

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

“Допущено до захисту ”
Зав. кафедрою ЕТС та ЕМ
к.т.н., професор
_____Петро ПЛЄШКОВ
“ ____ ” _____2023р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ
ВИЩОЇ ОСВІТИ

на тему:

**“Моніторинг електромеханічних реле
мікропроцесорних пристроїв для комплексних систем
релейного захисту та автоматики
підстанцій енергопостачальних компаній”**

Виконав здобувач вищої освіти
ІІ курсу магістратури, групи ЕНМ-22М
ОПП «Енергетичний менеджмент»
спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»
_____Сергій РЯБЦЕВ

« ____ » _____2023 р.

Керівник роботи професор, к.т.н.

_____Петро ПЛЄШКОВ

« ____ » _____2023 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Енергетичний менеджмент»

ЗАТВЕРДЖУЮ:

Завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____ Петро ПЛІШКОВ

«_____» _____ 20__ р.

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗА ДРУГИМ (МАГІСТЕРСЬКИМ) РІВНЕМ ВИЩОЇ ОСВІТИ ЗДОБУВАЧА ВИЩОЇ ОСВІТИ

Рябцева Сергія Миколайовича

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи (проекту) Моніторинг електромеханічних реле
мікропроцесорних пристроїв для комплексних систем релейного захисту та
автоматики підстанцій енергопостачальних компаній

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

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

3. Строк подання студентом роботи до захисту 25.12.2023 р.

4. Мета та завдання випускної кваліфікаційної роботи (проекту) Вступ; Моніторинг мікропроцесорних засобів провідних виробників;
Особливості мікропроцесорних пристроїв, що сприяють оптимізації роботи
енергосистеми; Інтегрування цифрових реле в системи керування та
моніторингу; Заощадження електричної енергії в трансформаторах при
використанні мікропроцесорної техніки РЗА; Енергоефективність застосування
мікропроцесорних пристроїв релейного захисту; Охорона праці; Висновки.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
<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
<i>1</i>	<i>Вступ</i>	<i>15.10.23</i>	
<i>2</i>	<i>Моніторинг мікропроцесорних засобів провідних виробників</i>	<i>22.10.23</i>	
<i>3</i>	<i>Особливості мікропроцесорних пристроїв, що сприяють оптимізації роботи енергосистеми</i>	<i>4.11.23</i>	
<i>4</i>	<i>Інтегрування цифрових реле в системи керування та моніторингу</i>	<i>12.11.23</i>	
<i>5</i>	<i>Заощадження електричної енергії в трансформаторах при використанні мікропроцесорної техніки РЗА</i>	<i>18.11.23</i>	
<i>6</i>	<i>Енергоефективність застосування мікропроцесорних пристроїв релейного захисту</i>	<i>24.11.23</i>	
<i>7</i>	<i>Охорона праці</i>	<i>02.12.23</i>	
<i>8</i>	<i>Висновки</i>	<i>10.12.23</i>	
<i>9</i>	<i>Оформлення пояснювальної записки ВКР</i>	<i>22.12.23</i>	
<i>10</i>	<i>Оформлення презентаційної частини ВКР</i>	<i>25.12.23</i>	

Дата видачі завдання
Підпис керівника _____

«____» _____ 2023 р.
Петро ПЛЄШКОВ

Завдання прийнято до виконання
Підпис здобувача _____

«____» _____ 2023 р.
Сергій РЯБЦЕВ

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 99 с.; 34 рис.; 9 табл.; 12 джерел.

Рябцев С.М. Моніторинг електромеханічних реле мікропроцесорних пристроїв для комплексних систем релейного захисту та автоматики підстанцій енергопостачальних компаній. – Рукопис.

Магістерська робота за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», ОПП «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет, Кропивницький, 2023 рік.

Об'єктом досліджень є мікропроцесорні пристрої релейного захисту підстанцій.

Предмет досліджень – енергоефективність використання мікропроцесорних пристроїв релейного захисту.

Метою роботи є дослідження мікропроцесорних пристроїв релейного захисту з точки зору енергоефективності та їх інтеграції в системи керування підстанцій.

Дана робота містить в собі огляд мікропроцесорних пристроїв релейного захисту, як частини комплексу електроустаткування, без якої неможливо забезпечити електропостачання споживачів.

В роботі проаналізовано переваги використання мікропроцесорних пристроїв в порівнянні з електромагнітними реле. Досліджено, що сучасні мікропроцесорні пристрої релейного захисту оптимізовані для ефективного використання енергії, що дозволяє зменшити споживання електроенергії, деякі мікропроцесорні пристрої можуть входити в режим сплячості або автоматично вимикатися при низькому навантаженні або в періоди неактивності, що сприяє збереженню енергії. Для підтримання оптимальної енергоефективності мікропроцесорні пристрої також можуть мати ефективні системи тепловідведення, щоб уникнути перегріву.

Значну увагу в роботі приділено інтеграції мікропроцесорних пристроїв в системи керування як кінцевого пристрою збору інформації. Мікропроцесорні пристрої можуть використовувати алгоритми та логіку для розумного керування ресурсами, таким чином, вмикаючи або вимикаючи лише ті частини системи, які необхідні в даний момент.

Ключові слова: релейний захист, мікропроцесорні пристрої, цифрові реле, самодіагностика, енергоефективність.

ABSTRACT

Qualification work: 99 p.; 34 Fig.; 9 tables; 12 sources.

Ryabtsev S.M. Monitoring of electromechanical relays of microprocessor devices for complex systems of relay protection and automation of substations of power supply companies. - Manuscript.

Master's thesis on specialty 141 "Electric power engineering, electrical engineering and electromechanics", OPP "Energy Management". – Central Ukrainian National Technical University, Kropyvnytskyi, 2023.

The object of research is microprocessor devices for relay protection of substations.

The subject of research is the energy efficiency of using microprocessor relay protection devices.

The purpose of the work is to study microprocessor relay protection devices from the point of view of energy efficiency and their integration into substation control systems.

This work contains an overview of microprocessor relay protection devices, as part of a complex of electrical equipment, without which it is impossible to provide electricity to consumers.

The paper analyzes the advantages of using microprocessor devices in comparison with electromagnetic relays. It has been researched that modern microprocessor relay protection devices are optimized for efficient use of energy, which allows to reduce electricity consumption, some microprocessor devices can enter sleep mode or automatically turn off at low load or during periods of inactivity, which helps to conserve energy. To maintain optimal energy efficiency, microprocessor devices can also have effective heat dissipation systems to avoid overheating.

Considerable attention is paid in the work to the integration of microprocessor devices into control systems as the final device for collecting information. Microprocessor devices can use algorithms and logic to intelligently manage resources, thus turning on or off only those parts of the system that are needed at the time.

Keywords: relay protection, microprocessor devices, digital relays, self-diagnosis, energy efficiency.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
1 МОНІТОРИНГ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ЗАСОБІВ ПРОВІДНИХ ВИРОБНИКІВ.....	9
1.1. Призначення мікропроцесорних засобів.	9
1.2. Порівняльна характеристика приладів захисту.	10
1.3. Можливості диспетчеризації.....	29
1.4. Організація ланцюгів оперативного струму.....	29
2 ОСОБЛИВОСТІ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ПРИСТРОЇВ, ЩО СПРИЯЮТЬ ОПТИМІЗАЦІЇ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ.....	32
2.1. Функціональні особливості мікропроцесорних пристроїв.....	32
2.2. Порівняння властивостей мікропроцесорних пристроїв нового та попереднього поколінь.....	35
2.3. Загальна структура однопроцесорного МП	39
3 ІНТЕГРУВАННЯ ЦИФРОВИХ РЕЛЕ В СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТА МОНІТОРИНГУ.....	41
3.1. Застосування цифрового реле в якості кінцевого пристрою збору інформації.	41
3.2. Інтерфейси обміну цифрових реле	44
3.3. Організація структурованої кабельної мережі.	51
4 ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ПРИ ВИКОРИСТАННІ МІКРОПРОЦЕСОРНОЇ ТЕХНІКИ РЗА.....	61
4.1. Розрахунок втрат потужності та енергії.	62
4.2. Вибір оптимального режиму роботи трансформаторів.	71
5 ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ.....	79

5.1.	Кошторисна вартість налагодження пристроїв РЗА на електромеханічній елементній базі.....	79
5.2.	Кошторисна вартість налагодження пристроїв РЗА на базі пристрою MiCOM P124.	81
5.3	Розрахунок витрат РЗ на електромеханічній елементній базі.....	82
5.4.	Розрахунок витрат РЗ на базі пристрою MiCOM P141.	85
6	ОХОРОНА ПРАЦІ.....	88
6.1.	Законодавчі аспекти у сфері охорони праці.	88
6.2.	Пожежна безпека в електроустановках.	90
6.3.	Електробезпека.	93
	ВИСНОВКИ.....	96
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	98

ВСТУП

Під час використання енергетичного обладнання та електричних мереж неодмінно можуть виникнути пошкодження та ненормальні режими роботи. Серед найбільш небезпечних ситуацій варто виокремити короткі замикання, пошкодження ізоляції та перевантаження. Короткі замикання можуть виникнути внаслідок пробоя або перекриття ізоляції обривів проводів, помилкових дій персоналу (наприклад, включення під напругу заземленого обладнання чи відключення роз'єднувачів під навантаженням) та інших причин.

Зазвичай, розвитку аварій можна запобігти швидким відключенням пошкодженої ділянки електричної установки або мережі за допомогою спеціальних автоматичних пристроїв. Ці пристрої, які включають релейний захист, автоматично відключають вимикачі, що дозволяє мінімізувати або навіть уникнути пошкодження обладнання, на якому виникло коротке замикання. Відновлення нормальної роботи непошкодженого обладнання також стає можливим завдяки цим автоматичним заходам. Отже, основною метою релейного захисту є виявлення місця виникнення короткого замикання та автоматичне відключення вимикачів, що забезпечує відокремлення пошкодженої частини електричної установки або мережі від решти непошкодженої частини.

Енергоефективність моніторингу релейного захисту підстанцій визначає, наскільки ефективно система релейного захисту працює з точки зору споживаної електроенергії. Це може включати в себе виявлення та усунення неполадок, забезпечення точності реакції релейної системи на відмови та інші аспекти.

Для підвищення енергоефективності можуть використовуватися різні технічні рішення, такі як оптимізація алгоритмів релейного захисту, використання енергоефективних компонентів та технологій, а також вдосконалення систем моніторингу та діагностики.

Моніторинг може включати в себе надсилання сигналів про стан обладнання, вимірювання параметрів електромережі та аналіз даних для виявлення аномалій. Це дозволяє оперативно реагувати на можливі проблеми та забезпечувати надійність роботи релейного захисту.

Важливо також враховувати аспекти безпеки та відповідність нормативам при впровадженні енергоефективних рішень в системи релейного захисту підстанцій.

Мікропроцесорна техніка в релейному захисті використовується для забезпечення більш точного, швидкого та гнучкого управління релейними захистами на електроенергетичних об'єктах, таких як підстанції. Основні переваги використання мікропроцесорів у релейному захисті включають:

- Мікропроцесори дозволяють виконувати обчислення та обробку даних значно швидше, ніж традиційні електромеханічні реле. Це дозволяє більш точно та ефективно реагувати на події в електроенергетичній системі.
- Мікропроцесорна техніка надає можливість програмування та налаштування релейних функцій. Це дозволяє швидко адаптувати захисні функції до конкретних умов та вимог системи.
- Застосування мікропроцесорів дозволяє віддалено керувати та моніторити стан релейного захисту через системи зв'язку. Це полегшує обслуговування та дозволяє оперативно реагувати на події.
- Мікропроцесорні релейні пристрої можуть здійснювати запис та збереження даних про роботу системи. Це спрощує діагностику, аналіз та вирішення проблем в електроенергетичних мережах.
- Мікропроцесорні реле можуть вбудовувати заходи захисту від збоїв, які можуть виникнути в системі, забезпечуючи стійкість та надійність роботи.

Такі технології допомагають покращити якість та ефективність релейного захисту на підстанціях електроенергетичних компаній.

1 МОНІТОРИНГ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ЗАСОБІВ ПРОВІДНИХ ВИРОБНИКІВ

1.1. Призначення мікропроцесорних засобів.

Пристрої захисту, управління та автоматики розподільних мереж виготовлені на базі мікропроцесорів та призначені для забезпечення захисту та автоматизації різних з'єднань розподільних пристроїв. Блоки захисту виконують різноманітні функції, такі як локальне чи дистанційне керування, захист, автоматика, вимірювання, сигналізація, а також необхідні блокування. Ці пристрої обладнані функцією автоматичної самодіагностики, дискретними входами та виходами для реалізації різних функцій автоматики та сигналізації, а також вбудованим годинником для фіксації часу спрацювання захистів. Вони можуть живитися від мережі змінного або постійного струму напругою 220 В і заміщують такі вимірювальні прилади, як амперметри, вольтметри, ватметри, лічильники енергії та інші. Мікропроцесорні блоки захисту є інтерфейсними пристроями нижнього рівня для створення систем управління енергетичними об'єктами. Вони використовуються в схемах вторинної комутації як основні та резервні захисти для енергетичних об'єктів напругою 6 (10) кВ.

Ці мікропроцесорні пристрої захисту використовуються для захисту та автоматизації кабельних і повітряних ліній, трансформаторів малої та середньої потужності, синхронних і асинхронних двигунів різної потужності, реакторів та інших приєднань. Один мікропроцесорний пристрій захисту здатен замінити значну кількість електричних апаратів, таких як вимірювальні, сигнальні, вихідні та інші електромеханічні реле.

Всі мікропроцесорні пристрої захисту адаптовані для взаємодії з вимикачами різних виробників. Блоки захисту оснащені панелями з клавіатурою та графічним рідкокристалічним дисплеєм, який використовується для різних цілей:

- Надання усієї необхідної інформації під час місцевого управління роботою обладнання: відображення результатів вимірювань, даних діагностики, аварійних повідомлень та іншої важливої інформації.

- Параметрування та налаштування функцій захисту, щоб користувач міг відрегулювати їх відповідно до конкретних потреб та умов експлуатації.

- Зручне відображення інформації на екрані дисплея забезпечується для полегшення взаємодії з пристроєм. Інформація може відображатися мовою користувача для ще більшої зрозумілості та зручності користування.

Дисплей мікропроцесорного пристрою надає можливість переглядати інформацію про тип спрацьованого захисту, значення струмів, напруги і частоти під час відключення вимикача, а також їх поточні значення. Це забезпечує оператора або користувача важливою інформацією про стан системи та дозволяє швидко оцінити параметри та умови роботи обладнання в режимі відключення.

1.2. Порівняльна характеристика приладів захисту.

В релейному захисті використовуються різноманітні мікропроцесори від різних виробників, оскільки різні виробники можуть використовувати свої технічні рішення для виробництва захисних пристроїв. Деякі з відомих виробників мікропроцесорів для релейного захисту включають:

- **Texas Instruments.** Ця компанія спеціалізується на виробництві мікропроцесорів для електроенергетичних систем, включаючи захист.

