

Центральноукраїнський національний технічний університет
Факультет будівництва та транспорту
Кафедра “Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент”

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____2022р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти
на тему
“Вибір оптимального методу діагностики на основі
функціонального і тестового контролю пристроїв
релейного захисту
Selection of the optimal diagnostic method based on
functional and test control of relay protection devices”

Виконав здобувач вищої освіти
2 курсу магістратури, групи ЕЕ-21М
ОПП «Електротехнічні системи
електроспоживання»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Микола ГАНІН
« ____ » _____2022 р.
Керівник роботи
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
« ____ » _____2022р.
Рецензент _____

Міністерство освіти і науки України
Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва та транспорту

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Освітній ступінь магістр

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Електротехнічні системи електроспоживання

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри

_____ Плешков П.Г.

«_____» _____ 2022 р.

ЗАВДАННЯ НА ВИПУСКНУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

_____ Ганіна Миколи Вікторовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) **Вибір оптимального методу діагностики на основі функціонального і тестового контролю пристроїв релейного захисту**

2. Керівник роботи (проекту) Плешков Петро Григорович, к.т.н., професор

(прізвище, ім'я, по-батькові, науковий ступінь, вчене звання)

3. Строк подання студентом роботи до захисту 5.12.2022 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) _____
Постановка завдання; Релейний захист електричних мереж систем електропостачання; Організація профілактичних перевірок пристроїв релейного захисту; Випробувальні пристрої релейного захисту; Комплектні випробувальні пристрої; Охорона праці.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<i>Економічна частина</i>	<i>к.е.н., доц. Журило І.В.</i>		
<i>Охорона праці</i>	<i>к.т.н, доц. Савеленко І.В.</i>		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів випускної кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	<i>Вступ. Постановка завдання</i>	7.10.22	
2	<i>Релейний захист електричних мереж систем електропостачання</i>	15.10.22	
3	<i>Організація профілактичних перевірок пристроїв релейного захисту</i>	22.10.22	
4	<i>Випробувальні пристрої релейного захисту</i>	4.11.22	
5	<i>Комплектні випробувальні пристрої</i>	11.11.22	
6	<i>Охорона праці</i>	19.11.22	
7	<i>Висновки</i>	26.11.22	
8	<i>Оформлення пояснювальної записки ВКР</i>	2.12.22	
9	<i>Оформлення презентаційної частини ВКР</i>	5.12.22	

Дата видачі завдання
Підпис керівника _____

« ____ » _____ 2022р.

Завдання прийнято до виконання
Підпис здобувача _____

« ____ » _____ 2022 р.

РЕФЕРАТ

Розрахунково-пояснювальна записка складається з 154 стор., 53 рис., 4 табл., переліку посилань з 11 джерел.

Мета магістерської роботи: Метою роботи є аналіз оптимальних методів функціональної і тестової діагностики пристроїв релейного захисту, обґрунтування строків і обсягів перевірок.

Завдання дослідження: вибір оптимального методу визначення строків перевірки РЗ; вибір способів регулювання вхідних значень струму й напруги; обґрунтування вибору засобів періодичного контролю пристроїв релейного захисту (ПРЗ); дослідження переваг і недоліків пристроїв контролю ПРЗ різного способу дії.

Об'єкт дослідження: Системи тестової й функціональної діагностики пристроїв релейного захисту й автоматики.

Актуальність роботи: Релейний захист (РЗ) і автоматика є важливою складовою комплексу електроустаткування, за допомогою якої забезпечується надійне електропостачання споживачів. Визначені вимоги до основних властивостей релейного захисту: надійність, швидкодія, селективність, чутливість, низька вартість апаратури та економічність в експлуатації, сумісність з різними пристроями автоматики. Правильність роботи всіх компонентів захисту, які забезпечують всі перераховані вище властивості, залежить від процесів діагностики та контролю пристроїв релейного захисту. В даній кваліфікаційній роботі систематизовані головні способи та засоби діагностики захистів, виконаних за допомогою сучасної елементної бази.

Ключові слова: РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, НАДІЙНІСТЬ, ПЕРЕВІРКА, ДІАГНОСТИКА, ТЕСТОВИЙ КОНТРОЛЬ, ФУНКЦІОНАЛЬНИЙ КОНТРОЛЬ, МІКРОПРОЦЕССОРНІ ПРИСТРОЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ.

ABSTRACT

The calculation and explanatory note consists of 154 pages, 53 figures, 4 tables, a list of references from 11 sources.

The purpose of the master's work: The purpose of the work is the analysis of optimal methods of functional and test diagnostics of relay protection devices, substantiation of the terms and scope of inspections.

The task of the research: choosing the optimal method for determining the terms of the RR inspection; selection of methods of adjusting input values of current and voltage; justification of the choice of means of periodic control of relay protection devices (PRZ); study of the advantages and disadvantages of PPR control devices of various modes of action.

Research object: Systems of test and functional diagnostics of devices of relay protection and automation.

Relevance of the work: Relay protection (RP) and automation is an important component of the electrical equipment complex, which ensures reliable power supply to consumers. The requirements for the main properties of relay protection are determined: reliability, speed, selectivity, sensitivity, low cost of equipment and economy in operation, compatibility with various automation devices. The correct operation of all protection components, which provide all the above properties, depends on the diagnostic and control processes of relay protection devices. This qualification work systematizes the main methods and means of diagnosing protections made with the help of a modern elemental base.

Keywords: RELAY PROTECTION, RELIABILITY, CHECK, DIAGNOSTICS, TEST CONTROL, FUNCTIONAL CONTROL, MICROPROCESSOR RELAY PROTECTION DEVICES.

ЗМІСТ

1. ВСТУП. ПОСТАНОВКА ЗАВДАННЯ.....	6
2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ.....	9
2.1. Загальні положення по проектуванню релейного захисту електричних мереж.....	9
2.2. Особливості розрахунків струмів короткого замикання для вибору уставок релейного захисту.....	11
2.3. Призначення та принцип дії максимальних струмових захистів електричних мереж.....	22
2.4. Розрахунки максимального струмового захисту електричних мереж.....	34
2.5. Призначення та принцип дії струмових відсічок електричних мереж.....	45
3. ОРГАНІЗАЦІЯ ПРОФІЛАКТИЧНИХ ПЕРЕВІРОК ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ.....	53
3.1. Проектування профілактичних перевірок пристроїв релейного захисту.....	53
3.2. Стохастичний метод проведення тестового контролю.....	60
3.3. Перевірка та налаштування ПРЗ на місцевості.....	66
3.4. Перевірка ПРЗ, змонтованих на панелях та щитах управління...	70
3.5. Перевірка первинним струмом від стороннього джерела.....	72
3.6. Перевірка захисту первинним струмом навантаження та робочою напругою.....	73
4. ВИПРОБУВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ.....	76
4.1. Регулювання величини постійної напруги.....	77
4.2. Регулювання величини змінної напруги.....	79

4.3. Регулювання величини змінного та постійного струму.....	83
5. КОМПЛЕКТНІ ВИПРОБУВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ.....	95
5.1. Класифікація засобів діагностування ПРЗ.....	100
5.2. Пристрої функціонального контролю РЗА.....	105
5.3. Пристрої тестового контролю РЗА.....	114
5.4. Запобігання хибних спрацювань при тестовому контролі ПРЗ.....	124
5.5. Зовнішні автоматичні засоби діагностування ПРЗ.....	127
5.6. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту.....	136
ВИСНОВКИ.....	143
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	146
1 ДОДАТОК А. ОХОРОНА ПРАЦІ.....	148
2 А.1 Правові основи охорони праці.....	148
3 А.2 Пожежна безпека в електроустановках.....	149
4 А.3 Електробезпека.....	153

1. ВСТУП. ПОСТАНОВКА ЗАВДАННЯ

Характерними тенденціями розвитку електроенергетики є розширення й об'єднання енергосистем, ріст одиничної потужності енергоагрегатів, збільшення довжини повітряних ліній (ПЛ) і потужності, яка по ним передається, ускладнення схем первинних з'єднань. З урахуванням постійного підвищення вимог до надійності і якості електропостачання відзначені тенденції приводять до росту вимог до пристроїв релейного захисту (ПРЗ), у тому числі до їхньої надійності.

Надійність — одна з основних характеристик ПРЗ. Вона визначається як якість об'єкта зберігати протягом певного часу у встановлених межах нормальні значення всіх параметрів, які характеризують спроможність виконувати потрібні функції в визначених режимах і умовах використання, технічного обслуговування, ремонту, зберігання та транспортування. Надійність є складною якістю, що характеризується залежно від призначення об'єкта й умов його експлуатації комбінацією таких властивостей, як:

- безвідмовність — це якість об'єкта безвідмовно зберігати працездатність на протязі деякого часу або якогось нарробітку;
- довговічність — це якість об'єкта зберігати працездатність при встановленій системі технічного обслуговування й ремонту;
- ремонтпридатність — це якість об'єкта, що має бути пристосована до попередження й виявленню відмов, до відновлення працездатності в результаті проведення технічного обслуговування й ремонту;
- збережність — властивість об'єкта зберігати потрібні значення показників надійності при зберіганні й транспортуванні.

Основні особливості застосування теорії надійності для аналізу ПРЗ обумовлені тим, що вони відносяться до класу пристроїв, що функціонують за вимогою. Дані вимоги являють собою такі ушкодження на енергетичному об'єкті, що захищається, при яких виникає необхідність спрацьовування

ПРЗ. Через це ненадійність ПРЗ може проявлятися у відсутності спрацьовування пристрою при виникненні вимоги спрацьовування (відмова спрацьовування ПРЗ) і в спрацьовуванні пристрою при відсутності вимоги спрацьовування. Останній вид ненадійності розділяється на неправильне спрацьовування ПРЗ, що полягає в спрацьовуванні пристрою при відсутності вимог спрацьовування даного й інших ПРЗ, і на зайве спрацьовування, що полягає в спрацьовуванні пристрою при вимозі спрацьовування інших ПРЗ, але при відсутності вимоги спрацьовування даного ПРЗ, тобто в неселективному спрацьовуванні.

Необхідно враховувати, що коротке замикання (к.з.) на енергетичних об'єктах відбувається достатньо рідко і має короткочасний характер. Це призводить до того, що більша частина ушкоджень ПРЗ виникає в режимі очікування к.з. і за винятком дефектів, які призводять до невірному спрацьовування, до виникнення к.з. у функціонуванні захисту, не проявляються. Тому слід розрізняти відмову ПРЗ як апарата (апаратурна відмова), тобто втрата здатності виконання пристроєм заданої функції, і відмова функціонування ПРЗ — невиконання заданого призначення. Моменти виникнення цих подій у загальному випадку не збігаються. Відмова апаратури може не привести до відмови роботи ПРЗ, якщо між випадком виникнення дефекту й випадком к.з. буде здійснений ремонт ПРЗ. Проте якщо ПРЗ не буде поновлюватися, одна відмова апаратури може спровокувати кілька відмов функціонування. Отже, надійність функціонування ПРЗ істотно залежить від його придатності до ремонту та може бути покращена не тільки шляхом підвищення безвідмовності ПРЗ, але й шляхом своєчасного виявлення та ліквідації виниклих дефектів.

Протягом певного часу в техніці релейного захисту відбулися значні зміни, пов'язані із використанням статичних напівпровідникових ПРЗ, що виробляються на інтегральних мікросхемах (більш досконалі, але й більш складні ПРЗ). Перехід на нову елементну базу, з одного боку, зумовив

необхідність пошуку нових технічних рішень, направлених на підвищення надійності ПРЗ, а з іншого,- створив необхідні для цього можливості.

Основним завданням даної роботи є аналіз способів контролю й діагностики пристроїв релейного захисту, застосовуваних в енергосистемах.

У роботі приводиться:

- обґрунтування строків і обсягів контролю ПРЗ, обґрунтування вимог до контролю;
- розгляд умов і результатів натурних випробувань;
- застосування аналізу для випробувань релейного захисту, змонтованого на щитах і панелях;
- розгляд особливостей будови й функціонування стендів, призначених для комплексних випробувань;
- вивчення основних принципів побудови, функціонування пристроїв функціонального й тестового контролю, мікропроцесорних пристроїв релейного захисту (МПРЗ), вбудованих пристроїв;
- проблеми використання МПРЗ у сучаснім електропостачанні.

2. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ СИСТЕМ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

2.1. Загальні положення по проектуванню релейного захисту електричних мереж

Електричні машини та апарати електричних мереж, трансформатори системи електропостачання знаходяться під напругою і характеризуються протіканням струму який викликає їх нагрівання. Поцьому в процесі експлуатації можуть виникати ушкодження, які приводять до короткого замикання (КЗ).

Короткі замикання виникають при пробії чи перекритті ізоляції, обриві проводів, помилкових діях персоналу (включення під напругою заземленого приладу, вимикання роз'єднувачів під навантаженням) та ряду інших причин.

В переважній більшості випадків в точці КЗ утворюється електрична дуга з високою температурою, яка призводить до пошкодження струмоведучих елементів, ізоляторів та електричних пристроїв. При КЗ до місця ураження підходить потужний струм (струм КЗ), який вимірюється тисячами ампер. Цей струм перегріває неушкоджені струмоведучі частини і може викликати додаткові ушкодження, тобто аварійну ситуацію.

Одночасно в мережі, електрично пов'язаною з місцем ушкодження, проходить глибоке падіння напруги, яке може призвести до вимкнення електродвигунів і до порушень паралельної роботи генераторів. Розвиток аварії може бути закінчений швидким вимкненням пошкодженої частини електричної установки чи мережі за допомогою спеціальних автоматичних пристроїв, які називаються засобами релейного захисту. При відключенні вимикачів пошкодженого елемента згасає електрична дуга в точці КЗ і завершується проходження струму КЗ з відновленням нормальної напруги на неушкодженій частині електричної установки чи мережі.

Отже, основним призначенням релейного захисту є виявлення місця появи КЗ та прискорене автоматичне відключення вимикачами ушкоджених пристроїв чи частини мережі від тої, яка залишилась неушкодженою частиною системи електропостачання.

Вітчизняною промисловістю освоєне виробництво різних типів пристроїв релейного захисту і автоматики, якими можуть бути оснащені лінії електропередач, силові трансформатори в мережах різної конфігурації.

Велика розноманітність захистів і автоматики пропонується провідними іноземними фірмами, такими як «Silirotec» («Siemens»); «Seliam» («Schneider Electric»); «SliAC», «REF» («ABB») і ін. Перед проектувальниками виникає питання вибору та установки раціональних пристроїв релейного захисту. Насамперед, варто врахувати наявність встановленого електрообладнання в системах електропостачання, а особливо треба звернути увагу, які встановлені вимикачі і приводи до них. Якщо встановлені вакуумні вимикачі фірм «ABB» чи «Таврида електрик» необхідно застосовувати релейний захист на мікропроцесорах. Якщо ж застосовані масляні вимикачі з приводами ПП-67 досить застосувати релейний захист з вбудованими реле типу РТВ, РТМ в привід вимикача.

При проектуванні релейного захисту необхідно оцінити ступінь надійності варіантів, врахувати вартість електрообладнання і простоту подальшої експлуатації.

У цьому зв'язку важливо встановити, на яких лініях електропередач обов'язково за умовами збереження стійкості навантаження відповідальних споживачів (головним чином синхронного навантаження) повинні застосовуватися пристрої релейного захисту, що забезпечують швидкодіючі відключення при короткому замиканні в будь-якій точці по довжині лінії електропередач, а на яких лініях таке відключення достатньо забезпечити на частині довжини або можна допустити відключення коротких замикань з деякою витримкою часу в будь-якій точці лінії. Розрахунковим видом

короткого замикання є трифазне металеве замикання, при якому зниження напруги найбільш глибоке.

Потрібно мати на увазі, що релейний захист, який забезпечує швидке відключення коротких замикань по всій довжині лінії в мережі зі складною конфігурацією живлення є більш складні, та менш надійні, ніж релейний захист з зоною швидкодії тільки на частині лінії. Також треба враховувати, що крім швидкодіючого захисту необхідно передбачати повільно діючий захист для ближнього і дальнього резервування.

Наявність декількох незалежних релейних захистів збільшує імовірність безвідмовної роботи під час короткого замикання в зоні, що захищається, і зменшує імовірність безвідмовної роботи при відсутності короткого замикання і при коротких замиканнях поза зоною, що захищається.

На лініях з однобічним живленням від багатофазних коротких замикань повинен встановлюватися двосходиноквий струмовий захист, перша сходинок якого виконана у виді струмової відсічки, а друга у виді максимального струмового захисту з незалежною чи залежною характеристикою витримки часу.

При неможливості виконання необхідної чутливості повинен передбачатися дистанційний захист.

2.2. Особливості розрахунків струмів короткого замикання для вибору уставок релейного захисту

Для розрахунку параметрів спрацьовування струмових захистів повинні бути розраховані максимальні струми КЗ у максимальному режимі системи X_{Cmax} , а для оцінки чутливості захисту мінімальні струми КЗ у мінімальному режимі системи – X_{Cmin} .

Струми короткого замикання, як у максимальному режимі, так і в мінімальному режимі повинні бути розраховані з урахуванням впливу РПН трансформаторів.

Системою необмеженої потужності є потужне джерело живлення, з постійною напругою на шинах незалежно від місця КЗ в зовнішній мережі.

Опір системи необмеженої потужності приймаємо рівним нулю. Визначаємо струм короткого замикання, кА:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot x_{рез}}, \quad (2.1)$$

де U_C – міжфазна напруга на шинах системи необмеженої потужності, КП;

$x_{рез}$ – результуючий опір в точці КЗ, Ом.

Якщо опір системи, що живить точку короткого замикання, порівняно великий, його необхідно враховувати при визначенні струму короткого замикання. У цьому випадку в схему заміщення вводять опір і приймають, що за ним знаходяться шини необмеженої потужності. Далі визначають струм короткого замкнення:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot (x_C + x_{вш})}$$

де x_C – опір системи, приведений до шин джерела.

$x_{вш}$ – опір кола короткого замикання між шинами і точкою ушкодження.

Опір системи можливо визначити, якщо заданий струм трифазного короткого замикання на її шинах $I_{K3}^{(3)}$. :

$$x_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} \cdot I_{K3.зад}^{(3)}}, \quad (2.2)$$

Опір системи при розрахунках струмів КЗ можна задати не струмом, а потужністю короткого замикання, S_{K3}

$$S_{K3}^{(3)} = \sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot I_{K3}^{(3)}.$$

Опір x_C по заданій потужності КЗ $S_{K3}^{(3)}$ визначається зі співвідношення:

$$x_C = \frac{U_{cp}^2}{S_{K3}^{(3)}}, \quad (2.3)$$

На силових трансформаторах напругою 35кВ і вище встановлені автоматичні регулятори напруги для підтримки на шинах нижчої напруги (НН) трансформатора номінальної напруги при експлуатаційних змінах напруги на стороні вищої напруги (ВН). Це досягається регулюванням коефіцієнта трансформації трансформатора за допомогою зміни напруги сторони ВН.

При регулюванні напруги на стороні ВН змінюється й опір розсіювання трансформатора, віднесений до сторони ВН ($x_{тр}$). Для понижуючих трансформаторів загального призначення (ДСТ 12965-74, ДСТ 17546-72) при зменшенні коефіцієнта трансформації ($-\Delta U_{РПН}$) опір $x_{тр}$ зменшується в порівнянні з середнім його значенням, а при збільшенні коефіцієнта трансформації ($+\Delta U_{РПН}$) збільшується. Приведені розрахункові значення напруг КЗ U_k (у відсотках) не тільки для середнього положення регулятора РПН ($U_{k,ср}$), але і для його положень на крайніх відгалуженнях регульованої обмотки (РО): $U_{k,мін}$ і $U_{k,макс}$.

Ці значення віднесені до номінальної потужності трансформатора і напруги середнього і крайнього відгалужень РО відповідно, причому крайньому “мінусовому” відгалуженню РО ($-\Delta U_{РПН}$) відповідає $U_{k,мін}$, а крайньому “плюсовому” відгалуженню – $U_{k,макс}$.

Для трансформаторів напругою 110 і 35 кВ, у яких при $-\Delta U_{РПН}$ напруга КЗ U_k (у відсотках) менше середнього, а при $+\Delta U_{РПН}$ – більше середнього, значення $x_{тр}$ (в Омах), віднесений до регульованої сторони ВН, визначаються за виразами:

$$x_{ТРср} = \frac{U_{КЗср} \cdot U_{срВН}^2}{100 \cdot S_{ном.ТР}}, \quad (2.4)$$

$$x_{ТРмін} = \frac{U_{КЗмін} \cdot U_{мінВН}^2}{100 \cdot S_{ном.ТР}} = \frac{U_{КЗмін} [U_{срВН} (1 - \Delta U_{*РПН})]^2}{100 \cdot S_{ном.ТР}}, \quad (2.5)$$

$$x_{ТРмакс} = \frac{U_{КЗмакс} \cdot U_{максВН}^2}{100 \cdot S_{ном.ТР}} = \frac{U_{КЗмакс} [U_{срВН} (1 + \Delta U_{*РПН})]^2}{100 \cdot S_{ном.ТР}}, \quad (2.6)$$

де $U_{ВН}$ – напруга на стороні ВН, кВ;

$S_{\text{ном ТР}}$ – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$\Delta U_{*рпн}$; $\Delta U_{*рпн}$ – половина повного (сумарного) діапазону регулювання на стороні ВН трансформатора ($\Delta U_{*рпн}$ – у відсотках).

Якщо напруга $U_{\text{максВН}}$ по формулі (2.6) виявляється більше максимального допустимого значення для даної мережі (табл. 2.1.), то $U_{\text{максВН}}$ у виразі (2.6) варто приймати по табл. 2.1.

Таблиця 2.1. Міжфазні напруги електричних трифазних розподільних мереж

Напруга, кВ		
номінальна	найбільша	середня (для розрахунків струмів КЗ)
0,22/0,27	-	0,22/0,27
0,38/0,22	0,4/0,23	0,4/0,23
0,66/0,38	0,69/0,4	0,69/0,4
3	3,5	3,15
6	6,9	6,3
10	11,5	10,5
20	23	20
35	40,5	37,0
110	126,0	115,0
150	172,0	154,0
220	252,0	230,0
330	373,0	330,0

ПРИМІТКА. Номінальні і найбільші напруги зазначені за ДСТ 721-74 і 721-77.

При відсутності паспортних даних величин $x_{\text{ТРмін}}$ і $x_{\text{ТР макс}}$ можуть бути використані параметри, приведені в Додатку Д1.1. – Д1.4.

У сучасних понижуючих трансформаторів 110-150 кВ розподільних мереж з $\Delta U_{\text{рпн}} = \pm 16\%$ $x_{\text{ТР}}$ у крайніх положеннях регулятора РПН може відрізнятися від середнього в 1,3-1,6 рази, а відношення $x_{\text{ТР макс}}/x_{\text{ТР мин}}$ може бути в межах 2-2,5 і навіть більше. У трансформаторів 35кВ (ДЕСТ 11920-73) потужністю 4 і 6 МВА при $\Delta U_{\text{рпн}} = \pm 9\%$ це відношення дорівнює приблизно 1,8 (для трансформаторів 35кВ меншої потужності це відношення значно менше). Очевидно, що велике значення в розходженнях $x_{\text{ТР}}$ викликає і значні розходження в значеннях $I_{\text{к макс}}$ і $I_{\text{к мин}}$ - струмах, що протікають по регульованій стороні ВН при КЗ за трансформатором. Значення $I_{\text{КЗ}}^{(3)}_{\text{макс}}$

необхідні для розрахунку I_{K3} диференціальних захистів, розрахункової перевірки трансформаторів струму, узгодження характеристик залежних максимальних захистів та ін.

Значення $I_{K3 \text{ мин}}$ необхідні для обчислення коефіцієнта чутливості захистів.

Обчислення максимально можливого струму КЗ $I_{K3}^{(3)}$ варто робити при найменшому опорі живлення системи в максимальному її режимі ($x_{\text{макс}}$), віднесеному до $U_{\text{ср}}$ мережі ВН і опор $x_{\text{ТР мин}}$, обчисленому по формулі (2.5).

Для вибору уставок релейного захисту понижуючих трансформаторів із РПН, визначається $I_{K3}^{(3)}_{\text{макс}}$:

$$I_{K3 \text{ максВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}(x_{\text{смакс}} + x_{\text{ТР мин}})}, \quad (2.7)$$

де: $U_{\text{н}}$ – номінальна міжфазна напруга мережі (табл. 2.1).

Приведення $I_{K3}^{(3)}_{\text{максВН}}$ до нерегульованої сторони НН варто робити не по середньому коефіцієнту трансформації трансформатора, а по мінімальному, відповідному тому ж крайньому положенню РПН, при якому обчислюється цей струм:

$$I_{K3 \text{ максНН}}^{(3)} = I_{K3 \text{ максВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{срВН}}(1 - \Delta U_{\text{РПН}})}{U_{\text{НН}}}, \quad (2.8)$$

Обчислення мінімального струму КЗ $I_{K3}^{(3)}_{\text{мин}}$ варто робити при найбільшому опорі живлячої системи в мінімальному її режимі ($x_{\text{с мин}}$) і найбільшому опорі розглянутого трансформатора, обчисленого за допомогою виразу (2.6).

Для практичних розрахунків обчислення $I_{K3}^{(3)}_{\text{мин}}$ для вибору уставок релейного захисту понижуючих трансформаторів із РПН можна робити по виразу:

$$I_{K3 \text{ минВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{максВН}}}{\sqrt{3}(x_{\text{с мин}} + x_{\text{ТР макс}})}, \quad (2.9)$$

де $U_{\text{максВН}} = U_{\text{срВН}} \cdot (1 + \Delta U_{\text{РПН}})$, але не більше $U_{\text{макс}}$ (табл. 2.1).

Приведення $I^{(3)}_{\min BH}$ до нерегульованої сторони НН варто робити за допомогою коефіцієнта трансформації, при якому обчислюється цей же струм:

$$I_{K3 \min HH}^{(3)} = I_{K3 \min BH}^{(3)} \cdot \frac{U_{\max BH}}{U_{HH}}, \quad (2.10)$$

де $U_{\max BH}$ – не більше ніж вказане в табл. 2.1.

Приклад 2.1. Визначення параметрів схеми заміщення:

Всі опори схеми заміщення приведені до $U_{\text{ср}} = 115 \text{ кВ}$

а) Опір системи : $X_{\text{с.макс.}} = 10 \text{ Ом}$, а $X_{\text{с.мін.}} = 13 \text{ Ом}$.

б) Опір повітряній лінії 110 кВ : $L = 12 \text{ км.}$, $S = 150 \text{ мм}^2$

$$X_{L110 \text{ кВ}} = X_0 \cdot l = 0,4 \cdot 12 = 4,8 \text{ Ом.}$$

в) Трансформатор Т1: паспортні дані :

ТДТН - 25000 кВА

$$U_{\text{ном}} = 115 \pm 9 \times 1,78 / 38,5 \pm 2 \times 2,5 / 11 \text{ кВ.}$$

Потужність обмотки ВН - 25000 кВА;

Потужність обмотки СН - 25000 кВА;

Потужність обмотки НН - 25000 кВА.

$$I_{\text{ном.110 кВ}} = 125,7 \text{ А}; I_{H,11 \text{ кВ}} = 1313,7 \text{ А}; U_{K3 \text{ВН-НН ср}} = 17,5\%;$$

$$U_{K3 \text{ВН-НН мин}} = 17,47\%; U_{K3 \text{ВН-НН макс}} = 19,5\%; U_{K3 \text{ВН-СН ср}} = 10,5\%;$$

$$U_{K3 \text{ВН-СН мин}} = 9,99\%; U_{K3 \text{ВН-СН макс}} = 11,86\%; U_{K3 \text{СН-НН}} = 6,5\%$$

Вбудовані трансформатори струму :

на стороні ВН: 600 – 400 – 300 – 200/5

на стороні СН: 3000 – 2000 – 1500 – 1000/5

Напруга КЗ $U_{K3 BH}$ обмотки ВН-110 кВ:

$$U_{K3 \text{ВН.ср.}} = 0,5(U_{\text{ВСр.}} + U_{\text{ВНср.}} - U_{\text{СНср.}}) = 0,5(10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%$$

$$U_{K3BHmin} = 0,5(U_{B-Cmin} + U_{B-Hmin} - U_{CH}) = 0,5(9,99 + 17,47\% - 6,5) = 10,48\%$$

$$U_{K3BHmax} = 0,5(U_{B-Cmax} + U_{B-Hmax} - U_{CH}) = 0,5 \cdot (11,86 + 19,5 - 6,5) = 12,43\%$$

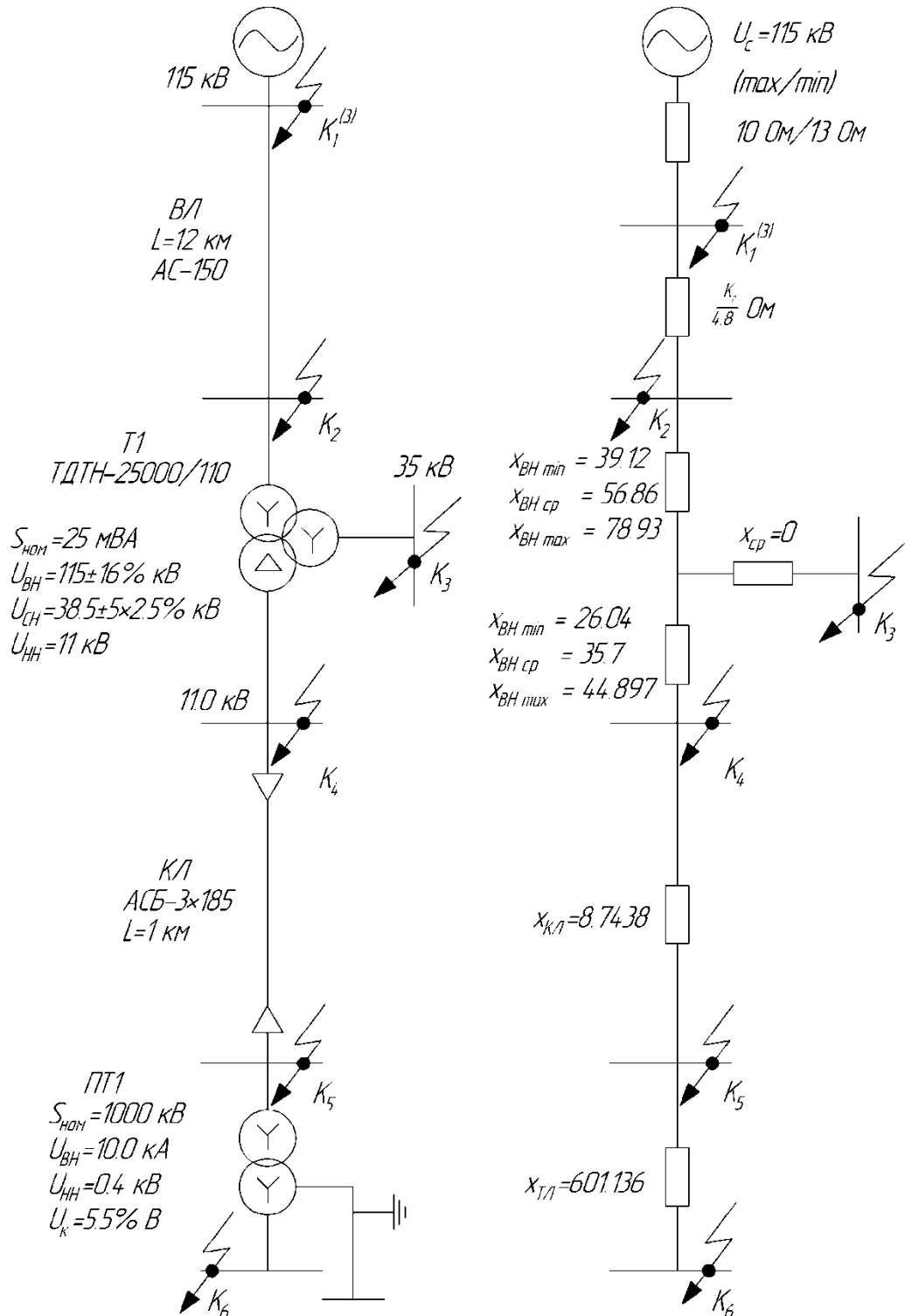


Рис. 2.1. Розрахункова схема (а) і схема заміщення (б)

Напруга КЗ $U_{K3 BH}$ обмотки ВН-110 кВ:

$$U_{K3 BH \text{ср.}} = 0,5(U_{BC \text{ср.}} + U_{BH \text{ср.}} - U_{CH \text{ср.}}) = 0,5(10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75\%$$

$$U_{K3 BH \text{мін.}} = 0,5(U_{B-C \text{мін.}} + U_{B-H \text{мін.}} - U_{CH}) = 0,5(9,99 + 17,47\% - 6,5) = 10,48\%$$

$$U_{K3 BH \text{макс.}} = 0,5(U_{B-C \text{макс.}} + U_{B-H \text{макс.}} - U_{CH}) = 0,5 \cdot (11,86 + 19,5 - 6,5) = 12,43\%$$

Напруга КЗ $U_{K3 CP}$ обмотки СН 35кВ:

$$U_{K3 CH \text{ср.}} = 0,5 \cdot (U_{BC \text{ср.}} + U_{CH \text{ср.}} - U_{K3 B-H}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25\%$$

$$U_{K3 BH \text{мін.}} = 0,5 \cdot (U_{B-C \text{мін.}} + U_{K3 C-H \text{мін.}} - U_{K3 B-H \text{мін.}}) = 0,5 \cdot (9,99 + 6,5 - 17,47) = -0,49\%$$

$$U_{K3 BH \text{макс.}} = 0,5 \cdot (U_{K3 B-C \text{макс.}} + U_{K3 C-H} - U_{K3 B-H \text{макс.}}) = 0,5 \cdot (11,86 + 6,5 - 19,5) = -0,57\%$$

Напруга КЗ $U_{K3 HH}$ обмотки НН 11кВ:

$$U_{K3 BH \text{ср.}} = 0,5 \cdot (U_{K3 B-H \text{ср.}} + U_{K3 C-H \text{ср.}} - U_{K3 B-C}) = 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75\%$$

$$U_{K3 HH \text{мін.}} = 0,5 \cdot (U_{K3 B-H \text{мін.}} + U_{K3 C-H} - U_{K3 B-C \text{мін.}}) = 0,5 \cdot (17,47 + 6,5 - 9,99) = 6,99\%$$

$$U_{K3 HH \text{макс.}} = 0,5 \cdot (U_{K3 B-H \text{макс.}} + U_{K3 C-H} - U_{K3 B-C \text{макс.}}) = 0,5 \cdot (19,5 + 6,5 - 11,86) = 7,07\%$$

Індуктивний опір обмотки ВН - 110 кВ

$$X_{BH \text{ср.}} = \frac{U_{BH \text{ср.}} \% [U_{\text{ср. BH}}]^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ тр.}}} = \frac{10,75 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = 56,8675 \text{ Ом}$$

$$X_{BH \text{мін.}} = \frac{U_{K3 BH \text{мін.}} \cdot [U_{\text{ср. BH}} \cdot (1 - \Delta U \cdot P_{\text{ПН}})]^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ тр.}}} = \frac{10,48}{100} \cdot \frac{[115 \cdot (1 - 0,16)]^2}{100 \cdot 25} = \frac{10,48}{100} \cdot \frac{96,6^2}{25} = 39,12 \text{ Ом}$$

$$X_{BH \text{макс.}} = \frac{U_{K3 BH \text{макс.}} \cdot [U_{\text{ср. BH}} \cdot (1 + \Delta U \cdot P_{\text{ПН}})]^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ тр.}}} = \frac{12,43}{100} \cdot \frac{[115 \cdot (1 + 0,16)]^2}{100 \cdot 25} = \frac{12,43}{100} \cdot \frac{126^2}{25} = 78,935 \text{ Ом}$$

$$X_{CH} = 0$$

$$X_{BH \text{ср.}} = \frac{U_{K3 HH \text{ср.}} \cdot U_{\text{ср. BH}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ тр.}}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 35,7 \text{ Ом.}$$

$$X_{HH \text{мін.}} = \frac{6,99\% \cdot [115 \cdot (1 - 0,16)]^2}{100 \cdot 25} = \frac{6,99}{100} \cdot \frac{96,6^2}{25} = 26,09 \text{ Ом}$$

$$X_{HH \text{макс.}} = \frac{7,07 \cdot [115 \cdot (1 + 0,16)]^2}{100 \cdot 25} = \frac{7,07}{100} \cdot \frac{126^2}{25} = 44,897 \text{ Ом}$$

г) Опір кабельній лінії 10 КЛ - 1 приведений до напруги 110 кВ

$$X_{\text{кл}} = 0,08 \cdot 1 \cdot \left(\frac{U_{\text{ср}}}{U_{\text{нн}}} \right)^2 = 0,08 \cdot 1 \cdot \frac{115^2}{11^2} = 8,7438 \text{ Ом}$$

д) Опір трансформатора 1000 кВА 10/0,4 кВ ТП1, приведений до напруги 110 кВ.

$$X_{\text{ТП1}} = \frac{U_{\text{к}} \% \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \cdot \left(\frac{115}{11} \right)^2 = \frac{5,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 1,0} \cdot \left(\frac{115}{11} \right)^2 = 601,136 \text{ Ом}$$

Визначається струм к.з.

Точка К1

а) Мінімальний режим : $X_{\text{рез.мін.}} = X_{\text{Смін}} = 13 \text{ Ом}$

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} \text{ мін.} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{Смін}}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 13} = 5,11338 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} \text{ мін.} = 0,865 \cdot 5,11338 = 4,423 \text{ кА}$$

б) Максимальний режим.

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} \text{ мін.} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{Смакс}}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 10} = 6,647 \text{ кА}$$

$$X_{\text{рез.макс}} = X_{\text{Смакс}} = 10 \text{ Ом}$$

Точка К2 : шини 110 кВ п/ст.

а) Максимальний режим

$$X_{\text{рез.макс}} = X_{\text{Смакс}} + X_{\text{л}} = 10 + 4,8 = 14,8 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} \text{ мін.} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{рез.макс}}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 14,8} = 4,49 \text{ кА}$$

б) Мінімальний режим

$$X_{\text{рез.мін}} = X_{\text{Смін}} + X_{\text{л}} = 13 + 4,8 = 17,8 \text{ Ом}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(3)} \text{ мін.} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{рез.мін}}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 17,8} = 3,734 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} \text{ мін.} = 0,865 \cdot 3,734 = 3,23 \text{ кА}$$

Точка К3 : шини 35 кВ п/ст.

