опір та індуктивність електричної мережі; R_B – активний опір вимикачів у розімкненому стані; C_B , – сумарна ємність дільників напруги вимикачів; $C_{ш}$ – еквівалентна ємність шин та під’єданого до них обладнання; $L_{ТН}$ – нелінійна індуктивність трансформатора напруги; $R_{ТН}$ – активний опір обмоток трансформатора напруги.

Наявні засоби захисту трансформаторів напруги мереж з ефективно заземленою нейтраллю від пошкоджень під час ФРП, такі як уведення зустрічної ЕРС, або увімкнення активного опору до вторинної обмотки ТН не завжди є ефективними. Це пояснюється тим, що ці засоби починають діяти лише після виникнення ферорезонансних процесів. Запропонований співробітниками кафедри електричних систем та мереж Національного Університету "Львівська політехніка" спосіб є ефективніший. Він запобігає виникненню ферорезонансних процесів. Суть цього способу полягає в такому. Відслідковується вимкнення останнього приєднання до шин. Як тільки надходить сигнал на вимкнення вимикача останнього приєднання, одночасно з ним поступає сигнал на швидкодіючий електронний пристрій, що негайно вмикає низькоомний активний опір у вторинну обмотку трансформатора напруги. Тобто ще тоді, коли трансформатор напруги перебуває під дією робочої напруги, його вторинна обмотка зашунтовується активним опором. У результаті цього початкова індукція осердя ТН в момент вимкнення останнього приєднання СШ істотно нижча від номінальної, тим більше – від індукції насичення. Після вимкнення останнього приєднання індукція на кривій намагнічення ТН починає підніматись в напрямку до насичення, але за правильного вибору активного опору вона не досягає насичення, за якого виникає стійкий ферорезонансний процес. Активний опір вмикається у вторинну обмотку ТН короткочасно лише на час існування перехідного процесу і до повного його загасання (до 0,5 с). Потім цей опір автоматично вимикається і ТН переходить у нормальний режим. Отже, гасильний опір приєднується до вторинної обмотки ТН

швидше ніж розімкнуться контакти вимикача останнього приєднання, що призводить до виникнення тривалого ФРП, тим самим запобігається поява перенапруг та надструмів, що можуть спричиняти пошкодження ТН.

На основі запропонованого принципу був розроблений дослідний взірєць, що встановлений на підстанції "Калуш" Західної енергосистеми для захисту від ферорезонансних явищ трансформатора напруги НКФ-220, встановленого на секції шин 220 кВ. Проведені натурні експерименти показали його високу ефективність.

Питання для самоперевірки

- 1. Яке призначення первинного вимірювального перетворювача напруги?*
- 2. Розкажіть про принцип роботи електромагнітного первинного вимірювального перетворювача струму – трансформатора напруги.*
- 3. Наведіть умовне та позиційне позначення трансформатора напруги.*
- 4. Наведіть розрахункову схему та векторну діаграму трансформатора напруги.*
- 5. Чому режим роботи трансформатора напруги – режим, наближений до режиму неробочого ходу?*
- 6. Які є схеми з'єднання вторинних обмоток трансформаторів напруги?*
- 7. Який принцип роботи конденсаторного трансформатора напруги?*
- 8. Наведіть причини виникнення ферорезонансу в мережах з ізольованою нейтраллю та вплив його на трансформатори напруги.*
- 9. Які заходи застосовують для зменшення впливу ферорезонансних явищ на трансформатори напруги?*

Розділ 6

ДЖЕРЕЛА ОПЕРАТИВНОГО СТРУМУ

Для роботи пристроїв автоматики, управління, сигналізації, релейного захисту необхідне живлення від зовнішніх джерел електричної енергії. Ці джерела називають *джерелами оперативного струму*. На практиці застосовують *джерела змінного та постійного оперативного струмів*.

Оскільки джерела оперативного струму визначають працездатність пристроїв автоматики, управління, релейного захисту тощо, до них пред'являють підвищені вимоги щодо надійності функціонування.

Надійнішими джерелами *постійного оперативного струму* є акумуляторні батареї. Основною перевагою цього виду джерела оперативного струму є незалежність його від режиму роботи електричних станцій та підстанцій, тобто навіть у разі повного знеструмлення силового обладнання електричних станцій чи підстанцій, їх пристрої автоматики, управління, сигналізації, а також релейного захисту продовжуватимуть функціонувати. Крім того, акумуляторні батареї можуть витримувати значні короткочасні перевантаження, що особливо важливо під час виникнення аварійних ситуацій, коли одночасно працюють декілька пристроїв захисту, автоматики та систем управління, що сумарно споживають значну кількість електроенергії.

Принципова схема організації постійного оперативного струму з застосуванням акумуляторних батарей наведена на рис. 6.1.