- **Siemens.** Siemens використовує власні технології мікропроцесорів у своїх релейних захистах та системах автоматизації.

- **General Electric (GE):** GE також використовує свої власні рішення з мікропроцесорами для захисту та управління в електроенергетичних системах.

• **ABB.** ABB використовує мікропроцесори у своїх продуктах для автоматизації та релейного захисту.

• **Schneider Electric.** Schneider Electric використовує різноманітні мікропроцесорні рішення для контролю та захисту в їхніх продуктах.

• **Mitsubishi Electric.** Ця компанія виробляє мікропроцесори для використання в системах релейного захисту.

• **Rockwell Automation.** Rockwell Automation надає мікропроцесори для застосувань у сфері автоматизації та захисту.

1.2.1 Мікропроцесорні захисти Sepam виробництва фірми "Schneider electric"

Французька компанія випускає два типи пристроїв для захисту елементів електропостачання: Sepam 2000 і Sepam 1000+.

Sepam 2000:

- Sepam 2000 є потужним універсальним пристроєм, спроектованим для задоволення практично всіх потреб у сфері електричного захисту будь-яких об'єктів.
- Володіє великою функціональністю і здатністю захисту будь-якого електрообладнання в класі напруг 35-6 кВ.
- Практично всі вимоги до електричного захисту конкретного приєднання можуть бути задоволені цим пристроєм.

Sepam 1000+:

- Sepam 1000+ є новим типом пристроїв, призначених для заміни Sepam 2000.
- Ці пристрої є наступниками і пропонують нові можливості та покращену функціональність.

Блоки захисту типу Sepam 2000 вирізняються високою функціональністю, забезпечуючи захист будь-якого обладнання відповідно до класу напруг 35-6 кВ. Однак, Sepam 1000+ створений як нова і удосконалена модель, що має на меті замінити Sepam 2000, і, ймовірно, має

ряд нових функцій та можливостей. Зазначається, що застосування додаткових засобів захисту виникає у випадках дуже складних об'єктів, і в цілому пристрої Seram здатні задовольнити більшість потреб в електричних захистах.

Пристрої захисту типу Seram 2000 спрямовані на конкретні приєднання і мають різні модифікації для точного та ефективного виконання своїх функцій. Ці пристрої орієнтовані на захист різних елементів електроенергетичних систем, включаючи:

1. Підстанція і збірні шини (S, B). Seram 2000 призначений для захисту і контролю підстанцій і збірних шин, забезпечуючи необхідні функції для цього типу приєднань.
2. Трансформатор (Т). Ця модифікація Seram 2000 спеціально розроблена для захисту трансформаторів та виконання відповідних функцій.
3. Двигун (М). Seram 2000 має модифікацію, яка спрямована на захист та управління електричними двигунами різної потужності.
4. Генератор (G). Цей тип пристрою Seram 2000 використовується для захисту генераторів та забезпечення відповідних функцій.
5. Конденсатор (С). Модифікація для захисту конденсаторів і забезпечення їхньої нормальної роботи.

Кожна з цих модифікацій має декілька варіантів для забезпечення оптимальної ефективності та відповідності конкретним потребам. Seram 2000 призначений для вискоефективного та точного захисту різних елементів електроенергетичних систем в залежності від їхнього функціонального призначення.

Seram 2000 конструктивно виготовлений у вигляді електронного блоку з металевим корпусом. На задній стороні блоку вставляється плата уведення-виведення. Важливо зазначити, що пристрій доступний у трьох типорозмірах корпусу (S26, S36, S46), оскільки кількість встановлених плат може варіюватися в залежності від функціонального навантаження.

Універсальна плата не має специфічної функції захисту, і вона не виконує функцій окремих захистів, як це може бути в інших блоках захисту, наприклад, у SPAS 800. Замість цього, вона служить для управління та координації різноманітних функцій, необхідних для ефективного захисту та управління різними типами обладнання в електроенергетичних системах.



Рисунок 1.1 - Seram 2000 (S26, S36, S46)

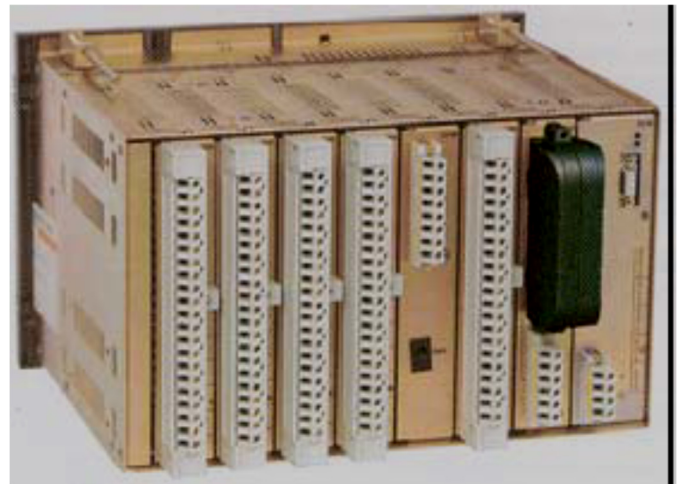


Рисунок 1.2 - Seram 2000 (вигляд ззаду)

Однією з ключових особливостей Seram 2000 є використання спеціалізованого програмованого логічного контролера. Блоки, призначені для різних функціональних завдань, можуть мати однаковий набір апаратних засобів, відрізняючись лише невеликим картриджем. Цей картридж містить програмне забезпечення, яке визначає набір захистів і функцій логіки управління і сигналізації для конкретного застосування.

Вбудований програмований контролер використовується для реалізації стандартної автоматики управління мережами, такої як логічна селективність, пристрій повторного включення, розвантаження тощо. Це суттєво зменшує кількість додаткових реле та пов'язаних з ними ланцюгів вторинної комутації.

Seram 2000 постачається зі стандартною програмою управління і сигналізації, а також надає можливість розробки індивідуальних програм автоматики. Це дозволяє швидко адаптувати пристрій до конкретних потреб об'єкта. Програмування виконується за допомогою спеціального програматора на мові Logiprat, і таке програмування може проводитись безпосередньо на об'єкті.



Рисунок 1.3 - Установка
змінного в Seram 2000 пульта TSM
2001



Рисунок 1.4 - Підключення до
Seram 2000 картриджа

Пристрій Seram 2000 має ще один важливий плюс. Якщо на об'єкті присутні кілька пристроїв з різними функціональностями, але із збіжною апаратною частиною, то достатньо мати лише один резервний пристрій (незалежно від типу, але з ідентичною апаратною частиною). У випадку відмови робочого блоку його легко можна замінити резервним, просто вставивши в нього картридж з несправного блоку.

Seram 2000 обладнаний світлодіодним дисплеєм з великими символами, які чітко видно з великої відстані, незалежно від рівня освітленості. Налаштування та перегляд параметрів виконуються за допомогою додаткового виносного пульта TSM 2001. Пульт можна придбати окремо, один чи кілька на об'єкт, в залежності від вимог замовника. Будь-які зміни, внесені за допомогою пульта, захищені паролем. Замість пульта можна

використовувати персональний комп'ютер типу "Notebook" або інтегровану інформаційну мережу.

Усі пристрої Seram 2000 стандартно обладнані функцією запису осцилограм аварійних процесів, яка описана у таблиці 2. Також, Seram 2000 може використовуватися для технічного обліку електроенергії. Однак для точної оцінки погрішностей вимірювань, необхідно враховувати характеристики точності трансформаторів струму і напруги.

Підключення всіх сигналів до Seram 2000 здійснюється за допомогою клемників, які з'єднані з роз'ємами. Це дозволяє відключати Seram без демонтажу сполучних проводів. Струмові ланцюги приєднуються за допомогою спеціального блоку, який дозволяє підключати і відключати струмові входи без розриву вторинних струмових ланцюгів трансформаторів струму.

Seram 2000 має можливість підключення до інформаційної системи управління і контролю. Для цього необхідно встановити плату зв'язку, яка може бути придбана додатково. Зв'язок відбувається за стандартним протоколом Jbus, який є варіантом стандартного протоколу Modbus.

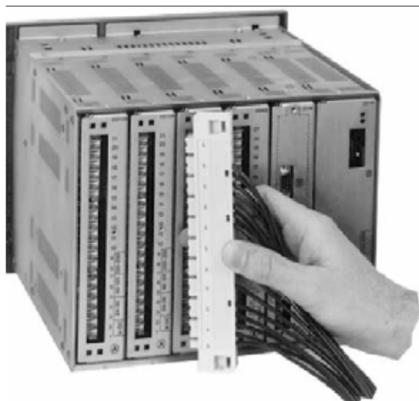


Рисунок 1.5 - Підключення роз'ємів з клемниками



Рисунок 1.6 - Установка модуля підключення струмових ланцюгів

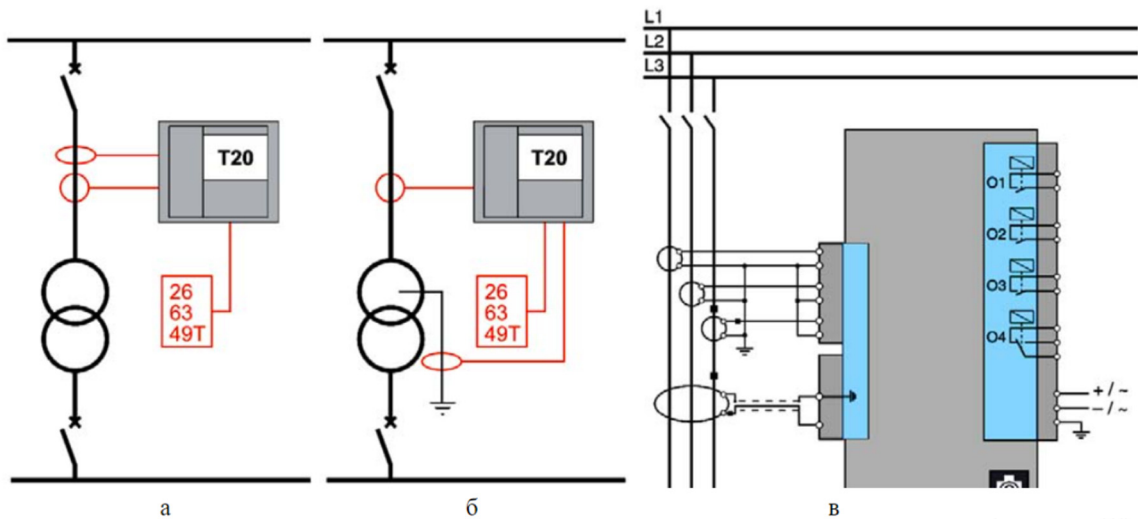


Рисунок 1.7 - Пристрій модуля для підключення струмових ланцюгів Seram 1000+

На сьогоднішній день Seram представлений двома серіями: серією 20, 40 і серією 80. Seram 1000+, на відміну від Seram 2000, має декілька простіших за своєю функціональністю видів і, відповідно, є більш доступними пристроями. Seram 1000+ має модульну конструкцію, що дозволяє гнучко вибирати конфігурацію пристрою для конкретного об'єкту і, таким чином, мінімізувати витрати.

У Seram 1000+ існують два варіанти панелі управління. Стандартна панель з сигнальними лампами використовується, коли немає постійної потреби в місцевому управлінні роботою установки. Контроль параметрів і зміна уставок здійснюється через лінію зв'язку. У деяких випадках може використовуватися персональний комп'ютер з програмним забезпеченням SFT 2841.

Розширений варіант панелі з клавіатурою і графічним рідкокристалічним дисплеєм використовується:

- для надання всієї необхідної інформації при місцевому управлінні роботою установки: виклик результатів вимірювань, даних діагностики, аварійних повідомлень і т. д.;

- для параметрування Seram і настройки функцій захисту;
- для зручності читання інформації на екрані дисплея, яка може бути представлена на мові користувача.

Розширений варіант панелі може бути вбудований в основний пристрій або встановлюватися як виносний модуль у зручному для користувача місці. Для адаптації до різних застосувань та для майбутньої модернізації установки, Seram може бути функціонально покращений шляхом додавання різних модулів, які можуть бути встановлені за потреби.

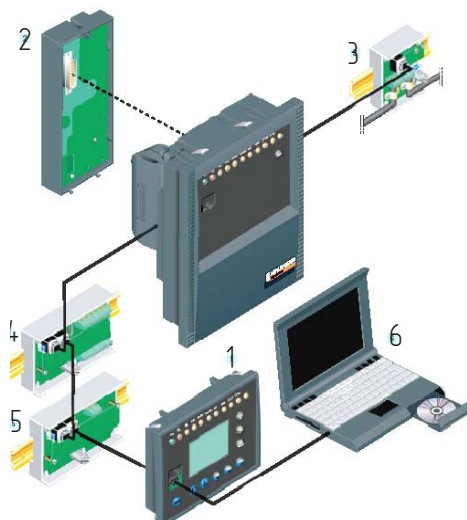


Рисунок 1.8 - Seram 1000+. Базовий пристрій із стандартним інтерфейсом і додатковими модулями.

До таких додаткових модулів входять:

1. - Виносний графічний дисплей. Цей модуль дозволяє виводити інформацію на окремий дисплей, що може бути встановлений в зручному для користувача місці. Це полегшує спостереження та управління параметрами пристрою.
2. - Додатковий модуль входів/виходів. Модуль розширює можливості пристрою для підключення додаткових сигналів чи зовнішніх пристроїв, що може бути корисним для різноманітних застосувань.

3. - Модуль зв'язку. Цей модуль дозволяє Seram взаємодіяти з іншими пристроями чи системами, наприклад, за допомогою стандартного протоколу Jbus або Modbus.
4. - Модуль температурних датчиків. Відповідає за вимірювання температури і може бути корисним для моніторингу і захисту від перегріву у відповідних сценаріях.
5. - Модуль аналогового виходу. Надає можливість виводити аналогові сигнали для подальшого використання в інших системах чи пристроях.
6. - Програмне забезпечення для параметрування і роботи з осцилограмами. Забезпечує інструменти для налаштування параметрів Seram і аналізу аварійних процесів за допомогою осцилограм.

Треба зазначити, що Seram 1000+ серії 20 використовуються там, де потрібні струмові захисти або захист по напрузі.



Рисунок 1.9 - Seram 1000+.

Seram 1000+ серії 40 відрізняються від своїх аналогів серії 20 більш розширеним набором захистів і застосовуються в ситуаціях, де одночасно потрібні струмові захисти, такі як u1080, і захисти по напрузі. Ці пристрої можуть бути гнучко адаптовані до специфічних потреб за допомогою програмного забезпечення SFT 2841, яке надає наступні можливості:

1. Налаштування матриці управління - дозволяє відповідати вимогам замовника шляхом настройки матриці управління, що контролює різні функції пристрою.
2. Використання редактора логічних рівнянь (тільки для Seram серії 40) - надає можливість користувачам серії 40 використовувати редактор логічних рівнянь для зручного програмування та контролю різних логічних функцій.
3. Редагування повідомлень (тільки для Seram серії 40) - Дозволяє редагувати повідомлення, що виводяться пристроєм, для більш точної інформації про стан системи чи інших подій.