а) Максимальний режим

$$X_{\text{рез.мін}} = X_{\text{Смін}} + X_{\text{л}} + X_{\text{ВНмін}} = 10 + 4,8 + 39,12 = 53,92 \text{ Ом}$$

$$I_{K3}^{(3)} \text{ мін.} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{рез.макс.}}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 53,92} = 1,2328 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(3)} \text{ мін.} = I_{K3}^{(3)} \text{ мін.} \cdot \frac{U_{\text{ср.ВН}} \cdot (1 - \Delta U \cdot \text{РПН})}{U_{\text{СН}}} = 1,2328 \cdot \frac{96,6}{38,5} = 3,0932 \text{ кА}$$

б) Мінімальний режим

$$X_{\text{рез.мін}} = X_{\text{Смін}} + X_{\text{л}} + X_{\text{ВНмакс}} = 13 + 4,8 + 78,935 = 96,735 \text{ Ом}$$

$$I_{K3}^{(3)} \text{ мін.} = \frac{U_{\text{ср.ВН}} \cdot (1 + \Delta U \cdot \text{РПН})}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{рез.мін.}}} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot 96,735} = 0,752 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(3)} \text{ мін.} = I_{K3}^{(3)} \text{ мін.} \cdot \frac{U_{\text{макс.ВН}}}{U_{\text{СН}}} = 0,752 \cdot \frac{126}{38,5} = 2,46 \text{ кА}$$

Точка К4 : шини НН - 11 кВ

а) Максимальний режим

$$X_{\text{рез.макс}} = X_{\text{Смакс}} + X_{\text{л}} + X_{\text{ВНмін}} + X_{\text{ННмін}} = 13 + 4,8 + 39,12 + 26,09 = 83,01 \text{ Ом}$$

$$I_{K3}^{(3)} \text{ мін.} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{рез.макс.}}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 83,01} = 0,8 \text{ кА}$$

б) Мінімальний режим

$$X_{\text{рез.мін}} = X_{\text{Смін.}} + X_{\text{л}} + X_{\text{ВНмакс}} + X_{\text{ННмакс}} = 10 + 4,8 + 78,935 + 44,897 = 138,632 \text{ Ом}$$

$$I_{K3}^{(2)} \text{ мін.} = \frac{U_{\text{макс.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{рез.мін}}} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot 138,632} = 0,525 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(2)} \text{ мін.} = I_{K3}^{(3)} \text{ мін.} \cdot \frac{U_{\text{макс.ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 0,525 \cdot \frac{126}{11} = 6,0136 \text{ кА}$$

$$I_{K3}^{(2)} \text{ мін.} = 0,865 \cdot 6,0136 = 5,2 \text{ кА}$$

Точка К5 : шини 10 кВ ТП. - 1

а) Максимальний режим

$$X_{рез.мин.} = X_{С мин.} + X_{л} + X_{ВН мин} + X_{НН мин} + X_{кл} = 10 + 4,8 + 39,12 + 26,09 + 8,74 = 88,75 \text{ Ом}$$

$$I_{КЗ}^{(3) мин.} = \frac{U_{ср.}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез.мин.}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 88,75} = 0,749 \text{ кА}$$

б) Мінімальний режим

$$X_{рез.мин} = X_{С мин.} + X_{л} + X_{ВН макс} + X_{НН мин} + X_{кл} = 13 + 4,8 + 78,935 + 44,897 + 8,74 = 150,372$$

Ом

$$I_{КЗ}^{(3) мин.} = \frac{U_{макс.ВН}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез.мин.}} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot 150,372} = 0,484 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ}^{(2) мин.} = I_{КЗ}^{(3) мин.} \cdot 0,865 = 0,484 \cdot 0,865 = 0,418 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ}^{(3) мин.} = I_{КЗ}^{(3) мин.} \cdot \frac{U_{макс.ВН}}{U_{НН}} = 0,484 \cdot \frac{126}{11} = 5,547 \text{ кА}$$

$$I_{КЗ}^{(3) мин.} = 0,865 \cdot I_{КЗ}^{(3) мин.} = 0,865 \cdot 5,447 = 4,798 \text{ кА}$$

Точка К6 : шины 0,4 кВ ТП - 1

а) Максимальный режим

$$X_{рез.макс.} = X_{С макс.} + X_{л} + X_{ВН мин} + X_{НН мин} + X_{кл} + X_{ТП1} =$$

$$= 10 + 4,8 + 39,12 + 26,09 + 8,74 + 601,136 = 689,886 \text{ Ом}$$

$$I_{КЗ}^{(3) макс.} = \frac{U_{ср.}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез.макс.}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 689,886} = 0,0964 \text{ кА} = 96,4 \text{ А}$$

$$I_{КЗ}^{(3) макс.} = I_{КЗ}^{(3) макс.} \cdot \frac{U_{ср.ВН} \cdot (1 - \Delta U^*_{рпн})}{U_{НН}} = 96,4 \cdot \frac{96,6}{0,4} = 232808,66 \text{ А}$$

б) Мінімальний режим

$$X_{рез.мин.с.} = X_{С макс.} + X_{л} + X_{ВН макс} + X_{НН макс} + X_{кл} + X_{ТП1} = 13 + 14,8 + 78,935 + 44,897 + 8,74 + 601,136 = 751,5$$

Ом

$$I_{КЗ}^{(3) мин.} = \frac{U_{макс.ВН}}{\sqrt{3} \cdot X_{рез.мин.}} = \frac{126}{\sqrt{3} \cdot 751,5} = 0,0969 \text{ кА} = 96,9 \text{ А}$$

$$I_{КЗ}^{(2) мин.} = 0,865 \cdot 96,9 = 83,81 \text{ А}$$

$$I_{K3}^{(3)} \text{ мін.} = I_{\text{мін}}^{(3)} K_{3.} \frac{U_{\text{макс.ВН}}}{U \cdot 0,4} = 96,9 \cdot \frac{126}{0,4} = 30523,5 \text{ А}$$

$$I_{K3}^{(3)} \text{ мін.} = 0,865 \cdot 30523,5 = 26402,8 \text{ А}$$

2.3. Призначення та принцип дії максимальних струмових захистів електричних мереж

Основною ознакою виникнення коротких замикань є зростання струму в лінії. Цей фактор використовується для здійснення захистів, названих струмовими.

Струмові захисти спрацьовують при збільшенні струму у фазах ліній понад визначене значення. В якості реле, що спрацьовують при зростанні струму, застосовують максимальні струмові реле.

Струмові захисти розділяються на максимальні струмові захисти (МСЗ) і струмові відсічки (СВ). Головна різниця між цими захистами існує в методі забезпечення селективності.

Селективність дії максимального струмового захисту досягається узгодженням дії за струмом і за часом із захистами живлячих ("наступних") і що відходять ("попередніх") елементів.

Селективність дії струмових відсічок виконується відповідним вибором струму спрацьовування відсічки.

Максимальні струмові захисти являються основним видом захистів для мереж з однобічним живленням, а у мережах більш складної конфігурації МСЗ застосовується як допоміжний.

До максимального струмового захисту (рис. 2.2) підводиться через трансформатор струму ТА струм, що проходить по елементу, який захищається (лінія W). При звичайних значеннях струму навантаження лінії захист не спрацьовує, але коли струм збільшується чи досягає (або перевищить) раніш встановлену величину, то захист прийде в дію (спрацює) і вимкне вимикач Q. Значення струму, при якому відбувається включення захисту називається струмом спрацьовування захисту.

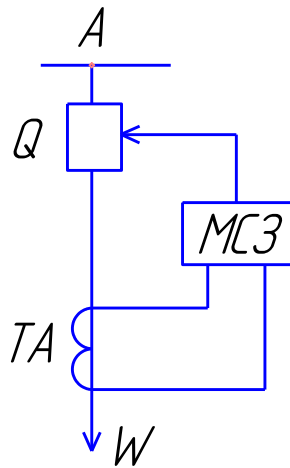


Рис. 2.2. Принцип дії максимально струмового захисту

Отже, перша вимога, якій повинен задовольняти максимально струмовий захист - це точне виявлення моменту відбування аварії, що досягається при встановленні визначеної величини струму спрацювання.

Поява зверхструму у якому-небудь елементі не завжди є ознакою ушкодження саме цього елемента. Справа в тому, що зверхструм проходить не тільки по ушкодженному елементі, але і по зв'язаних з ними неушкоджених елементах електромережі.

Так, у випадку, якщо електромережа складається з трьох послідовно по'єднаних ділянок (рис.2.3), при короткому замиканні в точці "К" зверхструм I_{K3} проходить від джерела живлення "Е" до місця ушкодження як по ушкодженій ділянці I так і по неушкоджених ділянках II і III.

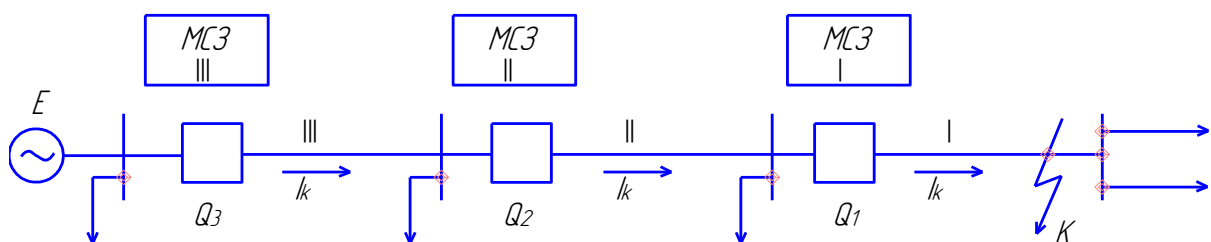


Рис. 2.3 Робота МСЗ у радіальній мережі з однобічним живленням

Якщо величина зверхструму стане більшою струму спрацювання, то вступають у дію (запускаються) та спрацюють МСЗ усіх трьох частин мережі: МСЗ I; МСЗ II і МСЗ III.

У результаті такої дії будуть відключені не тільки ушкоджені, але і неушкоджені ділянки електромережі, що недопустимо. Правильна ліквідація аварії буде мати місце лише в тому випадку, якщо спрацює тільки максимально струмовий захист МСЗ I і відключить вимикач Q1, найближчий до місця ушкодження.

Отже, другою вимогою, якій повинен задовільняти максимальний струмовий захист, є правильний вибір ушкодженої ділянки.

Для виконання цієї вимоги, що називається селективністю, максимальний струмовий захист ділянок повинен мати різний час спрацювання, що зростає в напрямку до джерела живлення.

Час спрацювання захисту від моменту виникнення зверхструму до дії на вимикач називається витримкою часу.

У розглянутому випадку найменшу витримку часу t_1 , повинен мати максимальний струмовий захист МСЗ I, трохи більшу t_2 – максимально струмовий захист МСЗ II і ще більшу t_3 – максимальний струмовий захист МСЗ III.

При такому налаштуванні витримок часу захистів електромережі на рис.2.3 при виникненні короткого замикання в точці "К" ввімкнуться всі захисти, але першим спрацює максимальний струмовий захист МСЗ I і відключить вимикач Q1.

Після цього проходження струму короткого замикання припиниться і захист МСЗ II та МСЗ III повернуться у вихідне положення до того, як мине встановлена в них витримка часу. В результаті усунення аварії буде відключена тільки ушкоджена ділянка I, а неушкоджені ділянки II і III залишаються в роботі.

Щоб виявити момент виникнення аварії і забезпечити дії в наведеній вище послідовності максимального струмового захисту МСЗ складається з двох органів:

- пускового органа, що виявляє момент виникнення короткого замикання чи іншого порушення нормального режиму роботи і робить запуск захисту;
- органу витримок часу, що сповільнює дію захисту для створення селективності.

Як пусковий орган максимально струмового захисту МСЗ застосовують реле зростання струму (максимальні струмові реле), а в якості сповільнення, використовують реле часу. Струмові реле типу РТВ, РТ-80, РТ-90 вміщують в собі обидва органи. Тому при застосуванні МСЗ з використанням цих реле, окремі реле часу не встановлюються. Розглянуті вище струмові реле володіють залежною характеристикою часу спрацьовування, і максимальний струмовий захист, виконаний за допомогою цих реле, називається максимальний струмовий захист із залежною характеристикою часу спрацьовування (рис 2.4).

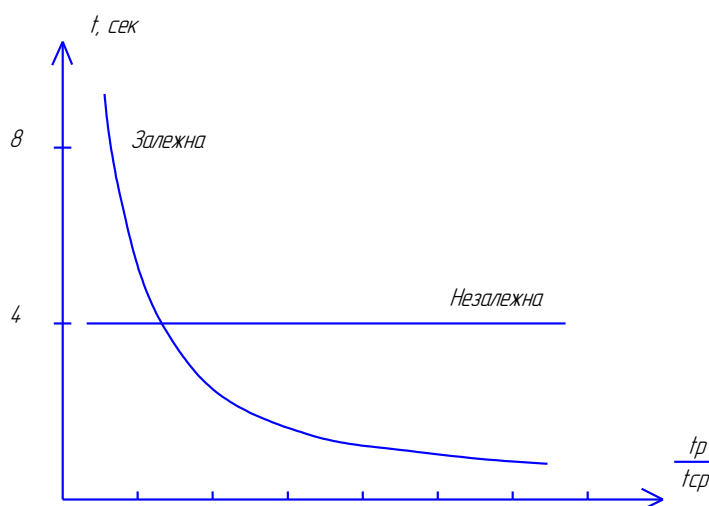


Рис. 2.4. Характеристика часу спрацьовування максимально струмового захисту

При використанні, як пускових органів МСЗ, струмових реле миттєвої дії типу РТ-40 витримка часу виконується окремими реле часу типу ЕВ чи РВМ. Час спрацьовування максимального струмового захисту, який виконаний за допомогою зазначених реле, не залежить від значення

струму короткого замикання, тому що реле часу завжди спрацює з тим самим встановленим на ньому часом замикання. Тому захист такого типу називається максимальний струмовий захист з незалежною характеристикою часу спрацювання.

Струм короткого замикання проходить від джерела живлення до місця короткого замикання і чим ближче до джерела живлення розташований захист, тим більша зона, при ушкодженні в якій захист приходить у дію.

На рис. 2.5 показано розміщення максимально струмового захисту у радіальній мережі з однобічним живленням від електростанції з генераторами G1 і G2. Для захисту електродвигуна М на кожному з них встановлюється МСЗ із дією на відключення своїх вимикачів Q1.

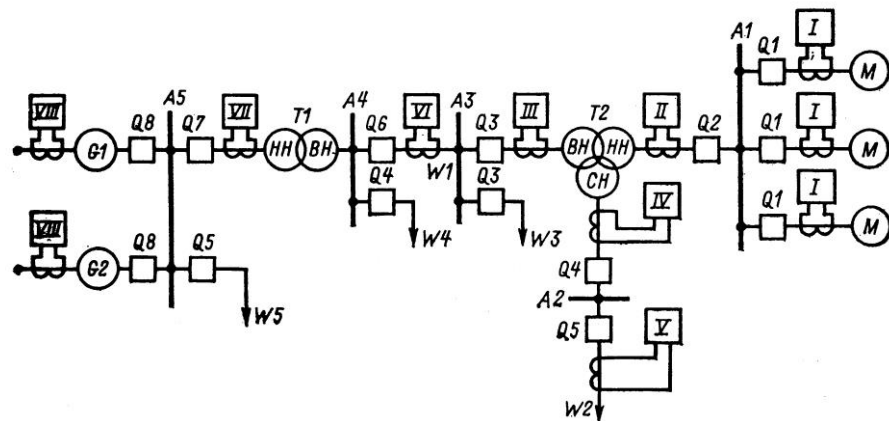


Рис. 2.5. Розміщення максимально струмового захисту у радіальній мережі з однобічним живленням

На трьохобмоточних трансформаторах максимально струмовий захист, як правило, встановлюється з боку кожної обмотки.

Захист II з боку обмотки низької напруги (НН) захищає шини НН і, крім того, може діяти при пошкодженнях в електродвигунах у випадках, якщо не подіє (відмовить) його захист I чи вимикач Q1. Таким чином, захист II має дві захищені ділянки - основна, у яку входять шини НН, та резервна, у яку входять електродвигуни М. Відповідно до цього захист II є основним захистом для шин НН і резервним для електродвигунів М.

Аналогічні функції виконує захист IV у відношенні шин середньої напруги (СН) і лінії W3. Захист III з боку обмотки вищої напруги (ВН) є основний для трансформатора T2 і резервним для шин НН і СН.

На лінії W1 захист VI можна встановлювати тільки з боку джерела живлення з дією на відключення вимикача Q6. Цей захист буде основний для лінії Л1 і шин ВН1, а також резервним для трансформатора T2.

На двохобмоточному трансформаторі T1 захист VII досить встановити тільки з боку обмотки НН із дією на відключення вимикача Q7, що буде основним захистом для трансформатора T1 і шин ВН2, а також резервним захистом для лінії Л2.

Останні компоненти максимального струмового захисту VIII встановлюються на генераторах G1 і G2. Вони є основним захистом для генераторів і шин, а також резервним захистом для трансформатора T1.

Найбільш розповсюдженою схемою захисту ліній з однобічним живленням в мережах з ізольованою нейтраллю є МСЗ у двохфазному виконанні (Рис. 2.6)

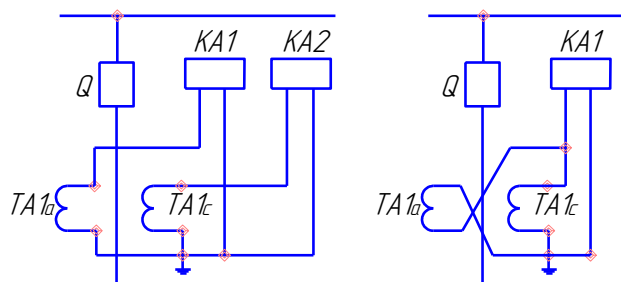


Рис. 2.6. Принципові схеми двохфазного максимального струмового захисту з реле прямої дії типу РТВ

Особливістю зазначених мереж є відсутність однофазних КЗ, що дає можливість використовувати для захисту від міжфазних КЗ двохфазні схеми МСЗ. Ці самі схеми можуть застосовуватись і для мереж з заземленою нейтраллю, якщо захист від однофазних КЗ виконується з додатковою МСЗ, включеною на струм нульової послідовності. Для збільшення зони дії МСЗ її

струмові реле включаються на трансформатори струму, встановлені ближче до шин. Якщо вимикач має вбудовані ТС, тоді захист вмикається на ТС, вбудовані в виводи вимикача з боку шин. На рис.2.6 приведені схеми МСЗ, виконаного за допомогою реле прямої дії РТВ, які вбудовуються безпосередньо в вимикачі. Захист з використанням реле РТВ широко застосовується в мережах 6-10 кВ на вимикачах, обладнаних ручними, вантажними і пружинними автоматичними приводами з вбудованими реле.

На рис. 2.7 приведена схема МСЗ з незалежною характеристикою часу спрацьовування, а на рис. 2.8 з залежною характеристикою часу спрацьовування на постійному оперативному струміві.

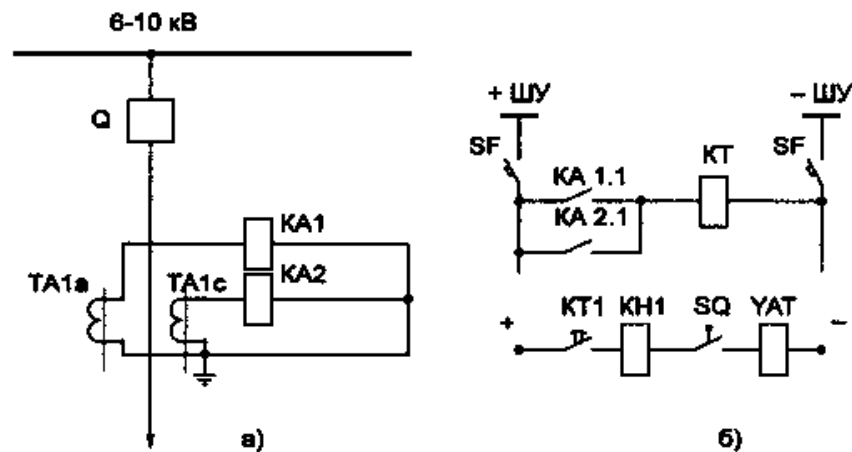


Рис.2.7. Принципова схема двохфазного максимального струмового захисту з незалежною характеристикою часу спрацьовування на оперативному постійному струміві: а) кола змінного струму; б) кола постійного струму.

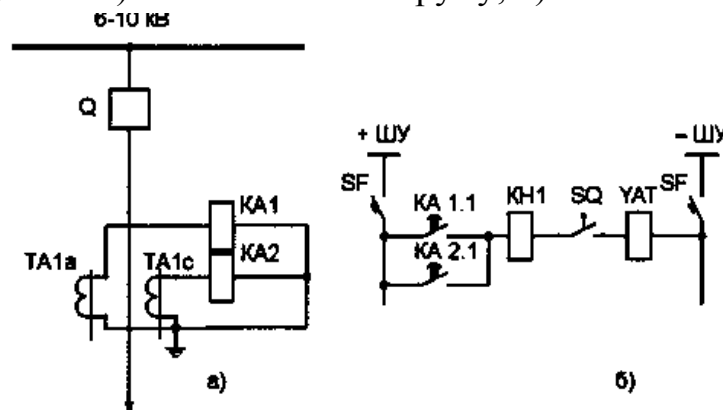


Рис. 2.8. Принципова схема двохфазного максимального струмового захисту з залежною характеристикою часу спрацьовування на постійному оперативному струміві: а) кола змінного струму; б) кола постійного струму.

На рис. 2.9 приведена двухфазна схема МСЗ з незалежною характеристикою часу спрацювання, але на оперативному змінному струмові.

Схема має: два пускові струмові реле миттєвої дії КА1, КА2 типу РТ-40, одне струмове реле часу КТ типу РВМ-12 або РВМ-13, одне вказувальне реле КН та 2 проміжних реле KL1 і KL2 типу РП341.

Струмові реле при спрацюванні замикають коло вторинних обмоток проміжних трансформаторів реле часу ТЛА, TLC на обмотку електродвигуна реле часу КТ. При цьому для запобігання відмови реле часу при двохфазному КЗ між фазами А і С ланцюг обмотки TLC розривається контактом, що розмикає, КА1.2. Реле часу, спрацювавши, своїм контактом КТ1 має замикати кола вторинних обмоток в проміжних трансформаторах на обмотки проміжних реле KL1 і KL2. Проміжні реле, спрацювавши потужними перемикаючими контактами KL1.1 і KL1.2, KL2.1 і KL2.2 вмикають відповідні вимикаючі котушки YAT1, YAT2 в ланцюзі ТА1А і ТА1С, а контактами KL1.3 і KL2.3 шунтують контакт реле часу КТ1.

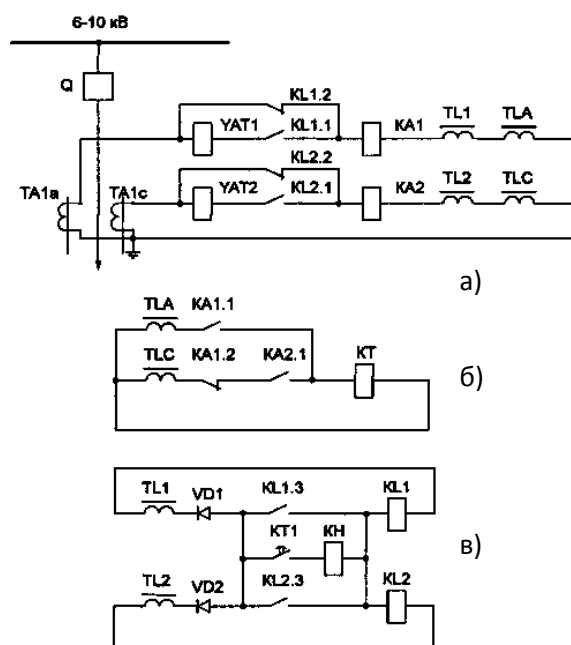


Рис. 2.9 Принципова схема двохфазного максимального струмового захисту, що має незалежну характеристикою часу спрацювання на змінному оперативному струмі:

а) струмові кола відключення захисту; б) кола реле часу; в) кола випрямленого струму.

Шунтування контактів реле часу необхідно тому, що після включення вимикаючих котушок, струм від трансформатора струму може настільки понизитися, що пускові струмові реле і реле часу розімкнуть свої контакти і відбудеться передчасне повернення проміжних реле. Шунтування контактів реле часу гарантує в цих випадках надійну дію захисту в незалежності від стану контактів пускових струмових реле і реле часу.

При застосуванні такої схеми похибка трансформатора струму має не перевищувати 10% тільки до моменту спрацювання проміжних реле. Після їхнього спрацювання і підключення вимикаючих котушок ТА повинні давати струм, який забезпечує надійну дію вимикаючих котушок. Похибка трансформатора струму в цьому випадку не має значення.

Після спрацювання вимикаючих котушок і відключення вимикача струм у колі трансформатора струму зникає й усі реле повертаються у вихідне положення при відсутності оперативного струму. Тому при живленні захисту за допомогою оперативного змінного струму допоміжний контакт у колі УАТ стає непотрібним.

На рис. 2.9 і 2.10 приведені двохфазні схеми максимального струмового захисту з залежною характеристикою часу спрацювання. У схемі рис. 2.10 на оперативному постійному струмі використовуються реле типу РТ-81 чи РТ-82, а в схемі на рис. 2.8 на оперативному змінному струмі - реле типу РТ-85 чи РТ-86 з потужними перемикаючими контактами для дешунтування вимикаючих котушок струму з використанням блоків живлення та заряду. В схемах (рис. 2.11, рис. 2.12) відключення вимикача проходить за рахунок енергії, яка залишилась в конденсаторі С, який заряджається за допомогою блоку живлення та заряду БПЗ. У схемах максимально струмового захисту з використанням реле струму типу РТ-80 оперативний струм необхідний тільки для живлення котушок відмикання вимикача, тому БПЗ-401 під'єднується до трансформатора напруги рис.2.11.

У схемах максимального струмового захисту з незалежною витримкою часу оперативний струм, необхідний також для живлення реле часу і проміжних реле. Для цієї мети використовують блоки живлення та заряду, що працюють у режимі живлення рис. 2.13.

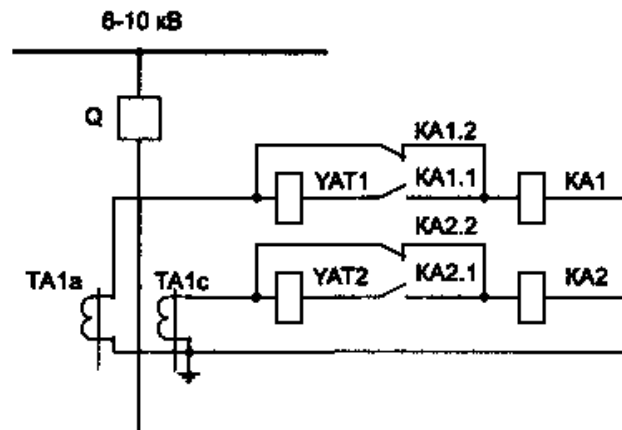


Рис. 2.10. Принципова схема двохфазного максимального струмового захисту з залежною характеристикою часу спрацювання на змінному оперативному струмі.

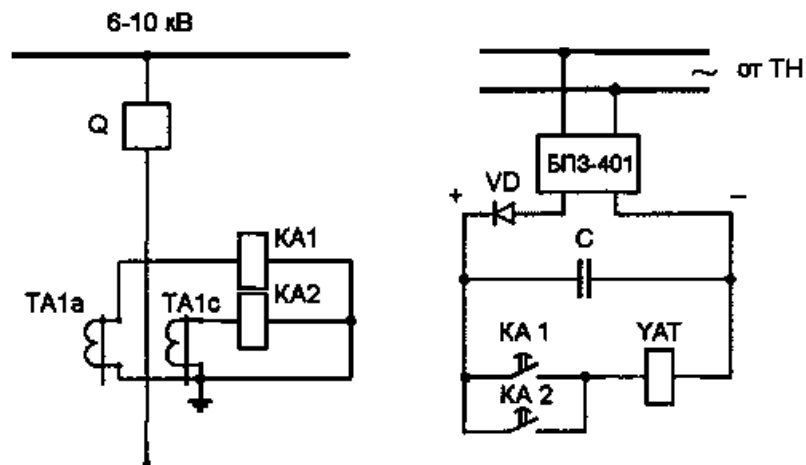


Рис. 2.11. Принципова схема двохфазного максимального струмового захисту з залежною витримкою часу, виконана на

змінному оперативному струмі з використанням енергії зарядженого конденсатора

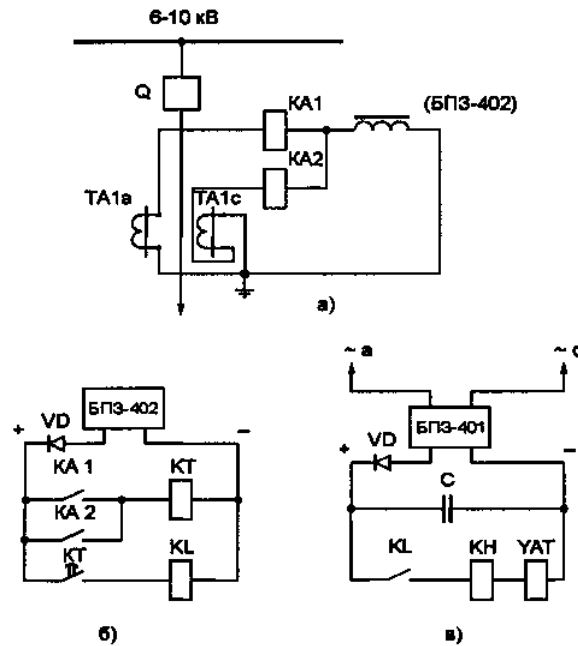
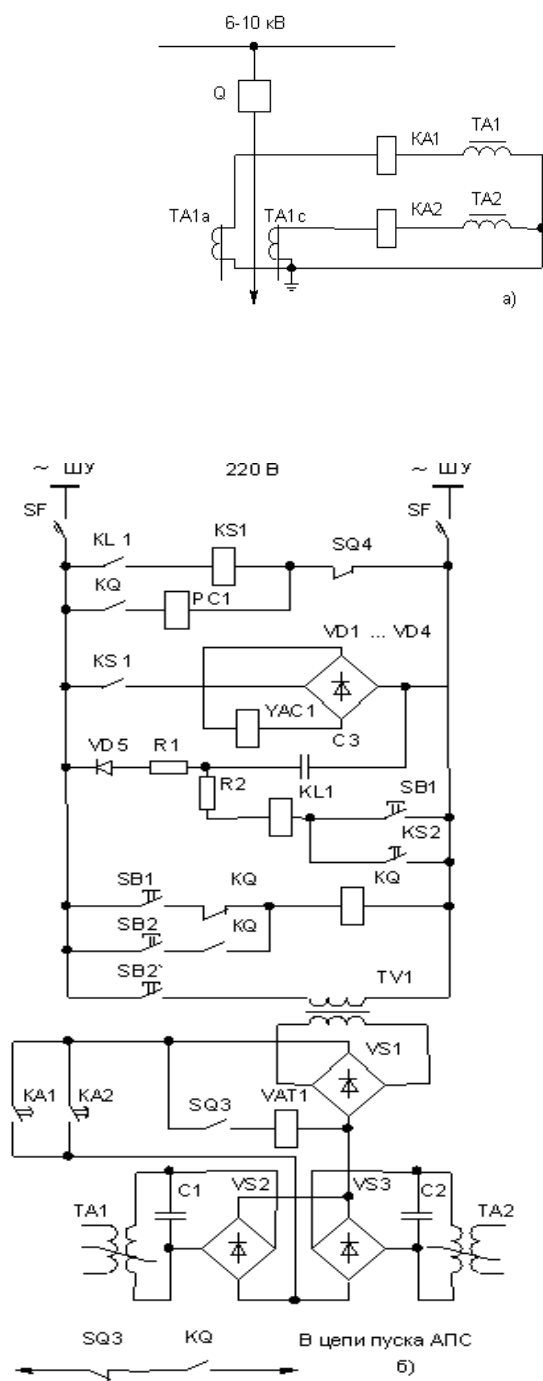


Рис. 2.12. Принципова схема двохфазного максимального струмового захисту, що має незалежну характеристику часу спрацювання на змінному оперативному струмі з використанням блоків живлення та заряду: а) кола змінного струму; б) оперативні кола і вихідне реле; в) кола вимикання вимикача.



Кола оперативного вмикавання	Кола включення вимикача
Лічильник кількості аварійних відключення	
Кола електромагнітного включення	
Кола блокування від "стрибків"	
Реле фіксації положення вимикача	Кола відключення
Оперативне відключення	
Відключення від захисту	
Кола швидконаслідуючого відключення трансформаторів	

Рис. 2.13. Принципова схема максимально струмового захисту:

2.4. Розрахунки максимального струмового захисту електричних мереж

Релейний захист складається, як правило, з пускових органів (вимірювальних органів) та логічної частини.

Пускові органи безперервно контролюють режими роботи обладнання, що захищається, і реагують на появу КЗ та зміни нормального режиму роботи. Пускові органи складаються з реле струму, напруги, потужності.

Перед пусковими (вимірювальними) органами стоїть задача визначення місця і характеру ушкодження та прийняття рішення щодо захисту.

Логічна частина представляє собою схему, яка запускається пусковими органами та призводить до відключення вимикачів відразу чи з витримкою часу, запускає інші пристрої, подає сигнали та виконує інші прописані дії. Логічна частина складається, в основному, з приладів часу (таймерів), логічних елементів, проміжних та показних реле. В аналогових та мікропроцесорних пристроях до них додаються дискретні входи та індикаторні світлодіоди.

Ознакою появи КЗ може слугувати збільшення струму, зниження напруги та зниження опору частини мережі, що захищається, і яка характеризується відношенням напруги до струму в даному місці мережі $R=U/I$.

В якості вимірювальних (реагуючих) реле використовують струмові реле, що реагують на зміну величини струму, реле напруги, які реагують на зміну напруги.

Реле, яке діє при збільшенні величини, на яку вони реагують, називають максимальним, а реле, яке працює при зниженні цієї величини, називають мінімальним.

Для захисту від ненормальних режимів, також для захисту від КЗ, використовують реле струму та напруги. Перше служить в якості реле, яке реагує на перевантаження, а друге – на небезпечні збільшення чи зниження напруги в мережі. Крім цього, використовуються ряд спеціальних реле: а саме, реле частоти, яке діє при недопустимому зменшенні чи збільшенні частоти, а також теплове реле, яке реагує на збільшення тепла, що виділяється струмом при перевантаженні, і деякі інші.

До ряду допоміжних реле відносять: реле часу, яке служить для призупинення дії захисту, реле показникові – для сигналізації та фіксації спрацювання захисту, реле проміжні, що передають спрацювання основних реле на відключення вимикачів та служать для появи взаємного зв'язку між елементами захисту.

Максимальний струмовий захист. Розрахунок струмів спрацювання може бути зроблений двома способами.

Перший спосіб припускає знання струмів навантаження, що проходять по лініях, що захищаються.

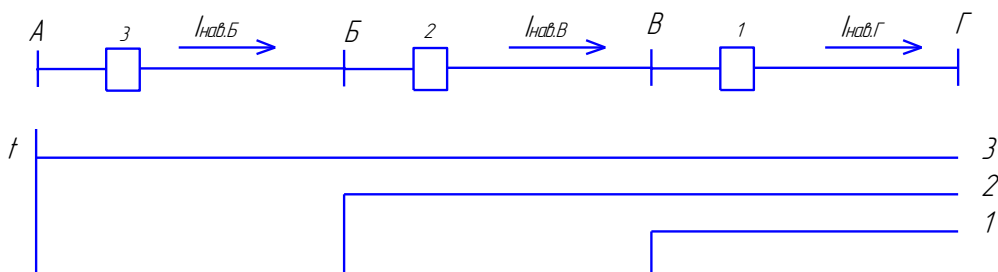


Рис.2.14. Характеристика часу дії захисту одиночних ліній електропередач з однобічним живленням.

Струм повернення струмового реле (захисту) неушкодженої ділянки повинен бути таким, щоб після відключення короткого замикання струмові реле розімкнули свої замикаючі контакти і повернулися у вихідне положення, незважаючи на те, що по неушкодженій частині електромережі проходить збільшений струм, обумовлений гальмуванням асинхронних

двигунів. Коефіцієнт надійності приймається $K_n=1,2$. При тільки асинхронному навантаженні коефіцієнт самозапуску, що враховує збільшення струму в порівнянні з нормальним при самозапуску асинхронних двигунів, приймається рівним $K_{сзп}=5-6$, при змішаному навантаженні $K_{сзп}=1,5-2$.

При обліку коефіцієнта повернення k_{II} і коефіцієнта $k_{сз}$, що враховує схему включення трансформаторів струму (визначається відношенням значення струму в обмотці реле до значення струму, що проходить по вторинній обмотці трансформатора струму в нормальному режимі), розрахункове значення для визначення струму спрацьовування захисту має вид:

$$I_{сз} = \frac{K_n K_{сзп}}{K_{II}} I_{роб\max}, \quad (2.11)$$

та

$$I_{сз} = \frac{K_n K_{сзп} K_x}{K_{II} n_{ТС}} I_{роб\max}, \quad (2.12)$$

Де $I_{роб\max}$ - максимальний робочий струм у лінії, що захищається;

$n_{ТС}$ – коефіцієнт трансформації трансформаторів струму.

Другий спосіб полягає в необхідності забезпечити мінімально припустиму чутливість захисту до коротких замикань, обумовлену коефіцієнтом чутливості k_q . При ушкодженнях у зоні, де захист діє як основний, $k_q \geq 1,5$, а при ушкодженнях у зоні, де захист діє як резервний, $k_q \geq 1,2$.

Струм спрацьовування реле визначається по виразу:

$$I_{сз} = \frac{0.865 \cdot I_{КЗ\min}^{(3)}}{k_q n_{ТС}}, \quad (2.13)$$

де $I_{КЗ}^{(3)}$ – мінімальне значення первинного струму при трифазному короткому замиканні наприкінці зони, де захист діє як основний чи резервний.

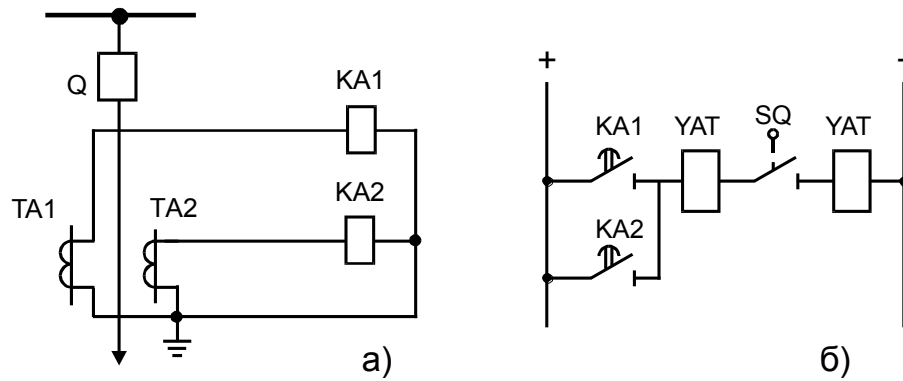


Рис.2.15. Принципова схема двохфазного максимального струмового захисту з залежною характеристикою часу спрацьовування на постійному та змінному оперативному струмі: а) – кола перемінного струму; б) – кола постійного оперативного струму.

При виборі уставок спрацьовування по першому способу повинна бути перевірена чутливість захисту в мінімальному режимі до ушкоджень наприкінці зони, де захист повинний діяти як основний і резервний.

$$K_{ч\,осн} = \frac{I_{КЗ\,мін}^{(2)}}{I_{СЗ}} \geq 1,5, \quad (2.14)$$

$$K_{ч\,рез} = \frac{I_{КЗ\,мін}^{(2)}}{I_{СЗ}} \geq 1,2, \quad (2.15)$$

Якщо коефіцієнт чутливості $K_{ч\,осн}$ менше необхідного 1,5 по ПУЕ, то доповнюємо рис. 2.15 захистом з пуском по напрузі. У цьому випадку пускові органи по напрузі виконуються за схемою рис.2.16,а чи рис.2.16,б. Напруга спрацьовування реле мінімальної напруги $U_{СЗ}$ в обох схемах визначається з умови надійного повернення, при якому розмикається їхній контакт, той що спрацьовує, при мінімальній залишковій напрузі в місці їхньої установки в процесі самозапуску навантаження після відключення КЗ і безструмової паузи, автоматичного повторного включення (АПВ) лінії.

$$U_{CP} = \frac{U_{роб\,мін}}{K_H K_{II}}, \quad (2.15)$$

де напруга реле визначається по формулі з урахуванням коефіцієнта трансформації ТН $U_{роб\,мін}$ – мінімальна робоча напруга рівна 0,9 $U_{ном}$;

$K_H=1,2$ – коефіцієнт надійності;

$K_{\Pi}=1,25$ – коефіцієнт повернення реле.

Напруга спрацьовування:

$$U_{CP} = \frac{U_{роб\min}}{K_H K_{\Pi} n_{TH}}, \quad (2.16)$$

Коефіцієнт чутливості визначається по формулі:

$$k_{ч\min} = \frac{U_{C3}}{U_{Косн\max}}, \quad (2.17)$$

Максимальна залишкова напруга в місці установки ТН, від яких живляться пускові реле:

$$U_{ост} = \sqrt{3} \cdot I^{(3)}_{К\max} \cdot Z_K, \quad (2.18)$$

Коефіцієнт чутливості при КЗ лінії, що наприкінці захищається, повинен бути:

$$K_{ч\ n\ осн} \geq 1,5, \quad (2.19)$$

Коефіцієнт чутливості при к.з наприкінці наступної лінії повинен бути:

$$K_{ч\ n\ резер} \geq 1,2, \quad (2.20)$$

Залишкова напруга $U_{ост}$ визначається в максимальному режимі живлячої системи. У мінімальному режимі залишкова напруга буде менше і, отже, $K_{ч\ n}$ вище.