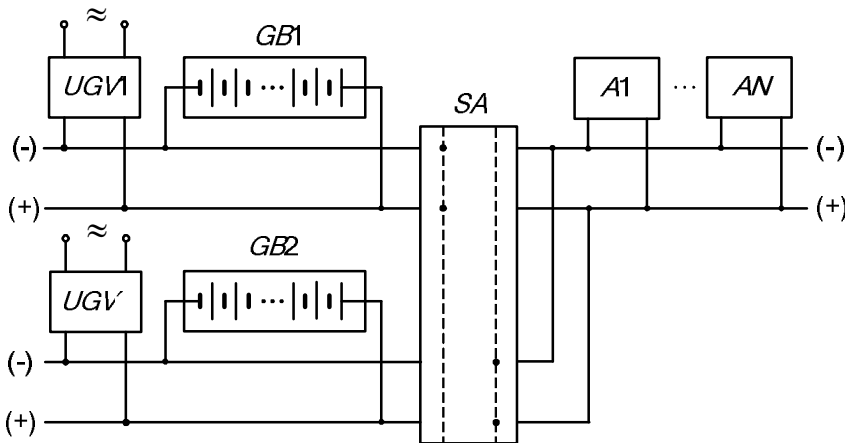


Рис. 6.1. Принципова схема постійного оперативного струму з застосуванням акумуляторних батарей

Джерелом оперативного струму є акумуляторні батареї GB1 та GB2. Для підзарядження акумуляторних батарей призначені спеціальні зарядні пристрої

UGV1 та *UGV2*, що живляться від джерел змінного струму. На схемі (рис. 6.1) зображене джерело постійного оперативного струму з двома акумуляторними батареями, що підвищують надійність функціонування джерела зазвичай. За допомогою перемикача *SA* здійснюють перемикання на живлення від батареї *GB1* чи *GB2*. Від шинок оперативного струму (+) та (-) здійснюють живлення пристроїв автоматики, управління, релейного захисту тощо (на схемі *A1 ÷ AN*).

Поряд з очевидними перевагами джерела постійного оперативного струму з застосуванням акумуляторних батарей мають деякі недоліки, основними з яких є:

- висока вартість акумуляторних батарей;
- потреба в спеціальному приміщенні для розміщення акумуляторних батарей;
- складність організації мережі постійного струму на значній території електричної станції чи підстанції;
- необхідність у висококваліфікованому обслуговуючому персоналі.

Тому схеми постійного оперативного струму застосовують на об'єктах з постійно присутнім оперативним персоналом – на електричних станціях та потужних підстанціях. Зазвичай, застосовують схеми постійного струму на напруги ± 220 В, ± 110 В, зрідка ± 48 В або ± 24 В. На потужних електростанціях та підстанціях застосовують дві однакові акумуляторні батареї, а на підстанціях меншої потужності встановлюють одну батарею.

Цей вид оперативного струму недоцільно застосовувати на підстанціях напругою 110 кВ та нижче, де, зазвичай, відсутній оперативний персонал. На цих підстанціях здебільшого застосовують джерела змінного або випростованого оперативного струму.

Для отримання *випростованого оперативного струму* застосовують спеціальні випростувальні пристрої, що можуть живитись від вторинних кіл вимірювальних трансформаторів – струму чи напруги, або від мережі власних потреб підстанції. Цей вид оперативного струму використовують для живлення складних, наприклад ступінчатих захистів, для роботи яких необхідний постійний оперативний струм.

Якщо випростуваний оперативний струм отримують лише від трансформатора напруги, чи трансформатора власних потреб, необхідно пам'ятати, що його потрібно використовувати тільки для живлення апаратури, що не призначена для роботи під час близьких к.з., коли можливі глибокі пониження напруги на шинах підстанції, або у разі повного вимкнення підстанції. До таких пристроїв належать захисти від перевантажень, захисти від пониження рівня оливи в трансформаторах тощо.

Тому для підвищення надійності роботи пристроїв РЗА та іншої вторинної апаратури, наприклад, електромагнітів вимкнення комутаційних апаратів, використовують комбінації з декількох джерел оперативного струму.

Принципова схема організації комбінованого випростуваного оперативного струму наведена на рис. 6.2. Випростуваний оперативний струм отримують від випростувальних блоків UGA , UGV , що випростують змінний струм, отриманий відповідно від вторинних кіл вимірювальних трансформаторів – струму $TA1$, $TA2$ та напруги TU або трансформаторів власних потреб (ВП) підстанції.