Такий підхід забезпечує гнучкість у налаштуванні та розширює можливості використання пристрою в різноманітних сценаріях застосування.

Матриця управління дозволяє здійснити просте призначення інформації на входах пристрою Seram з відведенням наступних функцій:

1. Функції захисту - можливість налаштовувати входи для виконання різних захисних функцій, що забезпечують безпеку та стабільність електроенергетичних систем.
2. Функції управління і контролю - здатність використовувати входи для управління та контролю різними аспектами роботи системи, що сприяє ефективному управлінню електроенергетичним об'єктом.
3. Базовий пристрій з логічними входами - використання входів для забезпечення базового пристрою логічними сигналами, що дозволяє реалізувати різноманітні логічні функції в системі.

На виходах пристрою Seram можна отримати наступні дані та функції:

1. З розширеним інтерфейсом для користувача - надання додаткового інтерфейсу для користувача для зручного отримання та відображення різноманітної інформації.

2. 9 сигнальні лампи на передній панелі Seram - відображення різних станів та подій за допомогою сигнальних ламп для спрощення моніторингу.
3. Вихідне реле - виведення сигналу через вихідне реле для подальшого використання його в інших системах або пристроях.
4. Включення запису осцилограм аварійних режимів - здатність включати запис осцилограм для фіксації та аналізу аварійних подій.

Seram серії 40 оснащений програмою-редактором логічних рівнянь, який використовується для адаптації стандартних функцій управління до різних особливих типів застосування шляхом програмування потрібних додаткових функцій. Редактор логічних рівнянь групує вхідні логічні дані, що надходять від:

- Функцій захисту - Визначення рівнів захисту та їх умов активації.
- Логічних входів - Використання булевих операцій І, АБО, що виключає АБО (AND, OR, XOR, NOT), а також функцій автоматизації, таких як тимчасова затримка, бістабільність і таймеризація.

Результат роботи логічного рівняння може бути використаний наступним чином:

1. Призначений через матрицю управління. Логічний вихід може впливати на матрицю управління, сигнальні лампи та повідомлення.
2. Переданий по лінії зв'язку. Результат рівняння може бути переданий як новий телесигнал.
3. Використаний функцією управління ланцюгом вимикача/контактора. Логічний вихід може впливати на вимикач або контактор для відключення, включення або блокування включення.

4. Використаний для блокування або повторного включення функції захисту. Логічний вихід може впливати на блокування або повторне включення функції захисту.

Введення рівнянь супроводжується функцією "коментарів і підказок", а програма систематично виконує перевірку синтаксису для забезпечення правильності програмування.

Seram 1000+ серії 80 призначений для захисту складних об'єктів і має повний набір захистів, включаючи диференціальні заходи. Практично повністю замінюючи Seram 2000, він також має змінний картридж з програмним забезпеченням для програмування, яке може здійснювати замовник, аналогічно серії 40, але з більшими можливостями по логічному керуванню.

У порівнянні з серією 40, Seram 1000+ серії 80 має більше можливостей для розширення кількості входів/виходів. Функція осцилографа є стандартною для Seram 1000+, але серії 20 не має функції лічильника електроенергії через відсутність входів по напрузі або струму. Seram 1000+ серії 40 або 80 вже мають вбудовані лічильники електроенергії.

Seram 1000+ може бути підключений до інформаційної системи управління та контролю так само, як і Seram 2000+. Декілька пристроїв Seram 1000+ та Seram 2000+ можуть бути приєднані до однієї інформаційної мережі в різних комбінаціях.

Позитивний досвід роботи з цими пристроями підтверджує їхню надійність та багатофункціональність, що робить їх рекомендованими серед інших обговорених в обзорі пристроїв. Також, на основі аналізу технічної документації, можна пропонувати модифікації Seram 1000+ з врахуванням аналогічних якостей.

1.2.2 Мікропроцесорні захисти виробництва фірми "Alstom".

Компанія "Alstom" виробляє пристрої для релейного захисту і автоматики протягом понад 70 років і має п'ятирічний досвід успішної

діяльності на ринку СНД. Протягом цього часу було впроваджено понад 2500 пристроїв, переважно в країнах Балтії, Україні, Білорусі та Казахстані. Пристрої компанії адаптовані до вимог Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) і Правил технічної експлуатації електроустановок споживачів (ПТЕ), і вони володіють методиками використання та вибору уставок, а також схемами підключення до всіх типів комутаційної апаратури.

Лінійка захисних пристроїв від "Alstom" складається з трьох серій: MODULEX3, MiCOM і MODN. Серія MiCOM відрізняється від MODULEX3 розширеним переліком функцій і підвищеною точністю роботи. З свого боку, серія MODN володіє розширеними можливостями управління вимикачем, що спрощує схему управління.



Рисунок 1.10 - Блок захисту серії
MODULEX3



Рисунок 1.11 - Блок захисту
серії MiCOM

Пристрої фірми "Alstom" вирізняються численними перевагами, серед яких слід відзначити їхню недавню розробку та компактні габарити. Крім базових функцій захисту та аварійної автоматики, ці пристрої також виконують вимірювання поточних величин та мають автоматичний контроль справності. Конструкція MiCOM включає в себе електронний блок у формі металевої касети. На задній стінці корпусу розташовані клеми для підключення вхідних і вихідних сигналів, а всередині клемники виглядають

як роз'єми. Заміна електронного блоку відбувається шляхом виймання його з касети без відключення сполучних дротів.

Однією з стандартних функцій блоків захисту від "Alstom" є запис осцилограм аварійних процесів. У випадку аварії реєструються параметри аварії, час події, а також осцилограма, яка включає 4 аналогових і 16 дискретних сигналів. Осцилограма записується з частотою дискретизації 20 точок на період і тривалістю 3 секунди. Передісторія може бути налаштована з 100 мс до 3 секунд. Максимальна кількість записів - 5.

Блоки захисту MiCOM R120 - R123 забезпечують тільки струмові захисти, аналогічні Seram 1000+ серії 20. У той час як MiCOM R124 - R125 мають як струмові захисти, так і захисти по напрузі, що аналогічно Seram 1000+ серії 40. Усі ці блоки захисту обладнані входами для вимірювання як струму, так і напруги, що дозволяє їм вимірювати електричну потужність і енергію. Ця можливість робить їх придатними для технічного обліку електроенергії.



Рисунок 1.12 - Конструктивне Мікропроцесорні блоки електричних виконання блоку захисту серії захистів фірми "Alstom"

Аналогічно до Seram, для правильної оцінки показників пристроїв "Alstom" важливо враховувати характеристики точності трансформаторів струму і напруги.

Однією з особливостей багатьох захистів від "Alstom" є програмована логіка, яка дозволяє адаптувати їх до конкретних застосувань. Це робить

пристрої гнучкими і спроможними вирішувати різноманітні завдання в галузі захисту і автоматики.

MiCOM мають український сертифікат відповідності, що підтверджує їх відповідність стандартам та вимогам українського ринку. Крім того, ці пристрої забезпечують інтеграцію з верхнім рівнем управління, виконують функцію контролера процесів для пристроїв телемеханіки і підтримують відкритий протокол Modbus.

Аналіз технічної документації підтверджує високі технічні характеристики захистів "Alstom", подібно до блоків Sepam. Ці характеристики наведені нижче.

MiCOM P121.

- Захист від міжфазних коротких замикань із триступінчастим ненаправленим струмовим захистом.
- Захист від замикань на землю із двоступінчастим ненаправленим струмовим захистом.

Примітка: ці пристрої не володіють функціями визначення місця ушкодження та обриву проводу.

Рекомендовано для застосування на тупикових лініях із трансформаторами, які мають заземлену нейтраль.

MiCOM P122.

- Триступінчастий струмовий захист від міжфазних коротких замикань.
- Двоступінчастий захист від замикань на землю.
- Моніторинг ресурсу вимикача.
- Виявлення несправностей в роботі вимикача (ПРВВ).
- Контроль обриву проводу.
- Резервний захист зворотної послідовності для відгалужених трансформаторів.

Примітка: пристрій не має функції визначення місця ушкодження.

MiCOM P123

- Триступінчастий струмовий захист від міжфазних коротких замикань.
- Двоступінчастий захист від замикань на землю.
- Подвійне автоматичне відновлення роботи (2 кратне АПВ).
- Прискорення захисту шляхом зміни уставок логікою пуск-накид при автоматичному відновленні роботи.
- Моніторинг ресурсу вимикача.
- Виявлення несправностей в роботі вимикача (ПРВВ).
- Виявлення несправностей ланцюгів управління вимикача за станом СБК вимикача.
- Контроль обриву проводу лінії.
- Резервний захист зворотної послідовності для відгалужених трансформаторів.

Примітка: пристрій не має функції визначення місця ушкодження.

Застосування набору MiCOM P121, 123 - на тупикових лініях без трансформаторів із заземленою нейтраллю.

MiCOM P126

- Триступінчастий струмовий захист від міжфазних коротких замикань.
- Триступінчастий направлений захист від замикань на землю.
- Резервний захист зворотної послідовності для відгалужених трансформаторів.
- Виявлення несправностей в роботі вимикача (ПРВВ).
- Моніторинг ланцюга відключення вимикача.
- Контроль трансформаторів струму і напруги.
- Контроль ресурсу вимикача.
- Виявлення несправностей в роботі вимикача (ПРВВ).
- Контроль обриву проводу лінії.

Примітка: пристрій не має функції визначення місця ушкодження.

Застосування для набору MiCOM P122, 126 на тупикових лініях із трансформаторами із заземленою нейтраллю.

MiCOM P127

Цей захист відрізняється від захисту MiCOM P126 присутністю триступінчастого спрямованого захисту.

MiCOM P139

MiCOM P139 - це комплексний захист, який має ряд функцій та можливостей для забезпечення ефективного та надійного контролю електромережі. Основні характеристики та функції цього захисту включають:

- Триступінчастий струмовий спрямований захист від міжфазних КЗ. Дозволяє виявляти та реагувати на короткі замикання між фазами для забезпечення безпеки системи.
- Триступінчастий спрямований захист від замикань на землю. Ефективно реагує на короткі замикання на землю для запобігання подіям аварійного характеру.
- Резервний захист зворотної послідовності для відпайкових трансформаторів. Забезпечує захист від змін у послідовності фаз для підтримання стабільності системи.
- Можливість керування до 6 електричними апаратами. Надає можливість дистанційного управління різними електрообладнаннями.
- ЖК графічний дисплей. Дозволяє відображати схему комірки з роз'єднувачами та заземлюючими ножами для зручного моніторингу та управління.
- Контроль ланцюга відключення вимикача. Виявлення та контроль роботи вимикача для підтримання його ефективності.

- Контроль трансформаторів струму і напруги. Забезпечує моніторинг параметрів трансформаторів для забезпечення їх правильної роботи.
- Контроль ресурсу вимикача. Оцінка та моніторинг ресурсу вимикача для попередження можливих відмов.
- Контроль обриву проводу лінії. Виявлення обривів проводу для запобігання подіям аварійного характеру.

Застосування MiCOM P139 - використовується на лініях із трансформаторами із заземленою нейтраллю, з використанням керованих роз'єднувачів та заземлюючих ніжок у комірках з керованими роз'єднувачами.

Загалом, MiCOM P139 є потужним та комплексним рішенням для захисту та контролю електромережі.

MiCOM P141

MiCOM P141 - це захист, який має чотириступінчастий струмовий спрямований захист від міжфазних коротких замикань та чотириступінчастий (не)спрямований захист від замикань на землю. Основні характеристики та функції цього захисту включають:

- Чотириступінчастий струмовий спрямований захист від міжфазних КЗ.
- Чотириступінчастий (не)спрямований захист від замикань на землю.
- Функції для захисту та автоматики.
- Резервний захист зворотної послідовності для відпайкових трансформаторів.
- 2-кратне АПВ.
- Прискорення захисту при зміні уставок при АПВ.
- Контроль ресурсу вимикача.
- Виявлення несправності вимикача (ПРВВ).
- Виявлення несправності ланцюгів управління вимикача по стані СБК вимикача.

- Контроль ланцюга відключення вимикача та контроль лінії електропередачі.
- Контроль трансформаторів струму і напруги.
- Контроль обриву проводу лінії.
- Визначення місця ушкодження на лінії.
- Чотириразове АПВ.

Зона застосування. Підходить для будь-яких тупикових ліній або ліній з розрізаним транзитом, і може бути замінений на MiCOM P122 зі скороченням дублюваних функцій.

MiCOM P141 є комплексним рішенням для надійного та ефективного захисту та управління електромережею.

MiCOM P142.

MiCOM P142 - це мікропроцесорний захист, який володіє рядом функцій і характеристик для ефективного захисту та управління електромережею. Деякі ключові аспекти MiCOM P142 включають:

- Триступінчастий струмовий спрямований захист від міжфазних КЗ.
- Триступінчастий спрямований захист від замикань на землю.
- Резервний захист зворотної послідовності для відпайкових трансформаторів.
- Контроль ресурсу вимикача.
- Виявлення несправності вимикача (ПРВВ).
- Контроль ланцюга відключення вимикача та контроль лінії електропередачі.
- Контроль трансформаторів струму й напруги.
- Контроль обриву проводу лінії.
- Визначення місця ушкодження на лінії.
- Чотириразове АПВ.

MiCOM P142 є комплексним рішенням для ефективного та надійного захисту та управління електромережею.

1.3. Можливості диспетчеризації

Всі вироблені пристрої, які розглядаються в даному огляді, можуть бути інтегровані в інформаційні системи і використовуватися для створення автоматизованих систем диспетчеризації електропостачання. Однак, найбільші виклики та витрати на розробку інформаційної мережі нижчого рівня можуть виникнути при використанні SPAS 800 через закритість протоколу та застосування оптичних засобів зв'язку.

Блоки захисту, такі як BMP3, Sepam, MiCOM і MODULEX3, характеризуються відкритим протоколом, використовують електричні лінії зв'язку та дозволяють використовувати різне програмне забезпечення. У всіх виробників блоків захисту є власне програмне забезпечення для розробки автоматизованих систем диспетчеризації електропостачання на основі їхніх пристроїв.

Слід зауважити, що стандартна поставка Sepam 2000 не включає в себе плату зв'язку, яку слід додатково придбати.

1.4. Організація ланцюгів оперативного струму.

Усі види мікропроцесорних захистів вимагають надійного та якісного джерела постійного операційного струму. Цифрові пристрої виявляють високу чутливість до якості споживаної електроенергії, тому найбільш виправданим та раціональним є використання постійного операційного струму без виключення.