В цьому випадку струм спрацьовування струмових реле відбудовується від максимального робочого струму в лінії без обліку збільшення цього струму при самозапуску навантаження, тобто $K_{сзн}$ може прийматися рівним одиниці.

$$I_{C3} = \frac{K_H}{K_{\Pi}} I_{роб\max}, \quad (2.21)$$

$$I_{CP} = \frac{K_H K_{CX}}{K_{\Pi} n_{TC}} I_{роб\max}, \quad (2.22)$$

Чутливість захистів на суміжних ділянках повинні бути погоджені один з одним: захист 2 (рис.2.14) повинен бути більш грубим, чим захист 1.

Ступінь за grubіння залежить від значень похибок реле (відхилення параметра спрацювання від уставки) і вимірювальних трансформаторів. Ступінь за grubіння приймається 10%. Ця умова виконується, якщо

$$I_{c32} \geq 1,1 I_{c31}, \quad (2.23)$$

де I_{c31} і I_{c32} – первинні струми спрацювання відповідно захистів 1 і

2.

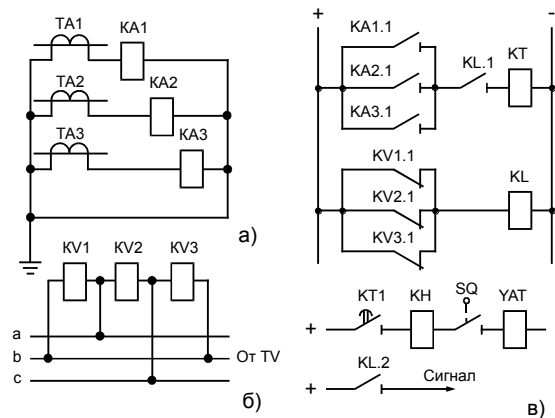


Рис.2.16. Принципова схема максимального струмового захисту з блокуванням мінімальної напруги: а) схема струмових ланцюгів; б) схема ланцюгів напруги; в) схема ланцюгів постійного струму.

Для МСЗ, виконаних на змінному оперативному струмі за схемою з дешунтуванням електромагнітів відключення (ЕО), необхідно щоб $I_{ср}$ МСЗ був більше, ніж струм спрацювання ЕО.

Перевіряється можливість застосування схеми з дешунтуванням ЕО за трьома умовами:

- узгодження по чутливості основних реле захисту

(РТ- 85) з ЕО при $I_{с.ео}=5$ А:

$$I_{с.з.} \geq (K_n \cdot I_{с.ео} + I_{нам}) \cdot K_{ТС}, \quad (2.24)$$

де $K_n=1,2-1,4$ – коефіцієнт надійності; $I_{нам}$ – струм намагнічування ТС., прийнятий рівним 0,6 А; $K_{ТС}$ – коефіцієнт трансформації ТС;

- забезпечення надійності роботи дешунтуючих

контактів реле РТ-85:

$$I_{2K3.макс} = \frac{I_{K3.макс}^{(3)} \cdot K_{сх}}{K_{ТС}} \leq I_{дон} = 120 \text{ А}, \quad (2.25)$$

де $I_{2K3.макс}$ – максимальний вторинний струм при короткому замиканні в місці установки захисту;

- відсутність повернення реле РТ-85, РП-341 після дешунтування ЕО:

$$(I_{ср} - I_{нам}) \geq K_n K_n I_{с.р}, \quad (2.26)$$

де $I_{ср}$ – струм спрацьовування дешунтуючого реле; $K_n=1,25$ – коефіцієнт надійності; $K_n = 0,8$ для РТ-85, 0,3-0,5 – для реле РП-341.

Ступінь витримки часу для досягнення селективного відключення при сучасних конструкціях реле і вимикачів складають $\Delta t=0,25-0,5\text{сек}$

Час спрацьовування захистів на суміжних ділянках повинні бути погоджені один з одним:

захист 2 повинен мати час спрацьовування більше, ніж захист 1;

захист 3 повинен мати час спрацьовування більше, ніж захист 2; при цьому повинна виконуватися умова: $tc_{з3} > tc_{з2} > tc_{з1}$

Так якщо $tc_{з1} = 0,5\text{сек}$, то час спрацьовування захистів розраховується:

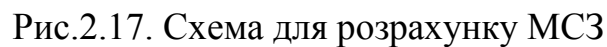
$$tc_{з2} = tc_{з1} + \Delta t = 0,5 + 0,5 = 1,0\text{сек};$$

$$tc_{з3} = tc_{з2} + \Delta t = 1,0 + 0,5 = 1,5\text{сек}.$$

Приклад 2.2.

Вибрати уставки МСЗ захистів 1,2,3,4,5,6.

Усі необхідні дані і струми КЗ приведені на рис. 2.15. У нормальному режимі секційні вимикачі 10 і 35 кВ відключені і знаходяться в автоматичному резерві.



41

струму, для того щоб не викликати неприпустиме перевантаження трансформатора, що залишився в роботі. Тоді:

1) за умовою неспрацьовування на відключення при післяаварійних перевантаженнях, струм спрацьовування МСЗ на СВ-10 кВ:

$$I_{c.3.6} = \frac{K_n K_{c3n}}{K_n} \cdot I_{роб.макс.} = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,8} \cdot 0,7 \cdot 232 = 447 \text{ А} ,$$

де $K_n=0,8$ (реле типу РТ-40); $I_{н.тр-ра}=232 \text{ А}$, приведений до напруги 10 кВ.

2) за умовою узгодження з захистами що відходять електричних мереж 10 кВ:

$$I_{c.3.6} \geq K_{н.с.} (I_{c.3.7} + \sum I_{роб.макс}) = 1,3 \cdot (150 + 180) = 430 \text{ А} ,$$

де $I_{c.3.7}=150 \text{ А}$ – задано; $\sum I_{роб.макс}=180 \text{ А}$ – сумарне навантаження інших ліній, визначене як різниця між $I_{н.тр-ра}$ (232 А) і робочим струмом ушкодженої ЛЕП (52 А), із захистом якої виконується узгодження; $K_{нс}=1,3$.

Приймається $I_{c.3.6}=447 \text{ А}$.

3) Перевіряється чутливість захисту

$$K_q = \frac{I_{K3 \text{ III } \min}^{(2)}}{I_{c.3}} = \frac{0,87 \cdot 575 \cdot 35/10}{447} = 3,84 > 1,5 .$$

4) Вибираємо час спрацьовування захисту 6:

$$t_{c.3.6} = t_{c.3.7} + \Delta t = 0,8 + 0,6 = 1,4 \text{ с} .$$

Б. Вибираємо струм спрацьовування МСЗ 4 (5) на стороні 35 кВ трансформаторів:

1) За умовою неспрацьовування на відключення при післяаварійних перевантаженнях струм спрацьовування МСЗ 4 (5).

Вважаючи, що трансформатор може бути навантажений до $1,4 I_{ном}$ (при відключенні другого трансформатора), струм спрацьовування його максимального захисту повинний бути

$$I_{c.3.4(5)} = \frac{K_n K_{c3n}}{K_n} \cdot 1,4 \cdot I_{ном.тр-ра} = \frac{1,1 \cdot 2,0}{0,8} \cdot 1,4 \cdot 232 = 895 \text{ А} , \text{ чи } (895 \cdot 10 / 35) = 256$$

А – приведеним до напруги 35 кВ.

2) За умовою неспрацьовування при автоматичному включенні додаткового навантаження при спрацюванні пристрою АВР секційного вимикача (СВ).

$$I_{c.3.4(5)} \geq K_n (K_{c3n} \cdot I_{роб.максТ2} + I_{роб.максТ1}) = 1,2 \cdot (2 \cdot 0,7 \cdot 66,2 + 0,7 \cdot 66,2) = 175,5 \text{ А}$$

чи $(175,5 \cdot 35 / 10) = 615 \text{ А}$, приведеним до напруги 10 кВ.

3) За умовою узгодження з захистом СВ-10 кВ $I_{c.36}$:

$$I_{c.3.4(5)} = K_{н.с.} \cdot I_{c.3.6} = 1,25 \cdot 447 = 575 \text{ А}$$

чи 164,5 А, приведеним до напруги 35 кВ.

Приймається найбільша уставка з умов 1-3: $I_{c.3.4(5)} = 256 \text{ А}$.

4) Перевіряється чутливість захисту при КЗ на шинах 10 кВ (III):

$$K_q^{(3)} = \frac{575}{256} = 2,24 > 1,5 \text{ при } 3^x \text{ реле; } K_q^{(2)} = \frac{0,5 \cdot 575}{256} = 1,12 < 1,5 \text{ при } 2^x \text{ реле.}$$

5) Час спрацьовування приймається на ступінь селективності більше захисту 6СВ-10кВ.

$$t_{c.3.4(5)} = t_{c.3.6} + \Delta t = 1,4 + 0,5 = 1,9 \text{ с} .$$

В. Вибирається струм спрацьовування МСЗ-3, секційного вимикача 35 кВ.

1) За умовою неспрацьовування на відключення при післяаварійних перевантаженнях струм спрацьовування МСЗ (3):

$$I_{c3.3} \geq \frac{K_n K_{c3n}}{K_n} I_{роб.макс} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 66,2 = 279 \text{ А} .$$

2) За умовою узгодження з захистом $I_{c.3.4(5)}$:

$$I_{c.3.3} = K_{н.с.} \cdot I_{c.3.4(5)} = 1,25 \cdot 256 = 320 \text{ А} , \text{ приймається } I_{c.3.3} = 320 \text{ А} .$$

3) Перевіряється чутливість захисту при КЗ на шинах 10 кВ (III)

$$\text{При } 3^x \text{ реле } K^{(3)} = \frac{I_{КЗ(III)}^{(3)}}{I_{c.3.}} = \frac{575}{320} = 1,8 > 1,5;$$

$$\text{при } 2^x \text{ реле } K_{K3}^{(2)} = \frac{0,5 \cdot I_{K3(III)}^{(3)}}{I_{c.з.}} = \frac{0,5 \cdot 575}{320} = 0,896 < 1,5 ;$$

4) Час спрацьовування $I_{c.з.3}$ приймається на ступінь селективності більше захисту $I_{c.з.4(5)}$:

$$t_{c.з.3} = t_{c.з.4(5)} + \Delta t = 1,9 + 0,5 = 2,4 \text{ с.}$$

М. Вибирається струм спрацьовування МСЗ 1 (2) ЛЕП-35 кВ Л1 (Л2):

1) За умовою неспрацьовування на відключення при післяаварійних перевантаженнях струм спрацювання МСЗ:

$$I_{c.з.1(2)} \geq \frac{K_n K_{cзн}}{K_n} I_{роб.макс} = \frac{K_n K_{cзн}}{K_n} 2 \cdot I_{ном.тр-ра} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,8} \cdot 2 \cdot 66,2 = 397 \text{ А.}$$

2) За умовою неспрацьовування захисту 1 (2) при спрацьовуванні АВР на СВ-35 кВ.

а) при наявності двигунів невеликої потужності:

$$I_{c.з.1(2)} \geq K_n (K_{cзн} \cdot I_{роб.максЛ2} + I_{роб.максЛ1}) = 1,2 \cdot (2 \cdot 66,2 + 66,2) = 239 \text{ А ;}$$

б) при наявності великої кількості потужних двигунів:

$$I_{c.з.1(2)} \geq \frac{K_n}{K_n} (K_{cзн} \cdot I_{роб.максЛ2} + K_n \cdot I_{роб.максЛ1}) = \frac{1,2}{0,8} \cdot (2 \cdot 66,2 + 1,5 \cdot 66,2) = 344 \text{ А.}$$

3) За умовою узгодження по струму спрацювання з захистом 3 СВ- 35 кВ:

$$I_{c.з.1} = K_{н.с.} \cdot I_{c.з.3} = 1,25 \cdot 320 = 400 \text{ А , приймається } I_{c.з.1} = 400 \text{ А.}$$

4) Перевіряється чутливість захисту 1:

а) у зоні основної дії, КЗ на шинах 35 кВ (II) наприкінці Л1 і Л2:

$$K_{\psi}^{(2)} = \frac{I_{K3(II)}^{(2)}}{I_{c.з.1}} = \frac{0,87 \cdot 1650}{400} = 3,58 > 1,5 ;$$

б) у зоні резервної дії при КЗ на шинах 10 кВ (III):

$$K_{\psi}^{(2)} = \frac{I_{р.мін}}{I_{c.р.}} = \frac{9,55}{6,67} = 1,43 > 1,2, \text{ де}$$

$$I_{p.мін} = \frac{I_{КЗ.мін}^{(3)}}{n_{ТС}} = \frac{575}{300/5} = 6,67 \text{ А.}$$

2.5. Призначення та принцип дії струмових відсічок електричних мереж.

Струмова відсічка на лініях з однобічним живленням. Такою струмовою відсічкою є максимальний струмовий захист, що має обмежену зону дії, яка в більшості випадків миттєва. До основного недоліку максимального струмового захисту відноситься наявність великої витримки часу. Токові відсічки являються швидкодіючим захистом без витримки часу.

Таким чином можна використовувати максимально струмовий захист сумісно зі швидкодіючим струмовим захистом – струмовою відсічкою.

Селективність дії струмової відсічки, на відміну від максимального струмового захисту, досягається не самою витримкою часу, а обмеженням її зони дії. Для цього струм спрацювання відсічки відлаштовується не від струму навантаження, а від струму при КЗ наприкінці захищеної лінії чи в іншій визначеній точці, де відсічка не повинна діяти.

Таким чином, струм спрацювання відсічки миттєвої дії обирається так, щоб вона не спрацьовувала при ушкодженнях на суміжній лінії чи в трансформаторі живлячої підстанції. Тому струм спрацювання повинен бути більше максимальної величини струму при КЗ на шинах протилежної підстанції, тобто в точці К2 на рис.2.18, і визначається по формулі:

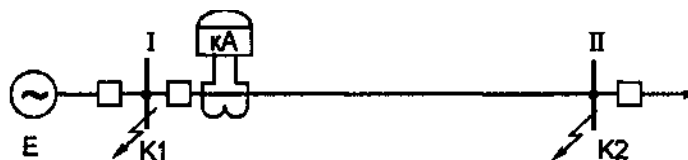


Рис. 2.18. Струмова відсічка на лініях з однобічним живленням

$$I_{с.з.} = K_H \cdot I_{КЗ.макс.(к2)}, \quad (2.27)$$

$$I_{с.р.} = \frac{K_H K_{сх} I_{н.макс.(к2)}}{n_{ТС}}, \quad (2.28)$$

де $I_{K3\text{МАКС}}$ - максимальне значення струму КЗ. на шинах протилежної підстанції;

$\kappa_{\text{сх}}$ - коефіцієнт схеми ;

κ_n - коефіцієнт надійності, прийнятий рівним:

а) при виконанні відсічки струмовими реле типу РТ- 40, що діють через проміжне реле – $\kappa_n=1,2-1,3$;

б) при виконанні відсічки тими ж струмовими реле, але які діють через реле часу $\kappa_n=1,1-1,2$;

в) при виконанні відсічки електромагнітними елементами реле типу РТ- 80, РТ-90

$\kappa_n=1,4-1,5$.

При розрахунку струмової відсічки для лінії, по якій відбувається живлення кількох трансформаторів, необхідно забезпечити відлаштування від КЗ за кожним з трансформаторів на відгалуженнях і додатково необхідно перевірити надійність наладки струмової відсічки від кидків струму намагнічування всіх трансформаторів, підключених як до захищених лінії ,так і до попередніх лінії, за виразом:

$$I_{CB} \geq (4-5) \sum I_{\text{ном.Тр-ра}} , \quad (2.29)$$

$$\sum I_{\text{ном.Тр-ра}} = \frac{\sum S_{\text{ном.Тр-ра}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} , \quad (2.30)$$

Для відсічки з миттєвими струмовими реле (типу РТ- 40) і проміжними реле, загальний час спрацювання яких складає приблизно 0,1 сек, припустима менша уставка:

$$I_{\text{св}} \approx (3-4) \sum I_{\text{ном.Тр-ра}} , \quad (2.31)$$

Перевірка чутливості.

Коефіцієнт чутливості відсічки визначається як відношення 2.32, де: $I_{K3\text{мін}}(K1)$ - струм КЗ при ушкодженні на початку лінії біля місця встановлення захисту (у точці К1).

$$K_q = \frac{I_{K3 \text{ мін.}(K1)}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5, \quad (2.32)$$

Струмова відсічка на лінії без витримки часу захищає тільки частину лінії. Ця захищена частина, називається зоною дії відсічки, яка тим більша, чим більший опір (довжина) лінії в порівнянні з опором живлячої системи.

Відсічка без витримки часу, як допоміжний захист встановлюється, якщо зона її дії в нормальному режимі охоплює не менш як 15-20% лінії.

Принципові схеми струмових відсічок без витримки часу приведені на рис.2.19.

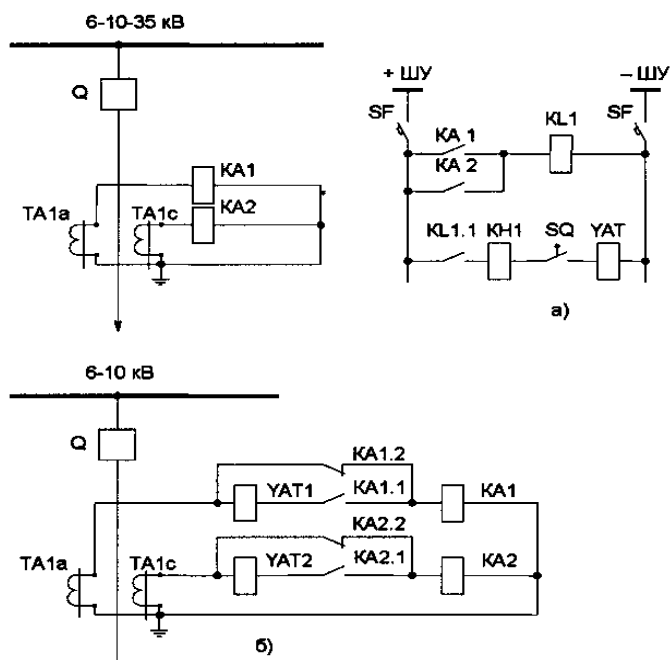


Рис. 2.19. Струмової відсічки без витримки часу: а) на постійному оперативному струмі; б) на змінному оперативному струмі.

Струмова відсічка на блоках лінія-трансформатор. Струм спрацювання відсічки обирається таким чином, щоб вона не працювала при пошкодженнях на лініях нижчої напруги W2.

Для цього струм спрацювання приймається більше максимального значення струму при КЗ на шинах нижчої напруги в точці К2 за трансформатором:

$$I_{co} = K_n \cdot I_{K3, макс(K2)}^{(3)}, \quad (2.33)$$

де: κ_H - коефіцієнт надійності прийнятий рівним 1,4.

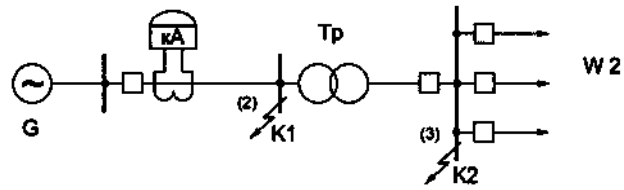


Рис. 2.20. Струмова відсічка на блоках лінія-трансформатор

Чутливість відсічки без витримки часу на блоці лінія - трансформатор перевіряється при 2-х фазному КЗ на кінці лінії:

$$K_q = \frac{I_{K3}^{(2)} \min.(\kappa 1)}{I_{c.3.}} \geq 1,5, \quad (2.34)$$

якщо $K_q > 1,5$, то відсічка вважається основним швидкодіючим захистом лінії.

Принципові схеми струмових відсічок без витримки часу приведені на рис. 2.21-2.24.

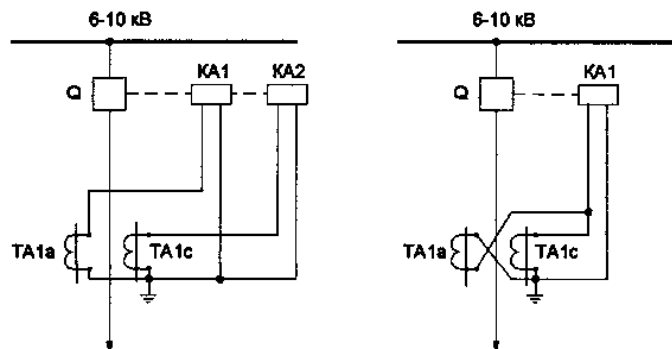


Рис. 2.21. Принципова схема двохфазної струмової відсічки з реле прямої дії типу РТМ

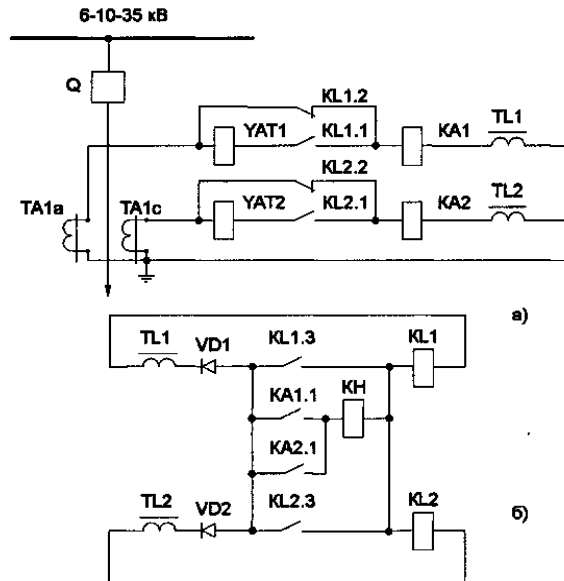


Рис. 2.22. Принципова схема двохфазного струмової відсічки з реле непрямої дії на змінному оперативному струмі: а) струмові ланцюги і ланцюги відмикання захисту; б) кола випрямленого струму.

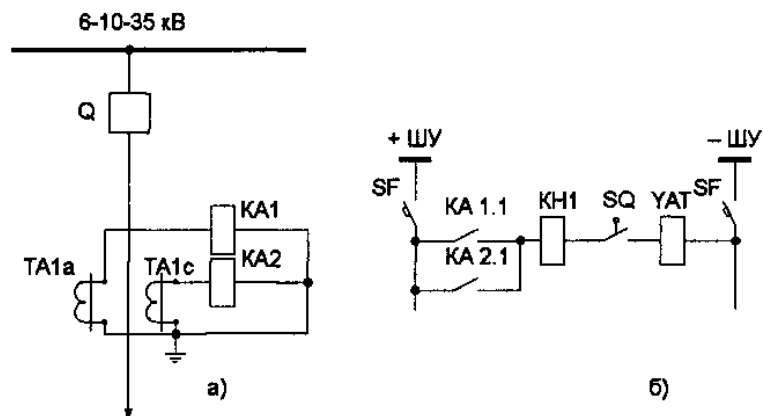


Рис. 2.24. Принципова схема струмової відсічки з використанням електромагнітного елемента реле РТ-81 чи РТ-82, на постійному оперативному струмі: а) кола змінного струму; б) кола оперативного струму.

Чутливість відсічки без витримки часу на блоці лінія-трансформатор випробовується при 2-х фазному КЗ на кінці лінії: $K_q = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)} \text{мін.}(K1)}{I_{\text{с.з.}}} \geq 1,5$, якщо $k_q \geq 1,5$, то відсічка вважається основним швидкодіючим захистом лінії.

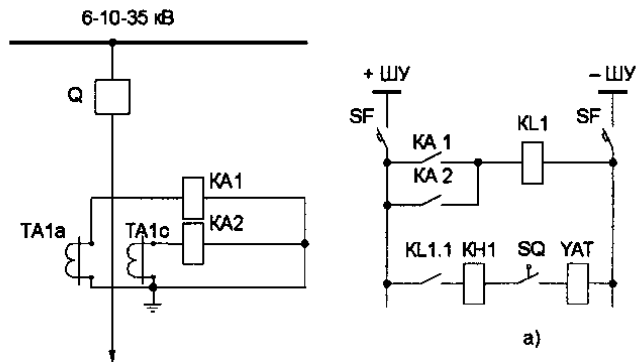


Рис. 2.24. Принципова схема струмові відсічки на постійному оперативному струмі з реле РТ-40: а) кола змінного струму; б) кола постійного оперативного струму

Струмова відсічка без витримки часу (неселективна).

Застосовується для відключення без затримки усіх КЗ у визначеній зоні, включаючи ту зону, яка захищає лінію і частково суміжні лінії чи трансформатори.

Необхідність швидкого відключення КЗ може виникнути для забезпечення стійкості паралельної роботи синхронних машин та різних категорій споживачів, що живляться по неушкодженим лініям від тих самих розподільчих пристроїв.

а) Струм спрацьовування струмової відсічки $I_{св}$ вибирається з умови її надійного спрацьовування у всій зоні, де 3-х фазне КЗ викликають зниження напруги в місці установки відсічки нижче залишкового значення $U_{зал}$.

Для забезпечення динамічної стійкості синхронних генераторів необхідно:

$$U_{зал} \geq 0,6$$

Синхронних двигунів: $U_{зал} \geq 0,5$

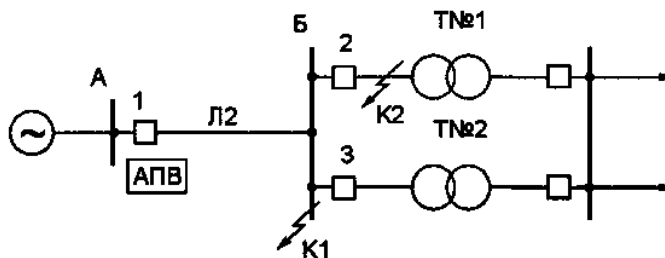


Рис. 2.25. Принципова схема, неселективної відсічки в сполученні з АПВ

Неселективна дія відсічки при КЗ поза лінією виправляється за допомогою АПВ (рис. 2.25)

На лінії Л1 встановлена струмова відсічка 1 неселективна по відношенню до захисту трансформаторів.

Струм спрацьовування відсічки 1 налагоджується від кінця зони відсічень 2 і 3, встановлених на трансформаторах ТН№1 і ТН№2, тобто:

$$I_{c.3.1} = K_n * I_{c.3.2} \text{ (чи } I_{c.3.3}), \quad (2.35)$$

де: $K_n = 1,1-1,2$ - коефіцієнт надійності.

При такій уставці відсічка 1 охоплює захищуєму лінію Л1, але не виходить за межі трансформаторів ТН№1 і ТН№2.

б) Перевірка чутливості. $K_{\epsilon} = \frac{I_{\kappa 3 \text{ мін.}(\kappa 1)}^{(2)}}{I_{c.3.}}$

Струмова відсічка з витримкою часу. Відсічка виконується з невеликою витримкою часу на сходінку селективності більше, ніж час спрацювання швидкодіючих захистів попередніх елементів, тобто з $t_{cp} \approx 0,5-1,0 \text{ сек.}$

а) налаштування виконується від КЗ наприкінці зони відсічки попередньої лінії Л2 по формулі

$$I_{c3.1} = K_n I_{c3.2}, \quad (2.38)$$

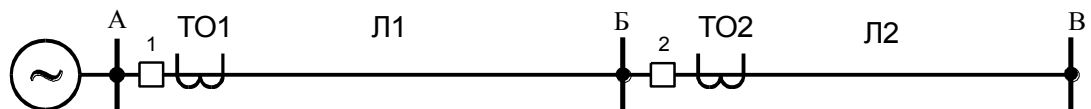


Рис.2.26. Схема для розрахунку струмових відсічок

Значення K_n (2.25) можуть прийматися значно меншими, чим у відсічки без витримки часу, тому що за час $\geq 0,5 \text{ сек}$ аперіодична складова струму КЗ у розподільних мережах практично цілком загасає, тому приймають $K_n = 1,1-1,2$ незалежно від типу реле.

Для відсічки з витримкою часу не потрібно налаштування від кидків струму намагнічування.

Час дії струмової відсічки з витримкою часу може складати 0,5-1,0 с.

Виконується перевірка зворотнього часу спрацювання захисту за умовою термічної стійкості проводів лінії, що захищається:

$$S_{\min} = \frac{I_{\infty}}{C} \sqrt{t_{\phi}} , \quad (2.39)$$

де $S_{\min}$ – мінімально припустимий переріз проводу, мм²;

I_{∞} - сталий струм КЗ при ушкодженні на початку лінії, А;

t_{ϕ} – фактичний час відключення КЗ, $t_{\phi}=t_{c.z.}+t_{o.y.}$, сек;

C – допустимий температурний коефіцієнт

(для кабелів 6-10 кВ – $C=91$; для проводів – $C=69,5$).

3. ОРГАНІЗАЦІЯ ПРОФІЛАКТИЧНИХ ПЕРЕВІРОК ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

3.1. Проектування профілактичних перевірок пристроїв релейного захисту

Пристрої релейного захисту і автоматики, які встановлені в системах електропостачання (на електричних станціях та підстанціях) мають перевірятися як при встановленні, так і періодично для виявлення поточних несправностей елементів та їх заміни, у випадку необхідності. Перевірка пристроїв релейного захисту буває профілактичною (перевірка при новому включенні або періодична перевірка) і позачерговою (перевірка при неправильних діях пристроїв, що виникли при аварійних збурюваннях в енергосистемі, або при нормальній роботі).

Виділимо основні програми перевірок ПРЗ, тому що всі вони відрізняються обсягами, строками а також послідовністю дій персоналу:

- повна перевірка при новому включенні;
- повна періодична перевірка. Строк проведення встановлюється залежно від параметра λ_z , що характеризує інтенсивність відмов конкретного типу пристроїв за певних умов експлуатації устаткування;
- часткова перевірка. Проводиться в проміжках між повними перевірка із частотою, звичайно, не більше 1 рази в рік;
- післяаварійна перевірка. Виконується по спеціальних програмах, стосовно до конкретних умов порушення.

За даними Державної контори по організації й раціоналізації районних електростанцій і мереж (ОРГРЕС) повні й часткові перевірки становлять 36% часу, який затрачається персоналом служби захисту й автоматики на обслуговування пристроїв РЗ [1]. Працевзатрати для проведення повної перевірки пристроїв захисту, автоматики й вторинних ланцюгів, виконаних по типових обсягах і схемам наведені в табл. 3.1:

Працевзатрати для проведення повної перевірки пристроїв захисту

№ п/п	Найменування приєднання і його номінальна напруга	Працевзатрати на повну перевірку	
		у людино- годинах	в умовних приєднаннях
1	Комірка вимикача лінії електропередачі в мережі 400-500 кВ	730	24,3
2	Комірка вимикача лінії електропередачі в мережі 330 кВ	620	20,7
3	Комірка вимикача лінії електропередачі в мережі 220 кВ	276	9,2
4	Комірка вимикача лінії електропередачі 110-154 кВ у кільцевій мережі з багатьма точками живлення	246	8,2
5	Комірка вимикача тупикової лінії електропередачі 110-154 кВ	120	4,0
6	Комірка вимикача лінії електропередачі 20-60 кВ у кільцевій мережі з багатьма точками живлення	114	3,8
7	Комірка вимикача тупикової лінії електропередачі 20-60 кВ	54	1,8
8	Комірка лінії електропередачі 3-10 кВ	30	1,0

Основним призначенням повних періодичних перевірок є виявлення несправностей елементів до того, як виникнуть зовнішні умови, при яких пристрій зробить неправильну дію. Але головним питанням залишається питання, про частоту виконуваних перевірок виходячи з надійності елементів, а також частоти спрацьовування захисту й кількості неправильних

спрацювань захисту. Описані умови вибору частоти повних перевірок показані в табл. 3.2:

Таблиця 3.2

Випадки спрацювання релейного захисту

Об'єкти, що захищаються	2016 р.		2021 р.		Усього за 5 років		
	Правильно	Неправильно	Правильно	Неправильно	Правильно	Неправильно	% правильних спрацювань
ПЛ 220, 110 і 35 кВ	404	8	437	5	2100	23	98,92
ПЛ і кабельні лінії 3-10	926	-	2240	1	8387	8	99,91
Трансформатори	23	1	29	2	213	18	94,21
Генератори	10	-	4	-	22	2	91,70
Шини 220, 110 і 35 кВ	4	-	17	-	42	2	95,50

Виходячи зі статистичних даних по конкретних об'єктах системи електропостачання, необхідно вже на стадії проектування намічати різні технічно обґрунтовані строки перевірок ПРЗ.

Виділяються два основні підходи до розв'язку даного питання.

Перший полягає в тому, що строки між повними перевірками, що мають призначення виявити й усунути дефектні елементи, повинні бути по можливості тривалими й визначатися гранично припустимими для конкретної установки зниженням імовірності безвідмовної роботи [2]. Дане твердження базується на тому, що подовження строків між перевірками знижує економічні витрати, чисельність персоналу, спрацювання устаткування. Так, наприклад, якщо допустити за час між повними перевірками зниження надійності пристроїв захисту до величини, обумовленою ймовірністю безвідмовної роботи $p_{\text{тпров.}}$, то час між перевірками можна розрахувати, враховуючи $\lambda_{\text{е}}$, для захисту, що перевіряється:

$$t_{пров} = -\frac{\ln p_{t_{пров}}}{\lambda_{\Sigma}}, \quad (3.1)$$

або при $p_{t_{пров}} \geq 0,7$,

$$t_{пров} \approx \frac{q \cdot t_{пров}}{\lambda_{\Sigma}}. \quad (3.2)$$

Другим варіантом проведення повної перевірки є виявлення елемента, що відмовив. Ця відмова може, за певних умов, викликати неправильне спрацювання елемента й він повинен бути виявлений можливо швидше. Розглядаючи всі елементи послідовно діючими незалежно від їхньої електричної схеми з'єднання, можна розрахувати сумарну інтенсивність відмов λ_{Σ} і математичне очікування виникнення відмови $T_{\Sigma} = 1/\lambda_{\Sigma}$.

Для елементів, що перебувають нормально в знеструмленому стані, інтенсивність відмов можна приймати найменшим з рекомендованих, що приводяться в таблицях відмов, або в першому наближенні не враховувати їх і зовсім. Необхідне коректування в останньому випадку можна робити, приймаючи той або інший коефіцієнт запасу.

Повну перевірку необхідно робити не пізніше, чим пройде час T_{Σ} , тому що не виключено, що якісь елементи можуть ушкодитися до витікання цього часу (імовірність безвідмовної роботи за час $T_{\Sigma} = 1/\lambda_{\Sigma}$ становить усього лише 37%). Тому час перевірки обчислюємо по формулі:

$$t_{пров.} = \frac{T_{\Sigma}}{k_{пров.}} \quad (3.3)$$

Коефіцієнт $k_{пров}$ орієнтовно приймають рівним $5 \div 10$. Це значення можна визначити, керуючись наступним алгоритмом. Знаходимо час, до закінчення якого можна припускати, з необхідним довірчим рівнем, що жоден з елементів пристрою не ушкодиться. Для наближеного розрахунку скористаємося твердженням, що через неточності значень інтенсивностей відмов помилки у визначенні кількості відмов за час t описується нормальною кривою розподілу із середньоквадратичною погрешністю. Дане твердження описується формулою:

$$\sigma \approx \sqrt{\lambda_{\Sigma} t} \quad (3.4)$$

При довірчому рівні що дорівнює 99,7%, що відповідає трисігмовій похибці, маємо:

$$1 \approx \lambda_{\Sigma} + 3\sqrt{\lambda_{\Sigma}t} \quad (3.5)$$

Використовуючи записане раніше вираження (3.4) перетворимо (3.5):

$$1 = \left(\frac{t}{T_{\Sigma}}\right) + 3\sqrt{\left(\frac{t}{T_{\Sigma}}\right)} \quad (3.6)$$

$$\left(\frac{t}{T_{\Sigma}}\right)^2 - 11\left(\frac{t}{T_{\Sigma}}\right) + 1 = 0 \quad (3.7)$$

Як відомо, час до повної перевірки $t_{\text{пров}}$ повинен бути рівним або менше розрахункового значення часу t , розрахованого по формулі (3.7). Виходячи із цього можемо записати остаточний аналітичний вираз для часу $t_{\text{пров}}$:

$$t_{\text{пров}} \leq (t = 0,1T_{\Sigma}) \quad (3.8)$$

При довірчому рівні 95,5% (двосігмовій похибці) можна прийняти вираз $t_{\text{пров}} \leq 0,2T_{\Sigma}$, отриманий з формули (3.9):

$$1 = \left(\frac{t}{T_{\Sigma}}\right) + 2\sqrt{\left(\frac{t}{T_{\Sigma}}\right)} \quad (9)$$

Таким чином очевидно, що при двосігмовій і трисігмовій погрішності значення коефіцієнта $t_{\text{пров}} = 5 \div 10$. Даний метод обчислення часу дозволяє намічати строки перевірок ПРЗ на стадії проектування, і в такий спосіб забезпечувати більшу надійність систем електропостачання.

Трохи інший спосіб визначення інтервалу між перевірками являє собою обчислення на основі економічних критеріїв [3], наприклад, виходячи з вимог мінімізації критерію:

$$\bar{K}(t_{k1} \dots t_{kn}) = \bar{Y}(t_{k1} \dots t_{kn}) + \bar{I}(t_{k1} \dots t_{kn}), \quad (3.10)$$

де $\bar{Y}(t_{k1} \dots t_{kn})$, $\bar{I}(t_{k1} \dots t_{kn})$ – математичне очікування за інтервал часу T_0 збитку, викликаного ненадійністю ПРЗ, і експлуатаційних витрат, пов'язаних

із проведенням тестового контролю (ТК), при моментах початку ТК, при моментах початку ТК $t_{кп} \dots t_{кп}$.

На рис.1 наведені приклади залежностей $K(T_k)$, $Y(T_k)$, $I(T_k)$ від T_k , де T_k – середнє значення інтервалу між перевірками.

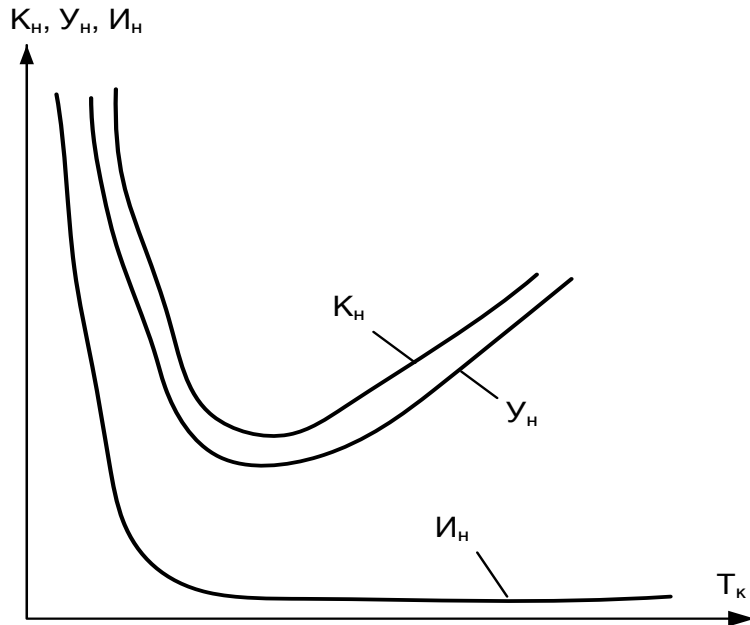


Рис. 3.1. Середнє значення інтервалів між перевірками

Залежність $I(T_k)$ являє собою монотонно спадну лінійну функцію, а $Y(T_k)$ - унімодальна функцію, що досягає мінімуму при $T = T_{кy}^{опт}$. Останнє обумовлюється неоднозначним впливом тестового контролю (ТК) на надійність ПРЗ: з одного боку, при перевірці може бути виявлений дефект ПРЗ, з іншого, - дії, пов'язані із проведенням контролю, можуть стати причиною виникнення несправностей у захисті. Також слід урахувувати можливість відмови спрацьовування ПРЗ внаслідок виводу його з роботи на час тестового контролю. Враховуючи відзначений вид функцій, функція $K(T_k)$ є унімодальною, що досягає мінімуму при $T_k^{опт} \geq T_{кy}^{опт}$. При цьому значення інтервалу $T_{кy}^{опт}$ може розглядатися, як часткове значення інтервалу $T_k^{опт}$, що можливе при повній автоматизації тестового контролю, тоді:

$$\bar{K}(t_{k1} \dots t_{kn}) = \bar{Y}(t_{k1} \dots t_{kn}) \quad (3.11)$$

Грунтуючись на багаторічному досвіді експлуатації ПРЗ можна відзначити, що дефекти, що приводять до неправильних спрацьовувань пристроїв релейного захисту ефективно відслідковуються й виявляються

пристроями функціонального контролю (ФК), які виявляють дефекти внаслідок обробки інформації про реакцію ПРЗ на сигнали, які поступають безпосередньо від об'єкта, який захищається. Крім того, у багатьох ПРЗ імовірність виникнення несправностей, що обумовлюють зайві спрацьовування захисту, набагато менше ймовірності, що характеризує відмови спрацьовування. Тому, у ряді випадків, тестовий контроль проводиться головним чином для виявлення саме відмов спрацьовування, що дозволяє представити критерій оптимізації в наступному виді:

$$K(t_{k1} \dots t_{kn}) = \lambda_{от}(t_{k1} \dots t_{kn}), \quad (3.12)$$

де $\lambda_{от}(t_{k1} \dots t_{kn})$ – математичне очікування параметра потоку відмов спрацьовування ПРЗ при моментах початку ТК $t_{k1} \dots t_{kn}$.