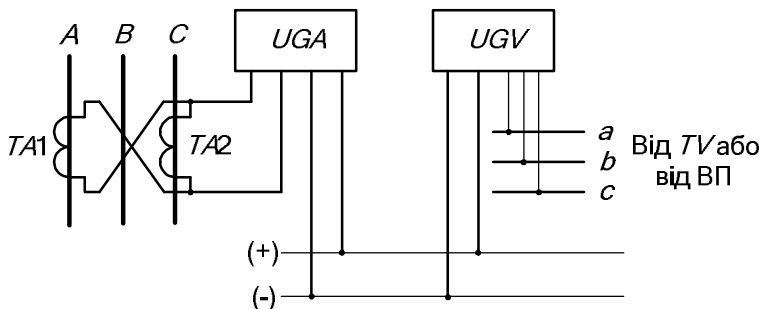


Рис. 6.2. Принципова схема організації комбінованого випростуваного оперативного струму

Блоки живлення UGA , що приєднують до вторинних кіл трансформаторів струму, складаються з проміжного швидконасичувального трансформатора TLA (рис. 6.3, а), двопівперіодного випростувача VD . Для забезпечення ферорезонансної стабілізації послідовно до вторинної обмотки проміжного трансформатора приєднані дросель L та ємність C . Ферорезонанс виникає в контурі: вітка намагнічення проміжного трансформатора TLA – дросель L – ємність C . Вхідна характеристика блока UGA з врахуванням ефекту ферорезонансу наведена на рис. 6.3, б. Як видно з рис. 6.3, б, за рахунок ферорезонансу напруга блока змінюється незначно у разі зміни струму (крива 2). Якщо б у схемі не використовувався ефект ферорезонансу, то залежність напруги від струму мала б вигляд 1, тобто залежно від навантаження напруга б змінювалась в значному діапазоні.

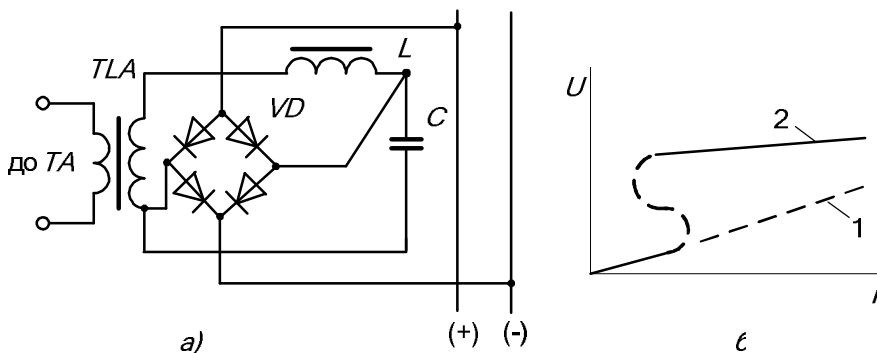


Рис. 6.3. Принципова схема а) та вхідна характеристика

струмового випростуваного блоку *UGA*

Блок *UGV* (рис. 6.2), під'єднують до вторинних кіл трансформатора напруги *TV* або до трансформатора власних потреб (ТВП) підстанції. Принципова схема блока *UGV* наведена на рис. 6.4.

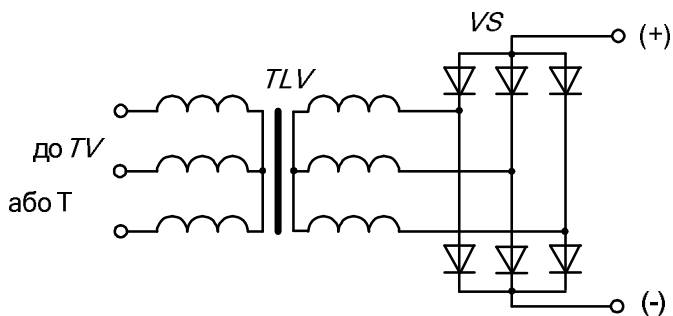


Рис. 6.4. Принципова схема напругового випростуваного блоку *UGV*

Пристрій *UGV* складається з проміжного трансформатора *TLV*, напівпровідникового трифазного випростувального моста *VS*, з виходів якого знімають випростувану напругу.

Для підвищення надійності на підстанціях застосовують комбіновані схеми отримання випростувального струму – одночасно використовують випростувальні блоки *UGA*, *UGV*. На боці випростуваного струму ці блоки вмикають паралельно (рис. 6.2).

Залежно від потужності промисловістю виготовляються та знаходяться в експлуатації різні типи випростувальних блоків. Наприклад, блок БПТ-11 – випростувальний блок, що призначений для приєднання до вторинних кіл трансформаторів струму, причому максимальне допустиме навантаження на стороні випростуваного струму блоку становить 20–25 Вт; БПН-11 випростувальний блок, що живлять від кіл напруги, з таким же допустимим навантаженням (20–25 Вт). Аналогічні блоки БПТ-1001, БПН-1001 можуть жити навантаження потужністю 500–1200 Вт.