Застосування постійного операційного струму рекомендується наступним чином:

- На всіх підстанціях з напругою 330-750 кВ.
- На всіх підстанціях з напругою 110-220 кВ, що мають розподільні пристрої цієї напруги із збірними шинами.
- На підстанціях з напругою 110-220 кВ, де використовуються повітряні або елегазові вимикачі, незалежно від схеми розподільних пристроїв цієї напруги.

- На підстанціях з напругою 110-220 кВ, де використовуються масляні вимикачі з електромагнітними приводами у кількості більше 2-х, а при використанні пружинних або пневматичних приводів - більше 3-х.

Для постійного оперативного струму на підстанціях використовують акумуляторні батареї, які зазвичай мають напругу 220 В і працюють без елементного комутатора, функціонуючи в режимі постійного підзаряджання. Зокрема, використовуються акумуляторні батареї вітчизняного виробництва серій СК і СН, а також батареї серії Varta bloc та "Шафи оперативного струму ШОТ-01".

Для підстанцій із постійним струмом рекомендується використання оперативного змінного струму на щитах для внутрішніх потреб напругою 0,4 кВ, а також для живлення компресорів, насосів та інших допоміжних пристроїв. Напруга оперативного струму для цих пристроїв зазвичай складає 220 В.

Живлення ланцюгів оперативного блокування роз'єднувачів проводиться від джерела змінного струму через випрямний блок.

Постійний оперативний струм, який надходить від шафи ШУОТ, може використовуватися для підстанцій напругою 110-220 кВ без вимикачів на високовольтних рівнях або з кількістю вимикачів 110-220 кВ не більше 3-х. Це може бути застосовано в таких ситуаціях:

- При використанні вторинної апаратури захисту і автоматики на вимикачах напругою 110-220 кВ.
- При застосуванні вторинної апаратури для прийому та передачі відключаючих імпульсів.

Живлення електромагнітів включення вимикачів з електромагнітними приводами в цих випадках здійснюється від Управлінсько-керуючого пристрою (УКП).

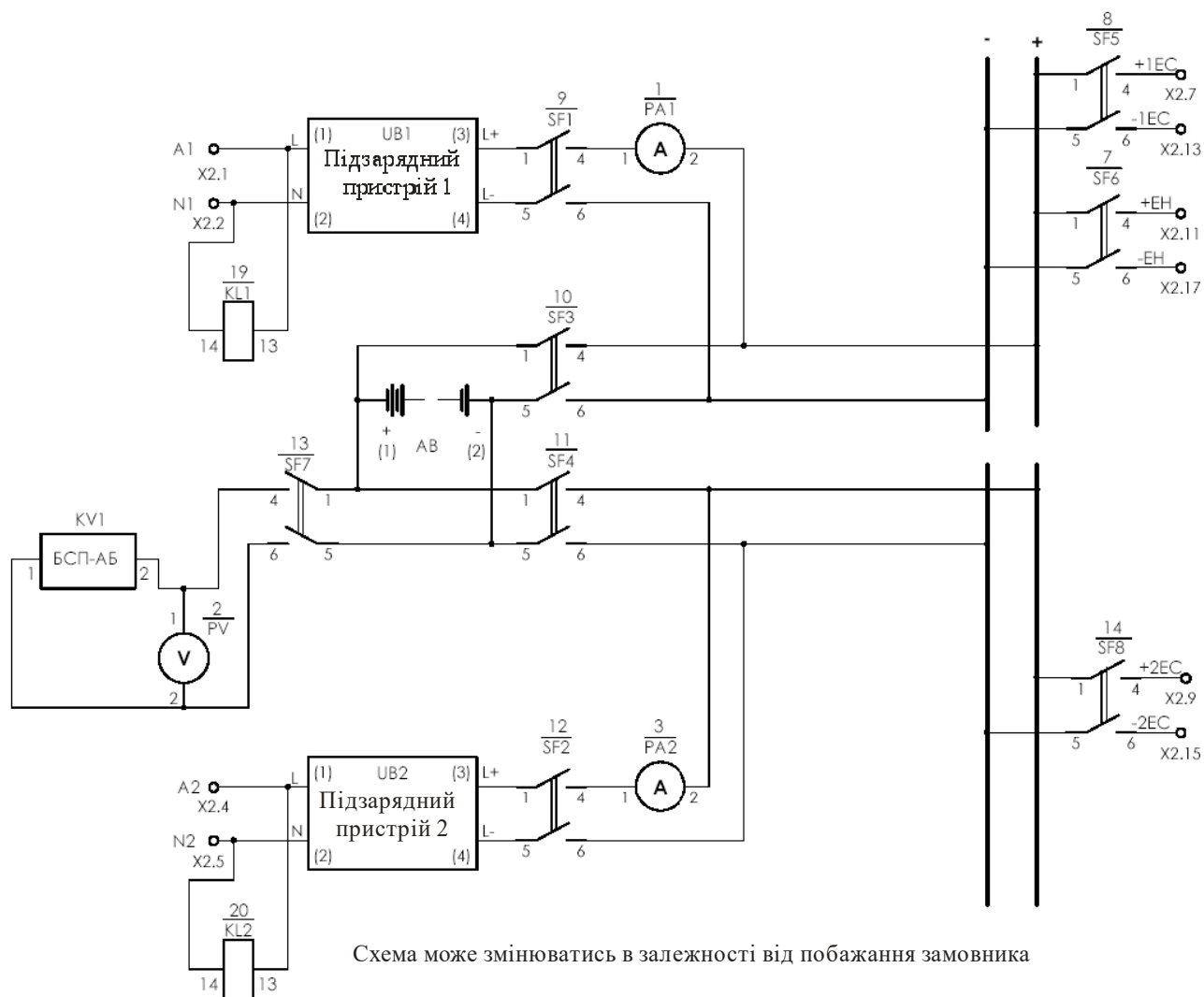


Рисунок 1.13 - Принципова схема шафи оперативного струму/

2 ОСОБЛИВОСТІ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ПРИСТРОЇВ, ЩО СПРИЯЮТЬ ОПТИМІЗАЦІЇ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМИ

2.1. Функціональні особливості мікропроцесорних пристроїв.

Мікропроцесорні пристрої релейного захисту в електроенергетичних системах використовуються для забезпечення безпеки та ефективності електромережі. Їх завдання включає виявлення та відсіювання несправностей в мережі, які можуть призвести до пошкодження обладнання або порушення стабільності системи.

Щодо енергозаощадження, мікропроцесорні пристрої релейного захисту можуть впливати на енергоефективність системи шляхом оптимізації роботи обладнання та регулювання енергетичних параметрів. Наприклад, вони можуть виявляти перевантаження та інші несправності, які можуть призводити до збитків електроенергії, і вживати заходів для уникнення або мінімізації цих втрат.

Також, в сучасних системах керування електропостачанням використовуються різні технології для оптимізації роботи енергосистеми з точки зору споживання електроенергії. Це може включати в себе використання алгоритмів штучного інтелекту, аналізу великих даних, та інших інноваційних рішень для забезпечення ефективного використання енергії.

- Багатофункціональність. Можливість об'єднати в одному пристрої декілька функцій захистів і автоматики. Одне цифрове реле функціонально замінює кілька традиційних однофункціональних. Наприклад, для лінії 10 кВ, відсічку за струмом, максимальний захист за струмом, захист від несиметричних режимів, захист від замикань на землю й АПВ.

- Інформативність. Завдяки вбудованому дисплею і кнопкам на лицьовій панелі оператор має можливість зчитувати і візуально спостерігати значення вставок, параметрів що вимірюються (струми і напруги) і що обчислюються (частота, потужності, енергія), аварійних параметрів (пуски,

спрацьовування захистів, вид короткого замикання, відстань до місця пошкодження і т.д.).

- Зв'язок із вищим ієрархічним рівнем. По локальній мережі оператор має можливість із підстанційного комп'ютера або з диспетчерського пункту дистанційно зчитувати і змінювати значення вставок пристрою, виміряні параметри нормального й аварійного режимів, послідовності спрацьовування захистів і комплектів автоматики під час протікання аварії, а також до і після неї й ін.

- Самодіагностика. МП РЗА самі по собі мають ряд експлуатаційних переваг у порівнянні з традиційними. Являючись системами, які самодіагностуються, вони постійно контролюють свою готовність до роботи.

Відхиляються ситуації, коли діюча система захисту втрачає працездатність, і персонал не має про це ніякої інформації, які вже достатньо поширені. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту постійно повідомляють про свою готовність, а в разі виявлення несправностей автоматично вживають заходів для їх усунення, використовуючи як програмні, так і апаратні методи, і надають вказівки персоналу щодо необхідних заходів. Реальна глибина самодіагностики здатна охопити 80-90% вузлів пристрою. У цифрових реле під час самоперевірки часто використовуються такі методи: виявлення несправностей лінійного перетворювача шляхом періодичного вимірювання стабільної напруги. Якщо виявляється відмінність останнього отриманого значення від еталонного, то генерується сигнал несправності. Справність оперативного запам'ятовуючого пристрою перевіряється шляхом запису відомих чисел у заздалегідь визначені комірки і порівняння результатів при наступному зчитуванні.

Справність постійного запам'ятовуючого пристрою (ПЗП) перевіряється шляхом сумування кодів робочої програми за певним алгоритмом і порівняння результату з контрольною сумою, яка знаходиться в заздалегідь відомій комірці. Цілісність обмоток вихідних реле перевіряється при короткочасній подачі напруги на них і контролі обтікання їх струмом.

Також проводиться самотестування блока живлення та інших ключових вузлів.

Під час ввімкнення живлення до мікропроцесорного пристрою проводиться повна самодіагностика, під час якої функції захисту блокуються. Час виконання повної самодіагностики може коливатися від 100 мс (для простих пристроїв захисту об'єктів напругою 6-10 кВ) до декількох хвилин (для складних пристроїв захисту та автоматики напругою 330 - 750 кВ). У процесі роботи мікропроцесорний пристрій релейного захисту виконує локальну самодіагностику окремих модулів, не блокуючи при цьому функції захисту.

Самодіагностика здійснюється мікропроцесором, і для випадку його виходу з ладу передбачено спеціальний сторожовий таймер "watch dog", який регулярно скидається (обнуляється). Якщо протягом визначеного часу мікропроцесор не генерує черговий імпульс для скидання таймера, то останній впливає на вхід для виклику процесора знову. Це призводить до перезапуску керуючої програми та випуску попереджувального сигналу для обслуговуючого персоналу.

Щодо блочного виконання, значущою перевагою мікропроцесорних пристроїв релейного захисту є їх висока ремонтоздатність, яка базується на блочній конструкції обладнання. Випадково вийшовший із строю блок може бути замінений без втручання в фізичну цілісність комутаційних ланцюгів за допомогою штепсельних рознімачів. Це суттєво скорочує час ремонту такої системи, забезпечуючи можливість виявлення несправностей персоналом під час профілактики та тестувань. Це особливо важливо в сучасний час, коли кількість вторинних систем у середній енергосистемі сягає сотень тисяч і постійно зростає, а чисельність експлуатаційного персоналу скорочується

2.2. Порівняння властивостей мікропроцесорних пристроїв нового та попереднього поколінь.

Властивості МП пристроїв на традиційній базі.

Переважає більшість пристроїв релейного захисту і автоматики виготовлена на основі електромеханічних та мікроелектронних принципів. Порівняно з мікропроцесорними пристроями, такі системи мають кілька переваг [2]:

- Вони є менш витратними.
- Накопичений значний досвід у їхньому використанні та обслуговуванні протягом багатьох років практики.
- Є великий об'єм запасних частин для ремонту, і є можливість власноруч проводити ремонт завдяки наявності принципових схем пристрою.
- Для ремонту і налаштування характеристик таких пристроїв існують спеціальні інструменти.

Однак пристрої на традиційній елементній базі мають свої недоліки, які ускладнюють комплексну автоматизацію електричних мереж:

- Вимагають значних трудовитрат для обслуговування.
- Великі витрати часу на відключення особливо поблизу джерел живлення через велику ступінь селективності.
- Неможливість багатократного автоматичного відновлення, особливо через відсутність прискорення після кожного циклу відновлення.
- Відсутність ефективного захисту від замикань на землю у розподільних мережах.
- Відсутність можливості автоматично змінювати уставки пристрою під час раптових змін режиму живлення або при плановому ремонті обладнання.

Властивості пристроїв на мікропроцесорній базі.

Властивості пристроїв РЗА на мікропроцесорній базі визначають їхню передовість та ефективність в порівнянні з традиційними реле на елементній базі. Основні характеристики та переваги цих пристроїв включають:

1. Програмованість та алгоритми функціонування:
 - Присутність програмованого пристрою, де алгоритми функціонування визначають кількість та складність виконуваних завдань.
2. Використання мікропроцесорних засобів:
 - Використання сучасних та потужних мікропроцесорних засобів, що є відносно недорогими, дозволяє підвищити швидкість роботи та розширити функціонал.
3. Можливості модифікацій:
 - Легкість зміни принципів роботи пристрою за допомогою програмної модифікації без зміни апаратної частини.
4. Точність та характеристики спрацьовування:
 - Висока точність вставок, що не вимагають додаткових вимірювальних приладів.
 - Практично відсутній розкид характеристик, високий коефіцієнт повернення для зменшення значень вставок захистів.
5. Ефективність та знижене споживання енергії:
 - Ефективне використання енергії забезпечує низьке споживання.
6. Діапазон уставок та стійкість до завад:
 - Великий діапазон уставок без потреби у модифікаціях з різними діапазонами вимірювання.
 - Прискорення та стійкість до завад в межах норм МЕК.
7. Система самоконтролю та низькі трудозатрати на обслуговування:
 - Повний автоматичний самоконтроль забезпечує низькі трудозатрати на обслуговування.
8. Швидкодія та додаткові функції:

- Миттєва реакція на події завдяки ефективній обробці інформації мікропроцесором.
- Додаткові функції, такі як реєстратор, контроль силового устаткування, обмін інформацією та індикація, є в більшості пристроїв.

Пристрої РЗА на мікропроцесорній базі виявляються ефективними та всебічними засобами для автоматизації та захисту електроенергетичних систем завдяки їхнім характеристикам. Також важливо відзначити, що ці пристрої мають можливість автоматичної зміни уставок в разі раптових змін у режимі живлення мережі або планового виведення частини обладнання для ремонту.

Наприклад, ця можливість може включати зміну уставок за допомогою дискретного входу чи дистанційно через локальну мережу. Використання енергонезалежної пам'яті дозволяє точно вводити і змінювати значення вставок захисту і автоматики без використання спеціальних вимірювальних приладів.

У порівнянні з електромеханічними і мікроелектронними пристроями, пристрої РЗА на мікропроцесорній базі відрізняються широким діапазоном вставок, що забезпечує їхню універсальність, і не вимагають модифікацій для роботи з різними діапазонами виміру вхідних аналогових сигналів.

Крім того, характеристики спрацьовування майже не мають розкиду, і пристрої володіють високим коефіцієнтом повернення, що ефективно зменшує значення ступенів вставок по струму, напрузі та часу. Впровадження енергонезалежної пам'яті дозволило створити програмний модуль реєстратора вхідних струмів і напруг, а також послідовностей спрацьовування захистів і автоматики, який був відсутнім у пристроях попередніх поколінь.