Однак, найчастіше визначення строків проведення ТК на підставі наведених вище критеріїв оптимізації, пов'язане з істотними труднощами, що обумовлюються невизначеністю величин, що впливають на значення K . До таких величин належать імовірність внесення дефекту в ПРЗ при ТК, параметр потоку к.з. на ділянці, що захищається, параметр потоку несправностей в ПРЗ, витрати на проведення ТК i , у найбільшій мірі, збитки від неправильних дій ПРЗ, визначення яких, звичайно, являє собою досить складне статичне завдання. Спрощення процедури вибору строків перевірки може бути досягнуте за допомогою нормування вимог до надійності ПРЗ. У цьому випадку рівняються тільки такі строки проведення ТК, при яких забезпечується виконання нормативних вимог, внаслідок чого порівняння буде тим ефективніше, чим точніше визначені вимоги.

Також існують методи визначення нормативного параметра $\lambda_{ін}$ ПРЗ i -ого вигляду виду λ_i через параметри потоку відмов силових пристроїв захищуваного об'єкта $\lambda_{іе}$ еквівалентних за потоком відмов ПРЗ:

$$\lambda_i \leq \alpha_n \lambda_{іе} \quad (3.13)$$

де $i=1,2..n$; α_n – нормативний коефіцієнт.

Для обліку низької достовірності даних про значення шкоди існує спосіб представлення функції як фіксованої, через невизначену величину ΔY_i ,

що характеризує відносне значення шкоди від відмов ПРЗ і-ого типу у вигляді випадкової величини $\Delta \bar{Y}_i$, що має заданий закон розподілення. При цьому надійність ПРЗ визначається за умовою:

$$P\{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot \Delta \bar{Y}_i - \sum_{i=1}^n \beta_i \cdot \lambda_{ie} \cdot \Delta \bar{Y}_i \leq 0\} \geq P_k \quad (3.14)$$

де β_i – коефіцієнт еквівалентування відмов ПРЗ відмовам силового устаткування захищаємого об'єкта;

P_k – задане значення вірогідності.

3.2. Стохастичний метод проведення тестового контролю

Як ми вже відзначали вище, на даний момент планування строків проведення ТК ПРЗ здійснюється головним чином за допомогою використання регулярної стратегії, відповідно до якої перевірки виконуються через незмінний інтервал часу T_k , при цьому основним завданням при даній стратегії є визначення значення інтервалу T_k .

Однак відзначена раніше невизначеність ряду параметрів, що впливають на критерій оптимізації K , поряд з об'єктивною відмінністю в реалізації ПРЗ і пристроїв діагностування обумовлює значну розбіжність у значеннях оптимального інтервалу (T_k^{opt}), рекомендованих у різних публікаціях. Для автоматичних пристроїв ТК зазначені значення перебувають у діапазоні від 2-3 днів до 1-2 місяців, а для напівавтоматичних пристроїв ТК — від 1 місяця до 1-2 років.

Не варто також забувати, що багатьом об'єктам контролю властива сезонна не стаціонарність потоків к.з., що змінює в плинні року значення параметра потоку відмов. Особливо яскраво це явище виражається на повітряних лініях електропередач. У таких умовах фіксованому значенню інтервалу T_k залежно від строків проведення перевірок відповідає безліч значень параметра $\lambda_{от}$. Дослідження показали, що найбільшу ефективність забезпечує ТК, проведений напередодні сезону з максимальною частотою к.з, а найменшу ефективність — ТК, виконуваний по завершенню зазначеного сезону.

Підвищити ефективність вибору строків проведення ТК можливо за допомогою використання інформації про функціонування ПРЗ: факт виконання ПРЗ якої-небудь його функції розглядався відповідно до цієї пропозиції як перевірка відсутності в ПРЗ дефектів, що приводять до відмови виконання зазначеної функції. Наприклад, при проведенні в момент t_1 ТК, що виявляє несправності, що приводять до відмови спрацьовування ПРЗ, що вказую, що ТК необхідно проводити в момент $t_3 = t_1 + T_k$ тільки в тому випадку, якщо протягом інтервалу $(t_3 - t_2)$ спрацьовування ПРЗ не відбувалося. При спрацьовуванні ПРЗ у момент t_2 до настання моменту t_3 інтервал ТК починає відлічуватися від моменту t_2 .

Застосування зазначеної стратегії, названої стохастичною, дозволяє в порівнянні з регулярною стратегією або скоротити частоту ТК при заданих вимогах до надійності ПРЗ, або підвищити надійність функціонування ПРЗ при заданій частоті ТК. Використання стохастичної стратегії найбільше доцільно при експлуатації простих ПРЗ із малим числом виконуваних функцій, коли ймовірність збільшення інтервалу між перевірками за рахунок використання поточної інформації досить висока. Ефект, що обумовлюється застосуванням стохастичної стратегії, суттєво залежить від значення інтервалу T_k . Це добре ілюструється на наступному графіку:

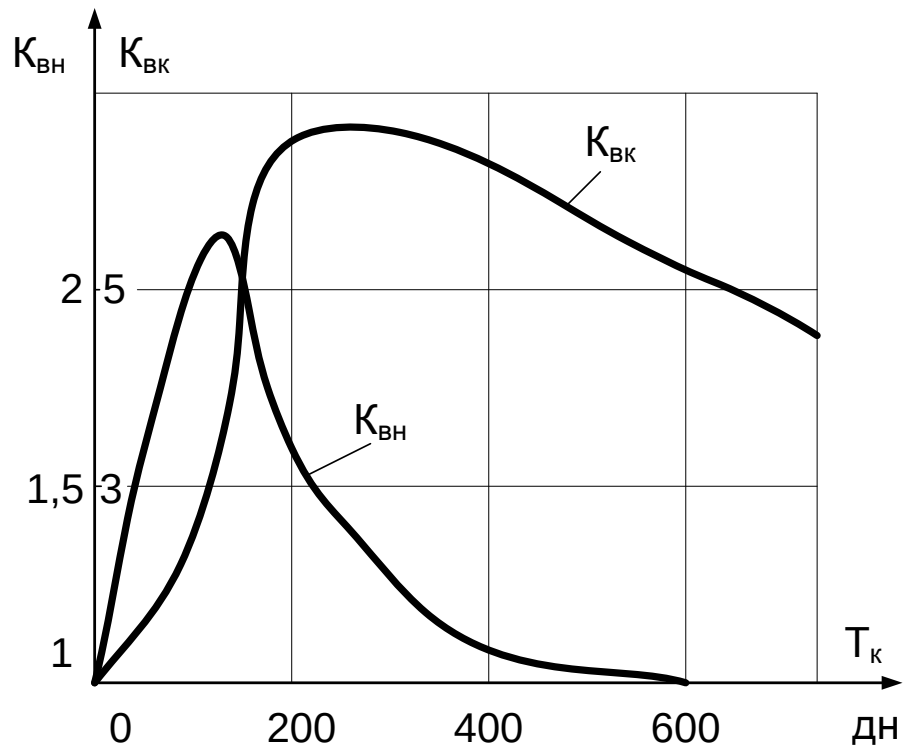


Рис.3. 2. Залежності, що характеризують ефективність стохастичної стратегії проведення ТК

Тут K_{BH} , K_{BK} – коефіцієнти ефективності стохастичної стратегії від інтервалу T_K .

Дані коефіцієнти обчислюються за формулами:

$$K_{BH} = \bar{\lambda}_{от.p} / \bar{\lambda}_{от.c} \quad (3.15)$$

$$K_{BK} = \bar{T}_{тк.с} / \bar{T}_K, \quad (3.16)$$

де $\bar{\lambda}_{от.p}$, $\bar{\lambda}_{от.c}$ - математичне очікування параметра потоку відмов спрацьовування ПРЗ у випадках проведення ТК відповідно за регулярною і стохастичною стратегіям; $\bar{T}_{тк.с}$ - необхідне при використанні стохастичної стратегії математичне очікування інтервалу часу між ТК, що забезпечує таке ж значення параметра $\bar{\lambda}_{от}$, що й при регулярній стратегії.

Як видно з рис. 3.2, наведені залежності являють собою унімодальні функції. Останнє обумовлене тим, що при більших значеннях інтервалу T_K і регулярна, і стохастична стратегії стають однаково малоефективними, а при

малих значеннях T_k стохастична стратегія починає вироджуватися в регулярну.

Ефект від використання стохастичної моделі добре ілюструється формулою:

$$m = \frac{h_{ho} - h_a}{h_a} \quad (3.17)$$

де h_{ho} – потік відказів вимірювальних органів;

h_a – потік відказів ПРЗ, а також залежністю, зображеною на рис. 3.3.

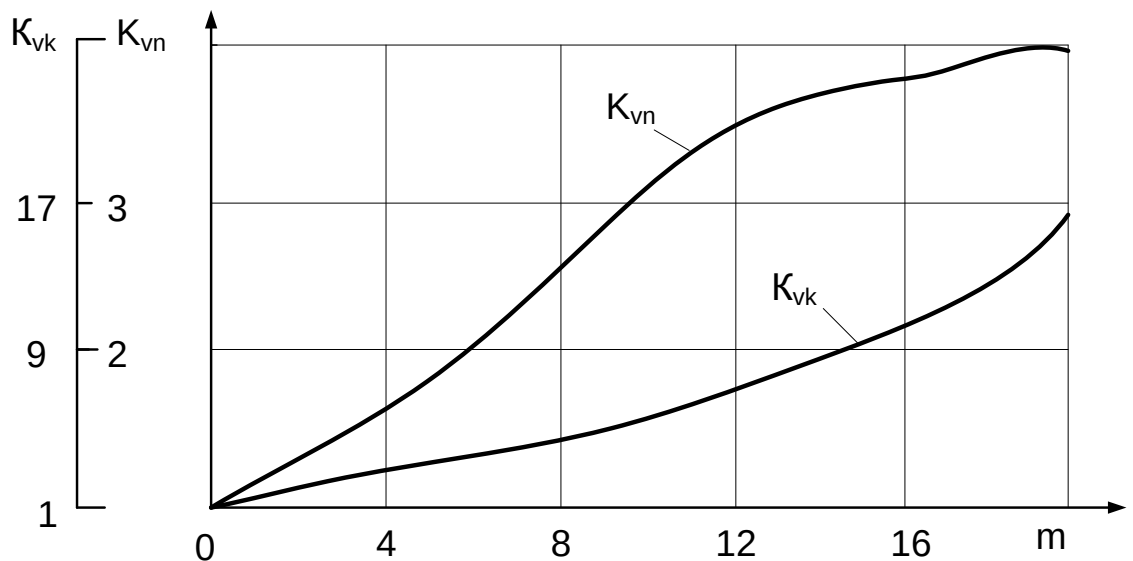


Рис. 3.3. Залежність $K_{vn}(m)$ та $K_{vk}(m)$, характеризуюча ефективність стохастичної стратегії

Однак у ряді випадків стохастична стратегія проведення тестового контролю є більш ефективною, а саме у випадках:

- ПРЗ характеризується великою частотою спрацьовування;
- організація тестового контролю чутливих пускових органів, що виконують функцію блокування при хитаннях дистанційного захисту ПЛ;
- відсутність спеціальної апаратури для реєстрації моментів спрацьовування вимірювальних органів ПРЗ.

Повна перевірка пристроїв релейного захисту (РЗ) повинна проводитися так, щоб надійність захисту об'єкта значно не знижувалася [2,3]. Графічно дане умова проілюстрована на рис. 3:

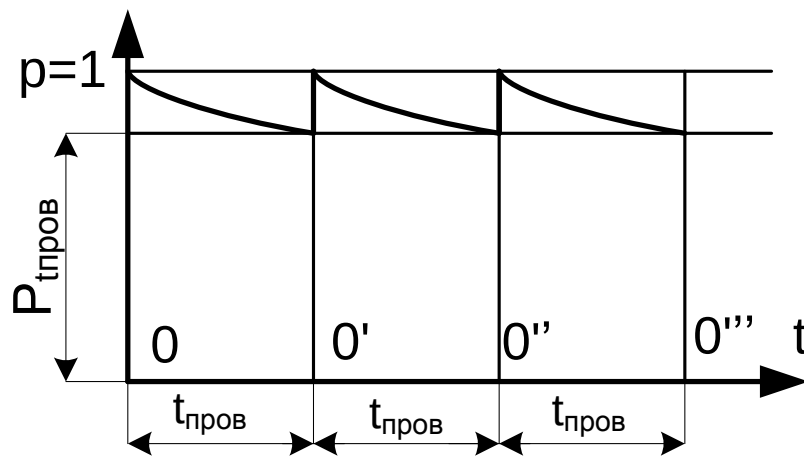


Рис. 3.4. Визначення періодичності проведення перевірок

Найбільше доцільно замість пристрою, що підлягає повній перевірці, або замість змінних елементів такого пристрою встановлювати нові справні й випробувані резервні апарати. Пристрої, що перевіряються, відключаються й реставруються в лабораторних або заводських умовах. До організації такого способу перевірки деяке наближення дає установку на об'єкті дублюючого, резервного комплексу захисту.

При перевірці одного із захистів інший залишається в роботі. У цьому випадку протягом часу перевірки ймовірність безвідмовної роботи системи захисту в режимі тривоги зменшується, а в режимі чергування збільшується.

Виконання повних перевірок описаним вище методом не виключає все-таки можливості трапляння в проміжок часу між перевірками якої-небудь несправності, що вводить пристрій в стан відмови. Тому в періоди між повними перевірками треба проводити часткові перевірки, тому що в цей період також знижується ймовірність безвідмовної роботи пристроїв захисту підчас їх роботи в режимі очікування.

Завданням часткових перевірок є виявлення працездатного стану пристрою, що перевіряється. Часткові перевірки полягають в зовнішньому огляді й перевірці правильного відпрацювання вихідного сигналу при подачі на вхід контрольного стандартизованого параметра пристрою. Якщо вихідний сигнал відпрацьований належним чином і огляд не виявив несправностей, то пристрій залишається в роботі. Якщо виявлений дефект

або вихідний сигнал виявляється не в нормі, пристрій замінюється новим з резерву й передається на реставрацію.

Для організації часткових перевірок доцільно проектувати й мати спеціальні пристосування для конкретних типів устаткування релейного захисту й автоматики, що перевіряється.

Варто також відзначити, що значний вплив на надійність ПРЗ виявляє простота обраної схеми – чим простіше схема пристрою, тим за інших рівних умов вона виявляється більш надійною й допускає більші строки між повними перевірками.

Підводячи підсумки, можна відзначити, що незалежно від того, якого роду методика буде використовуватися для визначення періодичності тестового контролю, а саме повної або часткової перевірки ПРЗ, значення T_k буде збільшуватися або зменшуватися. Тому, відзначимо основні положення, пов'язані з варіюванням часу T_k :

1. Подовження строку між повними (частковими) перевірками дає можливість зменшити чисельність експлуатаційного персоналу в службах захисту й автоматики.
2. Подовження строку між перевірками зменшує зношування релейного устаткування через зменшення кількості часу, коли це устаткування перебуває у форсованому режимі, характерному для перевірок.
3. Подовження строків між перевірками зменшує число випадків, коли захищаєме устаткування повинне включатися під захист, що замінює перевіряємий, або залишатися без захистів, що перевіряються, і зменшує можливість неправильних операцій у ланцюгах захисту й автоматики.
4. Подовження строків між перевірками підвищує ймовірність відмов пристроїв захисту від дією випадкових факторів, що знижують імовірність безвідмовної роботи.

5. Подовження тягне підвищення ймовірності не виявлення ушкодження елементів, яке може вплинути на правильну дію релейного захисту.

3.3. Перевірка та налаштування ПРЗ на місцевості

Наступним етапом після обґрунтування, проектування строків, методів і обсягів контролю ПРЗ, є налагодження й випробування захисту на місцевості, тобто застосування закладених при проектуванні особливостей.

Насамперед, проводиться контрольна перевірка всіх зразків захисту в лабораторії. Ця перевірка полягає в установці необхідних параметрів спрацьовування захисту й наступнім знятті характеристик, здійснюється повна перевірка релейної частини й налаштування високочастотного каналу, перевіряється ізоляція всіх елементів ПРЗ [4].

Перевірка ізоляції проводиться в наступному порядку:

- 1) Мегомметром вимірюється опір ізоляції між усіма ланцюгами й землею при знятих панелях з напівпровідниковими приладами. Напруга мегомметра 1000 В.
- 2) Ті ж виміри повторюються при встановлених панелях, після чого ізоляція на землю випробується мегомметром, при постійній напрузі 2,5 кВ або змінній напрузі в 1кВ протягом 1 хвилини.

Така послідовність операцій визначається можливістю ушкодження транзисторів у випадку, якщо опір ізоляції монтажних проводів дорівнює величині колекторних опорів.

При налагодженні високочастотних каналів може бути змінена схема фільтрів приєднання, зроблене їхнє налаштування для забезпечення мінімуму загасання на частотах, використовуваних для каналів захистів. Також, при незадовільному сигналі і якості зв'язки можуть бути змінені рівні перешкод у ВЧ каналі. Чутливість усіх приймачів сигналу повинна із запасом забезпечувати спрацьовування РЗ.

Наступним кроком є перевірка відсутності взаємного впливу передатчиків різних захистів, якщо такі є в зоні захисту, а також перевірка роботи пристрою контролю справності каналу. Важливим пунктом налагодження захисту є проведення пробних передач сигналів відключення й блокування а також вплив на дану передачу комутаційних перешкод на каналі. Варіантом подібної комутації може бути перемикання роз'єднувача. Показником налагодженої роботи є відсутність неправильних спрацьовування пристроїв. Додатковим засобом перевірки правильності налагодження захисту є імітування ушкодження передатчиків, що може на практиці означати відключення живлення, обриви кабелю зв'язку й т.п. Пристрій контролю на всіх пунктах (наприкінці й на початку лінії) при цьому повинне правильно сигналізувати про несправність.

Строки проведення випробування захисти намічаються індивідуально для кожного конкретного випадку, однак досвід експлуатації релейних захистів показав, що найбільш оптимальним строком проведення випробування є строк в 2 місяця після установки захисту. Основна увага при таких випробуваннях повинне приділятися:

- оцінці роботи вимірювальних органів при зовнішніх к.з. і замиканнях у зоні, що захищається;
- надійності проходження високочастотного (ВЧ) вимикаючого сигналу через місце ушкодження;
- визначення завадостійкості ВЧ каналу при к.з.

Для проведення тестів к.з. рекомендується на лінії, що захищається, на проводах кожної з фаз лінії за допомогою болтових затискачів кріпити півкільця зі сталевого прутка діаметром 12 мм. Відстань від проведення до найбільш вилученої точки півкільця повинна становити приблизно 350 мм. Для зменшення небезпеки ушкодження проводів лінії півкільця встановлюються на шлейфах опор.

Перед кожним досвідом півкільце й опора повинні з'єднуватися по найкоротшій відстані мідним дротом діаметром 0,5 мм., посередині за

допомогою хлорвінілової стрічки виконується ізоляційний проміжок довжиною 60-70 мм. Завдяки цьому виключається можливість перегорання дроту при протіканні через нього струмів, наведених від іншої лінії, яка може проходити на тих же опорах випробуваної лінії.

Замір наведених струмів, що протікають через заземлюючі ножі лінійних роз'єднувачів з боку підстанції, проводиться за допомогою струмовимірювальних кліщів.

На час проведення тестування пристрій АПВ виводиться з роботи. Якщо це необхідно, слід передбачити резервування відмови вимикача за допомогою секційного вимикача, на який можуть діяти максимальні струмові захисти й захист від замикання на землю.

Для виконання дослідів зовнішнього к.з. усі приєднання, крім шинного трансформатора напруги, переводяться із другої системи шин на першу. Між шинними роз'єднувачами й вимикачами накладається закоротка й вручну включається вимикач на підстанції.

На рис. 3.5 показана типова схема електропостачання, використовувана в мережах електропостачання Дніпроенерго, для якої застосовано використання даного алгоритму перевірки ПРЗ:

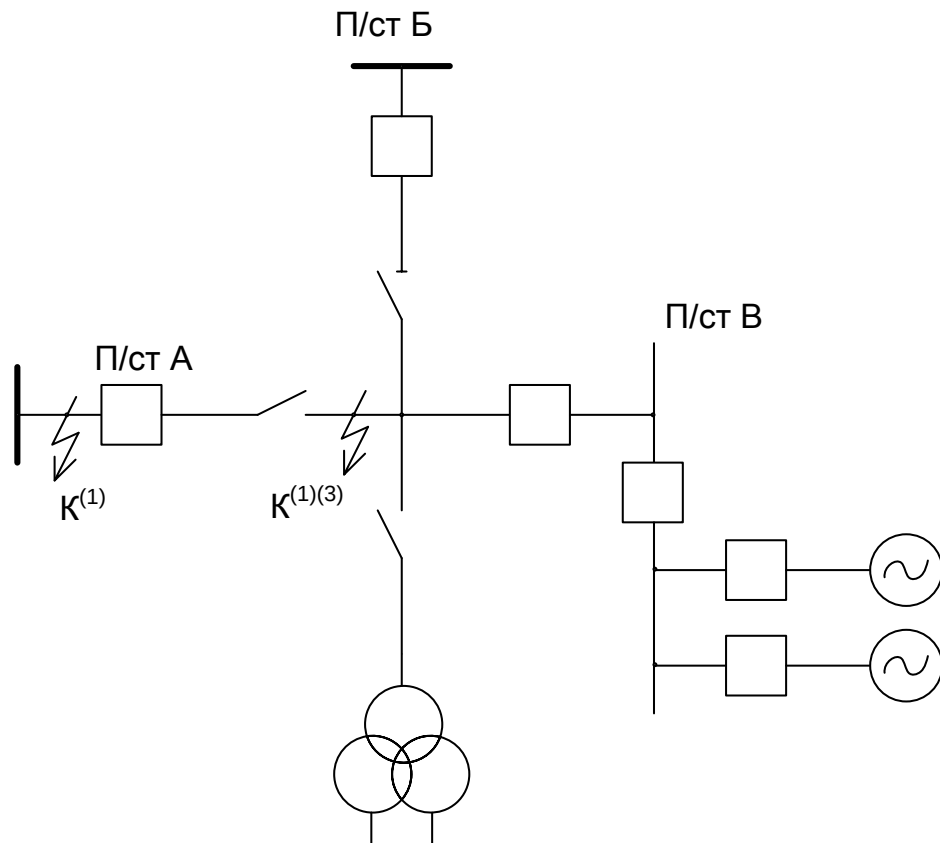


Рис. 3.5. Схема лінії при проведенні дослідів к.з.

Випробування захисту проводиться з дозволу чергового диспетчера, який робить пуск схеми, що забезпечує:

- 1) Дистанційний пуск осцилографів, здійснюваний пристроєм контролю каналу, установлених на підстанціях А, В, Г;
- 2) Включення повітряного вимикача з боку підстанції А через 0,3-0,5 секунд після запуску осцилографа;
- 3) Автоматична зупинка осцилографів через 1,5-2 сек. після їхнього пуску;
- 4) Розрив ланцюга електромагніту включення у випадку відмови блок-контактів вимикача.

Після проведення всіх намічених дослідів проводиться візуальний огляд усіх компонентів лінії. Особливо ретельно необхідно відслідковувати можливі ушкодження проводів, опор і комутаційної апаратури.

3.4. Перевірка ПРЗ, змонтованих на панелях та щитах управління

Періодична перевірка пристроїв релейного захисту проводиться не тільки на об'єктах великих одиниць, що входять до складу, електропостачання, але й на щитах, панелях, на яких перебувають ПРЗ. Дана перевірка є не менш важливою складовою всього комплексу діагностичних перевірок, яким зазнають ПРЗ усіх рівнів [5].

Залежно від виду й цільового призначення в обсяг перевірки, крім з'ясування спеціальних питань (якщо це потрібно), включається виконання всіх або частини вказаних нижче робіт, що мають загальний характер.

- 1) Перевірка відповідності технічної документації фактичному виконанню пристрою, відповідність пристрою принципів, принципово-монтажним і монтажним схемам, наявність протоколів попередніх перевірок, паспортів реле й інших апаратів пристрою, завдання уставок і т.п.
- 2) Зовнішній огляд панелі, що перевіряється. Звертається увага на цілість кришок, скла і цоклів реле й автоматів, наявність пломб, відсутність неізолюваних кінців проводів, старанність кріплення проводів і окремих апаратів до панелі, наявність легкого обзору вказівних реле, відсутність самовільно випавших сигналів, стан запобіжників (наявність тільки каліброваних вставок), справність сигнальних ламп, наявність окінцівників на проводах, цілість затискачів, правильність маркування, відсутність старої й пересохлої ізоляції, відсутність застряглих контактів реле, відсутність видимих слідів оплавлення контактів. Зовнішній огляд проводиться без зняття кришок з реле.

Після зовнішнього огляду перевіряється стан затягування гвинтів затискачів шляхом повороту викруткою до відмови, а в накладок, що й відключають пристроїв - закручуванням рукою. Недовинчений затискач фіксується в протоколі або звіті огляду. Тут же відзначаються всі замічені дефекти.

- 3) Перевірка правильності монтажу й правильності приєднання, що перевіряється панелі до вимірювальних трансформаторів і комутаційним апаратам. Проводиться при необхідності перевірка проводів; з'ясовується відповідність монтажу монтажній або принципово-монтажній схемі, перевіряється правильність фазування.
- 4) Перевіряється опір ізоляції. Стан ізоляції визначається за допомогою мегомметра й шляхом приєднання контрольованих ланцюгів до джерела стаціонарної напруги 1000 В.
- 5) Перевіряються справність і правильність включення трансформаторів струму й напруги.
- 6) Перевіряється справна дія окремих апаратів шляхом зняття їх електричних характеристик, визначення уставок спрацьовування, з'ясування механічної справності й т.п.
- 7) Вимірюються струми небалансу в ланцюзі реле й напруги небалансу на затискачах реле (якщо вони впливають на роботу пристрою).
- 8) Перевіряються навантаження на трансформатори струму й напруги й допустимість роботи зазначених апаратів при обраних перетинах сполучних кабелів.
- 9) Перевіряється спадання напруги в оперативних ланцюгах і на обмотках вказівних реле. Перевіряються надійність роботи, що включають котушок, що й відключають, комутаційних апаратів і стан блоків контактів.
- 10) Випробується дія повністю зібраного й відрегульованого пристрою захисту й автоматики на комутаційні апарати (наприклад, вимикачі).

Сприймаючий орган пристрою включається або в ланцюг струму від стороннього джерела (навантажувальний пристрій), або в ланцюг первинного струму навантаження приєднання, що захищається, або в ланцюг об'єкта, що захищається (струм к. з. створюється штучно включенням на к.з. виділеного генератора з поступовим підйомом порушення й регулюванням струму до величини $I_{\text{ген}}$), або шляхом спеціального проведення досліду к.з.

Якщо перевірка пристрою не вимагала відключення ланцюгів трансформаторів струму й напруги й фазування цих ланцюгів не викликає сумніву, припустимо робити випробування шляхом імітації дії сприймаючого органа захисту замиканням його контактів; у цьому випадку перевіряється тільки оперативний ланцюг пристрою.

Випробування роботи пристроїв автоматики (наприклад, регуляторів напруги, частоти, потужності й т.п.) проводиться по індивідуальних програмах.

3.5. Перевірка первинним струмом від стороннього джерела

При перевірці правильності виконання монтажу, випробуванні ізоляції, налаштуванню й регулюванню окремих апаратів комплектного пристрою релейного захисту електричні кола між елементами пристрою порушуються. Після відновлення схеми або при новім складанні її можливі помилки. Тому перед включенням захисту в дію справність її повинна бути перевірена первинним струмом.

Перевірка проводиться при повністю зібраній схемі й дозволяє переконатися у відсутності обривів, 72акоротко і інших порушень. Така перевірка є остаточною й повинна проводитися як при новім включенні, так і при планових перевірках. Вимірювальна апаратура при випробуванні включається без від'єднання проводів з використанням спеціальних, призначених для цієї мети іспитових затискачів, блоків або токовимірювальних кліщів і т.п.

Спосіб перевірки захисту первинним струмом від однофазного навантажувального трансформатора звичайно застосовується для максимальних струмових захистів ліній 3, 6, 10 кВ. При такій перевірці первинні обмотки трансформаторів струму залежно від схеми з'єднання вторинних обмоток з'єднуються знімними перемичками. Схема збирається так, щоб по всіх її елементах проходив струм. Одночасно перевіряється коефіцієнт трансформації трансформаторів струму. Потужність

навантажувального трансформатора повинна забезпечити у вторинних обмотках трансформаторів струми близько 1-5 А. Вимір струмів роблять за допомогою амперметрів, підключених до затискачів на панелі захисту.

На рис. 3.6 представлена схема випробування, призначена перевірки для перевірки захисту первинним струмом від однофазного завантажувального пристрою.

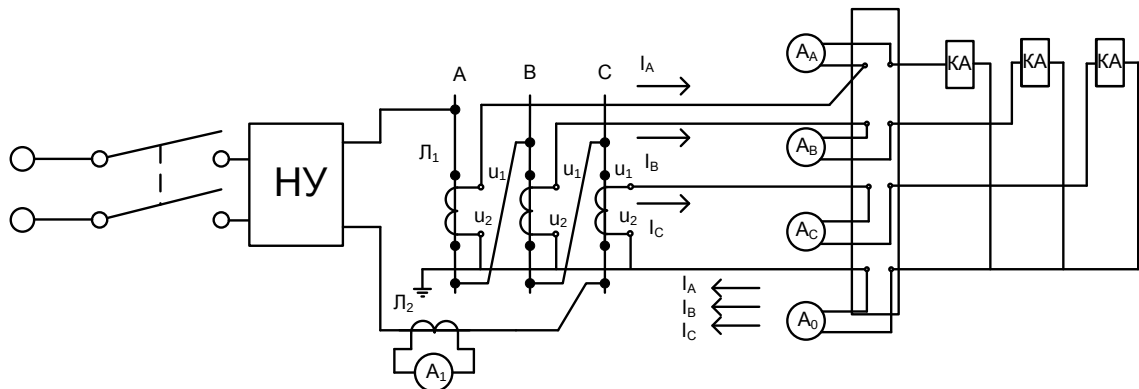


Рис. 3.6. Перевірка захисту первинним струмом від однофазного навантажувального пристрою

3.6. Перевірка захисту первинним струмом навантаження та робочою напругою

Перевірка пристроїв релейного захисту струмом навантаження й робочою напругою проводиться у випадках, коли захист передбачає живлення як від струмових ланцюгів, так і від ланцюгів напруги (наприклад, направлені, дистанційні захисти) або коли необхідно перевірити захист без відключення встаткування, на якому вона встановлена.

$$I_a = I_b = I_c = I_1 / n_t \quad (3.18)$$

$$I_0 = 3I_1 / n_t \quad (3.19)$$

Схема перевірки струмових ланцюгів струмом навантаження показано на рис. 3.7:

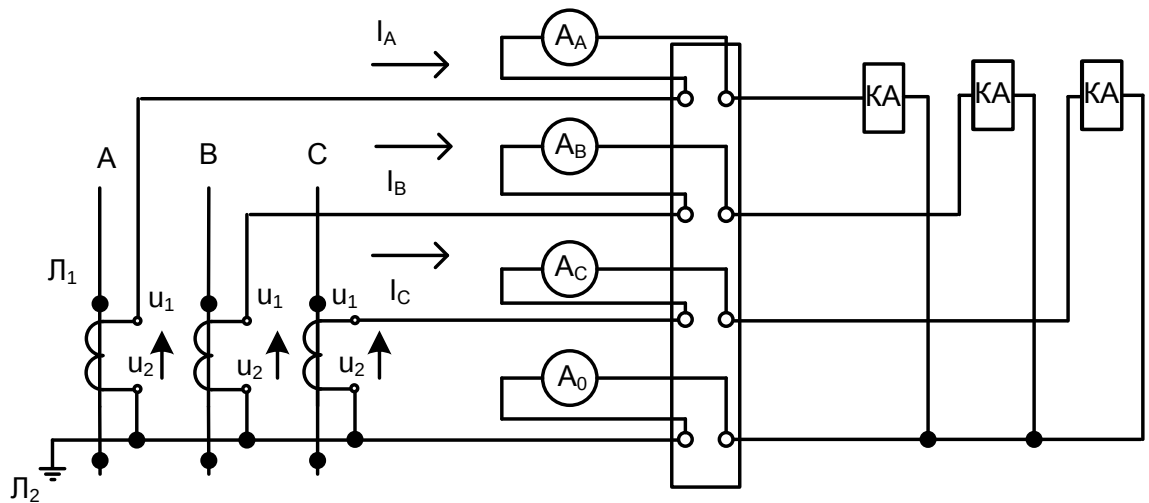


Рис. 3.7. Перевірка струмових ланцюгів захисту струмом навантаження

Схема підключення амперметрів для перевірки справності струмових ланцюгів струмом навантаження представлена вище. По первинних ланцюгах проходять струми, рівні по величині й зміщені по фазі на 120° . Висновок про справність схеми можна зробити на підставі показань приладів [6]. Для випадку з'єднання обмоток трансформаторів і реле за схемою повної зірки при правильно зібраній схемі показання амперметрів повинні виявитися рівними:

$$I_a = I_b = I_c = I_1 / n_t \quad (3.20)$$

$$I_0 = 0 \quad (3.21)$$

При обриві нульового проводу в нормальному режимі показання амперметрів будуть відповідати справній схемі. Таким чином, наявність таких показань не дає можливості судити про справність ланцюга нульового проводу. Справність цього ланцюга перевіряється по наявності струму небалансу.

Для виміру струму небалансу, що проходить по нульовім проводу, слід включити в його ланцюг міліамперметр. Відхилення стрілки міліамперметра свідчить про справність ланцюга нульового проводу, відсутність показань - про її обрив. При недостатній чутливості контрольного міліамперметра іноді

створюють спеціально умови, при яких по нульовім проводу міг би проходити достатній для виміру струм. Можна тимчасово виключити зі схеми один із трансформаторів струму; тоді по нульовім проводу буде проходити сумарний струм двох фаз. Вторинна обмотка виключеного зі схеми трансформатора струму повинна бути при цьому закорочена, а міліамперметр замінений амперметром. Якщо заземлення вторинних обмоток трансформаторів струму виконане в самих трансформаторів, то для одержання суми струмів двох фаз у нульовім проводу досить на вході панелі захисту тимчасово заземлити одну з фаз і відключити її.

Одержати достатній для виміру міліамперметром струм небалансу можна також шляхом включення в ланцюг однієї фази додаткового резистора з опором близько 5-10 Ом. Трансформатор струму даної фази виявляється перевантаженим, погрішність його різко зростає, чому й викликається поява великого струму небалансу в нульовім проводу.

4. ВИПРОБУВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

Окрему нішу у великій різноманітності засобів перевірки пристроїв релейного захисту займають комплектні випробувальні пристрої. Комплектні випробувальні пристрої широко застосовуються для налагодження й планових перевірок різних пристроїв релейного захисту й автоматики. Звичайно вони виконуються у вигляді стола, що легко пересувається по релейному щиту, або у вигляді валізи для роботи в умовах роз'їздів.

У комплектному випробувальному пристрої вмонтована вся апаратура, необхідна для роботи: реостати, потенціометри, автотрансформатори, навантажувальні трансформатори, фазорегулятори й т.п. Уся апаратура з'єднана за необхідною схемою. Там же встановлені ключі або рубильники для керування схемою, зміни схеми для імітації різних аварійних умов, зміни меж вимірів приладів і т.д.

Вимірювальні прилади, необхідні для настроювання або перевірки уставок захисту, або монтуються в комплектному іспитовому пристрої або ж встановлюються окремо, а в іспитовому пристрої передбачаються вихідні затискачі для включення приладів у схему.

Основними перевагами комплектних пристроїв, що забезпечили широке застосування їх в енергосистемах, є:

- а) значна економія часу, необхідного для добору апаратури, складання іспитової схеми, зміни схеми в процесі випробування;
- б) раціональний вибір апаратури, що забезпечує одержання, вимір і регулювання в широких межах величин струму, напруги, кута зрушення фаз і інших параметрів;
- в) зручна, безпечна робота й перевезення апаратури.

Однак, при перевірці пристроїв релейного захисту виникає проблема регулювання вхідних величин, таких як вхідна напруга (постійна або змінна) і вхідний струм (постійний і змінний).

Розглянемо по черзі основні принципи регулювання цих параметрів, тому що на цій основі проводиться перевірка й налагодження пристроїв РЗ на комплектних іспитових пристроях.

4.1. Регулювання величини постійної напруги

Регулювання величини постійної напруги в основному потрібно для визначення напруги спрацьовування й напруги повернення реле постійного струму – проміжних, сигнальних, реле часу й електромагнітів керування приводами вимикачів, короткозамикачів і віддільників. При живленні від акумуляторної батареї єдиним практично застосовуваним способом є регулювання напруги звичайним дрововим потенціометром [7]. На рис. 4.1 зображені найбільше часто вживані схеми включення потенціометрів.

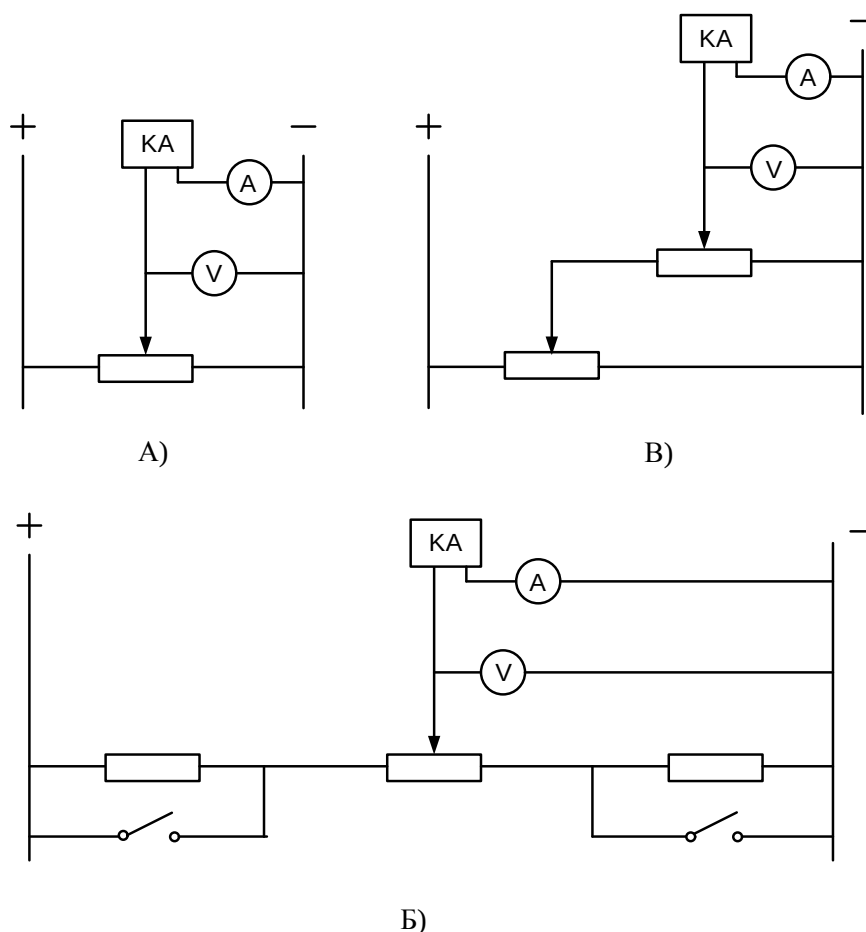


Рис. 4.1. Схеми підключення потенціометрів для регулювання напруги

Потенціометр повинен забезпечувати необхідну точність регулювання й бути термічно стійким. Для практично застосовуваних схем опір

потенціометра звичайно вибирається з розрахунку $0,5-1 \text{ Ом на } 1 \text{ В}$ напруги живлення. Отже, власний струм потенціометра становить $1-2 \text{ А}$. До цього струму додається струм, споживаний реле, що перевіряються, або електромагнітом. Потенціометр повинен довгостроково витримувати струм, що дорівнює сумі струмів власного споживання й номінального струму реле або електромагніту, що перевіряється. Точність регулювання визначається числом витків обмотки потенціометра, по яких рухаються щітки або ролики. Звичайно вважається, що потенціометр дає плавне регулювання, але в дійсності ж він дає мілкоступеневу криву. Пересунути щітку або ролик менше ніж на один виток обмотки неможливо, тому точність регулювання визначається числом вольтів напруги живлення, що доводяться па один виток обмотки потенціометра.