На практиці разом з джерелами випростуваного оперативного струму доволі часто застосовують конденсатори (рис. 6.5).

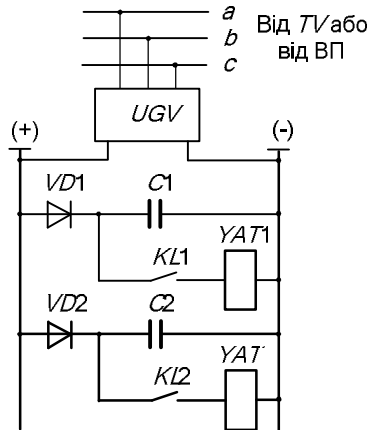


Рис. 6.5. Принципова схема джерела випростуваного оперативного струму з використанням енергії конденсаторів

У такій схемі за доаварійного режиму конденсатори $C1$ та $C2$ попередньо заряджаються від випростувального блока UGV . Після виникнення пошкодження і спрацюванні пристроїв релейного захисту (наприклад, спрацювали вихідні реле захистів $KL1$ або $KL2$ (на схемі обмотки цих реле не показані), замикаються контакти вихідних реле захистів $KL1$ або $KL2$. Після цього конденсатори $C1$ або $C2$ розряджаються на електромагніти вимкнення вимикачів $YAT1$ або $YAT2$ – вимикач пошкодженого приєднання вимкнеться. Конденсатори підбирають так, щоби їхньої енергії вистачало для спрацювання електромагнітів вимкнення $YAT1$, $YAT2$. Діоди $VD1$ та $VD2$ призначені для того, щоби конденсатори $C1$ та $C2$ розряджались тільки на свої елементи і не розряджались на суміжні. Істотною перевагою такої схеми є те, що навіть у разі повної втрати живлення на підстанції, управління обладнанням підстанції здійснюватиметься за рахунок енергії попередньо заряджених конденсаторів.

Найбільш простими та дешевими джерелами змінного оперативного струму є трансформатори струму, що встановлені на підстанції.

На практиці застосовують дві схеми змінного оперативного струму, отриманого від трансформаторів струму:

- схема безпосереднього живлення змінним струмом оперативних кіл від основного трансформатора струму ТС підстанції (рис. 6.6);

- схема живлення змінним струмом оперативних кіл від проміжного трансформатора струму TLA (рис. 6.7).

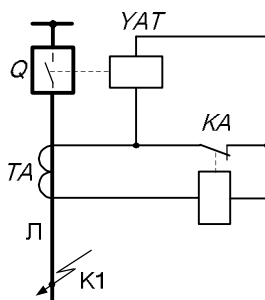


Рис. 6.6. Схема безпосереднього живлення змінним оперативним струмом

Схема, наведена на рис. 6.6, працює так. За нормального режиму електромагніт вимкнення вимикача YAT зашунтований нормально замкненими контактами реле KA – через нього струм практично не протікає. Після виникнення к.з в точці $K1$ на лінії $Л$, коли струм у реле KA буде більший за уставку спрацювання реле, останнє спрацює і розімкне свій контакт. Після цього вторинний струм від трансформатора струму TA протікатиме в колі послідовно з'єднаних обмоток реле KA та електромагніту вимкнення YAT . Електромагніт спрацює – вимикач пошкодженої лінії Q вимкнеться.

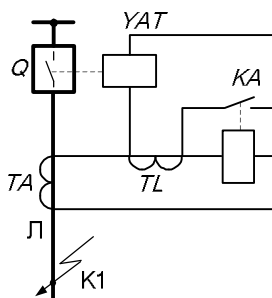


Рис. 6.7. Схема змінного оперативного струму з застосуванням проміжного трансформатора струму TLA

Схема, наведена на рис. 6.7, працює так.

Під час к.з. в точці $K1$ зростає струм в лінії $Л$ і відповідно у вторинній обмотці трансформатора струму TA та послідовно увімкненими з нею первинній обмотці проміжного трансформатора TLA і обмотці реле KA . Коли струм в обмотці реле KA досягне значення, достатнього для його спрацювання, останнє спрацює і замкне коло живлення електромагніту вимкнення YAT від проміжного трансформатора струму TLA . Електромагніт YAT спрацює і вимикач Q вимкнеться.

Хоча схема, наведена на рис. 6.6 є простішою порівняно зі схемою, наведеною на рис. 6.7, вона має істотний недолік – потребує струмового реле KA з потужними контактами, здатними комутувати коло зі значними струмами.

Питання для самоперевірки

- 1. Яке призначення джерел оперативного струму?*
- 2. Які є основні види джерел оперативного струму?*
- 3. Наведіть порівняльну характеристику джерел оперативного струму.*
- 4. З якою метою застосовують ферорезонансну стабілізацію у струмовому блоці живлення?*