Застосування мікропроцесорних пристроїв захисту призвело до переосмислення принципів експлуатації силового устаткування. Систематичний контроль працездатності ланцюгів вмикання і вимикання комутаційного устаткування, моніторинг кількості операцій, а також нагляд

за струмами вимикання дозволяють впроваджувати системи діагностики устаткування. Ця функція забезпечує обґрунтованіше прийняття рішень щодо проведення робіт з ремонту або технічного обслуговування, виконуючи їх лише в ситуаціях, коли це дійсно необхідно.

Електромеханічні реле та більшість мікроелектронних пристроїв не володіють вбудованими засобами самодіагностики, що робить цю функцію обов'язковою для цифрових реле (ЦР). У режимі автоматичної роботи ЦР виконує діагностику як програмного, так і апаратного забезпечення. Виключаються сценарії, коли пристрій захисту стає несправним, а обслуговуючий персонал не має про це інформації. Реле сторожового таймера постійно сигналізує про працездатність пристрою, його виключення активує вказівні реле. Ця функція сприяє підвищенню надійності енергосистеми.

Найважливішою перевагою ЦР є можливість взаємодії з вищим рівнем управління, що дозволяє інтегрувати окремі пристрої в єдину систему захисту та автоматизації (РЗА). У такому випадку ЦР виступає як складова частина системи автоматизованого управління технологічним процесом підстанції. Передача значень вставок, результатів вимірювань у нормальних та аварійних режимах, дані реєстратора, стан комутаційного устаткування та результати самодіагностики на вищий рівень дозволяє диспетчеру швидко та ефективно аналізувати ситуацію та вживати необхідні заходи у разі потреби.

Використання цифролітерних індикаторів значно покращило якість відображення електричних величин, таких як струм, напруга, частота, потужність, енергія, а також параметри аварійного режиму роботи електроенергетичного обладнання і вставок захисту.

Додатково варто відзначити, що мікропроцесорні пристрої захисту і автоматики (МП РЗА) відрізняються низьким споживанням енергії, стабільністю характеристик протягом експлуатаційного періоду та відсутністю потреби у періодичних перевірках та механічному регулюванні.

Отже, МП РЗА виявляються більш точними та функціонально розширеними порівняно з електромеханічними та мікроелектронними аналогами. Крім того, вони характеризуються меншим споживанням енергії, невеликою вагою, зменшеними витратами на монтаж, наладку та обслуговування. Можливість взаємодії з вищим рівнем управління дозволяє їх включати в систему автоматизованого управління технологічним процесом електростанції.

2.3. Загальна структура однопроцесорного МП .

На рисунку 2.1 представлена загальна структура однопроцесорного цифрового реле захисту та автоматики (ЦР). Цей пристрій включає в себе лінійний перетворювач, обчислювальний блок, блок дискретних входів і виходів, блок індикації і блок живлення.

На входи пристрою подаються послідовності k аналогових сигналів $x(t)$, і m дискретних сигналів D_i . Аналогові сигнали зазвичай надходять у діапазоні $(0 \div 40)I_n$, де I_n дорівнює 1А або 5А для струмових входів, і $(0 \div 1.2U_n)$, де U_n дорівнює 100 В для входів по напрузі. Основною функцією лінійного перетворювача є перетворення цих аналогових сигналів у сигнали, які придатні для подальшого використання в аналогово-цифровому перетворювачі (АЦП), наприклад, у діапазоні $-5В \div 5В$, $0 \div 10В$, $-2.5 \div 2.5В$ (залежно від типу АЦП).

Обчислювальний блок проводить обробку отриманих сигналів, реалізує алгоритми захисту та автоматики, опрацьовує дискретні сигнали D_i , що надходять із блока дискретних входів і виходів. Крім того, обчислювальний блок взаємодіє з блоком індикації, формує управляючі дії Q_i для блока входів і виходів, а також підтримує зв'язок із вищим ієрархічним рівнем за допомогою послідовного порту.

Поряд з описаними раніше елементами у цифрових пристроях, в загальному випадку, можна зустріти інші вузли, такі як цифро-аналогові

перетворювачі, що використовуються для створення аналогових сигналів управління та регулювання.

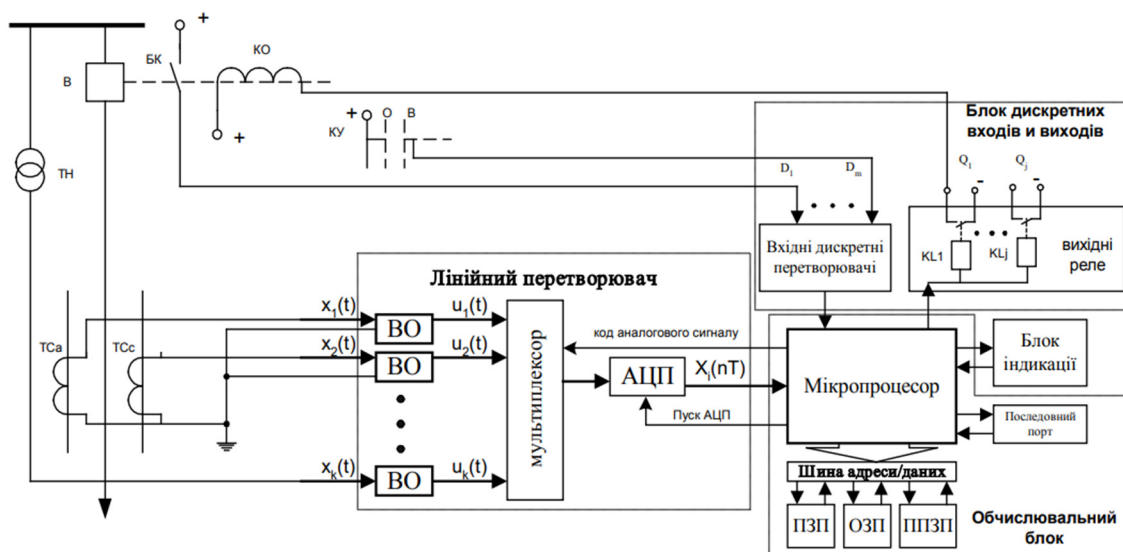


Рисунок 2.1- Загальна структура однопроцесорного цифрового реле.

3 ІНТЕГРУВАННЯ ЦИФРОВИХ РЕЛЕ В СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ ТА МОНІТОРИНГУ

3.1. Застосування цифрового реле в якості кінцевого пристрою збору інформації.

Сучасні цифрові реле (ЦР) включають в себе широкий спектр функцій, крім традиційного релефного захисту та автоматики, таких як вимірювання та облік електроенергії, регулювання та управління електроустановкою. Це надає можливість використовувати цифрові реле в системах автоматизованого управління технологічними процесами (АСУ ТП) як ключовий елемент для збору інформації.

Існують два підходи до використання цифрових реле як кінцевого пристрою для збору інформації. Перший підхід, зображений на рис. 3.1, передбачає збір інформації з цифрових реле та його керування аналогічно до збору та керування звичайним електромеханічним або мікроелектронним пристроєм. Це виконується через пристрій автоматизованої системи управління технологічним процесом (АСУ ТП) верхнього рівня, використовуючи цифрові блоки входів/виходів для взаємодії з вихідними реле (збір інформації) та дискретними входами (керування) цифрового захисту.

Перший метод використання входів/виходів цифрового реле (ЦР) передбачає підключення дискретних входів ЦР (+/-) за допомогою кабельної системи до блоку виходів. Цей блок отримує команди керування через локальну мережу від комп'ютера автоматизованої системи управління технологічним процесом (АСУ ТП) і формує сигнал керування (постійною або змінною напругою) для дискретного входу ЦР. Команди керування та сигналізації з вихідних реле ЦР передаються через кабельну систему безпосередньо або через реле-повторювачі до блоку входів. Після цього вони направляються локальною мережею до комп'ютера АСУ ТП.

Другий метод, який використовує послідовний порт ЦР, застосовує зовсім інший підхід (рис. 3.2). Комп'ютер АСУ ТП підключається безпосередньо (якщо інтерфейси зв'язку комп'ютера і ЦР збігаються) або за допомогою перетворювача інтерфейсів за допомогою кабеля (вита пара, оптоволокно, FTP) до ЦР. Весь обмін інформацією відбувається через локальну мережу за допомогою протоколу обміну (сукупність правил, що визначають формат і процедури обміну інформацією між двома чи декількома пристроями).

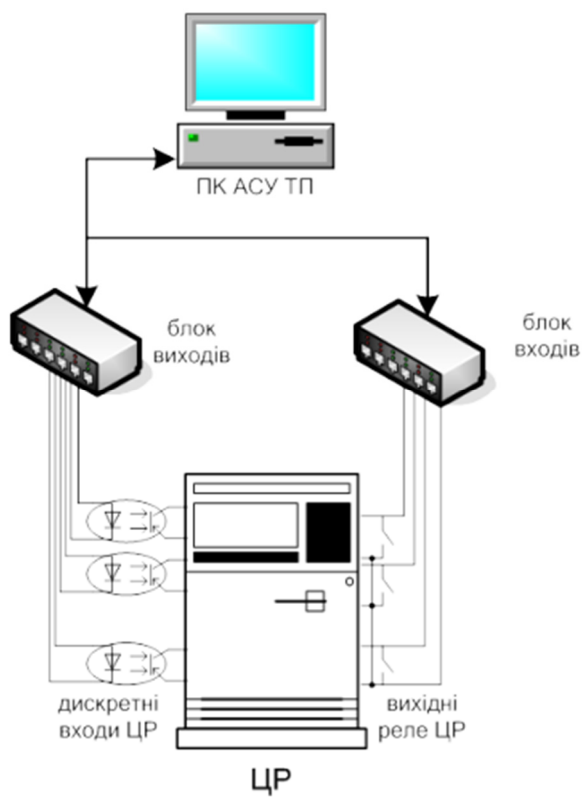


Рисунок 3.1- Застосування входів/виходів цифрових реле для АСУ ТП

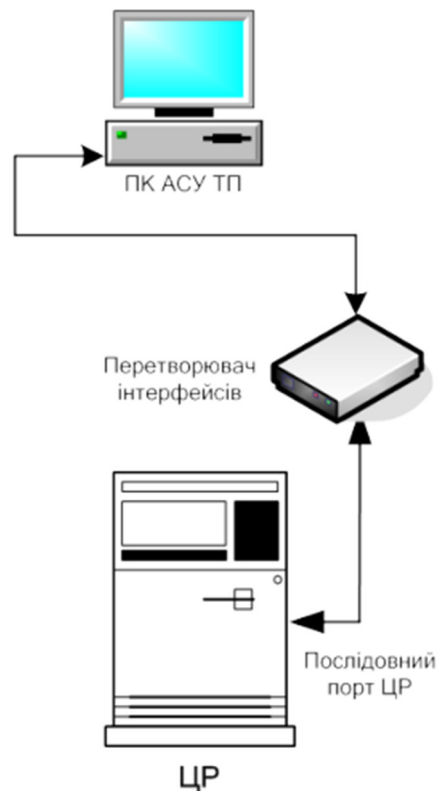


Рисунок 3.2- Застосування послідовного порту ЦР для АСУ ТП

Перший спосіб використовується зазвичай для інтеграції в АСУ ТП пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА), які не мають вбудованого порту зв'язку. Проте цей підхід має кілька недоліків:

- Мікропроцесорний захист може генерувати значно більше інформації, ніж може передати через обмежений обсяг дискретних входів/виходів цифрового реле (ЦР). Наприклад, для мереж 6-35 кВ ЦР може фіксувати понад 100 аварійних сигналів, але обмін через цифрові входи/виходи ЦР обмежує обсяг інформації, яку можна інтегрувати в АСУ ТП.

- Для реалізації цього підходу потрібно використовувати відносно дорогі блоки входів/виходів, реле-повторювачі та кабельну систему. Це може призвести до значних витрат.

– Підключення через цифрові входи/виходи дозволяє інтегрувати лише обмежену кількість команд керування та аварійних сигналів. Деяка частина інформації може залишатися недоступною для АСУ ТП.

Перевага такого підходу полягає в його застосовності при використанні ЦР із невідомим протоколом обміну.

Другий спосіб, використовуючи послідовний порт, усуває недоліки першого і надає персоналу більше можливостей. Підключення через послідовний порт дозволяє персоналу отримувати всю доступну інформацію від цифрового реле (ЦР) без обмежень, що діють на цифрові входи/виходи. Персонал має можливість дистанційно отримувати, переглядати та змінювати інформацію з ЦР без необхідності виїзду на підстанцію. Це забезпечує зручність та ефективність в обслуговуванні. Отримані дані можуть зберігатися в базі даних для подальшого аналізу, що дозволяє вдосконалювати систему та приймати обґрунтовані рішення.

Щоб успішно інтегрувати ЦР в АСУ ТП за другим способом, необхідно вирішити кілька завдань, зокрема:

- Встановлення сумісності між інтерфейсами обміну ЦР та комп'ютера АСУ ТП.
- Створення структурованої кабельної системи для надійного обміну даними.
- Реалізація протоколу обміну ЦР у програмному забезпеченні АСУ ТП.

Перші два завдання стосуються апаратної складової інтеграції, тоді як третє вимагає програмного втручання.

3.2. Інтерфейси обміну цифрових реле

Інтерфейс обміну - сукупність засобів, які дозволяють цифровим пристроям взаємодіяти між собою [2]. Інтерфейси можуть бути зорієнтовані на послідовну або паралельну передачу інформації, в залежності від того, чи

передаються біти послідовно один за одним чи паралельно, у вигляді груп бітів одночасно.

В контексті погодження інтерфейсів обміну між цифровим реле (ЦР) та комп'ютером АСУ ТП, важливо забезпечити взаємодію обладнання, щоб ефективно передавати та отримувати дані для обробки та контролю.

3.2.1. Паралельний інтерфейс

Цей інтерфейс характеризується тим, що для передачі біт у слові використовуються окремі сигнальні лінії, і біти передаються одночасно. Використовується логічний рівень ТТЛ, що обмежує довжину кабелю через невисоку перешкодозахищеність, і він не має гальванічної розв'язки.



Рисунок 3.3- Схема паралельного інтерфейсу обміну для 8-бітної шини даних.

3.2.2. Послідовний інтерфейс

Для передачі даних використовується одна сигнальна лінія, по якій послідовно передаються інформаційні біти. За допомогою не ТТЛ сигналів можна скоротити кількість сигнальних ліній і збільшити дальність зв'язку. Іноді застосовується гальванічна розв'язка зовнішніх сигналів від схемної землі, що дозволяє з'єднувати пристрої, розташовані під різними потенціалами. Поширені інтерфейси, такі як RS-232C, RS-422A, RS-423A, RS-485, струмова петля, MIDI, використовують цей метод передачі даних. У

пристроях РЗА основною є асинхронна передача даних через послідовний інтерфейс.