Для звичайних проміжних реле й електромагнітів достатня точність регулювання порядку $0,5-1\%$ номінальної напруги; отже, число витків потенціометра повинне бути не менш $100-200$ незалежно від величини його опору й номінальної напруги апаратури, що перевіряється. Тому що звичайно ширина щітки значно (у кілька раз) більше діаметра дроту обмотки потенціометра, тому частина витків шунтується щіткою. Напруга, що доводиться на один виток, небагато збільшується й точність регулювання знижується. Крім того, у звичайних конструкціях щітки часто не доходять до останнього витка обмотки й частина витків не використовується. Для компенсації цих конструктивних особливостей слід збільшити число витків приблизно на $10-20\%$. Таким чином, повне число витків обмотки потенціометра повинне бути не менш $120-240$ для напруги живлення, рівного номінальній напрузі апаратури, що перевіряється. Якщо ж напруга живлення значно перевершує номінальну напругу апаратури, то число витків повинне бути збільшене в стільки раз, у скільки раз напруга живлення більше номінальної напруги апарата, що перевіряється.

Якщо наявний потенціометр не забезпечує необхідну точність регулювання, то можна збільшити її, включивши послідовно з

потенціометром постійні додаткові опори за схемою, наведеної на рис. 6,Б. У цій схемі напруга живлення ділиться між потенціометром і додатковими опорами пропорційно величинам їх опору; напруга на потенціометрі знижується, і напруга на один виток зменшується, що збільшує точність регулювання.

Включаючи й відключаючи вимикачі, шунтувальні додаткові опори, можна пересувати область регулювання. При шунтуванні опору з боку мінуса будемо мати регулювання малих напруг; при обох включених або відключених вимикачах область регулювання буде приблизно в середині; при шунтуванні опору з боку плюса область регулювання пересувається у бік більших напруг. Користуючись цією схемою, можна використовувати й потенціометр, що має недостатню величину опору або малий довгостроково припустимий струм. Величина додаткових опорів підбирається залежно від необхідного результату, наприклад для підвищення точності регулювання в 3 рази кожний додатковий опір повинний бути по величині рівний опору потенціометра.

Для використання потенціометра на малий струм напруга живлення, ділена на суму опорів додаткових і потенціометра, повинне бути менше довгостроково припустимого струму потенціометра на величину струму, споживаного реле, що перевіряються. Для одержання зручних областей регулювання кожний додатковий опір повинний бути приблизно рівний опору потенціометра. Для дуже точного регулювання можна використовувати й схему на рис. 6,В. За цією схемою можна одержати практично будь-яку точність регулювання добором чисел витків обмоток потенціометрів.

4.2. Регулювання величини змінної напруги

При перевірці реле зі споживанням до декількох десятків вольт-амперів — проміжних, сигнальних, реле часу, реле напруги — можуть використовуватися такі ж потенціометри, як і для регулювання постійної

напруги; добір їх параметрів і схеми включення такі ж, як і для постійного струму.

Основним недоліком потенціометрів для регулювання змінної напруги є можливість викривлення форми кривій напруги на обмотці насичення, що перевіряється реле за рахунок його сталевго сердечника. Усі реле розраховуються й виготовляються для роботи від змінної напруги із правильною синусоїдальною формою кривої. При живленні напругою з апаратурою формою кривої змінюються напруги спрацьовування й повернення реле, з'являється підвищена вібрація рухливої системи реле, через що псуються механізми реле й нечітко працюють контакти. Крім того, вимірювальні прилади, по яких ведеться перевірка або настроювання реле, градууються при правильній синусоїдальній напрузі або струмі. При перекрученій формі кривої напруги вимірювальні прилади можуть давати значні помилки, що викличе неправильне настроювання реле. Особливо чутливі до форми кривої струму або напруги різні універсальні прилади, що складаються із магнітоелектричного вимірювального механізму, що живиться змінним струмом через випрямлячі.

Для усунення або зменшення викривлення форми кривої напруги необхідно, щоб опір потенціометра був у десятки раз менше опору реле або електромагніту, що перевіряється. Для апаратів з малим споживанням, таких як реле напруги, реле часу, проміжне — це умова майже завжди виконується при правильному виборі опору потенціометра близько 0,5-1 Ом на 1 В напруги живлення. Для перевірки апаратів з більшим споживанням: електромагнітів керування, трансформаторів струму, блоків живлення, стабілізаторів — потенціометри повинні мати такий малий опір, що практично застосовувати їх неможливо. Тому для перевірки апаратури з більшим споживанням слід користуватися автотрансформаторами. З автотрансформаторів, що випускаються промисловістю найбільше підходять загальновідомі однофазні лабораторні автотрансформатори ЛАТР-1 і ЛАТР-2. Ними можна перевіряти практично всю релейну апаратуру,

електромагніти керування й більшість трансформаторів струму за схемою на рис. 4.2. Точність регулювання напруги автотрансформатором ЛАТР-1, що мають обмотку з 250 витків і номінальна напруга 250 В, 1 В. ЛАТР-2 має більше витків і точність регулювання 0,45 В.

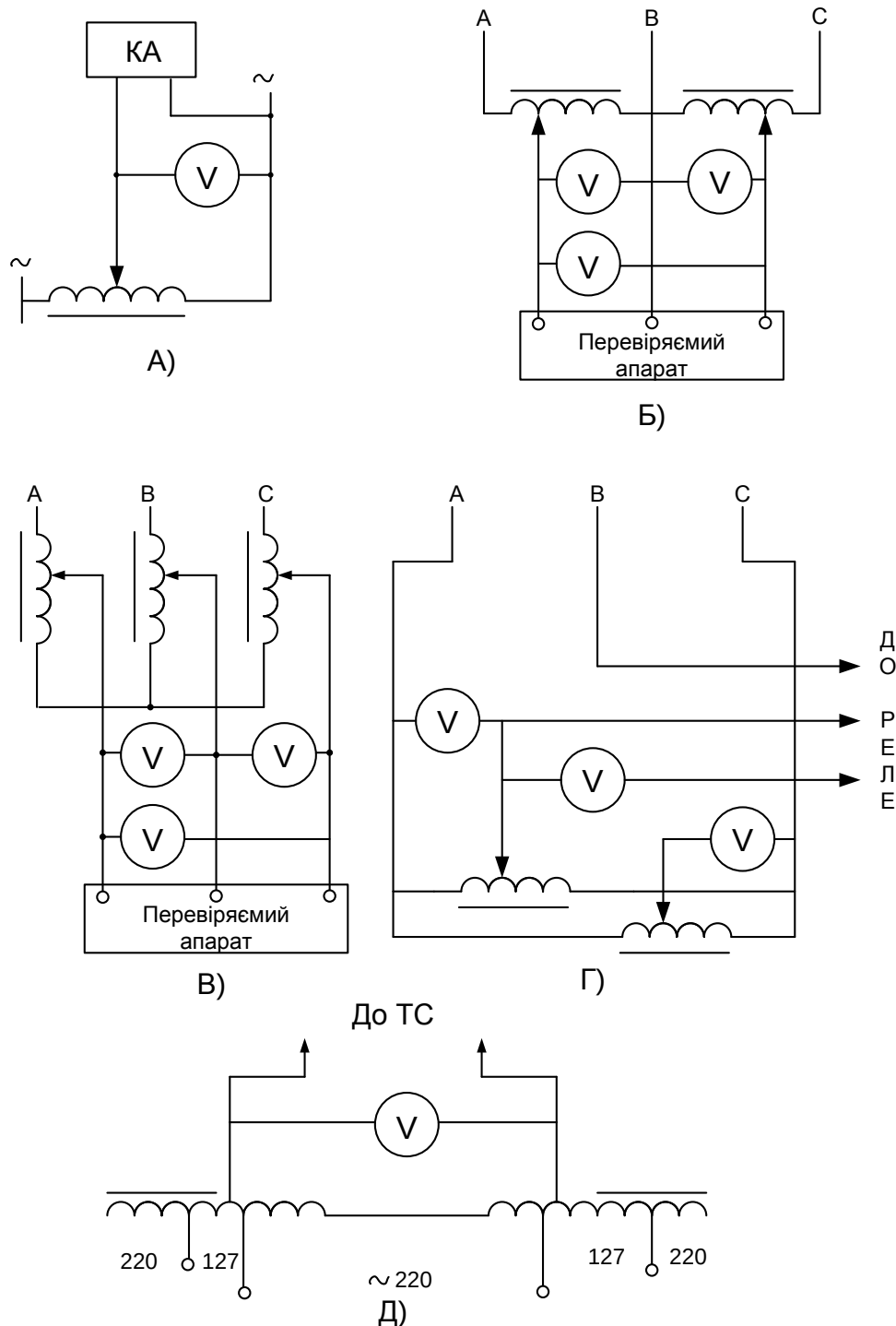


Рис. 4.2. Схеми включення автотрансформаторів для регулювання напруги в різних режимах

Для одночасного регулювання трифазної напруги у всіх фазах можна застосувати трифазні автотрансформатори (рис. 4.2,В), наприклад РНТ-220-6, або зібрати схему з однофазних автотрансформаторів (рис. 4.2,Б). Для імітації несиметричних режимів при перевірці трифазних реле збирається схема по рис. 4.2, В або Г. Незручністю цих схем є необхідність одночасного керування декількома рукоятками й спостереження за декількома приладами. Можливо значно полегшити роботу, зібравши два або три однофазні автотрансформатори в один комплект, повзунки поставити на загальну вісь і оформити як комплектний переносний трифазний пристрій. Такий пристрій необхідний у багатьох випадках, наприклад для налагодження блоків живлення напруги БЖН.

Для перевірки апаратури досить часто потрібна напруга більш 250 В. Це потрібно при знятті вольт-амперних характеристик сучасних потужних трансформаторів струму (т.с.). Таку напругу можна одержати від мережі 220 В за допомогою двох автотрансформаторів, зібраних але схемі на рис. 4.2, Д. При підведенні до схеми напруги 220 В між движками можна одержати напругу до 435 В. Тому що трансформатори власних потреб звичайно мають номінальна напруга холостого ходу 230 В і працюють із дуже невеликим навантаженням, вихідна напруга в схемі на рис. 4.2, Д доходить до 450-460 В. Якщо ж вхідну напругу підвищити таким же третім автотрансформатором до 250 В, то вихідна напруга підніметься до 500 В. При такій напрузі можна знімати вольт-амперні характеристики більшості сучасних трансформаторів струму.

Сучасні трансформатори власних потреб, від яких практично завжди живляться іспитові схеми, з економічних міркувань звичайно виконуються з насиченими сталевими сердечниками. Тому в їхніх вторинних фазних напругах звичайно є значна кількість вищих гармонік, особливо гармонік, кратних трьом. Для усунення впливу цих гармонік на апаратуру, що перевіряється всі перевірки слід вести не від фазних, а від лінійних напруг. По даним ОРГРЭС користуватися фазною напругою для перевірки захисту

можна тільки в тому випадку, якщо сума величин вищих гармонік, головним чином третьої, не перевищує 20-25% першої гармоніки, що визначається спеціальними випробуваннями. Досить часто застосовується напруга власних потреб 380 В з заземленим нулем. У таких випадках рекомендується для перевірки захисту мати розділові трансформатори 380/220 В однофазні або трифазні, пересувні або стаціонарні відповідної потужності. Застосування таких трансформаторів досить корисно й з погляду техніки безпеки, особливо при роботах у комплексних розподільчих установках (КРУ) і відкритих розподільчих установках (ВРУ) та сиру погоду.

4.3. Регулювання величини змінного та постійного струму

Основними вимогами до пристроїв для регулювання величини змінного струму є забезпечення синусоїдальної форми струму в обмотках реле, що перевіряється й незмінність установленної величини струму при спрацьовуванні реле. Як і в реле напруги, перекручена форма кривої струму викликає вібрацію рухливої системи електромагнітних реле, зміна струму спрацьовування й витримки часу індукційних реле, зміна величини вторинної напруги й струму входу в резонанс блоків живлення, неправильний вимір величини струму і т.д.

Джерелами вищих гармонік у струмі можуть бути трансформатори власних потреб зі сталевим сердечником, реле, через насичення своїх сердечників, і сам пристрій для регулювання струму, якщо в ньому є насичені сталеві сердечники. Для усунення вищих гармонік, що надходять із трансформатора власних потреб, усі перевірки струмових реле, як і реле напруги, повинні проводитися від лінійного, а не від фазної напруги. Усунути насичення сердечників, що перевіряються апаратів неможливо. Робота таких апаратів, як диференціальні реле, реле часу й проміжні з швидконасічаючимися проміжними т.с., блоки живлення БЖТ, максимальні реле ИТ-80, РТ-80, РТ-95 і ін., заснована на застосуванні принципу насичення стали сердечника.

Тому можна лише зменшити до припустимих меж вплив насичених сердечників реле на форму кривої струму застосуванням спеціальних схем для регулювання величини змінного струму. Ряд досліджень і досвід експлуатації показують, що основним способом придушення вищих гармонік, створюваних насиченими сердечниками реле, є послідовне включення з реле, що перевіряється, лінійного опору, активного або індуктивного. Величина його повинна бути в кілька раз більше опору реле, що перевіряється. Найпростішим і найбільше часто застосовуваним є послідовне включення з реле постійного активного опору, практично завжди дрогового.

Дослідження показують, що необхідне співвідношення величин опору реле й додаткового активного опору для більшості реле одного порядку. Так, для реле ЭТ-561 із ВТН-561 величина активного опору повинна бути більше величини опору реле принаймні в 8 раз; для реле ИТ-81 - не менш ніж в 5 раз і т.д.

У середньому можна вважати, що величина додаткового опору повинна бути більше опору реле приблизно в 5-10 раз:

$$R_{\text{дод.}} \geq 5R_p. \quad (4.1)$$

Другою важливою умовою є незмінність установленого струму при спрацьовуванні реле. Справа в тому, що індуктивний опір усіх електромагнітних реле залежить від повітряного зазору між якорем і магнітопроводом — чим менше зазор, тим більше опір реле. Мінімальний опір має реле перед спрацьовуванням, коли зазор найбільший; максимальний опір буде в реле, що спрацювало, коли зазор мінімальний, а в ряді конструкцій дорівнює нулю. Зміна опору реле, включеного послідовно із пристроєм, що регулює струм, викликає збільшення опору всього ланцюга й зменшення струму в ньому.

Опір реле при спрацьовуванні в більшості конструкцій збільшується в 2-4 рази. Якщо опір регулюючого пристрою невеликий й напруга джерела живлення невелика, то при спрацьовуванні реле струм знижується значно і

якір реле підтягується до магнітопроводу з меншою силою. У більшості випадків реле т.с. мають погрішність у струмі не більш 10%. Практично всі перевірки реле проводять за реостатною схемою від мережі з напругою 127 В, через непридатність живлення установки від знижувального трансформатора із вторинною напругою 24-36 В. Визначити потрібну величину опору регулювального пристрою можна за рівнянням:

$$\frac{(0,95 \div 0,9)U}{\sqrt{(x_y + x_{p.n})^2 + (r_y + r_{p.n})^2}} = \frac{U}{\sqrt{(x_y + x_{p.k})^2 + (r_y + r_{p.k})^2}} \quad (4.2)$$

де U – постійне за величиною значення напруги джерела живлення;

$x_y, x_{p.n}, x_{p.k}$ – індуктивні опори регулюючого пристрою;

$r_y, r_{p.n}, r_{p.k}$ – активні опори регулюючого пристрою.

Вимоги забезпечення синусоїдальної форми й незмінної величини струму найбільше просто й легко забезпечуються при перевірці будь-якого реле за реостатною схемою від лінійного напругою не менш чому 127—220 В. Для такої перевірки потрібні реостати на струми 50—70 А. Для полегшення конструкції реостат виконується із плавно-східчастим регулюванням за схемою, зображеної на рис. 4.3. Постійний опір r_1 служить для обмеження струму при перекладі повзунка змінного опору r_2 у крайнє положення.

Регулювання струму в межах кожного щабля проводиться опором r_2 . Опори $r_3, r_4, \dots, r_n$ служать для розширення меж регулювання. Відношення мінімального струму при включенні кожного наступного опору до максимального струму попереднього щабля повинне бути близько 0,8, щоб забезпечити плавне безперервне регулювання. Відношення мінімального струму до максимального декількох перших щаблів повинне бути близько 0,5-0,6 для перевірки коефіцієнта повернення реле:

$$\frac{I_{\min.}}{I_{\max.}} \approx 0,5 \div 0,6 \quad (4.3)$$

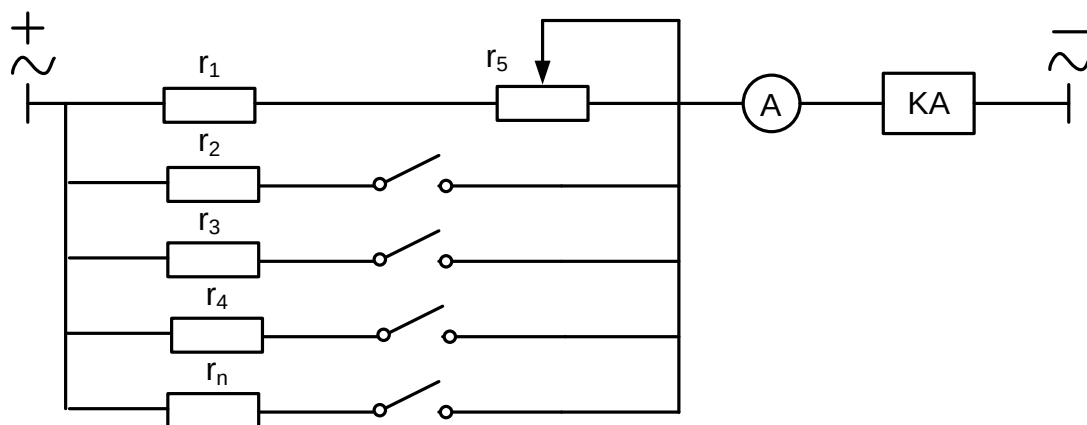


Рис. 4.3. Схема реостата для плавно-східчастого регулювання струму

При відсутності потужних реостатів, а також для одержання більших струмів застосовують трансформатори. Основною вимогою до трансформаторів для перевірки реле є лінійність їх характеристики намагнічування. Нелінійність характеристики неминуче викликає викривлення форми кривої струму. Як приклад на рис. 4.4 наведена характеристика намагнічування однієї з конструкцій так званих «котельних» трансформаторів типу 000-0,25 220/24.

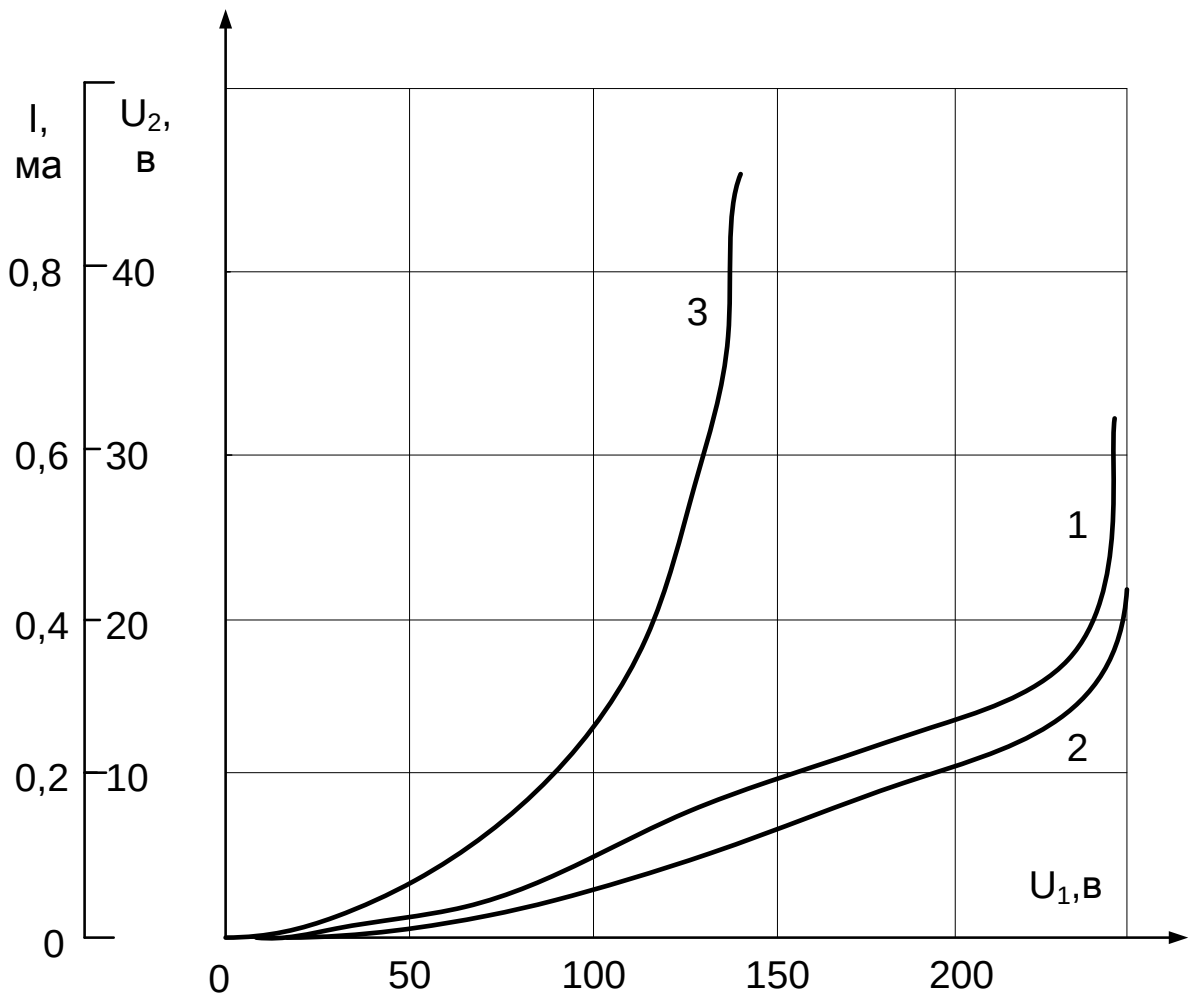
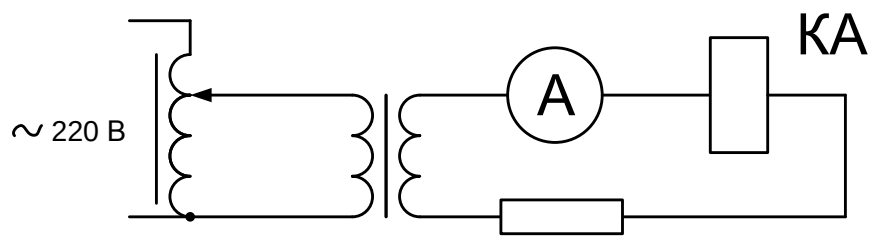


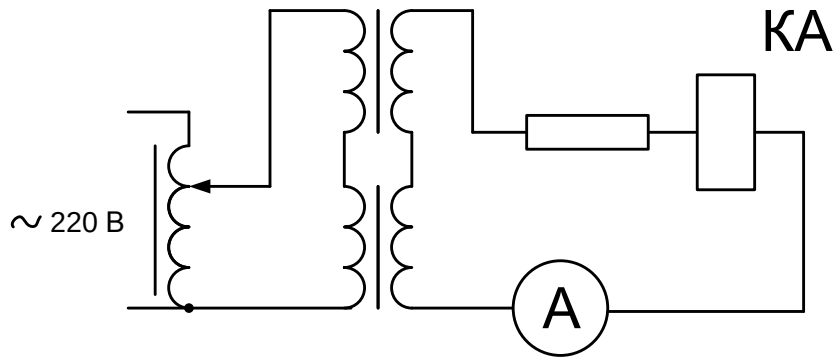
Рис. 4.4. Характеристики намагнічування трансформаторів

З характеристики видно, що, хоча трансформатор і має номінальна напруга 220 В, при напрузі на первинній обмотці ≈ 150 В починається різке збільшення струму намагнічення і викривлення форми вторинної напруги. Використовувати такий трансформатор для перевірки реле можна тільки при напрузі на первинній обмотці не більш 150 В. Якщо ж напруга живлення 220 В, то необхідно контролювати напругу на первинній обмотці вольтметром або ж включити два такі трансформатори послідовно. Вторинні обмотки можна включати послідовно або паралельно залежно від необхідної величини струму й напруги. Таким шляхом виключається вплив насичення сердечника самого трансформатора; для виключення ж впливу насичення сердечника реле послідовно з ним слід включати активні опори.

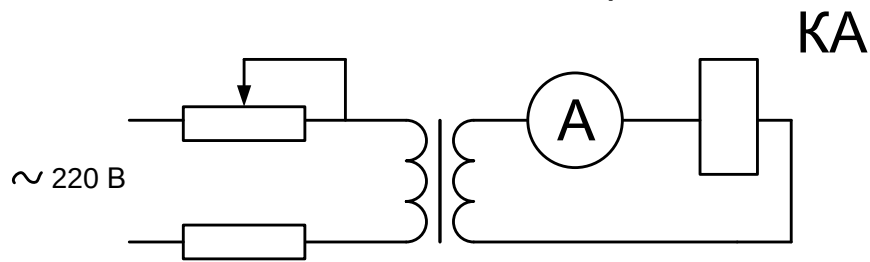
Звичайно вважається, що лабораторні автотрансформатори, наприклад відомі конструкції ЛАТР-1 і ЛАТР-2, дають правильна синусоїдальна напруга на виході. Але це не завжди точно. Як приклад на рис. 4.4 дана характеристика намагнічування автотрансформатора ЛАТР-1 (2, 3), звідки видно, що насичення сердечників з'являється при напругах, значно менших номінальних 127 і 220 В, і різко зростає навіть при незначнім збільшенні первинної напруги понад номінальну. Звідси випливає, що навіть при напрузі живлення 127 В ЛАТР слід включати на відпайку 220 В; при напрузі 220 В ЛАТР потрібно включати на відпайку 250 В. Не можна допускати збільшення вхідної напруги понад номінальну; якщо необхідно дотримуватися точної форми напруги, то при напругах 220 В і більш слід включати послідовно по два автотрансформатори; у всіх автотрансформаторів знімаються характеристики намагнічування й перевіряється форма вихідної напруги хоча б осцилографом [13].



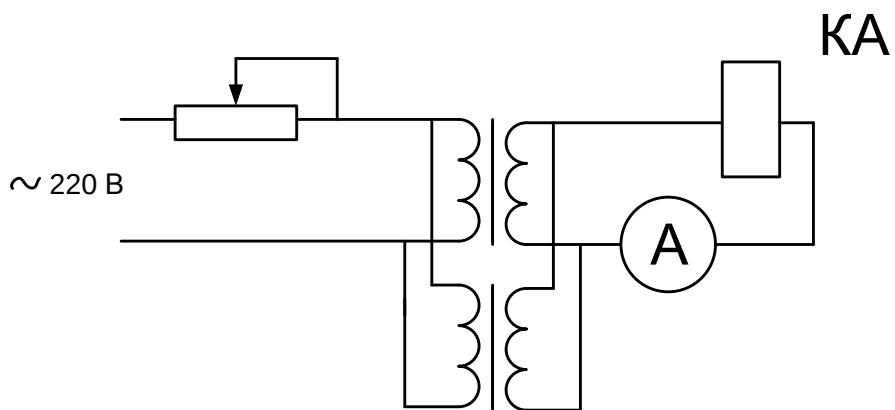
A)



Б)



В)



Г)

Рис. 4.5. Схеми включення трансформаторів ОСО-0,25 для перевірки струмових реле

На рис. 4.5 дані принципові схеми включення трансформаторів різних конструкцій рекомендуються для перевірки реле використовувати трансформатори ОСО-0,25 або аналогічні по характеристиках намагнічування з первинною напругою 220 або 1270 і вторинною напругою 12-24-36 В. Потужність трансформатора повинна бути 500-700 ВА; при малопотужних трансформаторах їх використовують по два або по три. На рис. 4.5, А дана схема включення досить потужного трансформатора, характеристика якого лінійна до номінальної напруги. На рис. 4.5,Б дана схема включення первинних обмоток трансформаторів, що мають нелінійну характеристику намагнічування. На рис. 4.5, В и Г дані схеми включення вторинних обмоток залежно від необхідної величини вторинної напруги й струму. Якщо опір включений у вторинну обмотку, то звичайно для компенсації втрати напруги в ньому вторинні обмотки включаються послідовно (рис. 4.5, Б).

Якщо ж форма кривої струму вирівнюється активним опором реостата в первинному ланцюзі, то вторинні обмотки включаються паралельно для збільшення струму (рис. 4.5, Г). У схемі (рис. 4.5, А) усунення викривлення форми кривої струму від насичення сердечника реле досягається включенням послідовно з реле опору. У схемі (рис. 4.5, В) це досягається включенням опору в первинну обмотку. Використовувати опір реостата для цього можливо не завжди, тому що опір реостата при одержанні більших струмів може виявитися недостатнім. Опір у вторинній обмотці звичайно розраховується на короткочасний струм 50-80 А. Опір і реостат у первинній обмотці вибираються на значно менший струм відповідно до коефіцієнта трансформації трансформатора. Звичайно досить їх мати на струм 5-10 А. Відношення опорів для забезпечення максимальної синусоїдальності:

$$r_1 = r_2 \left(\frac{U_1}{U_2} \right)^2 \quad (4.4)$$

де r_1 , r_2 – опори первинної і вторинної обмоток відповідно.

У ряді випадків опором для вирівнювання форми кривої струму можуть служити лінійні опори обмоток самого трансформатора або

автотрансформатора, якщо вони мають достатню величину. У кожному окремому випадку необхідно зняти характеристику намагнічування трансформатора й виміряти його опір; залежно від результатів цих вимірів складається й схема включення самого трансформатора й додаткових опорів. У всіх схемах передбачаються автотрансформатори ЛАТР на 9 А; у всіх схемах вони можуть бути замінені потенціометрами на відповідні струми й напруги.

Звичайно вважається, що застосування автотрансформаторів і трансформаторів для перевірки реле замість реостатів дає перевага у вазі й розмірах. Однак автотрансформатор ЛАТР на 9 А (вагою близько 8 кг), трансформатор потужністю 500-706 ВА або два стандартні трансформатори по 250 ВА (вагою по 7,5 кг) і додаткові опори по рекомендаціях ОРГРЭС важать значно більше реостата (вагою 8-10 кг). Порівнюючи вагу, вартість і розміри цієї апаратури, бачимо, що реостат виявляється значно зручніше й легше, особливо для роз'їзної роботи.

Крім того, основною перевагою реостатної схеми є легке виконання всіх вимог про форму кривої і незмінності величини струму, адже усі вимоги виконуються автоматично без спеціальних досліджень і добору параметрів.

Застосування трансформаторів неминуче, якщо потрібні дуже більші струми, у кілька сот або тисяч ампер. Такі струми необхідні для настроювання первинних реле прямої дії, установлюваних на вимикачах ВМН-10, ВР-10 і подібних, для настроювання й перевірки автоматичних вимикачів з електромагнітними розмикачами в мережах з напругою до 1 кВ, для перевірки схем включення трансформаторів струму, перевірки первинним струмом захистів у повній схемі й інших робіт. Промисловістю такі трансформатори не випускаються й енергосистеми виготовляють їхніми власними силами.. Принципово всі вони виконані однаково. Первинна обмотка звичайно складається із двох секцій, що включаються паралельно й послідовно для живлення від мережі 127 і 220 В. Вторинна складається з

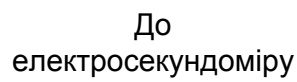
декількох секцій, що включаються послідовно й паралельно, залежно від необхідних величин вторинного струму й напруги.

Грубе регулювання струму здійснюється перемиканням секцій обмоток, плавне — реостатом або автотрансформатором на вході навантажувального трансформатора за схемою на рис. 4.5, А або В. Вимоги до форми кривої струму й незмінності встановленої величини звичайно значно знижуються, тому що повністю виконати їх при таких великих струмах дуже важко й особливої потреби в них звичайно немає. Опори для забезпечення синусоїдальної форми струму, як правило, не застосовуються.

Необхідно враховувати, що такі трансформатори споживають із мережі значні струми, часто до 100 А і більш. Тому реостати або автотрансформатори для плавного регулювання повинні виконуватися досить потужними. Вторинна напруга таких трансформаторів невелика (десятки вольтів) і для одержання більших струмів усі з'єднання на їхній вторинній стороні слід виконувати проводами перетином 50—70 мм². Особливо важливо забезпечити малий перехідний опір контактів: вторинна обмотка повинна мати надійні вихідні штирі з гайками, проводи повинні мати наконечники для приєднання до цих штирів. Для приєднання проводів до випробовуваного апарата необхідні спеціальні наконечники, наприклад, по типу струбцинок, застосовуваних для переносних заземлень. Більшість таких трансформаторів для полегшення ваги розраховується для нетривалої роботи зі значним перевантаженням. Це необхідно враховувати й при роботах завжди стежити за температурою трансформатора, а саму перевірку організовувати так, щоб тривалість включення трансформатора була мінімальна.

Для регулювання величини постійного струму при живленні від акумуляторної батареї єдиним практично можливим способом є реостат, що включається послідовно з реле. Для регулювання малих струмів можна використовувати схеми з потенціометрами. Тому що опір апаратури постійного струму постійний по величині, то струм у її обмотках змінюється

прямо пропорційно підведеному до неї напрузі. На цьому й засноване регулювання величини струму потенціометром. Для більших струмів зручно застосувати реостат за схемою, наведеної на рис. 4.6. Так як опір апаратури постійного струму не залежить від положення її сердечника, то вимога про незмінність величини встановленого струму в цьому випадку не пред'являється й співвідношення опорів реостата апарата, що перевіряється, може бути будь-яке, аби тільки були забезпечені необхідні межі регулювання й термічна стійкість. На підстанціях зі змінним оперативним струмом для перевірки апаратури постійного струму слід користуватися випрямлячами.



94

5. КОМПЛЕКТНІ ВИПРОБУВАЛЬНІ ПРИСТРОЇ

Далі розглянемо кілька комплектних випробувальних пристроїв, які застосовуються для комплексних перевірок і використовують описані вище способи регулювання напруги й струму.

Випробувальний пристрій типу ІЗТ-3. У цьому пристрої потенціометр П зі східчастою обмоткою складається із двох секцій, які перемикачем № 3 можуть з'єднуватися: послідовно — для живлення від мережі напругою 220 В або паралельно — для живлення від мережі напругою 380 В. Перемикачем № 2 потенціометр включається на вхідні затискачі змінного струму або на вхідні затискачі постійного струму «+» і «-».

При паралельнім включенні обмоток потенціометр можна навантажувати струмом до 10 А довгостроково й до 20 А на 30 сек. При послідовнім з'єднанні обмоток потенціометр можна навантажувати до 5 А довгостроково й до 10 А на 30 сек.

Потенціометр можна використовувати для регулювання величини струму або напруги в колоах постійного й змінного струму (вихідні затискачі ВП — вихід потенціометра) або ж для регулювання величини струму від навантажувального трансформатора НТ. У цьому випадку перемикач № 4 ставиться в положення «Потенціометр». Перемикачі № 3 і 4 механічно заблоковані між собою так, щоб трансформатор НТ не можна було включити в мережу постійного струму.

Навантажувальний трансформатор НТ служить для одержання більших струмів. Його первинна обмотка складається із двох секцій: для включення в мережу 220 або 380 В. Перемикання виконується накладками Н1. Вторинна обмотка також секційована, кінці секцій виведені на комутатор К. Комутатором грубо регулюється величина вторинного струму. Плавне регулювання виконується потенціометром П. Грубе регулювання виконується шляхом послідовного або паралельного включення секцій вторинної обмотки при живленні через потенціометр.

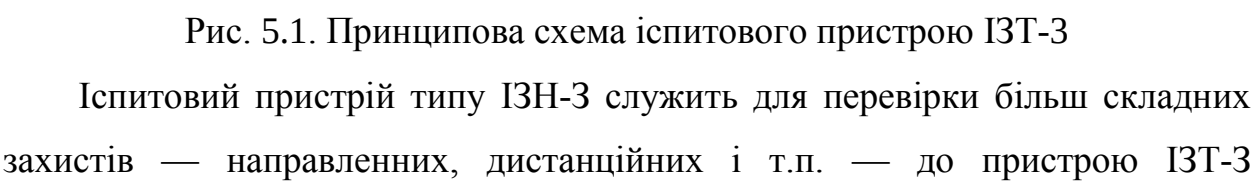
Трансформатор може давати струм до 150 А при напрузі на виході 27,5; 55 або 110 В залежно від набраної схеми. Короткочасно, на час не більш 0,5 сек., трансформатор може дати струм до 400- 500 А. У цьому випадку він включається безпосередньо в мережу.

Додаткові опори $r_{\text{доб}}$ можуть використовуватися й для грубого регулювання вторинного струму. Основне ж їхнє призначення — забезпечення правильної форми кривої вторинного струму при перевірці пристроїв з швидконасихаючимися трансформаторами (диференціальні реле) і інших пристроїв, правильність роботи яких залежить від форми кривої струму. Опір $r_{\text{доб}}$ розбит на три шаблі: 1, 6 і 30 Ом і допускає струм відповідно 10, 5 і 1 А. Вибір величини опору виконується перемикачем № 6.

Затискач Ш служить для закорочення обмоток на реле, що перевіряється, на час добору потрібної величини струму. Перемикач № 6 двополюсний на шість положень — дозволяє подавати на перевіряєму панель захисту струми, що відповідають двофазному й однофазному замиканню на будь-яких фазах. Вимикач № 1 — пусковий вимикач усієї схеми.

Вимикач № 7 служить для включення й відключення електричного секундоміра. Секундомір включається на затискачі *, К, 220 через розділовий трансформатор РТ. Реле Р служить для зупинки секундоміра при перевірці захистів, що працюють на постійному оперативному струмі. Затискачі А и V призначені для включення вимірювальних приладів.

Увесь пристрій розміщений у металевому кожусі розмірами 490X420X204 мм із кришкою й ручками для перенесення. Вага 25 кг. Пристрій дозволяє виконувати повні перевірки практично всіх простих захистів, головним чином максимальних, перевіряти трансформатори струму, котушки включення й відключення приводів вимикачів і т.д.



додається пристрій (приставка) ІЗН-3. Основне призначення приставки — забезпечити незалежне й плавне регулювання величини напруги (струм регулюється ІЗТ-3) і східчасте, через 30 або 60, регулювання кута зрушення між струмом від ІЗТ-3 і напругою від ІЗН-3.

Приставка живиться від трифазної мережі 220 або 380 В. При напрузі 220 В регулювання кута проводиться установкою рукоятки перемикача ф у потрібне положення щаблями через 30°. При напрузі 380 В спрацьовує реле Р, термічно стійке завдяки тому, що воно включене через опір r_2 і перемикає колоу живлення так, що виключається подача на потенціометр П лінійної напруги. Регулювання кута проводиться в цьому випадку тільки через 60°. Викликане це тим, що потенціометр на 380 В виходить занадто громіздким і вимагає спеціальної міжвиткової ізоляції. У більшості ж випадків можна обійтися регулюванням кута через 60°.

Потенціометр П служить для плавного регулювання напруги. Опір r_1 нормально закорочений рубильником Ш і при його розмиканні більша частина напруги припадає на опір r_1 , менша — на потенціометр П. Таким чином, досягається плавне регулювання дуже невеликої напруги, порядку, декількох вольтів. Потенціометр допускає тривале навантаження до 2 А.

Вимикач № 2 служить для включення фазопоказчика ФУ, затискачі V — для включення вимірювальних приладів. Через двополюсний перемикач № 3 на шість положень регульована напруга подається на будь-яку пару вхідних затискачів колоів напруги панелі, що перевіряється. Уся приставка поміщена в металевому кожусі з ручками для перенесення й кришкою. Розмір приставки 420X205X270 мм, вага 10 кг. Цією же приставкою можна користуватися й у колоах постійного струму.

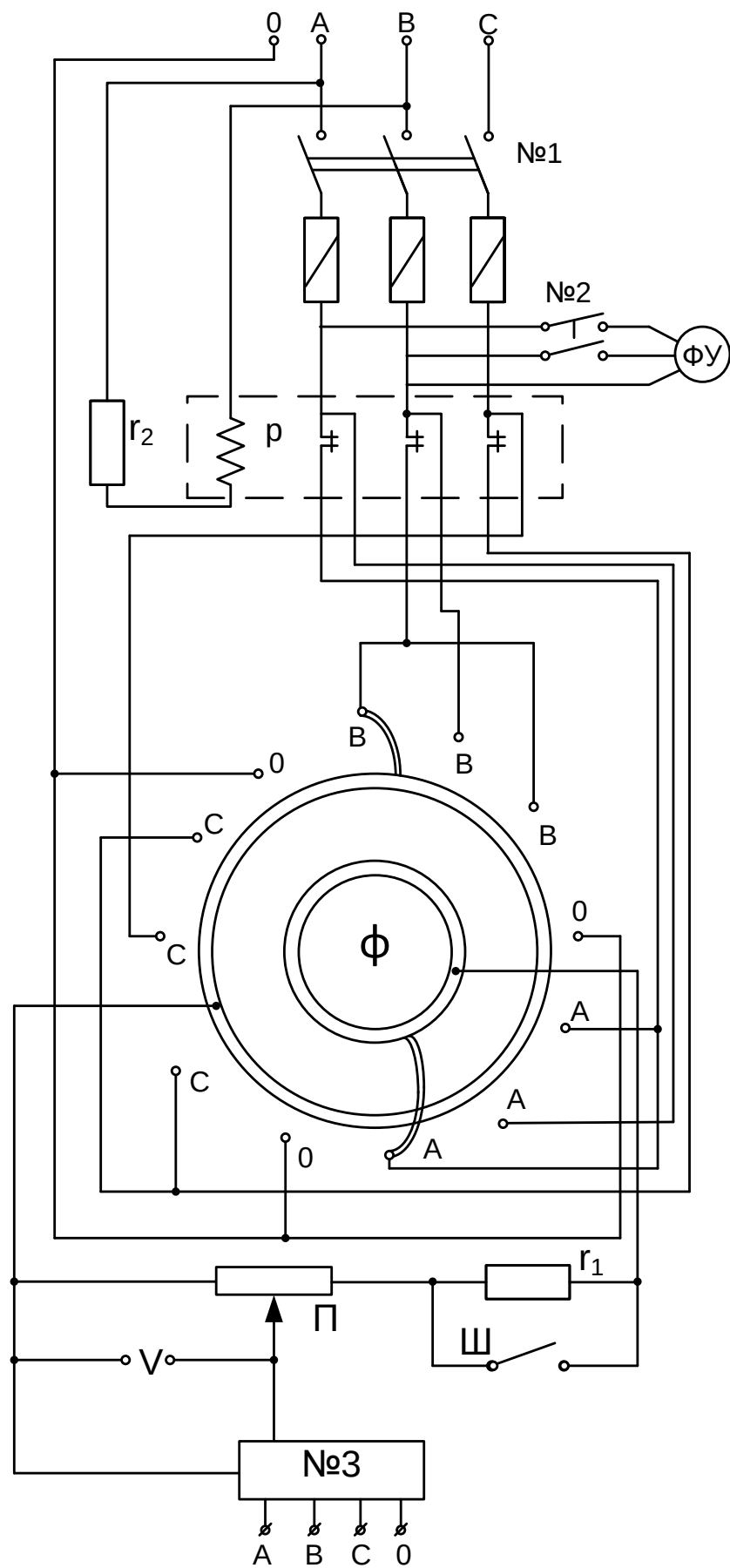


Рис. 5.2. Принципова схема іспитового пристрою ІЗП-3

5.1. Класифікація засобів діагностування ПРЗ

Велика різноманітність пристрою РЗ й завдань, розв'язуваних при оцінці їх дійсного стану, привело до створення технічних засобів діагностування різних принципів і призначення. Система технічного обслуговування, що склалася, має у своїй основі регламентні профілактичні перевірки, усе більш не задовольняє пропонованим вимогам як з позицій, потрібних для цього трудових витрат і кваліфікації персоналу, так і з погляду забезпечення необхідного рівня надійності релейного захисту та автоматики (РЗА) в інтервали часу між перевірками. Це викликало інтенсифікацію робіт у напрямку функціонального діагностування вбудованими засобами.

На рис. 5.3 показана класифікація засобів діагностування пристроїв РЗА [9]. Діагностування як існуючих, так і знову розроблювальних пристроїв РЗА в процесі їх нормального функціонування найбільше раціонально здійснювати вбудованими локальними засобами, які включають індикатори відмов пасивного й активного типів. Індикатор відмов являє собою логічний пристрій, зв'язаний (при необхідності через перетворювачі) з низкою точок на входах, виходах і всередині пристрою РЗА й здійснює по жорстко заданій програмі аналіз комбінацій сигналів у контрольних точках.

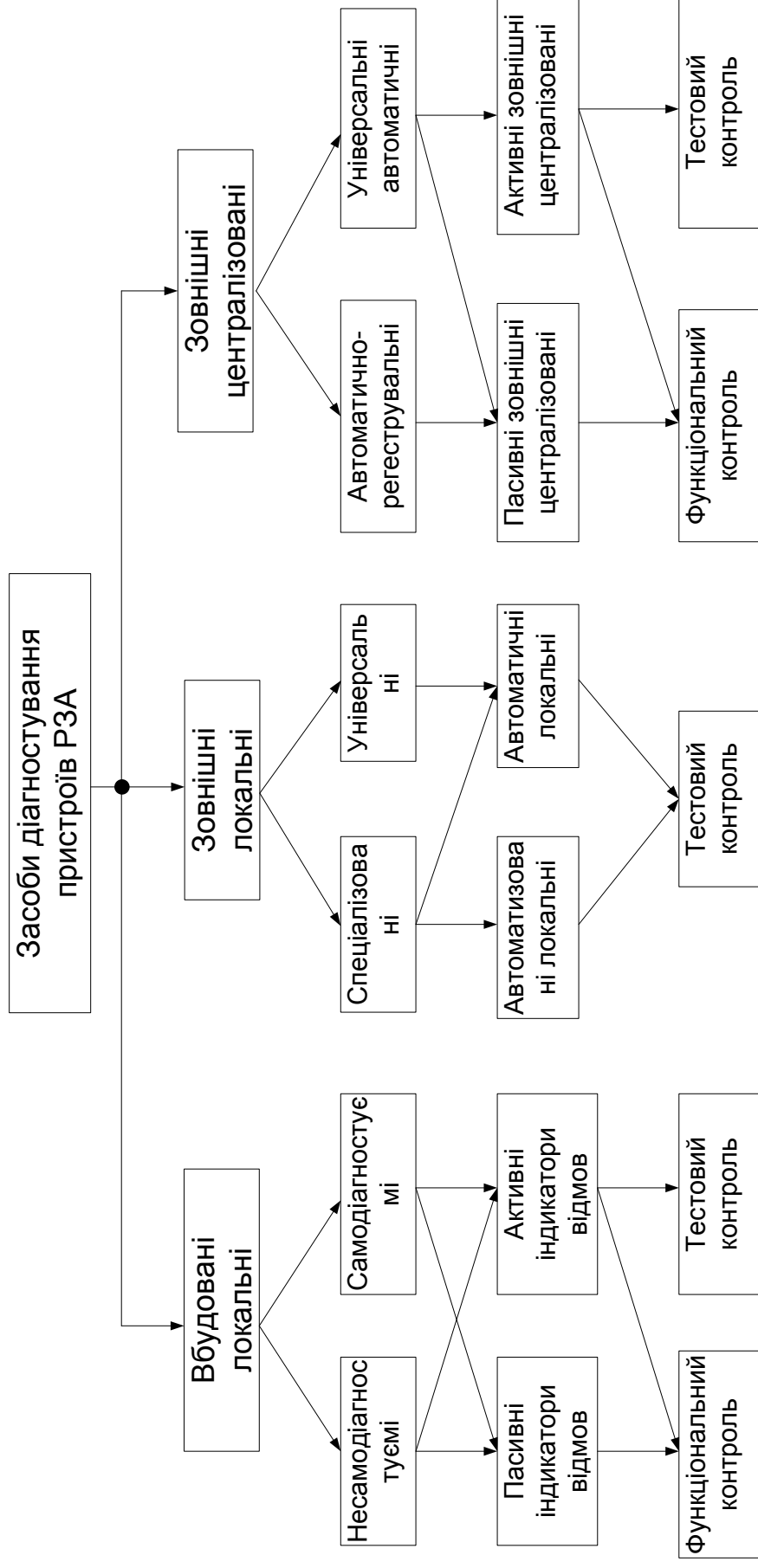


Рис. 5.3. Класифікація засобів діагностування пристроїв РЗА

Індикатори відмов можуть бути самодіагностуємі й не самодіагностуємі. Перші, будучи більш складними, мають дуже важливу якість: вони можуть сигналізувати про несправності як пристрою РЗА, так і його окремих елементів, тим самим значно знижуючи ймовірність відмов пристрою РЗА через несвоєчасне виявлення несправностей через несправність, що виникла в індикаторі відмов. У пасивних індикаторах відмов використовується інформація, що надходить у процесі функціонування діагностуємого захисту. Активні індикатори можуть періодично впливати на пристрої РЗА, стимулюючи їх запуск штучно (тестове діагностування з активністю по входу) або запобігаючи неправильні (зайві) спрацьовування або відмови в спрацьовуванні (тестове або функціональне діагностування з активністю по виходу).

Зовнішні локальні засоби діагностування, що застосовуються при проведенні планового або післяаварійного технічного обслуговування, підрозділяються на спеціалізовані, використовувані для одного типу пристроїв РЗА, і універсальні, застосовувані для ряду типів пристроїв. Вони можуть бути як автоматизованими, так і автоматичні та здійснювати тестове діагностування. Базою алгоритмів роботи більшості зовнішніх засобів може бути ідея діагностування по тимчасових і логіко-тимчасових параметрах. В універсальних пристроях у якості керуючого органу використовується мікроЕОМ, що значно розширює можливості як у плані формування тестових впливів, так і обробки результатів діагностики.

Зовнішні локальні засоби конструктивно можуть виконуватися в переносному або перевозному (у складі перевірконої лабораторії) варіантах. На великих енергетичних об'єктах доцільне використання зовнішніх автоматичних централізованих засобів на основі мікроЕОМ. Це можуть бути реєстратори подій, які проводять пасивну функціональну діагностику (а точніше — збір інформації) пристроїв РЗА та комутаційної апаратури, чи універсальні автоматичні системи тестової діагностики.

У наведеному апаратурному діагностичному комплексі наявність одного або декількох з перерахованих засобів не виключає необхідність застосування інших. Так, вбудовані засоби, діагностуючи пристрою РЗА з малою глибиною, самі потребують перевірок зовнішніми засобами. Навіть зроблена автоматична централізована система діагностування не забезпечує повного обсягу перевірок при налагодженні, першій включенні й, можливо, деяких інших режимах її роботи.

Одним з ефективних методів забезпечення надійності функціонування й придатності до ремонтів ПРЗ є застосування вбудованих засобів контролю. Вони поділяються на дві групи:

- пристрої функціонального контролю (ФК) також називаються індикаторами відмов пасивного типу. ПФК знаходять дефекти шляхом обробки інформації про реакції ПРЗ на сигнали, які надходять безпосередньо від захищаємого об'єкта, тобто передача тестових впливів на об'єкт діагностики не передбачається.

- пристрої тестового контролю (ТК), які для виявлення дефектів застосовують спеціально сформовані діагностичні впливи. Ці пристрої також називають індикаторами відмов активного типу. Активні індикатори відмов володіють більш широкими можливостями, що забезпечує тестове й функціональне діагностування з прийняттям рішення про вихід з дії діагностуємого пристрою, якщо це потрібно.

Структура пристрою РЗА із вбудованими індикаторами відмов показана на рис. 5.4. Рис. 5.4 ілюструє включення пасивного індикатору відмов, входами якого є лінії, що пов'язують індикатор із входами ($x_0, \dots, x_{m-1}$), виходами ($z_0, \dots, z_{n-1}$) і контрольними точками пристрою РЗА. Кола, що йдуть від внутрішніх контрольних точок, позначені символами проміжних змінних ($y_1, \dots, y_l$)

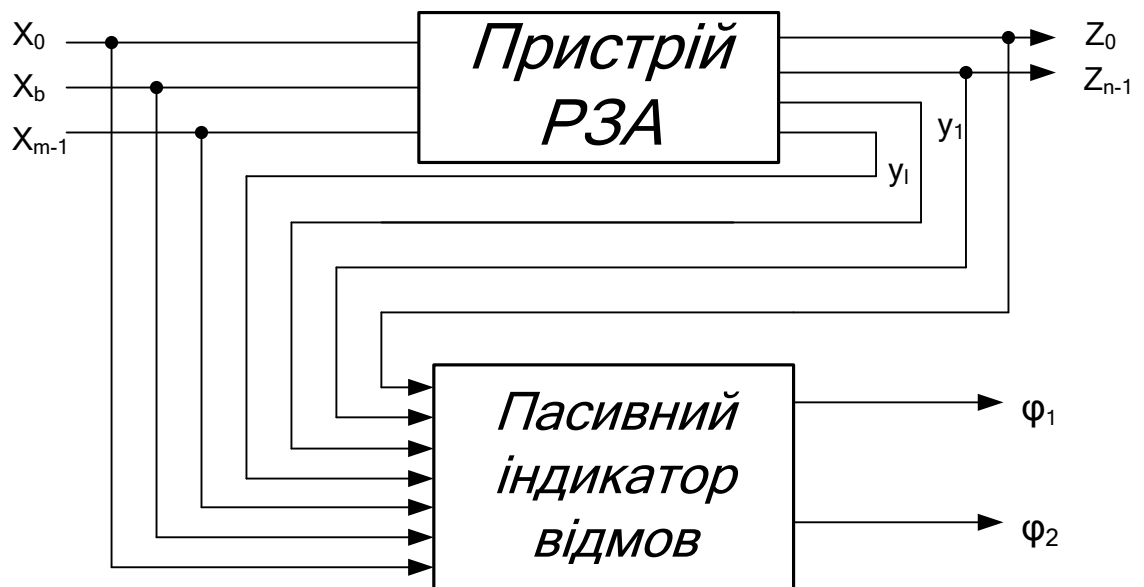


Рис. 5.4. Схема включення діагностуємого пристрою РЗА й індикаторів відмов пасивного типу

Активний індикатор відмов (рис. 5.5) поряд із сигналізацією про неправильні й зайві спрацьовування й відмови у спрацьовуванні виконує блокування дії пристрою, якщо виникає неправильна його робота та відключення об'єкта, що захищається, у третьому випадку. Для цих цілей у схему введений комутуючий елемент.

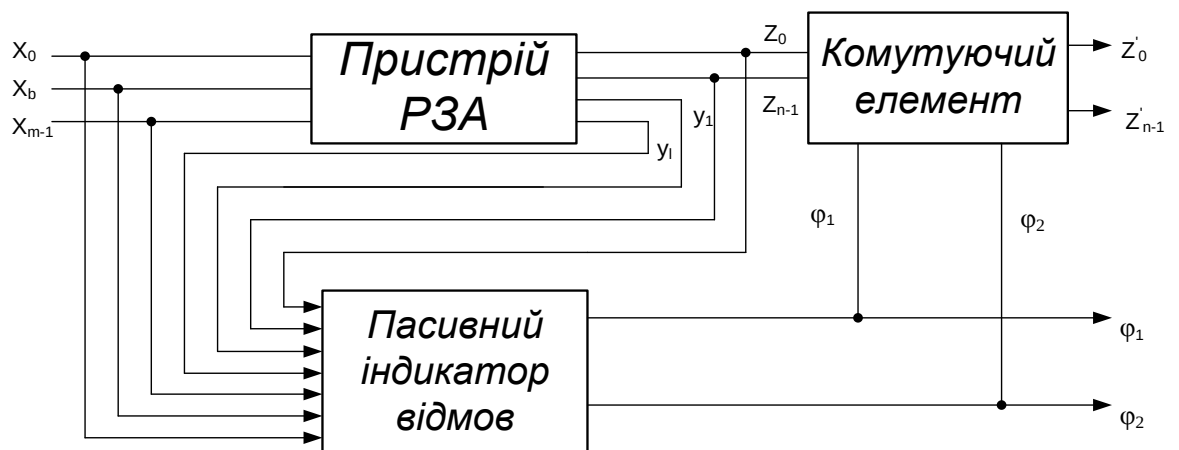


Рис. 5.5. Схема включення діагностуємого пристрою РЗА й індикаторів відмов активного типу

5.2. Пристрої функціонального контролю РЗА

Алгоритми пристроїв ФК засновані на виявленні комбінацій значень сигналів у контрольних точках ПРЗ, можливих тільки при несправності захисту. Можливість реалізації ФК обумовлена інформаційною надмірністю контрольованих сигналів, що може бути викликане надмірністю інформації, одержуваної ПРЗ від енергооб'єкта, що захищається, і наявністю детермінованих залежностей між значеннями сигналів у контрольних точках ПРЗ.

У зв'язку з тим, що пристрою використовують як діагностичних впливів сигнали, що надходять до ПРЗ від об'єкта, що захищається, витрати на реалізацію зазначеного виду апаратури порівняно малі. Однак по цій же причині ефективність ФК значною мірою залежить від властивостей енергооб'єкта, що захищається, внаслідок чого описані пристрої не дозволяють рівною мірою ефективно виявляти всі види дефектів ПРЗ. Крім того, ФК звичайно виявляється малоефективним при виявленні часткових відмов ПРЗ, пов'язаних зі зміною їх параметрів спрацьовування.

Принципи виконання засобів ФК багато в чому визначаються видом сигналів, що до нього підводяться. За зазначеною ознакою може бути здійснений поділ на пристрої ФК, що аналізують дискретні сигнали, і пристрою ФК, що аналізують аналогові сигнали. У першу, чергу розглянемо ФК, які аналізують дискретні сигнали.

Засновані на аналізі дискретних сигналів пристрою ФК ПРЗ, уперше запропоновані у вітчизняній практиці наприкінці 80-х років, знаходять тепер широке поширення як у нашій країні, так і за її межами [3]. Серед зазначених засобів найбільше застосування одержав пристрій, що виявляє неправильні спрацьовування вимірювальних і логічних органів ПРЗ по факту їх тривалості, що перевищує максимальний час аварії на захищеному енергооб'єкті, перебування в стані спрацьовування. Розглянутий пристрій ФК містить у собі орган витримки часу, до входу якого через логічну схему АБО підключені виходи всіх контрольованих органів (рис.5.6).

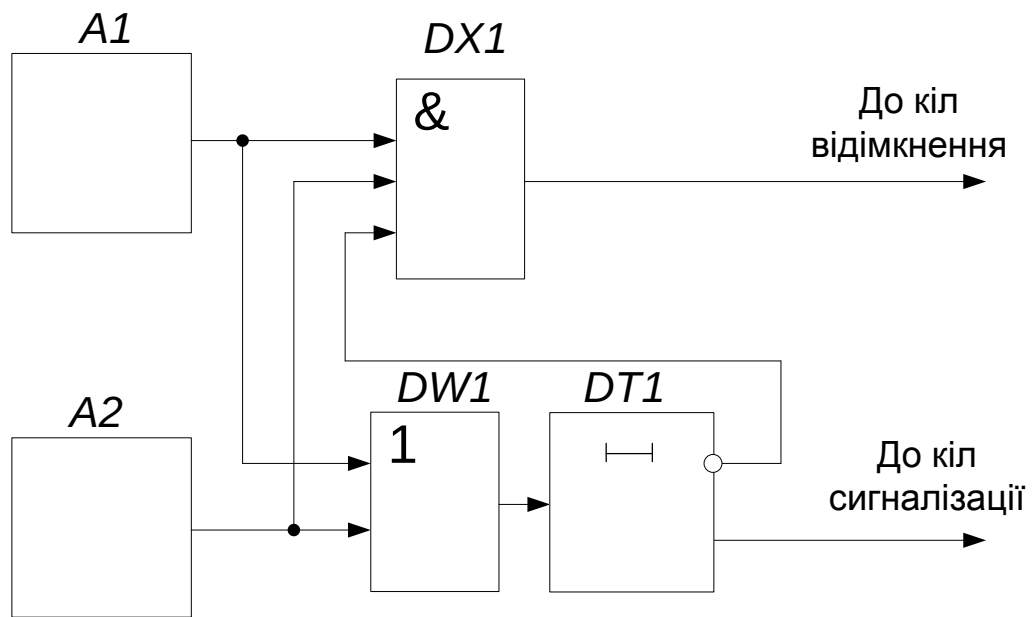


Рис. 5.6. Пристрій функціонального контролю, що виявляє неправильні спрацювання органів ПРЗ

Для забезпечення ефективності ФК логічну частину ПРЗ слід виконати таким чином, щоб спрацювання тільки одного з її органів не могло привести до спрацювання захисту. Так, для спрацювання дистанційного захисту потрібне спрацювання реле опору, пускового органа блокування при хитаннях і логічної частини, а правильність дії кожної із щаблів струмового захисту нульової послідовності підтверджується за допомогою дубльованих органів струму найбільш чутливого IV щабля. При реалізації даної структури ПРЗ неправильне спрацювання одного з органів, наприклад органа A1, не може привести до неправильного спрацювання захисту. У той же час зазначена несправність ПРЗ виявляється пристроєм ФК із мінімальною затримкою, що звичайно не перевищує 10 сек., стосовно моменту її виникнення незалежно від режиму роботи енергооб'єкту, який захищається. Однак до моменту усунення дефекту перебування органа A1 у стані неправильного спрацювання може стати причиною або неправильного, або зайвого спрацювання ПРЗ. Останнє може бути викликане як зайвим спрацюванням органа A2, так і передбаченим спрацюванням справного органа A2 при виникненні ушкодження поза енергооб'єктом, що захищається. Наприклад, у

струмовому спрямованому захисті внаслідок неправильного спрацьовування органа напрямку потужності можливо зайвий спрацьовування ПРЗ при виникненні короткого замикання (к.з.) « за спиною». Враховуючи сказане, у ряді ПРЗ передбачена заборона дії ПРЗ при спрацьовуванні пристрою ФК. Такий розв'язок дозволяє суттєво знизити ймовірність зайвих спрацьовувань ПРЗ, однак трохи підвищує ймовірність відмов спрацьовування захисту. Розрахунок показав, що описане рішення доцільно реалізовувати у захисті, встановлюваному на підстанціях, що не обслуговуються, коли час усунення дефекту може бути відносно великим, а також в захисті, вимірювальні органи якого характеризуються високою частотою виникнення вимог спрацювання, не зв'язаних с к.з. на захищасьому об'єкті. У всіх інших випадках досить передбачити дію пристрою ФК тільки на ланцюзі сигналізації. При цьому значення параметра потоку неправильних дій ПРЗ, обумовлених неправильним спрацьовуванням його органів, зменшується більш ніж на порядок.

Алгоритми пристроїв ФК, що виявляють відмови спрацьовування й зайві спрацьовування, засновані на фіксації виникаючих при к.з. в енергосистемі невідповідностей у функціонуванні вимірювальних або логічних органів ПРЗ, що характеризуються однозначним зв'язком між параметрами спрацьовування. Це стосується насамперед однотипних дубльованих органів ПРЗ, несправності яких можуть бути виявлені за допомогою використання наступного алгоритму ФК в₁:

$$y_1 = (x_1 \cdot \bar{x}_2 + \bar{x}_1 \cdot x_2)t + y_1 \bar{x}_c, \quad (5.1)$$

де x_1, x_2 — логічні сигнали на виході дубльованих органів;

t_1 — тимчасова булева функція, що характеризує затримку на спрацьовування пристрою ФК. Затримка обумовлюється не ідентичністю;

x_c — сигнал, що забезпечує повернення пристрою ФК після виявлення дефекту.

Пристрій ФК дозволяє виявляти всі види відмов одного з контрольованих органів, якщо другий з них справний. Однак якщо

неправильні спрацьовування органа так само як і в попередньому випадку виявляються з мінімальною затримкою стосовно моменту їх виникнення, то виявлення відмов спрацьовування й зайвого спрацьовування органа пов'язане з виникненням на енергооб'єктах аварійних режимів.

Так, відмова спрацьовування органа може бути виявлений тільки при виникненні короткого замикання, що супроводжується вимогою спрацьовування цього органа, а зайве спрацьовування органа — при виникненні зовнішнього к.з.. При цьому інтервал часу $T_{и.ф.}$, між моментом виникнення дефекту, що приводить до відмови спрацьовування або зайвого спрацьовування контрольованого органа, і моментом спрацьовування пристрою ФК являє собою випадкову величину, значення якої визначається головним чином частотою виникнення режимів, що супроводжуються вимогою спрацьовування пристрою ФК. Крім того, при виявленні дефектів, що приводять до відмов спрацьовування й зайвим спрацьовуванням ПРЗ, необхідно забезпечити запам'ятовування факту спрацьовування пристрою ФК. Це обумовлене тим, що в зазначених випадках невідповідність у станах контрольованих органів носить короткочасний характер і усувається після відключення КЗ.

Аналогічними властивостями характеризується алгоритм, використовуваний для ФК органів ПРЗ, що утворюють мажоритарну схему «два із трьох»:

$$y_2 = [y_m \overline{x_1 x_2 x_3} + \overline{y_m} (x_1 + x_2 + x_3)] t_1 + y_2 \overline{x_c} \quad (5.2)$$

$$y_m = y + x_1 x_3 + x_2 x_3 \quad (5.3)$$

де y_m , x_1 , x_2 , x_3 — логічні сигнали на виході мажоритарної схеми й на виходах резервуваних органів.

Ефект від застосування ФК, що виявляє відмови спрацьовування органів, може бути досягнутий тільки при такій структурі захисту, коли є режими, при яких відмова спрацьовування органа виявляється пристроєм ФК, але не приводить до відмови спрацьовування ПРЗ. Зазначене забезпечується або при підключенні контрольованих резервованих органів

до логічної частини ПРЗ через логічну схему, або в тому випадку, коли вимога спрацьовування органа може бути не пов'язана з вимогою спрацьовування захисту. Наприклад, відмова спрацьовування органа струму, що входить до складу спрямованого захисту, може відбуватися при к.з. «за спиною» і не приводити до відмови спрацьовування ПРЗ. Описаний вид ФК буде тим ефективніший, чим більше відмінність у значеннях параметрів потоків вимог спрацьовування пристрою ФК і ПРЗ.

За допомогою ФК можуть виявлятися відмови й зміна спрацьовування також відстрочки органів. Як приклад розглянемо чотиріступінчастий струмовий захист нульової послідовності, у якій реалізовані наступні засоби ФК:

1. Пристрій, що виявляє дефекти за фактом відсутності спрацьовування органа струму щаблі більшої чутливості при спрацьовуванні органа струму більш грубому щабля. При цьому відмова спрацьовування органа струму II щаблі буде виявлятися при виникненні вимоги спрацьовування органа струму I щаблі, відмова спрацьовування органа струму III щаблі — при виникненні вимоги спрацьовування органів струму I, II щаблі і т.д.

Якщо розглядати потоки всіх подій, що впливають на параметр потоку відмов спрацьовування контрольованого органа $\lambda_{от}$, як найпростіші й зневажати часом усунення виявленого дефекту, значення параметра $\lambda_{от}$ може бути визначене в такий спосіб:

$$\lambda_{от} = n \frac{\lambda_n h_k}{\mu_n + \lambda_n + h_k + h_\phi} \quad (5.4)$$

де λ_n — параметр потоку несправностей контрольованого органа;

μ_n — параметр потоку профілактичних перевірок;

h_k, h_ϕ — параметри потоків вимог спрацьовування щаблі, до складу якої входить контрольований орган, і пристрою ФК.

Як видно з рівняння, найбільша ефективність буде забезпечуватися у випадку використання ФК для виявлення відмов спрацьовування органа струму найбільш чутливої IV щаблі, коли параметр h_ϕ досягає

максимального значення. Наприклад, при установці ПРЗ на високовольтній лінії (ПЛ) 110—330 кВ застосування ФК дозволяє скоротити значення параметра $\lambda_{от}$ органа струму IV щаблі в 3,5—4, 5 рази.

2. Пристрій, що фіксує зайві спрацьовування розв'язного й блокувального реле напрямку потужності при їхньому одночаснім перебуванні в стані спрацьовування. Даний пристрій ФК виявляє дефекти розв'язного реле при к.з. у зоні дії блокувального реле й дефекти блокувального реле при к.з. у зоні дії розв'язного. Застосування ФК дозволяє скоротити значення параметра потоку зайвих спрацьовувань реле напрямку потужності, що захищають ВЛ 110-330 кВ, майже в 2 рази.

При таких використанні ФК в ПРЗ потоки вимог спрацьовувань як ПРЗ, так і пристроїв ФК визначаються потоком к.з. на ПЛ, що обумовлює пропорційну зміну значень параметрів зазначених потоків. Тому властива ПЛ не стаціонарність потоку к.з. практично не позначається на ефективності ФК.

Наступним типом пристроїв функціонального контролю релейного захисту є пристрої, що аналізують аналогові сигнали. До даної групи пристроїв ФК слід віднести широко розповсюджені в дистанційних захистах блокування при несправностях у колах змінної напруги. У сучасних ПРЗ домінуюче застосування одержали блокування, засновані на фіксації невідповідності в значеннях напруг, що підводяться від вторинних обмоток вимірювального трансформатора напруги, з'єднаних в «зірку», і від аналогічних обмоток, з'єднаних в «розімкнутий трикутник». Враховуючи, що несправності в колах змінної напруги можуть привести до неправильного спрацьовування дистанційного захисту, блокування крім дії на ланцюзі сигналізації забезпечують заборону спрацьовування ПРЗ.

Досвід експлуатації показав високу ефективність даних блокувань для виявлення несправностей у колах лінійних і фазних напруг, однак чутливість цих пристроїв у більшості випадків виявляється недостатньою для виявлення дефектів у колах напруги нульової послідовності, які позначаються,

наприклад, на функціонуванні струмових спрямованих захистів від замикань на землю.

Для виявлення останнього виду дефектів були запропоновані пристрої ФК, спосіб дії яких заснований на вимірі напруги небалансу на виході «розімкнутого трикутника». Зазначений небаланс обумовлюється як погрішністю вимірювального трансформатора напруги, так і наявністю в первинних фазних напругах складових нульової послідовності в неаварійних режимах роботи електричної мережі. Як показали дослідження, сигнал на виході «розімкнутого трикутника» трансформатора напруги постійно спостерігається практично на всіх підстанціях і його відсутність може свідчити про несправність кіл напруги нульової послідовності. Виконане відповідно до описаного алгоритму пристрій ФК являє собою реле напруги перетворююча частина якого містить селективний фільтр високої добротності, настроєний на частоту третьої гармоніки. Наявність зазначеного фільтра дозволяє пристрою ФК виявляти не тільки закорочення кіл напруги нульової послідовності, але і їх обрив, коли на вхід пристрою може надходити значний по амплітуді сигнал із частотою основної гармоніки. Враховуючи, що відзначені несправності не можуть стати причиною неправильного спрацьовування ПРЗ, у більшості випадків досить, щоб пристрій ФК, що виявляє ці несправності діяв тільки на ланцюзі сигналізації.

В ПРЗ струмів, що підключаються до трифазних систем, або напруг, добре показали себе пристрою ФК, засновані на використанні властивостей амплітудно-тимчасової симетрії зазначеної системи сигналів. Так, у нормальному режимі роботи ідеальної електричної мережі що підводиться до ПРЗ трифазна система струмів у будь-який момент часу характеризується виконанням умови:

$$I_a + I_b + I_c = 0 \quad (5.5)$$

Стосовно реальних енергооб'єктів умова приводиться до виду:

$$|i_a + i_b + i_c| \leq I_{н.б.}, \quad (5.6)$$

де $I_{н.б}$ – максимальне можливе значення струму небалансу, $i_{н.б}$ трифазної системи.

Якщо ПРЗ містить три однакові каскади, кожний з яких підключений до однієї з фазних величин і характеризується лінійною передатною функцією W_k , то для вихідних сигналів цих каскадів $u_{ка}$, $u_{кв}$, $u_{кс}$ одержимо:

$$|u_{ка} + u_{кв} + u_{кс}| = |W_k(i_a) + W_k(i_b) + W_k i_c| \leq U_{к.нб} \quad (5.7)$$

$U_{к.нб}$ – максимальне значення сигналу, що обумовлюється струмом $I_{к.нб}$ і погрішностями контрольованих каскадів ПРЗ.

Порушення виконання цієї умови може спостерігатися або при виникненні несиметричних режимів роботи на енергооб'єкті, що захищається, пов'язаних з появою складової нульової послідовності, або при ушкодженні ПРЗ. У випадку, коли зазначені несиметричні режими є аварійними й повинні усуватися внаслідок дії ПРЗ, тривале невиконання цієї умови однозначно свідчить про несправність ПРЗ.

Якщо функція W_k є нелінійної, контроль справності ПРЗ може здійснюватися згідно з умовою:

$$\left| \int_0^T (u_{ка} + u_{кв} + u_{кс}) dt \right| \leq U_{к.нб} \quad (5.8)$$

При істотній функції W_k наприклад, якщо контрольовані каскади містять компаратори, значення $U_{к.нб}$ доводиться вибирати досить більшим, що обмежує повноту виявлення дефектів ПРЗ. Крім того, слід урахувати, що на відміну від цих умов порушення виконання умови може мати місце й у несиметричних аварійних режимах, при яких складова нульової послідовності не з'являється.

Для зменшення значення $U_{к.нб}$ у деяких джерелах запропоноване замість виконання попереднього умови перевіряти виконання:

$$I_{макс}(t) - I_{мин}(t) \leq U_{к.нб} \quad (5.9)$$

де $I_{макс}(t)$, $I_{мин}(t)$ – відповідні до поточного моменту найбільші й найменші

значень інтегралів $\int_0^t u_{ка} dt$, $\int_0^t u_{кв} dt$, $\int_0^t u_{кс} dt = dt$. (5.10)

Структурна схема пристрою, що реалізує перевірку виконання умови, наведена на рис. 5.7.

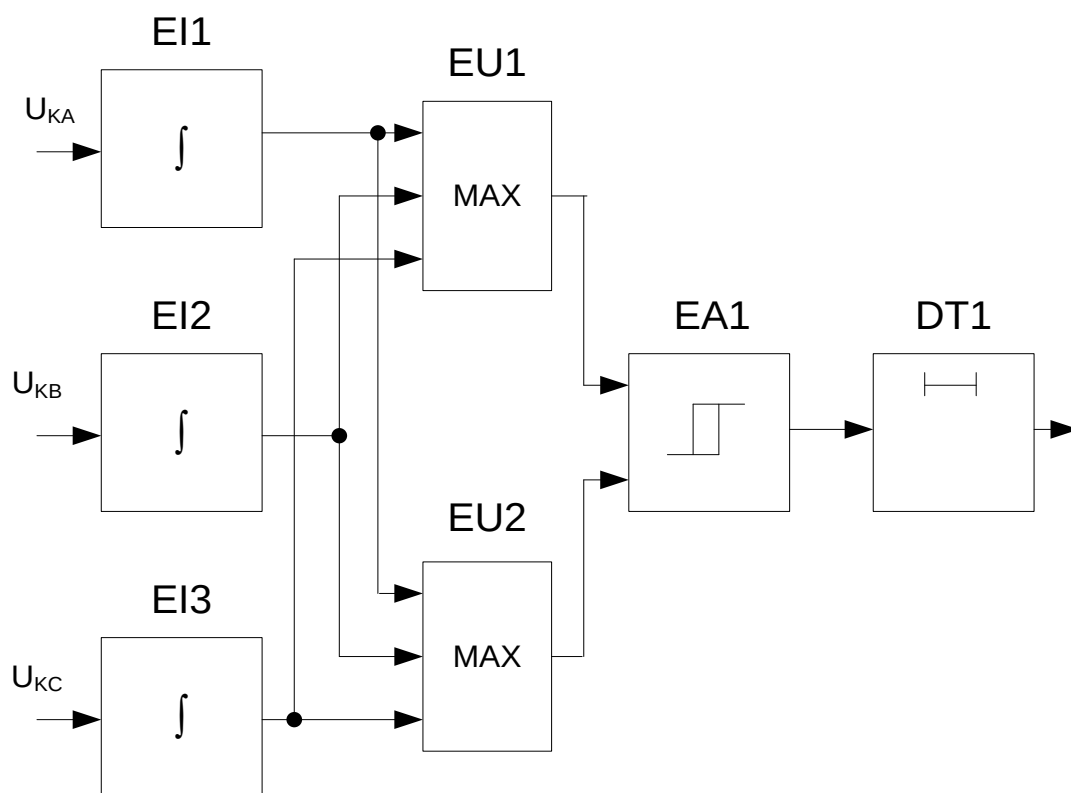


Рис. 5.7. Пристрій функціонального контролю трифазного реле

У нормальному режимі роботи на захищаному енергооб'єкті й при відсутності ушкоджень ПРЗ відмінність у значеннях сигналів на виходах інтеграторів EI1...EI3 і, відповідно, сигналів $I_{\text{макс}}$, $I_{\text{мін}}$ на виходах EU1 і міні-селектора EU2 невелике, що обумовлює стан неспрацьовування компаратора EA1 і органа витримки часу DT1. Ушкодження ПРЗ, викликаючи відмінності в законах зміни контрольованих сигналів $u_{\text{ка}}$, $u_{\text{кв}}$, $u_{\text{кс}}$, приводить до відмінності їх інтегральних значень і сигналів $I_{\text{макс}}$, $I_{\text{мін}}$. При припиненні виконання умови компаратор EA1 спрацьовує й подає сигнал на запуск органа витримки часу DT1, уставка якого вибирається за умовою відстроки від максимальної припустимої тривалості несиметричних режимів роботи на енергооб'єкті, що захищається. При спрацьовуванні орган DT1 крім колоів сигналізації може впливати на логічну частину контрольованого ПРЗ.

Пристрою ФК, засновані на використанні умов, описаних вище, дозволяють із високою повнотою й мінімальною затримкою виявляти в ПРЗ дефекти всіх видів, однак можливість використання цих пристроїв ФК обмежується тільки тою частиною ПРЗ, де контрольовані сигнали змінюються симетричним образом.

5.3. Пристрої тестового контролю РЗА

При тестовому контролі діагноз стану об'єкта контролю здійснюється за допомогою обробки інформації про реакції об'єкта на спеціально сформовані, діагностичні впливи. Пристрою ТК здійснюють формування діагностичних впливів, а також у ряді випадків розшифрування реакцій об'єкта контролю на ці впливи.

Пристрої ТК широко використовуються при проведенні експлуатаційних перевірок ПРЗ, основними видами яких у вітчизняній практиці є профілактичний контроль і профілактичне відновлення. Призначення профілактичного контролю — це перевірка працездатності ПРЗ із метою виявлення й усунення виникаючих у процесі експлуатації раптових, катастрофічних відмов його елементів для запобігання переходу цих апаратурних відмов у відмови функціонування, а призначення профілактичного відновлення — виявлення й усунення наслідків процесів зношування й старіння елементів ПРЗ для запобігання поступових відмов. Більшість катастрофічних відмов елементів приводить до повних відмов ПРЗ, тому завдання профілактичного контролю обмежують в основному виявленням дефектів, що приводять до повних відмов ПРЗ, а несправності, що викликає часткові відмови ПРЗ, виявляють при профілактичнім відновленні. Зазначене дозволяє при проведенні профілактичного контролю перевіряти тільки працездатність ПРЗ, не перевіряючи їх порівнюючи показники. У зв'язку із цим витрати на пристрої ТК, використовувані при профілактичному контролі, значно менше витрат на пристрої ТК, які призначені для проведення профілактичного відновлення.