Рисунок 3.4 - Схема послідовного інтерфейсу обміну.

Інтерфейс "струмова петля" знаходить широке застосування, зокрема, в цифрових реєстраторах "РЕКОН" [2] вітчизняного виробництва. Цей інтерфейс має схожі недоліки й переваги, що і RS-485. При використанні всіх провідних (мідних) кабелів для зв'язку електричних сигналів, передача імпульсів супроводжується затримкою і спотворенням форми переданого імпульсу (рис. 3.5).

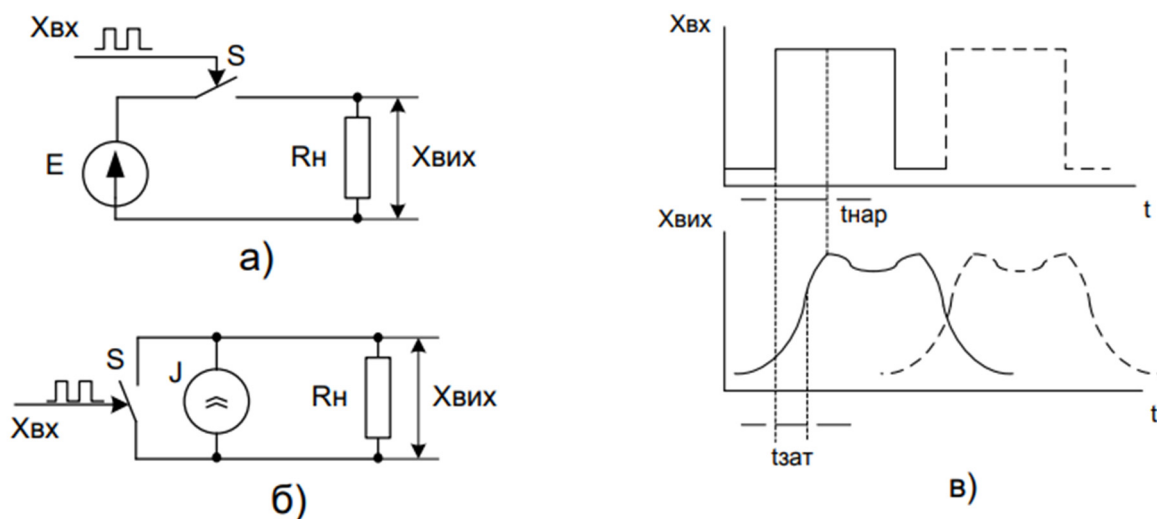


Рисунок 3.5 - Викривлення сигналу при передачі через реальний канал: а) - Потенціальний інтерфейс; б) - Струмовий інтерфейс; в) Викривлення форми сигналу; $t_{нар}$ - період наростання сигналу; $t_{зат}$ - період затримки сигналу.

Для оптоволоконна викривлення сигналу, показане на рис. 3.5, нехарактерне.

Послідовний інтерфейс. Оптоволоконно.

У волоконно-оптичних системах передачі інформації загальний принцип передачі можна описати наступним чином (див. рис. 3.6).

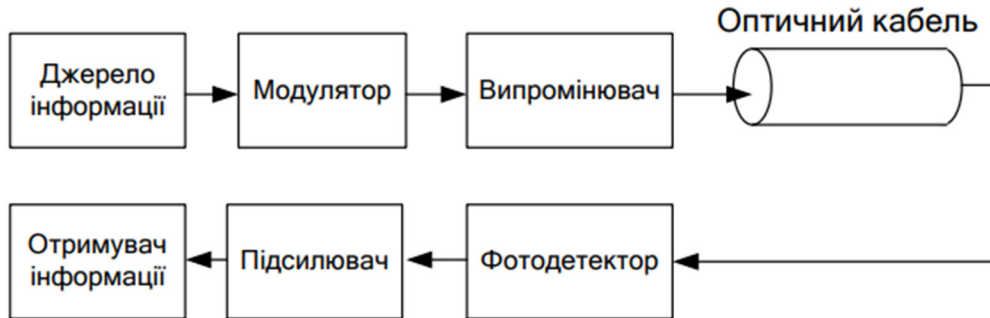


Рисунок 3.6 - Принцип передачі інформації за допомогою волоконно-оптичних систем зв'язку.

Фотодетектор виконує перетворення оптичного випромінювання, що падає на нього, у вихідний електричний сигнал. Після цього електричний сигнал проходить через підсилювач (регенератор) і відправляється отримувачеві для подальшої обробки. Рух світла вздовж криволінійного світловода відбувається за допомогою багаторазового внутрішнього відбиття променя на межі світловодного волокна та оболонки (див. рис. 3.7).

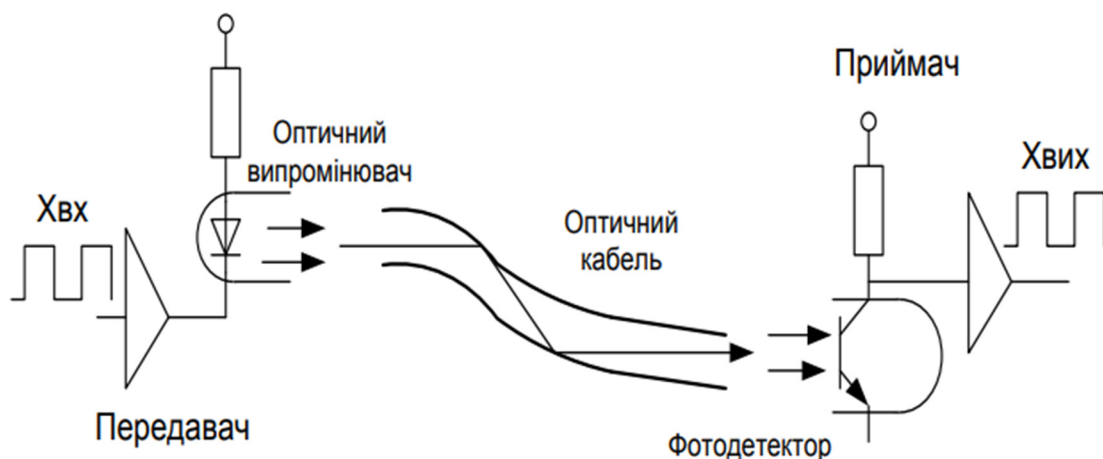


Рисунок 3.7 - Схема передачі інформації за допомогою волоконно-оптичних систем зв'язку.

Структурна схема та принцип роботи оптичного передавача представлено на рис. 3.8.

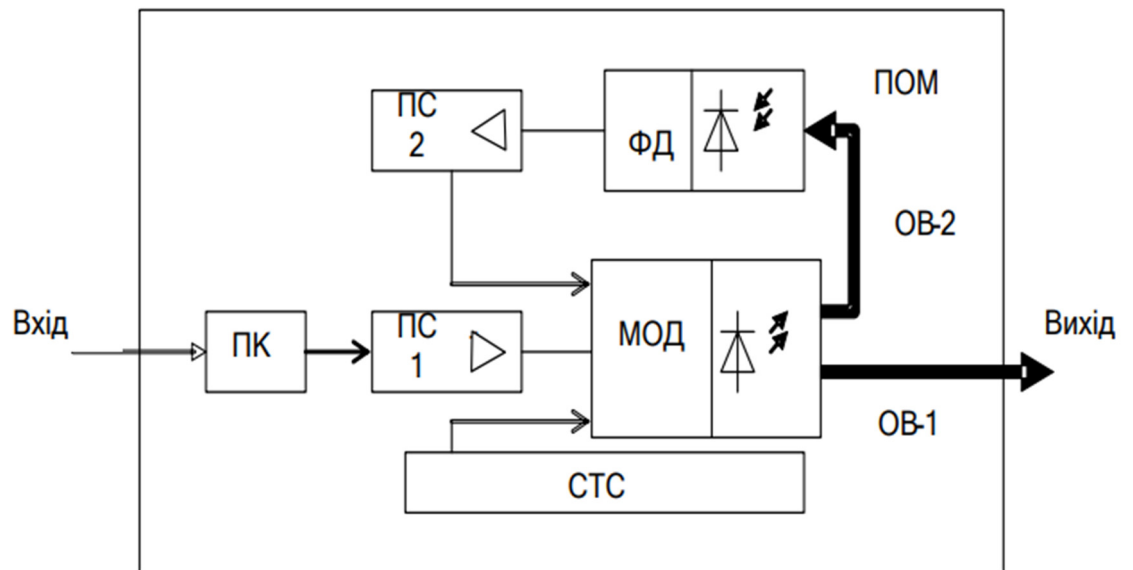


Рисунок 3.8 - Структурна схема оптичного передавача.

Послідовний оптоволоконний інтерфейс має кілька переваг:

1. Забезпечується ефективна передача інформації зі швидкістю до 10 Гбіт/с на значні відстані (до 120 км).
2. Інтерфейс стійкий до електромагнітних завад, що дозволяє забезпечити стабільність передачі даних в умовах інтенсивного електромагнітного впливу.
3. Оптичні кабелі не піддаються електромагнітним завадам і не створюють електричних полів, що сприяє покращенню якості передачі даних.
4. Автоматично забезпечується електрична ізоляція між передавачем і приймачем, що виключає проблеми, пов'язані з заземленням і потенціалами.
5. У порівнянні з коаксіальними кабелями, де швидкість і втрати залежать від частоти, дисперсія в оптоволоконних кабелях незначна (рис. 3.7).
6. Виключає винос електричного потенціалу і небезпеку загоряння кабелю через коротке замикання.

7. Не потребує дефіцитних матеріалів, таких як мідь, що може знизити вартість в майбутньому.
8. Має малий радіус згину, невеликі масо-габаритні показники і не є критичним до умов прокладки, що спрощує процес встановлення.

Недоліки послідовного оптоволоконного інтерфейсу включають:

- Вимагає використання оптичних конекторів з малими оптичними втратами та значним ресурсом на підключення-відключення. Точність виготовлення таких конекторів повинна відповідати довжині хвилі випромінювання, що робить їх дорогими та вимагає високої кваліфікації персоналу для монтажу.

- Для монтажу оптичних волокон потрібне прецизійне та високотехнологічне обладнання, що також збільшує вартість процесу встановлення та обслуговування.

- При обриві оптичного кабелю витрати на відновлення можуть бути вищими, ніж при роботі з мідними кабелями. Це пов'язано з складністю ремонту та високою вартістю матеріалів та обладнання, що використовується для відновлення оптичних з'єднань.

Всі ці фактори роблять використання оптичних інтерфейсів вимогливим та високовитратним завданням, але вони часто виправдовуються перевагами, зокрема високою швидкістю передачі даних та стійкістю до електромагнітних завад.

Використання стандарту Ethernet.

У деяких цифрових реле (ЦР), вони використовують мережевий порт Ethernet як службовий або системний порт, який може бути провідним або оптоволоконним. У цій мережі всі пристрої мають прямий доступ до загальної шини, що дозволяє передавати дані між будь-якими двома вузлами мережі. Простота схеми підключення є одним з ключових факторів, що

визначає успіх стандарту Ethernet. Кабель, який з'єднує всі пристрої в мережі, працює в режимі колективного доступу (МА). Метод доступу CSMA/CD встановлює основні часові та логічні відносини, що забезпечують правильну роботу всіх пристроїв у мережі. Усі дані, які передаються по мережі, впаковуються в кадри з певною структурою та мають унікальну адресу призначення (IP-адреса). Потім кадр передається по кабелю. Усі пристрої, що підключені до кабелю, можуть впізнати факт передачі кадру, і той пристрій, який розпізнає свою адресу в заголовках кадру, записує його вміст у свій внутрішній буфер, обробляє отримані дані і висилає відповідь по кабелю. Адреса пристрою-джерела також включена у вихідний кадр, тому пристрій-одержувач знає, кому призначено відправити відповідь. На рисунку 3.9 представлені основні формати кадрів.

Ethernet_II

Преамбула	SFD	DA	SA	T	LLC Data	Pad	FCS
-----------	-----	----	----	---	----------	-----	-----

IEEE 802.3

Преамбула	SFD	DA	SA	L	LLC Data	Pad	FCS
7 + 1 байт		2/6 байт	2/6 байт	2 байта	≥0 / ≤1500 байт	≥0	4 байта
64 байта min / 1518 байт max							

Рисунок 3.9 - Базові MAC формати (raw formats) кадру.

Переваги стандарту Ethernet включають:

- Надвисока швидкість обміну - від 10 Мбіт/с до 10 Гбіт/с у протоколі обміну IEC 61850.
- Множинний доступ при застосуванні мережних комутаторів.

Недоліки стандарту Ethernet:

- Обмежена довжина каналу зв'язку - до 100 м для більшості цифрових реле (ЦР), які використовують виту пару.

Область застосування. Стандарт Ethernet широко використовується в найсучасніших цифрових реле (GE, ABB, Siemens [77-80]). В якості фізичного каналу зв'язку застосовується як вита пара, так і оптоволокно. При використанні мережних комутаторів - це з'єднання в структурі "зірка".

3.3. Організація структурованої кабельної мережі.

Після вирішення завдання узгодження інтерфейсів обміну між цифровими реле (ЦР) та пристроями збору, що входять до складу автоматизованої системи управління технологічними процесами (АСУ ТП), наступним кроком є створення структурованої кабельної мережі.

Функції такої мережі включають:

1. Забезпечення прямого фізичного підключення кінцевих пристроїв, включаючи ЦР, до пристроїв збору АСУ ТП, таких як концентратори, контролери та комп'ютери.
2. Забезпечення попередньо визначених рівнів завад та швидкостей передачі даних між ЦР та пристроєм збору.
3. Гарантування необхідного рівня надійності та стійкості кабельної інфраструктури для забезпечення безперебійної роботи системи.

Ці функції допомагають оптимізувати інфраструктуру для ефективного обміну даними та забезпечити стійку та надійну роботу автоматизованої системи управління технологічними процесами.

Склад структурованої кабельної мережі.

Склад структурованої кабельної мережі включає:

- безпосередньо кабельну систему, що складається з різних сегментів - оптоволокно, вита пара й т.д.
- конвертори, мережні комутатори, маршрутизатори, асинхронні сервери й т.д.

3.3.1. Підключення цифрових реле із інтерфейсом RS-485

Із застосуванням RS-485 як основного інтерфейсу у цифрових реле, а також з урахуванням того, що комп'ютери використовують переважно інтерфейс RS-232, виникає необхідність використання спеціальних пристроїв для узгодження інтерфейсів, таких як конвертори. Крім того, важливо враховувати рівень електромагнітних завад, які можуть зростати зі збільшенням класу напруги на підстанції. На рис. 3.10 подано приклад організації послідовного провідного кабельного сегменту зв'язку для підстанції напругою 3 - 110 кВ.