Переважною тенденцією у світі є застосування вбудованих пристроїв ТК головним чином для цілей профілактичного контролю. При цьому профілактичне відновлення здійснюється за допомогою невбудованих універсальних пристроїв. Подібного підходу дотримується й фірма Brown Boveri, яка використовує вбудовані засоби для проведення профілактичного відновлення тільки особливо складних або особливо відповідальних ПРЗ. У той же час японські фірми постачають практично всі комплектні ПРЗ засобами ТК, необхідними для виконання профілактичного відновлення.

Формування діагностичних впливів є головною складовою визначаючою правильну роботу пристроїв тестового контролю. При підключенні джерел діагностичних впливів можливі кілька варіантів таких підключень.

Для підвищення повноти ТК діагностичні впливи найбільше доцільно подавати на первинні обмотки проміжних датчиків (трансформаторів, транс-реакторів) вимірювальних органів ПРЗ. Це найпростіше здійснити за допомогою виконання комутацій у входних колах ПРЗ, однак такий розв'язок істотно підвищує ймовірність порушення справності ПРЗ при ТК. З метою виключення виконання відзначених комутацій у колах змінного струму в енергосистемах деяких країн передбачається установка додаткового проміжного трансформатора струму, схема якого наведена на рис. 5.8.

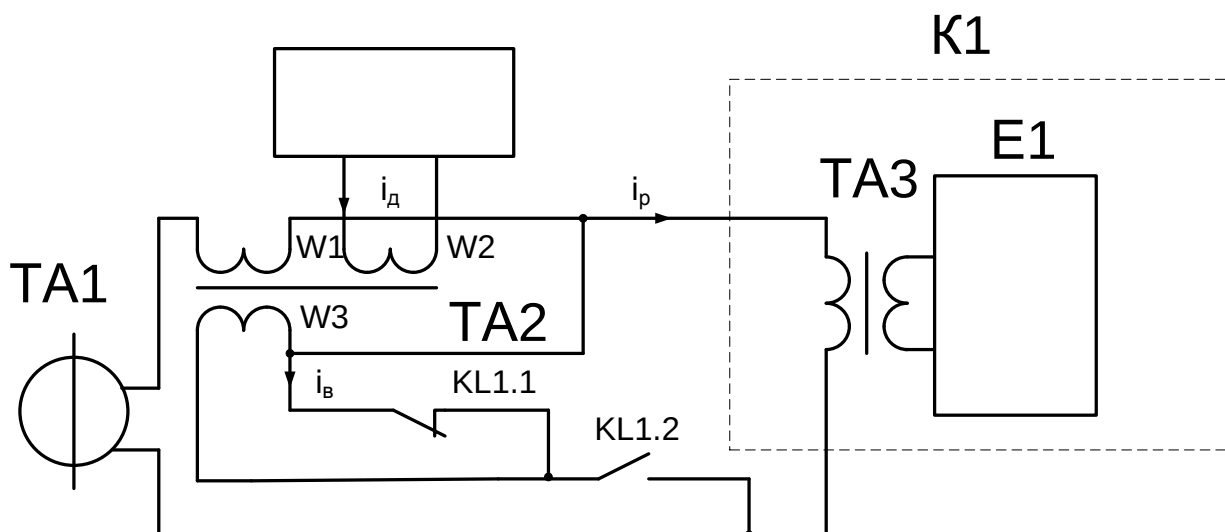


Рис. 5.8. Проміжний трансформатор для діагностування ПРЗ на працюючій приєднанні

Проміжний трансформатор ТА2, містить дві первинні обмотки: обмотку W1, яка підключена до вимірювального трансформатора ТА1 і обмотку W2, яка підключена до джерела діагностичних сигналів А1. Вторинна обмотка W3 трансформатора ТА2 з'єднана із проміжним трансформатором ТА3, що входить до складу реле К1, що перевіряється, через контакти KL1.1, KL1.2 які управляються від джерела сигналів А1.

Якщо ТК не проводиться, то контакт KL1.1 замкнута, а контакт KL1.2 розімкнута, внаслідок чого струм i_v від обмотки W3 трансформатора ТА2 до трансформатора ТА3 не протікає, і вхідний струм трансформатора ТА3 i_k визначається тільки струмом i_p , що надходять від вимірювального трансформатора ТА1. У випадку проведення ТК контакт KL1.1 розмикається, а контакт KL1.2 замикається. При цьому струм i_v починає надходити до трансформатора ТА3. Враховуючи, що струм i_v має дві складові, одна з яких обумовлюється струмом i_p ; а друга — струмом i_d від джерела діагностичних впливів, одержимо:

$$i_k = i_p - i_v = i_p - (i_p + i_d) = -i_d. \quad (5.11)$$

Таким чином, на вході контрольованого реле струм i_p повністю компенсується, внаслідок чого в режимі ТК незалежно від режиму роботи приєднання, що захищається, на реле буде впливати струм тільки від джерела діагностичних впливів. Однак слід урахувати, що поряд з достоїнствами описаного розв'язку, його використання пов'язане з подорожчанням ПРЗ і зниженням надійності ПРЗ внаслідок введення додаткового проміжного трансформатора.

Відомі розв'язки, згідно з якими діагностичні сигнали подаються на спеціальні додаткові обмотки датчиків. Це дозволяє за рахунок виключення перевірки первинних обмоток датчиків не здійснювати комутації у вхідних колоах ПРЗ, але приводить до збільшення габаритів і вартості датчиків і в деякій мірі до зниження їх надійності.

Враховуючи викладене, у вітчизняних сучасних статичних ПРЗ діагностичні впливи при профілактичному контролі подаються на спеціальні входи напівпровідникової частини вимірювальних органів, минаючи проміжні датчики. Такий розв'язок забезпечує низьку ймовірність ушкодження ПРЗ при перевірці, дозволяє використовувати при ТК малопотужні джерела діагностичних сигналів. Як показали численні розрахунки, через більш високу в порівнянні з напівпровідниковою частиною ПРЗ надійності проміжних датчиків їх перевірку припустимо здійснювати тільки при профілактичнім відновленні, коли діагностичні впливи подаються на первинні обмотки датчиків.

Формування діагностичних впливів при профілактичнім відновленні є невід'ємною частиною діагностики роботи РЗ. Відомо два види вбудованих пристроїв ТК, що формують діагностичні сигнали постійного й змінного струму, які потрібні для проведення профілактичного відновлення.

Пристрою першого виду, використовувані, наприклад, фірмою Brown Boveri, засновані на вимірі параметрів спрацьовування вимірювальних органів. У цих пристроях при дискретній автоматичній зміні діагностичного сигналу фіксується момент спрацьовування вимірювального органа й відповідне до цього моменту значення діагностичного сигналу. Щабель збільшення амплітуди діагностичного сигналу характеризується постійним значенням ΔA і відбувається через постійний інтервал часу Δt . Значення щабля ΔA визначається необхідною точністю виміру параметра спрацьовування, що перевіряється органа, а значення інтервалу Δt — часом спрацьовування органа. При високих вимогах до точності виміру досягнення параметра спрацьовування $A_{\text{ср}}$. Супроводжується порівняно більшою кількістю змін діагностичного сигналу, що обумовлює збільшення часу діагностування.

Для скорочення зазначеного часу в деяких виданнях запропоновано змінювати в ході процесу діагностування значення ступені ΔA . У початковій стадії процесу вхідний сигнал A змінюється більшими ступенями ΔA_6 до

моменту t_1 , коли починає виконуватися умова $A > A_{cp}$, що викликає спрацювання органа, що перевіряється (рис. 5.9).

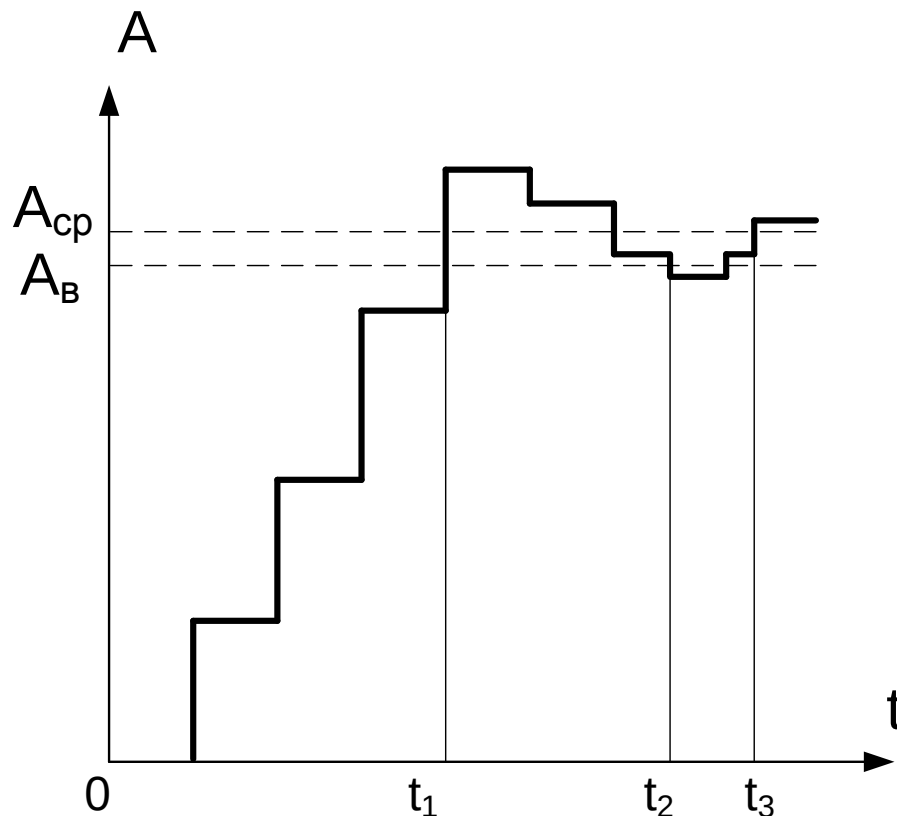


Рис. 5.9. Часова діаграма зміни діагностичного сигналу при прискореному вимірі параметрів спрацювання ПРЗ

Далі діагностичний пристрій забезпечує зниження сигналу A , яке відбувається малими щаблями ΔA_m . У момент t_2 установлюється $A < A_v$, де A_v – параметр повернення органа. Після того як орган вернеться, сигнал A починає збільшуватися малими щаблями ΔA_m до моменту спрацювання органа. При цьому вимір параметра спрацювання A_{cp} буде характеризуватися похибкою ΔA_m . У той же час значна частина процесу зміни вхідного сигналу відбувається більшими щаблями, що дозволяє скоротити тривалість діагностування в 3-5 раз.

В випробувальному описаному пристрої, зменшення часу діагностування досягається за допомогою використання апріорної інформації про орієнтовні значення параметрів спрацювання ПРЗ. Ця інформація може бути отримана в результаті аналізу положень перемикачів, що визначають уставки ПРЗ.

У пристроях другого виду, а саме тих, які використовують діагностичні сигнали змінного струму, перевіряють функціонування вимірювальних органів при подачі діагностичних сигналів $A_1 = A_{cp}(1 + \Delta)$ і $A_2 = A_{cp}(1 - \Delta)$, де Δ — безрозмірний коефіцієнт, значення якого вибирається більшим, ніж припустима гранична відносна погрішність параметра спрацьовування, що перевіряється органа. При подачі сигналу A_1 справний орган повинен спрацювати, а при подачі сигналу A_2 — не повинен.

При профілактичному контролі найпоширенішим способом формування необхідних для профілактичного контролю напівпровідникових ПРЗ діагностичних впливів є підключення спеціальних входів вимірювальних органів і логічної частини ПРЗ до кіл живлення. Якщо в перших розробках захистів ці впливи у вимірювальних органах подавалися безпосередньо на входи компараторів, що обмежувало повноту перевірки, то надалі діагностичні сигнали від кіл живлення стали подаватися на входи перетворюючих частин органів. Останній розв'язок найбільш простий здійснити при відсутності в перетворюючій частині частотних фільтрів, що пригнічують сигнал постійного струму.

Для виявлення дефектів вимірювальних органів, що містять зазначені частотні фільтри, знайшли застосування наступні способи формування діагностичних впливів:

- 1) використання сигналів змінного струму, що надходять до ПРЗ від вимірювальних трансформаторів струму або напруги . Зазначений спосіб надзвичайно простий, однак не дозволяє проводити ТК у режимах коли енергооб'єкт, що захищається, відключений і сигнали на виходах вимірювальних трансформаторів відсутні;
- 2) фіксація короточасних спрацьовувань вимірювальних органів, викликаних загасаючим перехідним процесом, який виникає в частотному фільтрі при подачі сигналу постійного струму. При використанні даного способу, досить ефективного при ТК безпосередньо вимірювальних органів, виникають складності з

перевіркою логічної частини ПРЗ, коли потрібно порівняно тривале перебування вимірювальних органів у стані спрацювання;

3) використання автоколивальних систем.

Відповідно до останнього способу під час ТК здійснюється перетворення частотних фільтрів вимірювальних органів в автоколивальні системи, які формують сигнали, відповідні до вимоги спрацювання ПРЗ. Дослідження показали, що найбільш доцільними методами створення в ПРЗ автоколивальних систем є утвор автогенераторів м'якого збудження й релейного автогенератора.

Автогенератор м'якого збудження реалізовується за допомогою охоплення всієї частотно-вибіркової системи вимірювального органу або її частин колом позитивного зворотного зв'язку, яка в залежності від структур органу, що перевіряється, може підключатися як до інвертуємого входу, так і до неінвертуємого входу одного з операційних підсилювачів частотно-вибіркової системи (рис. 5.10). Необхідні для виникнення автоколивань вимоги до характеристик кола зворотному зв'язку визначаються умовами балансу фаз і балансу амплітуд. Наприклад, в автогенераторі, реалізованому згідно зі схемою, показаною на рис. 20,Б, передатна функція $W(S)$ має вигляд:

$$W = \frac{-H\omega_0 S}{S^2 + \alpha\omega_0 S + \omega_0^2} \quad (5.12)$$

Автоколивання в цьому випадку виникають при виконанні умови:

$$R_1 \leq R_1^{\text{кр}} = \frac{H}{\alpha} R_3 \quad (5.13)$$

де H , α , ω_0 — параметри фільтра; S — оператор диференціювання.

Стабілізація амплітуди автоколивань здійснюється або за рахунок нелінійних властивостей самих операційних підсилювачів, сигнал на виході яких не перевищує їхній напруги живлення, або за рахунок наявності в частотно-вибірковій системі інших нелінійних елементів, наприклад стабілітрона.

При виборі опору резистора кола зворотного зв'язка близьким до значення $R_1^{кр}$ форма автоколивань близька до синусоїдальної, а частота автоколивань ω_k близька до частоти настроювання фільтра ω_0 . У міру зменшення зазначеного опору підсилюється ступінь несинусоїдальності автоколивань, а для автогенератора за схемою рис. 20,Б також зменшується їхня частота ω_k .

Релейний автогенератор утворюється при підключенні виходу одного з релейних (дискретних) елементів, що порівнює, логічної або виконавчої частини ПРЗ до входу активного фільтра (рис. 20,В). Подача на вхід фільтра постійного сигналу з виходу релейного елемента викликає зміна сигналу u_ϕ на виході фільтра, який у випадку використання селективного фільтра описується в такий спосіб:

$$u_\phi = -\frac{H U_p}{\eta} e^{-\frac{\alpha \omega_0}{2} t} \sin(\eta t) \quad (5.14)$$

$$\text{де } \eta = \sqrt{1 - \frac{\alpha^2}{4}}.$$

При цьому для виникнення автоколивань необхідно, щоб у процесі зміни сигналу u_ϕ виникли умови для зміни стану релейного елемента, тобто значення сигналу U_p . Зазначене знову обумовлює зміну сигналу u_ϕ і т.д. Якщо при зміні сигналу U_p знак похідної сигналу не змінюється, то виниклі автоколивання здобувають сталий характер. Навіть у режимі, що встановився, форма сигналу принципово відмінна від синусоїдальної, однак у багатьох випадках, коли використовуються фільтри з порівняно високою добротністю, відзначені відмінності можуть бути несуттєвими.

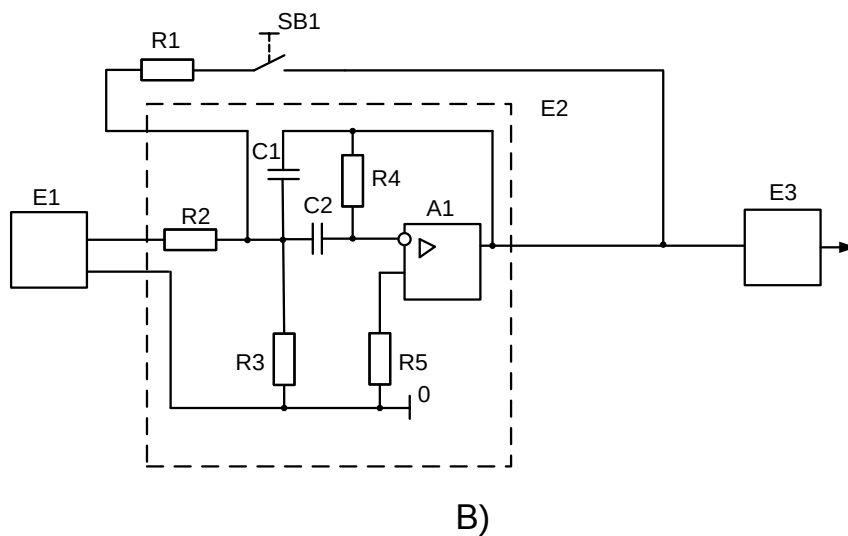
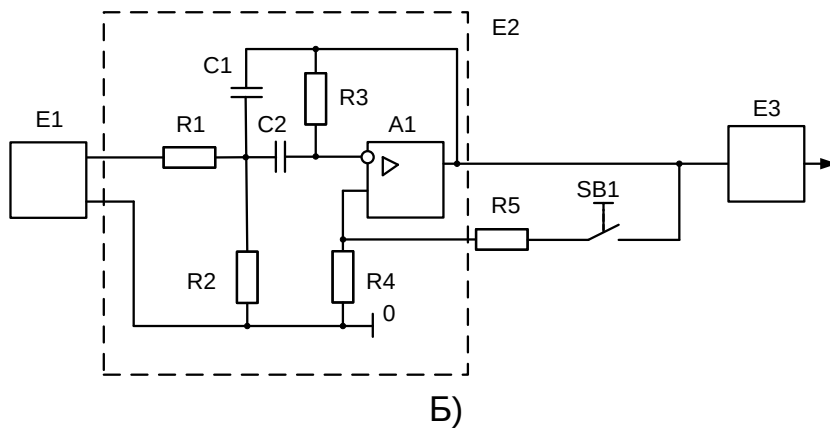
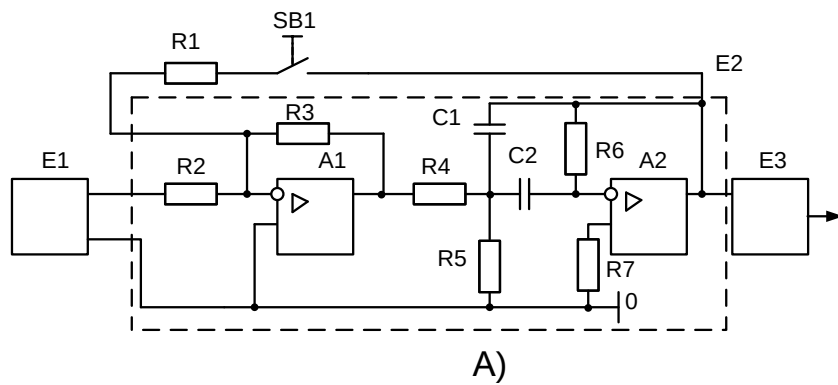


Рис. 5.10. Схеми діагностування ПРЗ за допомогою автогенераторів

Застосування автоколивальних систем можливо при ТК вимірювальних органів як з однієї, так і із двома величинами, що впливають. В останньому випадку ефективним виявилось використання для діагностування двох автогенераторів, утворених на основі перетворюючих частин кожної з впливаючих величин, що характеризуються сигналами із частотами ω_1 , ω_2 . Значення цих частот визначаються значеннями параметрів елементів частотних фільтрів, що увійшли до складу автогенераторів. Тому що

зазначені параметри являють собою випадкові величини, розподілені в діапазонах, обумовлених показниками точності елементів фільтрів, частоти ω_1 , ω_2 також змінюються випадковим образом. Відзначене, обумовлюючи відмінність частот $\omega_{к1}$, $\omega_{к1}$ навіть при рівності номінальних параметрів частотних фільтрів, викликає періодичні зміни сигналу на виході органа, що перевіряється, аналіз яких дозволяє оцінити його фазові властивості.

Дослідження, виконані стосовно до органа напрямку потужності, показали, що при відсутності дефектів на виході органа встановлюються прості несиметричні коливання, максимальна частота яких може досягати значення $\omega_{кл}^{макс.}$. Переважна більшість несправностей, що приводять до повних відмов функціонування органа, викликає припинення автоколивального процесу. Залежно від виду дефекту виконавча частина органа, що перевіряється, стійко перебуває або в стані спрацьовування, або в стані неспрацьовування. Несправності, що обумовлюють часткові відмови органа напрямку потужності, в основному приводять до того, що автоколивальний процес здобуває складний характер, або до того, що різко зростає частота простих коливань, яка починає перевищувати значення $\omega_{кл}^{макс.}$.

Відомий розв'язок, відповідно до якого спрощення вимог до діагностичних впливів, використовуваних для контролю складних вимірювальних органів, досягається за рахунок зміни на час ТК структури пристрою, що перевіряється. Так при проведенні ТК шунтуються кола формування гальмової величини диференціального реле струму, внаслідок чого умови спрацьовування реле будуть визначатися тільки сигналом, що надходять дорівнює частини від кіл формування робочої величини. Однак слід урахувати, що використання зазначеного розв'язку в деякій мірі знижує повноту перевірки ПРЗ і підвищує ймовірність ушкодження захисту при ТК.

Звичайно тривалість діагностичного сигналу строго не нормується: його формування припиняється після одержання інформації, необхідної для

розшифрування результатів тесту. Однак використання діагностичних сигналів заданої тривалості дозволяє перевірити тимчасові властивості ПРЗ, які визначаються головним чином показниками вхідних до складу ПРЗ органів витримки часу.

Для забезпечення перевірки пристроїв захисту й автоматики підстанції зі складною логічною частиною (наприклад, високочастотного захисту й пристрою автоматичного повторного включення) потрібно порівняно велика кількість наборів діагностичних впливів, тестів. Скорочення тривалості ТК цих пристроїв обумовлює необхідність мінімізації кількості тестів і вибору найбільш раціональної послідовності їх проведення. Згідно відзначені процедури оптимізації ТК доцільно здійснювати за інформаційним критерієм, на підставі якого перевага віддається тесту, що дозволяє одержати максимальну кількість інформації про стан, справність або несправність пристрою, що перевіряється.

5.4. Запобігання хибних спрацювань при тестовому контролі ПРЗ

Найважливішим аспектом при тестовій перевірці пристроїв РЗ є запобігання неправильних спрацювань цих пристроїв. Вчасно тестового контролю повинні бути відкинуті можливості неправильного спрацювання пристроїв РЗ. Саме тому пристрою ТК повинні мати властивості для запобігання таких небажаних подій.

У більшості сучасних ПРЗ зазначена вимога забезпечується за допомогою використання двопозиційного контактного комутаційного елемента. Схема його включення вибирається таким чином, що, перебуваючи в одному положенні, контакти двопозиційного елемента утворюють кола, необхідні для впливу ПРЗ на вимикачі, а в іншому положенні забезпечують умови для функціонування джерела діагностичних сигналів. Внаслідок цього діагностичні сигнали на ПРЗ можуть бути подані лише при відсутності можливості дії захисту на вимикачі. Це дозволяє виключити

неправильне спрацювання ПРЗ навіть при помилковому, викликаному неухважністю експлуатаційного персоналу запуску пристроїв ТК.

Використання контактної комутаційної елементи для запобігання впливу ПРЗ на вимикачі при ТК може здійснюватися одним з наступних способів:

- 1) послідовно з контактом К1 вихідного реле ПРЗ включається контакт К2 двопозиційного комутаційного елементи, який при проведенні ТК перебуває в розімкненому стані, що виключає протікання струму до соленоїда вимикача. Відомий розв'язок, згідно з яким паралельно контакту К2 підключається баластовий резистор (рис. 5.11). У цьому випадку при розмиканні контакту К2 до соленоїда вимикача протікає струм, однак внаслідок баластового резистора амплітуда струму обмежується значенням, недостатнім для спрацювання вимикача;
- 2) контакт двопозиційного комутаційного елементи при проведенні ТК знімає живлення з обмоток вихідних реле ПРЗ.

Перший з названих способів забезпечує більш високу повноту перевірки, тому що дозволяє повністю контролювати вихідні реле ПРЗ, а при використанні баластних резисторів перевірити також цілісність кабелів, що з'єднують ПРЗ і вимикач. Однак при реалізації цього способу кількість контактів двопозиційного елементи повинне відповідати кількості вихідних кіл ПРЗ і може бути порівняно великим. У той же час у випадку застосування другого способу, коли вихідні реле ПРЗ не перевіряються, для виводу ПРЗ із роботи звичайно достатньо одного контакту.

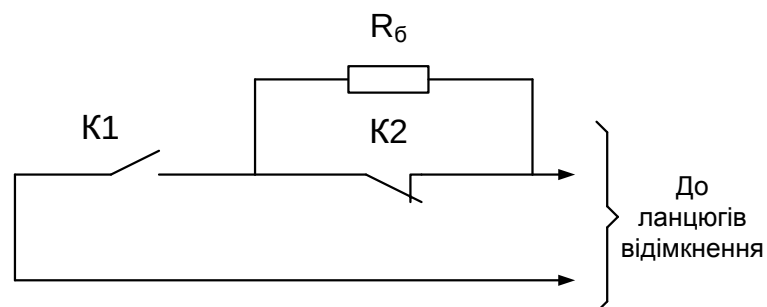


Рис.5.11. Включення контактної комутаційної елементи для запобігання неправильних спрацювань ПРЗ при тестовому контролі

Принципово інший метод запобігання неправильних спрацювань ПРЗ при ТК полягає в тому, щоб забезпечувати настільки малу тривалість перебування ПРЗ у стані спрацювання, що внаслідок інерційності вимикача останній не встигає спрацювати. Схема пристрою ТК, що реалізує описане розв'язок, показана на рис. 5.12. При проведенні ТК керуючий сигнал подається на S — вхід тригера DS1, який, спрацювуючи, забезпечує дія джерела діагностичних сигналів E1. Якщо в результаті сформованого впливу, що перевіряється ПРЗ K1 спрацює, то сигнал, що з'явився на його виході, викличе повернення тригера DS1 і відключення джерела діагностичних сигналів E1. Зазначене із затримкою, обумовленою параметрами ПРЗ K1, викличе його повернення.

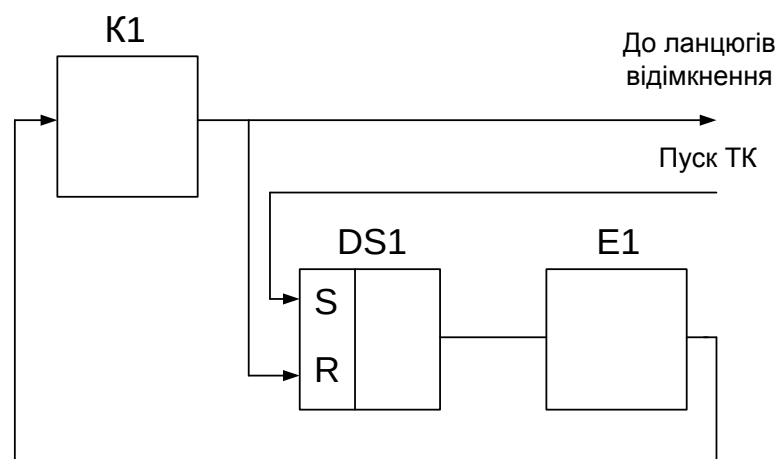


Рис. 5.12. Схема запобігання неправильних спрацювань ПРЗ при тестовому контролі без використання комутаційного елемента у вихідних колах

Необхідна умова відсутності неправильних спрацювань ПРЗ при використанні розглянутого пристрою ТК має вигляд:

$$t_{\text{БК}}^{\text{макс}} < t_{\text{Q}}^{\text{мін}} \quad (5.15)$$

де $t_{\text{БК}}^{\text{макс}}$ — максимальний час повернення ПРЗ K1 при припиненні необхідного для ТК діагностичного сигналу.

$t_Q^{\text{мин}}$ – мінімальна тривалість керуючого сигналу, достатня для спрацьовування вимикача (час рушання вимикача).

Враховуючи, що $t_Q^{\text{мин}}$ звичайно не перевищує 15-20 мс, вимога виконання цієї умови обмежує область застосування розглянутого пристрою ТК захистами з дуже малими часами повернення. Крім того, при його використанні ймовірність неправильного спрацьовування ПРЗ виявляється все-таки трохи вище, чим у випадках, коли вплив на вихідні кола захистів при контролі здійснюється за допомогою двопозиційного контактного елемента. Тому незважаючи на високу повноту перевірки ПРЗ, простоту переривання ТК при виникненні вимоги спрацьовування контрольованого захисту, а також певний позитивний досвід експлуатації, пристрій, показане на рис. 5.12, не одержав істотного поширення на практиці.

5.5. Зовнішні автоматичні засоби діагностування ПРЗ

Програми діагностування пристроїв РЗА можуть бути реалізовані за допомогою традиційних ручних перевірочних засобів, що випускаються промисловістю. Але ефективність діагностування при цьому в частині трудових витрат і вірогідності одержуваних результатів недостатня. Для скорочення витрат часу, збільшення вірогідності результатів перевірок пристроїв РЗА створений комплекс автоматизованих і автоматичних засобів діагностування.

У вітчизняній практиці найбільше поширення одержали напівавтоматичні пристрої ТК. Експлуатаційний персонал робить за допомогою спеціально передбачених комутаторів переклад ПРЗ у режим контролю й запуск пристрою ТК. Якщо в пристрої ТК відсутній дешифратор, то здійснюється також аналіз отриманих результатів. При використанні зазначених засобів ТК середня тривалість перевірки звичайно становить 3-10 хв.

Серед численних пристроїв, що представляють автоматичні засоби діагностування можна виділити основні:

- 1) спеціалізовані пристрої діагностування дистанційних захистів;
- 2) автоматизовані пристрої формування діагностичних впливів;
- 3) універсальні автоматичні системи діагностування на основі мікроеом.

Розглянемо основні принципи роботи, виконувані функції, а також основні блоки, з яких полягає пристрій діагностування дистанційних захистів.

Пристрій призначений для здійснення тестових перевірок дистанційних захистів, які виконані на електромеханічних елементах, з використанням методу діагностування по тимчасових параметрах. Принцип дії пристрою полягає в реалізації заданої по програмі послідовності тестових впливів, що представляють собою моделюємі режими роботи повітряних ліній електропередачі, зміні витримок часу до моменту спрацьовування захисту й кодуванні цих тимчасових інтервалів десятковими числами, сукупність яких являє собою код несправності.

Пристрій діагностування здійснює такі функції:

- 1) формує, подає на діагностує релейний захист напругу й струм заданих значенні й з необхідним кутом зрушення фаз між ними;
- 2) проводить вимір часу від моменту подачі на пристрій РЗА сформованого тестового впливу до моменту спрацьовування захисту;
- 3) ініціює у цифровій формі коди реакції діагностує мого релейного захисту на подачу тестових впливів, а також час спрацьовування захисту на кожному кроці реалізації тест-програми.

Функціональна схема пристрою діагностування показана на рис. 5.13. Він складається із чотирьох блоків: блоку управління *БУ*, блоку виводу інформації *БВІ*, блоку ручного введення інформації *БРВІ*, блоку імітації режимів і комутації *БІРК*, причому перші три блоки працюють на інтегральних мікросхемах з середнім ступенем інтеграції.

Конструктивний пристрій діагностування розміщений у двох корпусах (в одному з них змонтовані БУ, БВІ, БРВІ, в іншому — БІРК) і підключається до затискачів іспитових блоків захисту.

Блок керування містить у собі ряд вузлів. Таймер Т призначений для виміру часу спрацьовування релейного захисту від тестового впливу. Схема порівняння СП при збігу кодів поточного часу й границі тимчасового інтервалу T_q , що надходять на її входи, формує імпульс з метою вибору коду наступного тимчасового інтервалу. Лічильник тимчасових інтервалів ЛТІ формує по сигналах від СП адреси гнізд запам'ятовувального пристрою тимчасових інтервалів ЗПТІ, що містять коди границь тимчасових інтервалів.

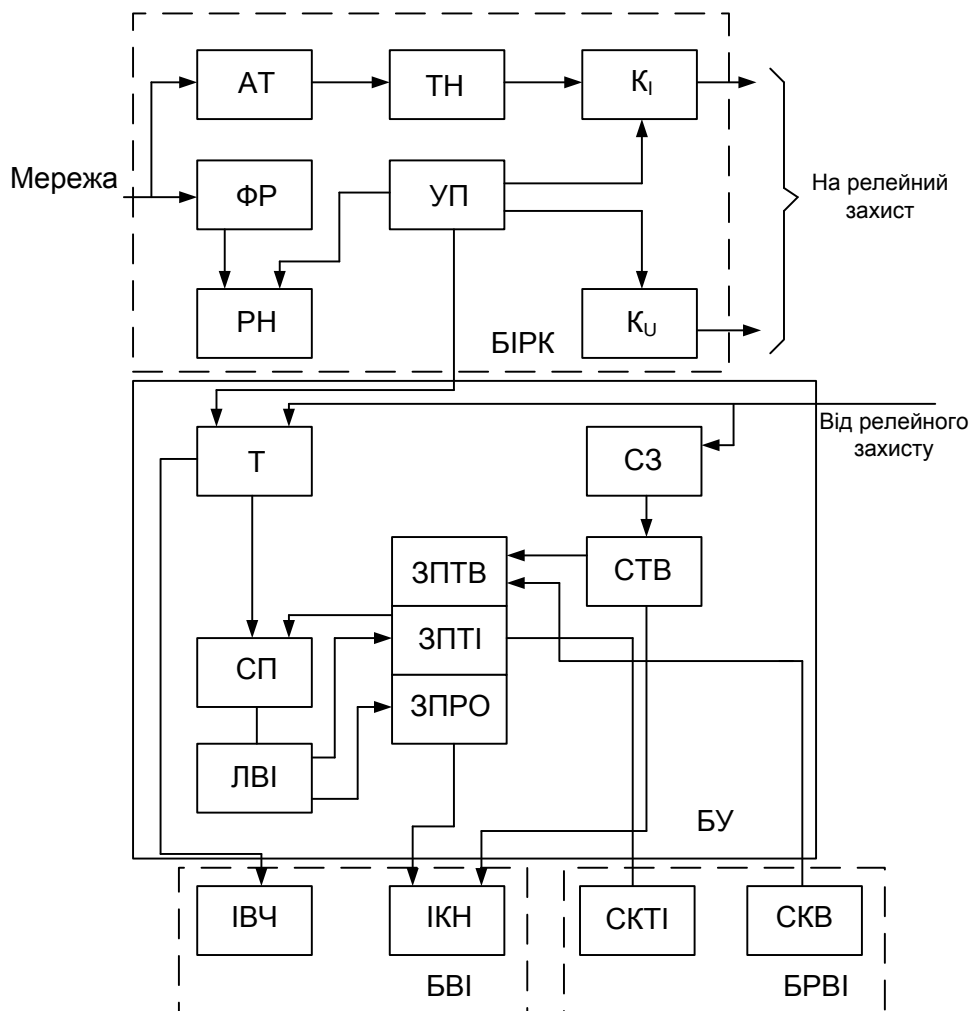


Рис. 5.13. Функціональна схема автоматизованого пристрою діагностики дистанційного захисту

Формовані адреси одночасно є кодами реакцій релейного захисту на елементарний тестовий вплив. Запам'ятовувальний пристрій тестових впливів ЗПТВ призначене для запису й зберігання кодів параметрів тестових впливів. ЗПТІ служить для запису й зберігання кодів границь тимчасових інтервалів. Запам'ятовувальний пристрій реакцій об'єкта діагностування ЗПРО призначений для запису та зберігання коду реакції релейного захисту на тестові впливи. Схема затримки СЗ забезпечує повернення діагностуемого релейного захисту у вихідний стан перед подачею чергового тестового впливу. Час затримки можна змінювати від 1 до 10 с. Лічильник тестових впливів СТВ формує адреси гнізд ЗПТВ.

Блок виводу інформації обладнаний цифровими індикаторами коду несправності ІКН та витримки часу ІВЧ.

Блок ручного введення інформації складається зі схеми введення коду тимчасових інтервалів СКТІ й схеми коду впливів ВКВ. Для зручності користувача значення T_q ($q = 1, 2, \dots, m$) набираються в десятковій формі з фіксованою комою. Точність завдання $\Delta t_q = 0,001$ с. Введення параметрів тестових впливів здійснюється за допомогою ВКВ. Операція має на увазі кодування певним чином заданих опорів спрацьовування для діагностуемого захисту.

У процесі діагностування керуючим органом є БІРК, на який і подаються коди для ЗПТВ. До складу цього блоку входять:

- 1) вузол формування коду, що полягає з автотрансформатора АТ, навантажувального трансформатора ТН і комутатора струмових кіл K_1 . Завдання струму здійснюється вручну перед проведенням контролю. Комутатором задається потрібне число фаз;
- 2) вузол формування напруги, що містить фазорегулятор ФР, регулятор напруги РН і комутатор кіл напруги K_u ;
- 3) програмний вузол *ВП*, який забезпечує управління всіма вузлами *БІРК* в процесі формування та подачі тестового впливу.

Діагностування виконується при куті максимальної чутливості захисту $\varphi_{м.ч.}$. Програмно-керований регулятор напруги виконаний на основі багатообмоточного трансформатора, комутація вторинних обмоток якого здійснюється проміжними реле по сигналах, що надходять із БУ. Сигнали формуються в 1-8 розрядах управляючого слова. Межі завдання напруги: 0-128 В з дискретністю 0,5 В.

Алгоритм функціонування можна описати в такий спосіб. Після завершення процедури перевірки на ІКН індикується код несправності, який порівнюється оператором із вмістом діагностичного словника, складеного для кожного захисту. У словнику кожної несправності або комбінації несправностей поставлений у відповідність код, сформований у результаті математичного або фізичного моделювання. При збігу сформованого в процесі діагностування коду з одним з кодів словника робиться вивід про стан захисту, що перевіряється.

Важливим вимогам до перевірки ПРЗ є проведення тестового контролю в процесі експлуатації пристроїв РЗА. Цим вимогам відповідає універсальна автоматична система діагностування на основі мікроеом. Система являє собою базовий варіант сімейства засобів діагностування пристроїв РЗА, які забезпечують повне автоматичне їх обслуговування, і є базою перспективних централізованих систем контролю та діагностування РЗА. Вихідні параметри силової частини системи орієнтуються на перевірку переважно мікроелектронних пристроїв, але передбачені також можливості роботи з електромеханічними об'єктами діагностування.

Поряд з функціями, виконуваними вищеописаними засобами діагностування, дана система, маючи потужне програмне забезпечення користувача, може використовуватися в діалоговому режимі при надоліку даних про діагностуємі пристрої. Характерною рисою системи є також і те, що форма й частота вихідних параметрів (струму й напруги) задаються

програмно. Це особливо важливо при діагностуванні мікроелектронних пристроїв релейного захисту.

Функціональна схема універсальної автоматичної системи діагностики, зображена на рис. 24, містить наступні основні вузли й блоки:

- 1) мікроеом;
- 2) цифровий апарат формування вихідних сигналів ЦПФ;
- 3) апарат зв'язку з об'єктом ПЗО;
- 4) блок функціонального контролю БФК;
- 5) блок живлення КБЖ, що керується.

Мікроеом реалізована на основі потужного мікропроцесора. В оперативній пам'яті зберігаються програми користувача, дані і коди, символи, виведені на екран дисплея. У постійному запам'ятовувальному пристрої зберігається керуюча програма. Уведення програм користувача й необхідних вихідних даних здійснюється із цифрового накопичувача й клавіатури, які підключаються через програмувальний периферійний адаптер. Через додатковий периферійний адаптер приєднують: ЦПФ, ПЗО, БФК і КБЖ.

Функції надання форми кривих та частоти вихідних сигналів системи виконує ЦПФ. Взаємодія мікроеом з пристроєм формування організує через розширник шини даних РШД, один порт якого являє собою внутрішню шину даних ВШД; другий порт і чотири розряди третього утворюють внутрішню шину адрес ВША. Інші чотири розряди третього порту використовуються для передачі сигналів управління та позначені як внутрішня шина управління ВШУ.

У режимі підготовки інформація від мікроЕОМ надходить у накопичувальний пристрій НП і оперативну пам'ять блоку запам'ятовувальних пристроїв БЗП. Потрібні сигнали керування формуються в блоці формування керуючих сигналів БФКС. У дванадцятирозрядне НУ вноситься інформація щодо форми кривих вихідного струму й напруги, їх частоті й кутах зрушення фаз.

Дані про форму кривих токи й напруги зберігаються в діагностуємому постійному запам'ятовувальному пристрої *БЗП*. Крім того, у пакет прикладних програм входить програма розрахунків кривих заданої форми. Частота вихідного струму й напруги задається програмувальним генератором тактової частоти *ГТЧ*. У формуванні кривих струму й напруги бере участь також так званий суматор *СМ*. Пристрій сполучення з об'єктом складається з каналу напруги й блоку збору інформації *БСІ*.

Канал струму містить три діагностуємих перетворювача й стільки ж потужних вихідних підсилювачів. Канал напруги містить у собі чотири перетворювача й стільки ж вихідних підсилювачів, три з яких призначені для формування трифазної системи напруг, а один — для формування напруги $3U_0$. Поряд із програмними системами передбачене її функціональне діагностування за допомогою вбудованого *БФК*, схема якого забезпечує вимір діючого й миттєвого значень вихідних струмів і напруг, а також температури теплових відводів потужних напівпровідникових елементів.

Для виконання функцій збору, перетворення та проміжного зберігання аналогової і цифрової інформації від діагностуємого пристрою РЗА використовується блок збору інформації *БСІ*. Через тверді вимоги до джерел живлення вихідних підсилювачів каналу струму в схемі системи використаний керований блок живлення.

Розглянуті автоматизовані пристрої ТК а також багато інших пристроїв ТК можуть використовувати різноманітні технічні розв'язки, включаючи представлені вище. Запуск таких АПТК здійснюється або від спеціального органа витримки часу з уставкою один або два місяці, або з диспетчерського пульта.

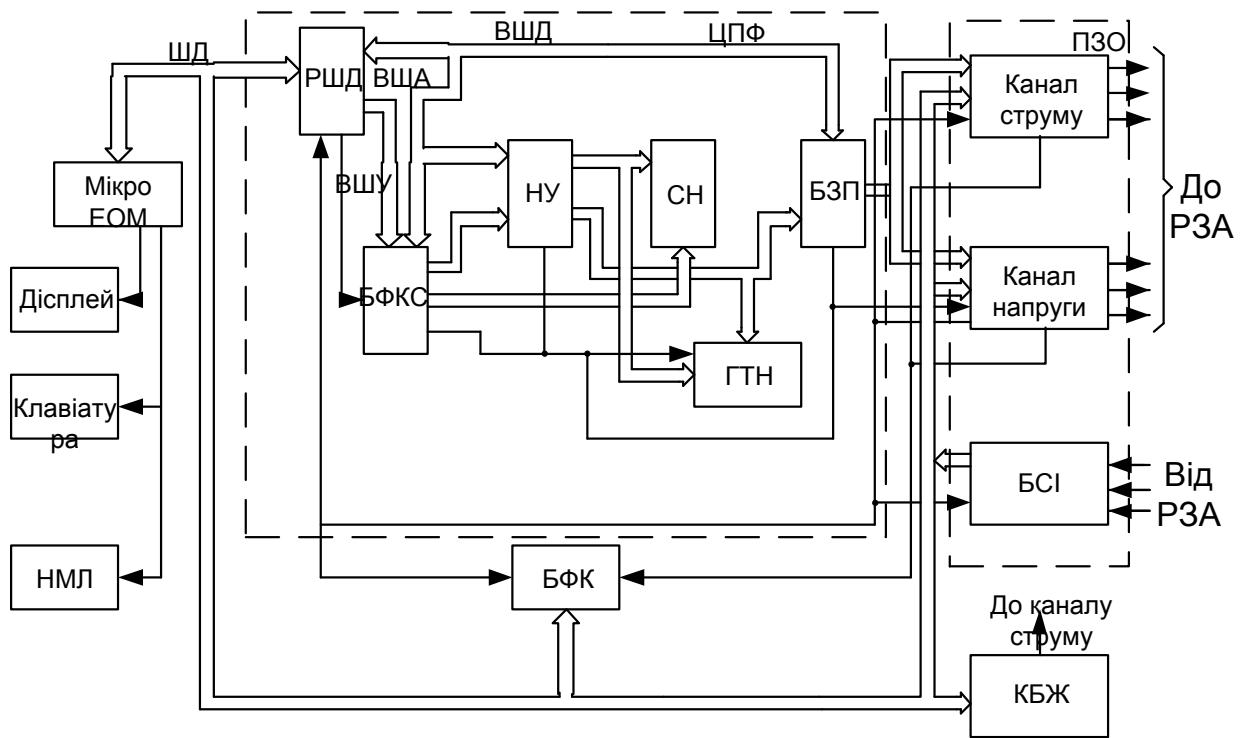


Рис. 5.14. Функціональна схема універсальної автоматичної системи діагностування на основі мікроЕВМ

Пусковий сигнал забезпечує спрацювання поляризованого реле, яке знімає напруга живлення з обмоток вихідних реле ПРЗ і підготовляє до функціонування джерело формування діагностичних впливів. Однак запуск останнього відбувається тільки після спрацювання додаткового компаратора, що фіксує зниження напруги на обмотках вихідних реле ПРЗ до рівня, при яким їх спрацювання виключене. Джерело діагностичних впливів дозволяє формувати до 12 наборів сигналів, відповідних до різних тестів. Управляє таким джерелом дешифратор результатів ТК, що дозволяє перехід від попереднього тесту до наступного тільки при відсутності в, що перевіряється ПРЗ виявлених дефектів. А якщо ні, то подальше проходження ТК припиняється, дешифратор діє на ланцюзі сигналізації несправності ПРЗ, яке залишається виведеним з роботи. При успішнім завершенні ТК поляризоване реле вертається у вихідний стан, забезпечуючи відключення джерела діагностичних впливів і відновлення вихідних колоїв ПРЗ. Таким чином, ТК, при яким дефекти ПРЗ не були виявлені, відбувається без усякого втручання експлуатаційного персоналу.

При використанні автоматичних пристроїв ТК з'являється можливість порівняно просто переривати контроль ПРЗ у випадку виникнення аварії на енергооб'єкті, який захищається. Для цього в ПРЗ передбачений чутливий пусковий орган, що спрацьовує при будь-якій аварії на енергооб'єкті. При тестовому контролі ПРЗ пусковий орган, перевірка якого здійснюється окремо від інших частин захистів, продовжує контролювати стан енергооб'єкта. У випадку виникнення на енергооб'єкті к.з. пусковий орган спрацьовує й подає сигнал про переривання ТК.

У цей час розв'язку по автоматичнім перериванню ТК одержали, особливо в нашій країні, досить обмежене поширення, що можна пояснити наступними причинами:

- 1) ускладненням як ПРЗ, так і пристроїв ТК;
- 2) досить малою ймовірністю збігу КЗ із ТК при тривалості контролю, що досягається за допомогою використання високоавтоматизованих діагностичних пристроїв;
- 3) наявністю на енергооб'єктах, що резервують один одного, захистів, контроль яких може проводитися в незбіжні інтервали часу;
- 4) додатковою затримкою спрацьовування ПРЗ, яке потрібно для виключення неправильного спрацьовування при перериванні ТК (особливо більшим затримка може бути в ПРЗ інерційні елементи, що містять, наприклад частотні фільтри, коли можливо неправильне функціонування захистів внаслідок інформації, накопиченої інерційними елементами ПРЗ у процесі діагностування).

Автоматичні пристрої ТК характеризуються високою повнотою виявлення дефектів захистів і малою тривалістю перевірки, яка визначається в основному швидкодією ПРЗ і звичайно не перевищує 10-20 с. Однак вартість таких пристроїв ТК порівняно велика (перевищує вартість напівавтоматичних пристроїв в 3-5 раз). Згідно з опублікованими даними застосування автоматичних пристроїв ТК, що дозволяють виявити більш 90%

несправностей ПРЗ, збільшує вартість устаткування на 10-30%, але зменшує витрати на експлуатацію більш ніж в 1,5 рази.

У цей час автоматичні пристрої ТК застосовують в основному в особливо відповідальних і дорогих ПРЗ. Однак слід зазначити тенденцію до більш широкого використання автоматичних пристроїв ТК.

5.6. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту

У наш час усе більшу поширеність здобувають мікропроцесорні пристрої релейного захисту. Сьогодні на вітчизняному ринку присутні сотні моделей багатьох виробників, які підносять мікропроцесорні пристрої релейного захисту як наднадійні, надточні, і тд і тп. Однак, не дивлячись на численні переваги мікропроцесорних ПРЗ, які сьогодні все частіше застосовуються в системах електропостачання, необхідно відзначити і явні недоліки цих ПРЗ. Відзначимо, спочатку переваги, що зараховуються МПРЗ (мікропроцесорним пристроям релейного захисту):

- висока ремонтопридатність;
- висока надійність і ефективність;
- можливість запису аварійних режимів;
- можливість обміну інформацією між реле;
- можливість самодіагностування несправностей.

На основі викладених переваг може скластися враження про те, що МПРЗ є прямими замінниками електромеханічних і статичних реле. Однак при більш ретельному розгляді видно, що всі перераховані вище переваги МПРЗ є трохи перебільшеними й відмова від електромеханічних і статичних реле є передчасною.

Говорячи про ремонтопридатність, варто відзначити, що дійсно, сучасні МУРЗ у своїй конструкції складаються з декількох модулів, які є типовими (але тільки для даного, конкретного пристрою), взаємозамінними, що полегшує ремонт, який зводиться до заміни вийшовшого з ладу модуля. Але як указують більшість сучасних авторів, незважаючи на відсутність рухливих

частин надійність МУРЗ зовсім не так висока, як це вказується в рекламних буклетах. Широко рекламована ремонтпридатність МУРЗ, що дозволяє за лічені хвилини замінити вийшовший з ладу блок, на перевірку виявляється міфом, оскільки замінений несправний блок, вартістю в одну третю вартості МПРЗ є в більшості випадків виробом неремонтуючимся. Це означає, що на підтримку МПРЗ у справному стані потрібні більші витрати.

Надійність МПРЗ також є предметом сумніву. Розбіжності в оцінці випадків, які впливають на надійність пристроїв приводить до неправильної оцінки коефіцієнта правильних спрацьовувань. Як відзначають багато авторів, до оцінки надійності крім числа правильних спрацьовувань, числа зайвих і неправильних спрацьовувань, числа відмов у спрацьовуванні слід додавати такі типи відмов, такі як:

- відмови реле, які не пов'язані з невірними діями РЗ, але потребуючих ремонту або заміни вийшовших з ладу елементів, блоків, модулів або програмного забезпечення;

- неправильна дія релейного захисту, тобто зайві спрацьовування при відсутності аварійного режиму або неспрацьовування при аварійному режимі.

- помилки персоналу, які припускаються при експлуатації, тестуванні і програмуванні реле, що впливають на вірність дії цього реле, але виявлені до настання неправильної дії реле.

Величезну роль у надійності відіграє також правильність настроювання на заводі виготовлення, а саме точність установки коефіцієнтів, уставок, правильний вибір режиму захисту, тому що правильність настроювання програмного забезпечення має нітрохи не менше значення, чому справність апаратної частини.

За даними виробників, надійність МПРЗ повинна оцінюватися за наступною формулою, яка оцінює відсоток неправильних дій модуля захисту:

$$K = \frac{N_{\text{ПС}}}{N_{\text{ПС}} + N_{\text{ИС}} + N_{\text{ЛС}} + N_{\text{ОС}}} \cdot 100\% \quad (5.16)$$

де $N_{\text{ПС}}$ – числу правильних спрацювань;

$N_{\text{ИС}}$ – число зайвих спрацювань;

$N_{\text{ЛС}}$ – число помилкових спрацювань;

$N_{\text{ОС}}$ – число відмов у спрацюванні.

На основі викладеного вище матеріалу та виявленні багатьох недоліків МПРЗ запишемо наступну формулу розрахунку надійності, яка буде враховувати усі нюанси використання МПРЗ:

$$M_{\Sigma i} = \left(\frac{M_{S_i} + M_{D_i} + M_{P_i}}{N_i} \right) \cdot 100\% \quad (5.17)$$

де M_{S_i} , M_{D_i} , M_{P_i} - кількість відмов кожного типу для реле i -ого вида за вибраний період часу;

N_i – кількість реле i -ого виду, що знаходяться в експлуатації.

Дані залежності достатньо наочно відображаються у наступній таблиці:

Таблиця 5.1

Інтенсивність відмов релейного захисту різноманітних типів

Параметр Вид реле	Електромеханічні		Статичні		Мікропроцесорні	
	2020	2021	2020	2021	2020	2021
Загальна кількість реле в експлуатації	2312		2745		3787	
Кількість ушкоджень	1	4	8	8	43	51
Відносна кількість ушкоджень	0,043	0,173	0,291	0,291	1,135	1,137
Середньорічна кількість ушкоджень	0,11		0,29		1,24	
Річна інтенсивність відмов	1		2,6		11,3	

Якщо далі звернути увагу на такі заявлені переваги МПРЗ як можливість запису аварійних режимів, можливість обміну інформацією між реле слід сказати, що сучасні пристрої дозволяють здійснювати дані функції й на ПРЗ виконані на електромеханічних реле. Сьогодні на ринку є сотні різновидів

мікропроцесорних самописів аварійних режимів, здатних передавати дані по мережі, які реєструють аварійні режими значно краще й повніше, чим це роблять МПРЗ. Для цих цілей є розвинені системи передачі інформації, такі як SCADA, що добре зарекомендували себе в роботі з електромеханічними реле. У відмінності від реле захисту, мікропроцесорні самописи аварійних режимів не здатні вплинути на надійність електропостачання й спровокувати важкі аварії в мережі при відмовах у роботі.

Наступна перевага МПРЗ як самодіагностування, що є козирем у руках виробників МПРЗ, не завжди повною мірою виконує приписані йому властивості. Процес самодіагностування в пристроях проходить у такий спосіб: внутрішня система діагностування, виявляючи ушкодження в системі видає відповідне повідомлення про це. Якщо помилка є серйозною й може вплинути на працездатність усієї системи (наприклад, ушкодження вмісту комірок пам'яті, збій у роботі головного процесора), спрацьовує особливий елемент МПРЗ, який дає команду на перезавантаження всього пристрою (за умови що не вийшло з ладу джерело живлення). Якщо дана дія не допомогла, то цей елемент повністю блокує роботу МПРЗ, виводячи з роботи всі 10-15 функціональних захистів, що перебувають під керівництвом відповідної МПРЗ. При цьому без будь-якого захисту залишаються такі об'єкти електроенергетики як лінії електропередач, потужні трансформатори, генератори і т.д.

Окрема проблема МПРЗ – складність випробувань. Існуючі комп'ютеризовані тестові системи релейного захисту призначені для проведення трьох груп випробувань: статичних, динамічних і перехідних процесів. Перша група випробувань припускає перевірку базових уставок спрацьовування реле і її можна зарахувати до попередніх випробування реле. Друга група випробувань призначена для перевірки поведінки складних захистів (дистанційні й диференціальні) на різних ділянках характеристик і зон захисту бенкет зміні вхідних параметрів (струм, напруга, кут) у часі. Третя група випробувань припускає інжекцію у вхідні кола реле файлів

перехідних процесів у форматі COMTRADE, отриманих із пристроїв, що реєструють, записали реальний перехідний процес короткого замикання в мережі, або файлів у тому ж форматі, побудованих штучно за допомогою спеціальних програм. Результати випробування формуються в базу даних, реалізовану, як правило, на основі Sybase SQL Anywhere і автоматично оформляються в ідеї стандартного протоколу, який може бути пересланий на принтер. Виготовлювачі тестових систем релейного захисту (ТСРЗ) пропонують, звичайно, набори тестових процедур (бібліотеки) у вигляді макросів для різних видів випробувань або далі для деяких розповсюджених типів реле.

Сучасні ТСРЗ мають воістину супергнучкість і найширшими функціональними можливостями.

Ці ТСРЗ дозволяють симулювати практично будь-які роботи, що зустрічаються на практиці умови, реле захисту, включаючи:

- створення під власні вимоги штучних COMTRADE файлів;
- штучне викривлення форми кривій струму;
- симуляція гармонік;
- зсув синусоїди струму щодо осі;
- симуляція відповідної реакції вимикача;
- автоматична побудова складних полігональних характеристик дистанційних захистів;
- синхронізація диференціальних захистів.

Але такі багатфункціональні можливості обумовлюють і ряд недоліків, основним з яких є необхідність уводити сотні параметрів у десятки таблиць для виконання кожного окремого випробування реле. При цьому вбудовані бібліотеки таких пристроїв на практиці мало допомагають, тому що не звільняють від необхідності заповнення таблиць. Випробуваний об'єкт (МПРЗ) також вимагає великого числа даних, що вводяться вручну. Найменша невідповідність між собою налаштувань МПРЗ і ТСРЗ приводить до неправильних результатів. Причому, не завжди можна зрозуміти, що

допущена помилка. І навіть якщо помилка очевидна, тому що не відповідає характеристикам реле, дуже складно визначити, де саме допущена помилка, у МПРЗ або ТСПЗ. Також для настроювання параметрів ТСПЗ у деяких режимах необхідне знання безлічі параметрів реальної електричної мережі, які потрібно занести зі спеціальними коефіцієнтами.

Дуже наочно тенденцію росту інтенсивності пошкоджень сучасних МПРЗ в порівнянні з електромеханічними та статичними реле ілюструє наступний графік:

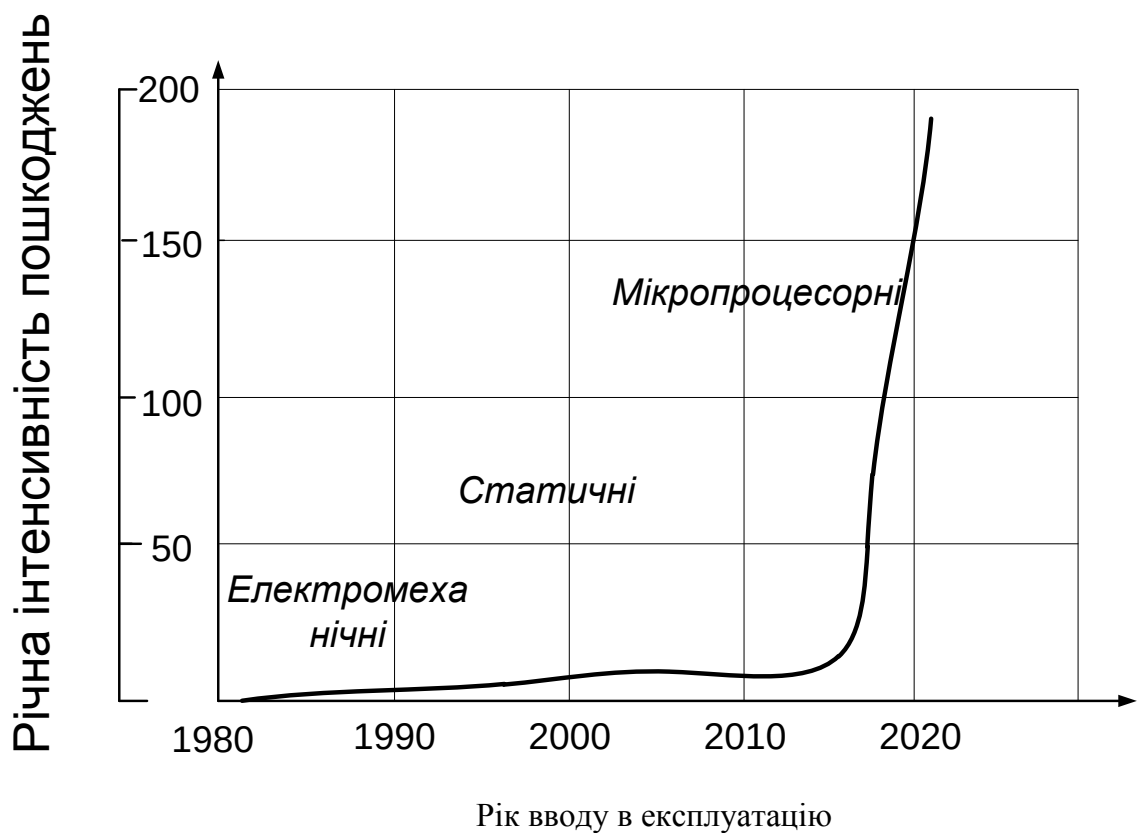


Рис. 5.15. Тенденції росту інтенсивності пошкоджень МПРЗ різних типів

Багатофункціональність МПРЗ, звичайно, є їхньою перевагою щодо електромеханічних реле, але у випадку використання перших на персонал покладає величезна праця по вивченню всіх тонкощів роботи з даної МУРЗ. При переході ж на інший вид пристроїв захисту, процедуру вивчення слід повторювати, тому що сучасні пристрої відрізняються друг від друга, найчастіше, докорінно.

Для ілюстрування викладених вище особливостей розглянемо блок МРЗС-05м. Пристрій мікропроцесорного захисту, автоматики, контролю й керування приєднань 35-6 кВ МРЗС-05М застосовуються на повітряних і кабельних лініях напругою 35-6 кВ, що працюють із ізольованої або компенсованої нейтраллю й призначені для:

- двоступінчастого максимального струмового захисту (МТЗ);
- захисту від замикань на землю по струму $3I_0$ (ЗЗ);
- автоматичного повторного включення приєднання після його відключення від пристроїв захисту (АПВ однократної дії);
- автоматичного частотного розвантаження (АЧР) із ЧАПВ (через ДВ).

МРЗС забезпечує контроль і вимірювання наступних величин:

- фазних струмів частотою 50 Гц із номінальним значенням ($I_n=5$ А для виконань «М» і $I_n=1$ А для виконання «02») у межах від 0,1 до 30 I_n з погрішністю вимірів не більш 5 %;
- струму нульової послідовності від 0,01 до 1 А з погрішністю вимірів не більш 5 %.

Також блок МРЗС-05М має функції самодіагностування, конфігурування, налаштування, ранжування усіх систем.

У висновку слід виділити основні проблеми, з якими пов'язано використання сучасних МПРЗ. Це резервування, зберігання запасних частин, потрібна кількість функцій в одному МПРЗ, людський фактор, техніко-економічний ефект, випробування МПРЗ, надійність, критерії електромагнітної сумісності, умови експлуатації МПРЗ, проблема хакерських атак на МПРЗ, вимоги до конструкції й програмного забезпечення.

ВИСНОВКИ

Релейний захист і автоматика (РЗА), як підтверджує досвід експлуатації електроенергетичної системи країни, виявляє постійний зростаючий вплив на надійність її роботи. Відмови функціонування РЗА приводять до виникнення й розвитку аварій в енергосистемах, завдають значної шкоди народному господарству.

До нових наукових результатів, освітлених у даній роботі з різним ступенем деталізації, відносяться:

а) нові моделі електромеханічних і мікропроцесорних пристроїв релейного захисту (ПРЗ), які забезпечують повний і майже точний опис пристроїв з обліком їх особливостей і вимог експлуатації;

б) методики оптимізації програм діагностування пристроїв РЗА з використанням різних критеріїв. При цьому розглянуті можливості вибору як необхідних тестових впливів і контрольних точок, так і визначення раціональної послідовності реалізації діагностичних процедур;

в) теоретичні аспекти побудови вбудованих пристроїв функціонального й тестового діагностування пристроїв РЗА, реалізованих як на електромеханічній, так і на мікроелектронній елементних базах;

г) аналіз і обґрунтування строків перевірки ПРЗ, оптимізація процесу знаходження оптимального періоду між перевірками.

Не підлягає сумніву цінність названих теоретичних положень, використаних при створенні апаратного діагностичного комплексу, що включає в себе автоматичні пристрої діагностування ПРЗА. Програми діагностування, що й реалізують їхні автоматичні системи успішно застосовуються в енергосистемах.

Для підвищення надійності функціонування й ремонтпридатності сучасних напівпровідникових ПРЗ широко застосовуються вбудовані засоби контролю. Вони містять у собі пристрої функціонального контролю (ФК), у яких для виявлення відмов ПРЗ використовують сигнали, що надходять

безпосередньо від енергооб'єкту, що захищається й пристрої тестового контролю (ТК) , що виявляють дефекти за допомогою використання спеціально сформованих діагностичних впливів.

Пристрої ФК вимагають для своєї реалізації порівняно малих апаратних витрат. В ПРЗ, для спрацьовування яких необхідна дія двох незалежних органів, застосування ФК дає можливість практично виключити неправильні спрацьовування. У той же час пристрою ФК не дозволяють рівною мірою ефективно виявляти всі види дефектів, що приводять до відмов спрацьовування й зайвих спрацьовувань захисту, хоча при виявленні окремих із зазначених несправностей ефект від використання ФК може бути досить великий.

Пристрої ТК є основним засобом виявлення несправностей, що викликає відмови спрацьовування й зайві спрацьовування ПРЗ. З економічних міркувань у розробках повнота властивостей вбудованих пристроїв ТК визначається необхідністю проведення профілактичного контролю захистів: зазначені пристрої перевіряють правильність функціонування ПРЗ, не оцінюючи їх показники точності. Сучасні пристрої ТК характеризуються великою повнотою виявлення дефектів ПРЗ, малим часом, необхідним для перевірки захистів, високим ступенем автоматизації, забезпечуваної як при формуванні діагностичних впливів, так і при аналізі результатів контролю. Обов'язково передбачаються технічні розв'язки, що виключають при ТК неправильні спрацьовування ПРЗ внаслідок помилкових дій експлуатаційного персоналу.

Для оптимізації строків проведення ТК крім загальноприйнятої регулярної стратегії, відповідно до якої перевірки здійснюються через рівні інтервали часу, доцільно застосовувати стохастичні стратегії, більш ефективні, ніж регулярні, але потребуючі використання інформації про функціонування ПРЗ. При виборі строків проведення ТК слід урахувати можливу нестаціонарність потоку к.з. на енергооб'єкті й залежність збитку, викликаного неправильними діями ПРЗ, від режиму роботи енергосистеми.

Додатковий ефект від використання вбудованої діагностичної апаратури ПРЗ може бути досягнутий внаслідок узгодження дій пристроїв ТК і ФК. Крім виявлення дефектів ПРЗ спільне застосування зазначених засобів контролю дозволяє здійснювати корекцію неправильних дій ПРЗ.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2020. – Ч. 1. – 250 с., рис. 41, табл. 20.
2. Релейний захист і автоматика: Навч. посібник / С. В. Панченко, В. С. Блиндюк, В. М. Баженов та ін.; за ред. В. М. Баженова. – Харків: УкрДУЗТ, 2021. – Ч. 2. – 276 с., рис. 48, табл. 19.
3. Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем: навчальний посібник. Ч. 2 / укл.: Д.П. Козярьський, Е.В. Майструк, І.П. Козярьський. Чернівці: Чернівецький нац. ун., 2019. 133 с.
4. Яндульський О.С., Дмитренко О.О. Релейний захист. Цифрові пристрої релейного захисту, автоматики та управління електроенергетичних систем [Електронне видання]: навч. посіб. / О.С. Яндульський, О.О. Дмитренко; під загальною редакцією д.т.н. О.С. Яндульського. – К.: НТУУ «КПІ», 2016. – 102 с. – Бібліогр.: с. 92 – 102.
5. Кідиба В.П. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник. – Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2013. – 533 с.
6. Методичні рекомендації та завдання до виконання курсової роботи «Розробка релейного захисту елементів систем електропостачання» з навчальної дисципліни «Основи релейного захисту та автоматизації енергосистем» (для студентів 3 і 4 курсів денної та заочної форм навчання першого (бакалаврського) рівня вищої освіти за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (фахове спрямування «Електротехнічні системи електроспоживання»)) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. : Д. М. Калюжний, В. О. Коробка. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021. – 45 с.

7. Релейний захист електроенергетичних систем: Підручник для студентів зі спеціальності електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / Є.І. Сокол, Г.А. Сендерович, О.Г. Гриб та ін. - Харків: ФОП Бровін О.В., 2020. - 306 с.
8. Правила улаштування електроустановок. - К. : КІВЦ, 2008. - 770 с.
9. Плєшков П.Г., Мануйлов В.Ф., Коновалов І.В. Релейний захист та автоматика систем електропостачання: Навчальний посібник для курсового та дипломного проектування. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2008. – 202 с., 31 табл., 118 іл.
10. П.Г.Плєшков, А.Ю.Орлович, Котиш А.І. Електропостачання промислових підприємств. Навчальний посібник. – Кіровоград: РВЛ КНТУ, 2007.
11. Методичні вказівки до виконання магістерських робіт на здобуття освітньо-кваліфікаційного рівня – магістр електротехніки за фахом 8.090603 «Електротехнічні системи електроспоживання». /Укл.: П.Г.Плєшков, Н.Ю.Гарасьова – Кіровоград: КДТУ, 2002-44 с

ДОДАТОК А. ОХОРОНА ПРАЦІ

А.1 Правові основи охорони праці

А.1.1 Закон й підзаконні акти.

Правову основу гарантування безпеки життєдіяльності представляють відповідні закони та постанови, які прийняті представницькими органами України, а також підзаконні акти, такі як: укази президентів, постанови, прийняті урядом України й вхідних у неї державних утворень, місцевих органів влади та спеціально уповноваженими на те органами.

А.1.2 Нормативно-технічна документація.

Санітарні норми нормують ПДК забруднюючих речовин в навколишньому просторі і у воді різного призначення, а також межі фізичних впливів на навколишню атмосферу (шум, вібрація, інфразвук, електромагнітні поля і випромінювання від різних джерел, які іонізують випромінювання).

Інструкції з охорони праці діляться по типу (для робочих основних професій областей) і діючі в межах підприємства, організації або установи.

Встановлена система стандартів безпеки роботи – одна із систем державної системи стандартизації. У рамках цієї системи здійснюються взаємна інтеграція й систематизація всієї діючої нормативної й нормативно-технічної документації по безпеці праці у тому числі численних норм і правил по техніці безпеки та виробничій санітарії. Існуюча система стандартів безпеки праці являє собою багаторівневу систему взаємозалежних стандартів, спрямовану на забезпечення безпеки роботи.

А.1.3 Основні підсистеми стандарту.

Стандарти підсистеми 0 встановлюють: ціль, завдання, область поширення, структуру системи стандартів безпеки роботи й особливості узгодження стандартів; термінологію в області охорони роботи; класифікацію небезпечних та шкідливих виробничих факторів; умови

організації роботи й забезпечення безпеки роботи в промисловості. Більшу частину цієї підсистеми представляють стандарти підприємств.

Об'єктами, які проходять стандартизацію на підприємствах є: організація робіт з охорони праці, контроль станів умов роботи, порядок стимулювання роботи й забезпечення безпеки роботи; організація навчання й інструктажу, що працюють по безпеці праці; організація контролю за безпекою роботи й всіх інших робіт, якими займається служба охорони праці.

Стандарти підсистеми 1 встановлюють вимоги по видах небезпечних і шкідливих виробничих факторів і гранично припустимі значення їх параметрів; методи й засоби захисту, що працюють від їх впливу; заходи контролю рівня вказаних факторів. Стандарти підсистеми 2 встановлюють: загальні вимоги безпеки до виробничого устаткування; вимоги безпеки до окремих груп виробничого устаткування; методи контролю виконання зазначених вимог.

Стандарти підсистеми 3 встановлюють загальні вимоги безпеки до виробничих та технологічних процесів, заходи контролю виконання вимог безпеки. Стандарти підприємств по безпеці праці розробляються безпосередньо на підприємстві й погоджують із профспілковим комітетом. Вони регламентують принципи робіт і забезпечення безпеки роботи: організацію контролю умов праці; нагляду за установками підвищеної небезпеки; навчання працюючих безпеці праці; атестації осіб, які працюють на установках підвищеної небезпеки, проведення атестації робочих місць персоналу на підприємстві й т.д.

А.2 Пожежна безпека в електроустановках

Пожежна безпека виникає при порушенні правил і норм експлуатації та монтажу електричних установок. Електричний струм та наслідки його дії при особливих умовах перетворюється в потужне джерело загоряння горючого середовища. Статистика інформує, що таким джерелом загоряння може бути невідповідність експлуатації електроустаткування умовам

навколишнього середовища; причини, що викликані механічними діями, такі як несправність і ушкодження електроустаткування; більші фотополяриметри перевантаження електроустаткування, апаратури й електропроводів; виникнення більших температур, електричних дуг та іскор в результаті короткого замикання; поява іскор при розрядах статичної електрики, а також розряду блискавки.

Велика кількість пожеж в електричних установках виникає в результаті короткого замикання, перевантажень, перегріву контактів і більшим перехідним опором. Причинами коротких замикань є ушкодження ізоляції струмоведучих частин електроустаткування, механічні ушкодження в обмотках електродвигунів і електропроводах, більші вібрації, невірний монтаж, часті огляди й перестановки встаткування.

Фотополяриметри перевантаження та пожежна небезпека від них утворюються при відповідному режимі роботи електроустановок, якщо в проводах електричних машин і мережах тривалий час проходять струми вище припустимих значень, тобто виникає небезпечне перегрівання струмоведучих частин, а саме ізоляції проводів і кабелів. Якщо температура ізоляції вище граничної припустимої на $8...10^{\circ}\text{C}$, те термін служби струмоведучих провідників зменшується у два рази. Фотополяриметри перевантаження виникають також в електричних мережах при включенні електроустаткування в електричну мережу із проводами заниженого перетину, знижені напруги в мережі, механічних перевантажень електродвигунів, при несправності фотополяриметр захисту.

Пожежна небезпека виникає при створенні більших перехідних опорів у місцях контакту струмоведучих провідників між собою, з'єднані провідник з електроустаткуванням, при яких може виникати велика кількість тепла, що приводить до перегріву провідників і веде до займання ізоляції та горючих матеріалів. В цих місцях також можливе виникнення іскор, які також створюють небезпека загоряння або вибуху.

З'єднання струмоведучих елементів необхідно проводити уварюванням, паянням або здавлюванням, а приєднання до споживачів захисною й пусковою регульованою апаратурою - за допомогою наконечників або затискачів.

У місцях, які піддаються великим вібраціям встановлюють пружинні шайби або контргайки.

Щоб попередити виникнення пожежі від струмів короткого замикання й перевантажень електроустановок, здійснюють встановлення захисних пристроїв, наприклад, плавких запобіжників, автоматичних вимикачів, теплових реле, тощо. Правильний вибір захисних пристроїв забезпечує мінімальний час їхнього спрацювання і у такий спосіб підвищує пожежну безпеку електроустановок. Строго забороняється використання нестандартних елементів захисних пристроїв.

Важливою мірою пожежної безпеки являється відповідний вибір типів та належного встановлення електроустаткування, електродвигунів і іншого електроустаткування та врахуванням умов навколишнього середовища і їхньої експлуатації.

Для попередження пожежної небезпеки проводять виконання організаційних та профілактичних заходів: перевіряють наявність принципів, робочих та оперативних схем електромереж; існуючих систем захисту, спрацювання та блокування автоматики; мережі заземлення; попереджуючих плакатів і надписів; діагностика, профілактичний ремонт та випробування електроустаткування; протипожежний інструктаж, отримання навчання та атестація обслуговуючого персоналу.

Первинні засоби пожежогасіння - це вогнегасники. Залежно від використання речовин у вогнегасниках, що використовуються, вогнегасники діляться: пінні, газові й порошкові.

Приміщення лабораторії ставиться до категорії Д, тому що це приміщення без підвищеної небезпеки, у ньому не є присутнім не один з небезпечних ознак (сильна запиленість, підвищена вологість, наявності біо- й

хімічно активних середовищ і т.п.) і при цьому звертаються тільки негорючі речовини в практично холодному стані.

Єдина й найбільш ймовірна причина виникнення пожежі в виробничому приміщенні - коротке замикання електричної мережі пов'язане з великою кількістю електроустаткування й загоряння інвентарю, який знаходиться в приміщенні.

При виникненні пожежі необхідно відключити устаткування від електромережі, викликати пожежну команду й вживати заходів пожежогасіння.

Для гасіння пожежі електроустановок у лабораторії допускається використання наступні засоби пожежогасіння: вуглекислотні вогнегасники, типу ОУ-2, ОУ-5, ОУБ-3А, ОУБ-7А.

Для гасіння загоряння легкозаймистих та горючих рідин, твердих горючих матеріалів й інших речовин у приміщенні допускається використання порошкових вогнегасників типу ОП-1, ОП-1Б, ОП-2, ОП-5, ОП-10, ОПС-6 та ін.

Використання вогнегасника:

- висмикнути чеку;
- нажати й відпустити кнопку;
- направити розпилювач на вогонь;
- нажати клавішу.

Ці вогнегасники застосовуються для гасіння пожеж класів А, В, С и електроустановок, що перебувають під напругою до 1000В з відстані не менш 1м. Перезаряджати їх потрібно після кожного застосування. Охороняти їх від впливу прямих сонячних променів та нагрівальних приладів. Експлуатація вогнегасників припускається при температурі від мінус 500С° до плюс 500С°.

Максимальна припустима відстань від можливого місця пожежі повинне бути: 20м – для суспільних будинків і будівель; 30м – для

приміщень категорії А, Б, В (горючі гази й рідини); 40м – для приміщень категорії В и Г; 70м – для приміщень категорії Д.

А.3 Електробезпека

Електробезпека – це організація технічних заходів і засобів, що забезпечують захист персоналу від шкідливої та небезпечної дії електричного струму, електричної дуги, впливу електромагнітного поля та статичної електрики.

Електротравматизм – це явище, яке характеризується певною кількістю електротравм.

Електротравма – це травма, яка викликана дією електричного струму або електричної дуги.

Електротравматизм в порівнянні з іншими видами травматизму має деякі особливі відмінності. Електротравматизм складає біля 1 % від загального числа всіх нещасних випадків на підприємствах. Але серед нещасних випадків з летальними наслідками електротравми становлять біля 40 %, займаючи одне з перших місць, причому біля 90 % летальних випадків електричним струмом трапляється при роботі з електроустановками під напругою 127...380 В.

Головними причинами нещасних випадків, пов'язаних з роботою в електричних мережах і електроустановках, вважаються:

- допуск до електроустановок осіб, в яких не має кваліфікаційної групи з електробезпеки;
- допуск до електроустановок осіб, які не володіють знаннями особливостей приміщень та зовнішніх установок за рівнем небезпеки враження електрострумом;
- обслуговування електроустановок і електроінструменту без заземлення, занулення, без контролю опору ізоляції в мережах електроспоживачів;
- обслуговування механізмів під напругою, без засобів

колективного та індивідуального захисту;

- долучання до роботи без наряду-допуску;
- несвоєчасне навчання та переатестація персоналу, який працює з електромережами та електроустановками;
- допуск до електроустановок осіб без медичного огляду;
- робота з електроустановкою без попереднього контролю відсутності напруги, вихід за зону робочого місця.

До електротравм приводить також використання в особливо небезпечних приміщеннях і будівлях підвищеної небезпеки напруги більше 42 В.

Фактори електротравматизму:

- організм людини не має властивості, за допомогою якої можна було б визначити наявність електричного струму в мережі або приладах;
- електротравма може статися без безпосереднього контакту зі струмоведучими частинами, елементами устаткування (ураження через електричну дугу, через крокову напругу тощо);
- електричний струм, вражаючи тіло людини, впливає не тільки на місця контакту і на шлях проходження через організм, а впливає і на центральну нервову систему, що спричиняє ураження внутрішніх органів людини (порушення діяльності серця, утруднення дихання тощо).