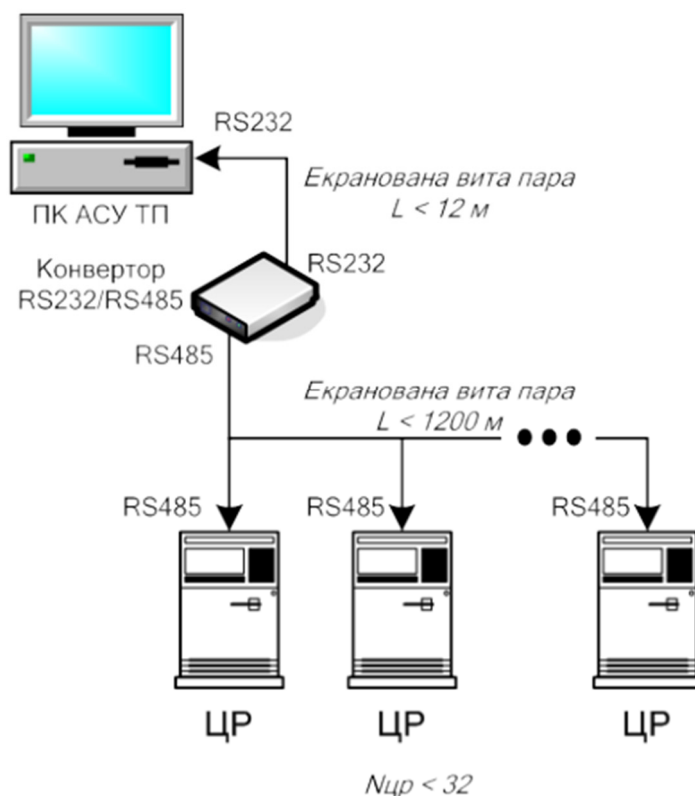


Рисунок 3.10 - Організація послідовного кабельного провідного сегменту зв'язку для підстанції 3-110 кВ.

Комп'ютер з'єднується з послідовним портом RS-232 за допомогою екранованої витної пари завдовжки до 12 метрів, яка подається на вхід конвертора інтерфейсів RS-232. Зазвичай цей конвертор розташований в тій самій шафі або панелі, що й сам комп'ютер. Цифрові реле (ЦР)

підключаються до виходу RS-485 конвертору за допомогою екранованої витієї пари в топології "загальна шина".

Система знаходить застосування у таких областях:

- системи моніторингу та керування на підстанціях 3-110 кВ;
- окремі сегменти систем моніторингу та керування на підстанціях 220-750 кВ для пристроїв із невеликим обсягом інформації.

На рисунку 3.11 наведено приклад організації паралельного кабельно-провідно-оптичного сегменту зв'язку для підстанції 220-750 кВ, де рівень електромагнітних завад вищий. Мережний вихід комп'ютера за допомогою екранованої витієї пари (FTP) завдовжки до 100 метрів підключається до мережного входу асинхронного сервера, який відповідає за розмноження послідовних портів RS-232. Виходи RS-232 асинхронного сервера підключаються до входів RS-232 конверторів інтерфейсів екранованими витими парами. Зазвичай асинхронний сервер і конвертори розташовані в одній шафі (панелі) разом із комп'ютером. До оптичних виходів конверторів за допомогою оптичних кабелів по топології "зірка" підключаються конвертори, розташовані в шафах ЦР. При цьому до конверторів екранованими витими парами вже підключаються ЦР.

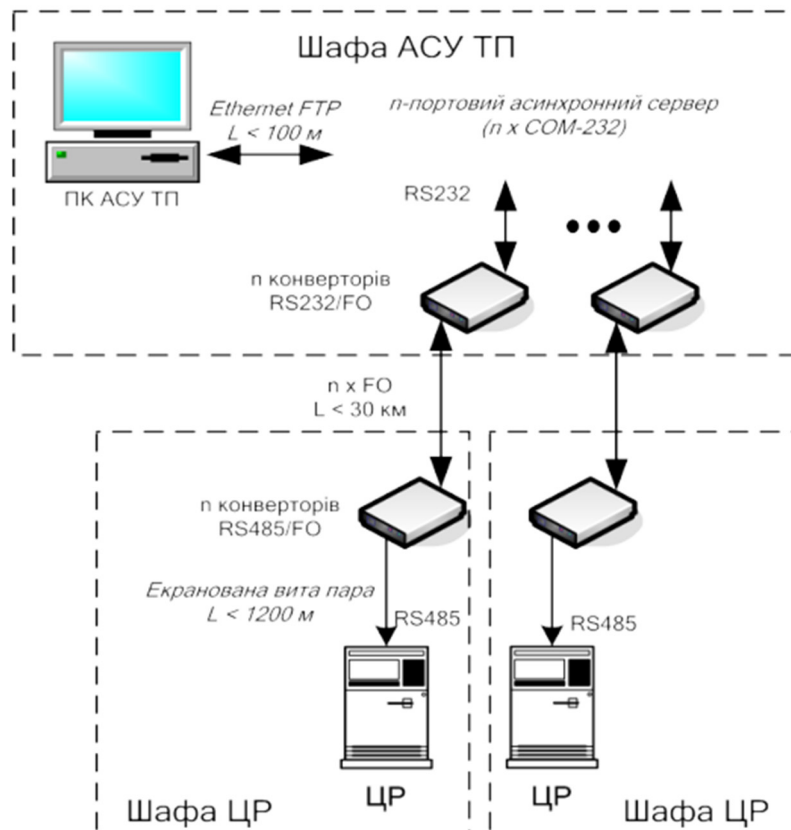


Рисунок 3.11 - Організації кабельного провідно-оптичного сегменту зв'язку для підстанції 220-750 кВ.

Застосування даної системи охоплює системи моніторингу та керування на підстанціях з напругою 220-750 кВ. У випадку використання ЦР із інтерфейсом RS-485, які встановлені на підстанціях 220-750 кВ та розташовані віддалено від розподільних пристроїв високої напруги (з меншим рівнем електромагнітних завад), застосовується паралельний принцип організації системи збору та керування, проте без використання оптоволокна. На рисунку 3.12 показано приклад такої організації.

У цьому випадку використовується асинхронний сервер з послідовними портами RS-485, до яких за допомогою екранованої виті пари в топології "зірка" підключаються ЦР. Конвертори не використовуються в цьому випадку.

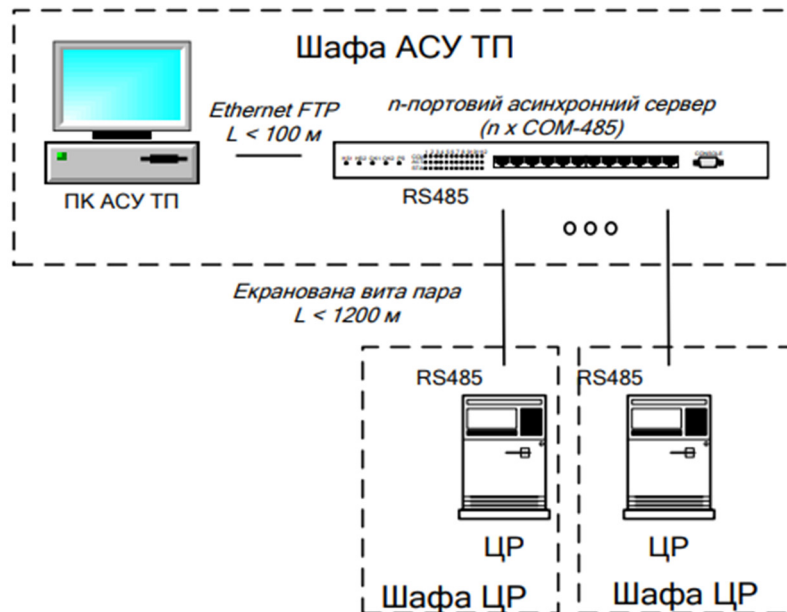


Рисунок 3.12 - Організація паралельного кабельного провідного сегмента зв'язку для підстанції 220-750 кВ.

Особливості даного підходу наступні - при збереженні переваг паралельного опитування апаратна частина системи стає набагато дешевшою через відсутність і оптоволоконних кабелів.

3.3.2. Підключення цифрових реле із інтерфейсом RS-232

Цифрові реле (ЦР) без оптоволоконного інтерфейсу або з інтерфейсом RS-485, але при наявності RS-232, зустрічаються рідко, але все ж таки використовуються на об'єктах різних класів напруги до 750 кВ. У багатьох комп'ютерів інтерфейс головним чином є RS-232, і, на перший погляд, можливо з'єднати пристрій напряму з комп'ютером за допомогою екранованої виті пари. Однак довжина такого кабелю обмежена 12 метрами, що практично недосяжно в підстанційних умовах. Тому використовується передача сигналу по оптоволоконних кабелях (паралельне опитування, рис. 3.13 (I)), виті парою з інтерфейсом RS-485 (паралельне опитування, рис. 3.13 (II)) або послідовне опитування, рис. 3.13 (III)), з подальшим

перетворенням в RS-232 за допомогою конвертора безпосередньо в шафі ЦР.

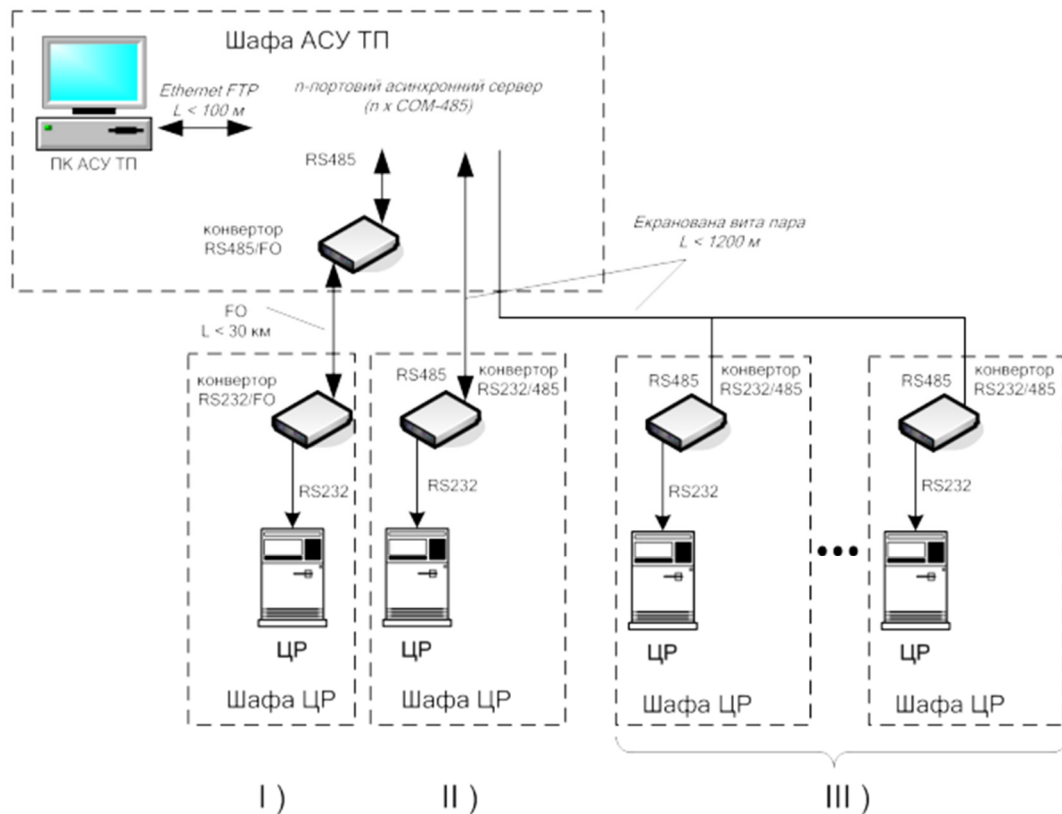


Рисунок 3.13 - Організація кабельної мережі для підключення пристроїв з інтерфейсом RS-232.

3.3.3. Підключення цифрових реле із оптоволоконним послідовним інтерфейсом

Цифрові реле (ЦР) з оптоволоконним послідовним інтерфейсом є досить поширеними, особливо на об'єктах з напругою 220 кВ і вище, де більшість пристроїв використовують цей тип інтерфейсу. Пряме з'єднання з комп'ютером, який, головним чином, має інтерфейс RS-232, неможливе. Більшість оптоволоконних пристроїв також не дозволяє з'єднання кабельною системою для послідовного опитування, оскільки багато ЦР мають лише один оптопорт з принципом зв'язку «точка-точка». ЦР із двома оптопортами для ретрансляції сигналу застосовуються рідко, і це може створити додаткові часові затримки на ретрансляцію.

Таким чином, використовується конвертація сигналу з RS-485 (або RS-232) в оптоволоконний інтерфейс, з передачею сигналу по оптоволокну. Це може бути реалізовано за допомогою двох варіантів: перший - конвертація сигналу з RS-485 (RS-232) безпосередньо в оптоволоконний інтерфейс, що є більш дорогим варіантом (рис. 3.14 (I)); другий - конвертація сигналу з RS-485 в оптоволоконний інтерфейс через використання екранованої витої пари, з подальшим перетворенням в оптоволоконний інтерфейс за допомогою конвертора RS-485/FO, що є менш дорогим варіантом (рис. 3.14 (II)).

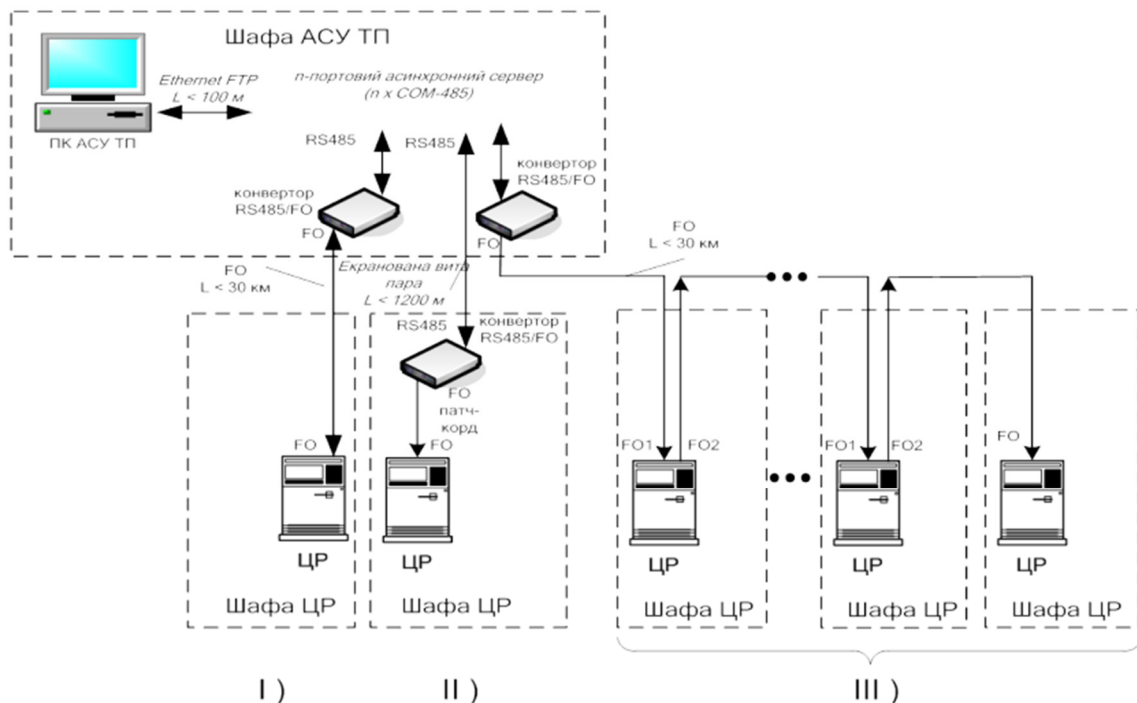


Рисунок 3.14 - Організація кабельної провідно-оптичної мережі для підключення пристроїв з оптоволоконним інтерфейсом.

Для об'єктів з напругою 3 - 110 кВ рідко використовується послідовне опитування, і це стосується ЦР, якщо вони мають два оптопорти.

3.3.4. Підключення ЦР, які використовують стандарт Ethernet

Сучасні ЦР часто використовують стандарт Ethernet для передачі інформації на верхні рівні. В основному використовується провідний канал зв'язку (наприклад, кабель FTP) з дальністю до 100 метрів, але іноді

використовується оптоволоконний канал з дальністю до 30 км. В обох випадках використовується мережний комутатор, який підключається до мережної плати комп'ютера. Багато ЦР мають власні WEB-інтерфейси, що дозволяють дистанційно керувати установками ЦР і комутаційним обладнанням. З метою забезпечення безпеки роботи підстанційного обладнання мережна плата комп'ютера має бути окремою. Топологія кабельної системи – «зірка», а принцип організації опитування – паралельний.

Наразі існують ЦР, які використовують високошвидкісний протокол обміну IEC-61850 для передачі інформації на верхні рівні та обміну між собою. Цей протокол відповідає стандарту Ethernet, і для каналу зв'язку рекомендується використовувати оптоволокно. Мережева топологія може бути виконана в форматі "зірка" або "кільце". У випадку "кільця" слід використовувати спеціальні високошвидкісні оптоволоконні комутатори. ЦР із одним оптовходом можуть застосовувати топологію "кільце" (див. рис. 3.16), тоді як ЦР із двома незалежними оптовходами можуть використовувати "подвійне кільце" (див. рис. 3.17). Важливою перевагою "кільця" над "зіркою" є те, що при відмові будь-якого сегмента або пристрою мережі, включаючи керуючий комп'ютер, обмін інформацією між ЦР продовжується. Незручність може виникнути лише при відмові комутатора або патч-корда, який з'єднує окремий ЦР. У такому випадку втрачається зв'язок саме з цим пристроєм. Ситуацію цілком вирішує кабельна мережа "подвійне кільце", оскільки вона стійка до подвійних ушкоджень.

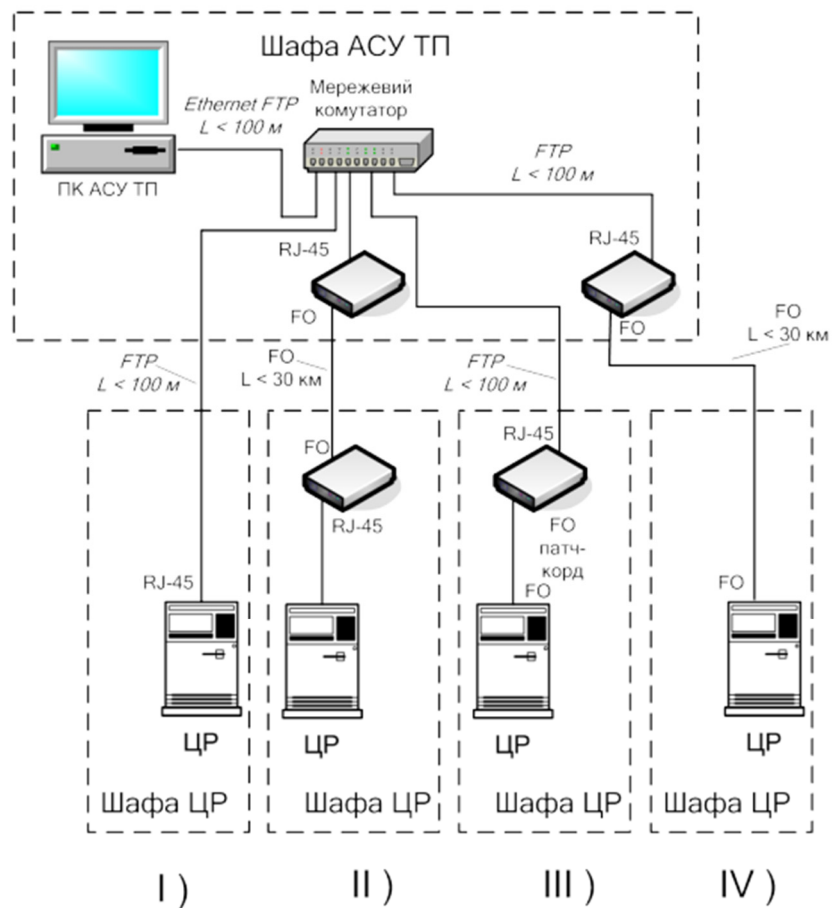


Рисунок 3.15 - Організація кабельної провідно-оптичної мережі для підключення пристроїв за стандартом Ethernet.

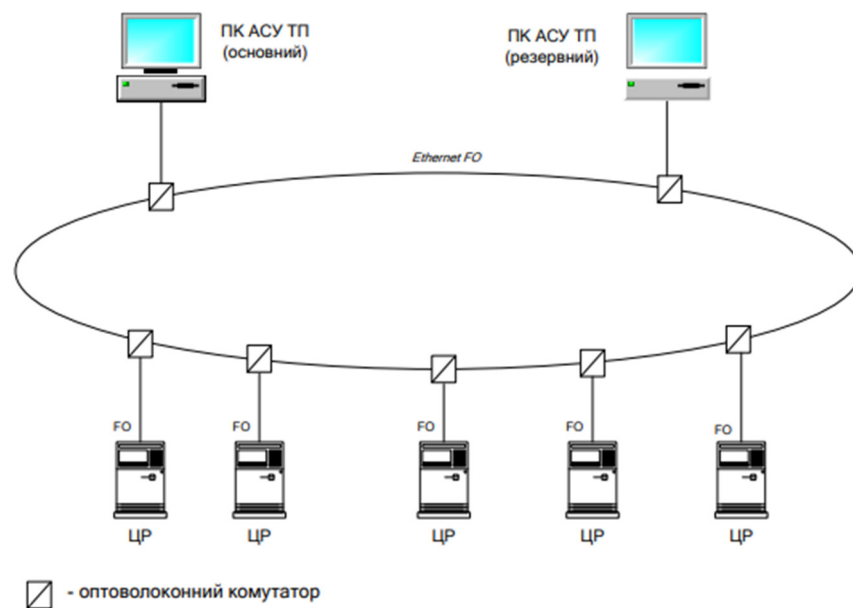


Рисунок 3.16 - Організація кабельної оптичної мережі для підключення пристроїв за стандартом Ethernet по топології «кільце».

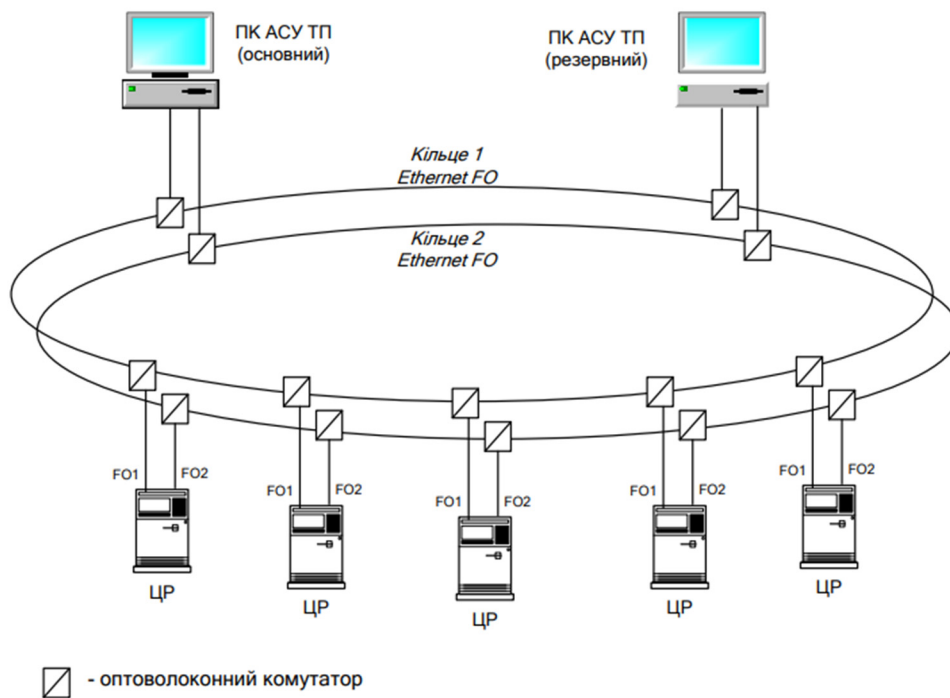


Рисунок 3.18 - Організація кабельної оптичної мережі для підключення пристроїв за стандартом Ethernet по топології «подвійне кільце».

4 ЗАОЩАДЖЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ПРИ ВИКОРИСТАННІ МІКРОПРОЦЕСОРНОЇ ТЕХНІКИ РЗА

Заощадження електроенергії в трансформаторах може є важливим аспектом енергоефективності.

Аспекти щодо зменшення споживання електроенергії у трансформаторах:

- Вибір ефективних трансформаторів. При виборі трансформаторів треба обирати ті, які відповідають сучасним стандартам енергоефективності.
- Регулярне технічне обслуговування трансформаторів може збільшити їх продуктивність та тривалість служби, зменшуючи втрати енергії.
- Забезпечення належної напруги, щоб вона не перевищувала рекомендовані значення, оскільки це може призвести до збільшення втрат енергії.
- Встановлення систем автоматичного регулювання напруги може знизити втрати енергії шляхом автоматичного підтримання оптимального рівня напруги.
- Використання трансформаторів з високим коефіцієнтом потужності, які менше втрачають енергії через реактивну потужність.
- Установка захисних пристроїв для уникнення перевантаження трансформаторів, що може призвести до збільшення втрат енергії.
- Використання схем змінного струму з меншими втратами.

Здійснюючи ці заходи, можна зменшити споживання електроенергії в трансформаторах і поліпшити енергоефективність енергосистеми.

4.1. Розрахунок втрат потужності та енергії.

У трансформаторах присутні втрати активної ΔP_{TP} та реактивної ΔQ_{TP} потужностей.

Втрати активної потужності становлять втрати, викликані нагріванням обмоток трансформатора ΔP , та втрати на нагрівання сталі магнітопроводу трансформатора ΔP_{CT} . Втрати потужності на нагрівання обмоток (кВт) визначають виразами [6]:

Втрати активної потужності представляють собою витрати енергії, що виникають внаслідок теплового нагрівання обмоток трансформатора ΔP та втрат на нагрівання сталі магнітопроводу трансформатора ΔP_{CT} . Обчислення втрат потужності на нагрівання обмоток (у кВт) виконуються за допомогою таких виразів:

$$\begin{aligned}\Delta P &= 3 \cdot I^2 \cdot R_{TP} \cdot 10^{-3} = 3 \cdot \left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \right)^2 \cdot R_{TP} \cdot 10^{-3} = \\ &= \frac{S^2}{U^2} \cdot R_{TP} \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_{TP} \cdot 10^{-3}.\end{aligned}$$

Повні активні втрати трансформатора обчислюють за виразом:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P + \Delta P_{CT} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R_{TP} \cdot 10^{-3} + \Delta P_{CT},$$

де R_{TP} – активний опір (Ом) обмоток трансформатора, що залежить від величини втрат в обмотках ΔP_{OB} (кВт), номінальної потужності тр-ра $S_{НОМ}$ (кВА), номінальної напруги $U_{НОМ}$ (кВ) обмотки трансформатора, що приєднана до даної лінії:

$$R_{TP} = \frac{\Delta P_{OB} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^3.$$

Втрати реактивної потужності виникають внаслідок двох основних факторів у трансформаторі: розсіювання магнітного потоку ΔQ та намагнічування трансформатора ΔQ_{HX} . Визначення втрат потужності (квар) з розсіюванням магнітного потоку виконується за допомогою такого виразу:

$$\Delta Q = 3 \cdot I^2 \cdot X_{TP} \cdot 10^{-3} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X_{TP} \cdot 10^{-3}.$$

Значення повних реактивних втрат трансформатора становить:

$$\Delta Q_{TP} = \Delta Q + \Delta Q_{HX} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X_{TP} \cdot 10^{-3} + \Delta Q_{HX},$$

де X_{TP} – реактивний опір обмоток трансформатора, що визначається за значеннями номінальної напруги $U_{НОМ}$, напруги к.з. $U_{КЗ}$ і номінального навантаження тр-ра $S_{НОМ}$; ΔQ_{HX} – втрати режиму неробочого ходу.

За паспортними даними трансформатора, втрати потужності можна розрахувати за допомогою іншого методу, використовуючи номінальні значення втрат короткого замикання $\Delta P_{КЗ}$, які відповідають втратам в обмотках $\Delta P_{ОБ}$ при номінальному навантаженні трансформатора $S_{НОМ}$.

У випадку, коли відоме фактичне навантаження трансформатора S , вираз для визначення втрат активної потужності набуває наступного вигляду:

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{ОБ} + \Delta P_{HX} = \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2 \cdot \Delta P_{КЗ} + \Delta P_{HX} = k_3^2 \cdot \Delta P_{КЗ} + \Delta P_{HX}, \quad (4.1)$$

де $k_3 = \frac{S}{S_{НОМ}}$ – коефіцієнт завантаження тр-ра.

Реактивний опір (Ом) та втрати реактивної потужності (квар) трансформатора визначаються за паспортними даними:

$$X_{TP} = \frac{U_{K3} \cdot U_{HOM}^2}{100 \cdot S_{HOM}} \cdot 10^3;$$

$$\Delta Q_{HX} = \frac{I_{HX} \cdot S_{HOM}}{100};$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{TP} &= 3 \cdot I^2 \cdot X_{TP} \cdot 10^{-3} + \Delta Q_{HX} = \frac{3 \cdot I^2 \cdot U_{K3} \cdot U_{HOM}^2}{100 \cdot S_{HOM}} + \Delta Q_{HX} = \\ &= \frac{U_{K3} \cdot S^2}{100 \cdot S_{HOM}} + \frac{I_{HX} \cdot S_{HOM}}{100} = \frac{S_{HOM}}{100} \cdot (U_{K3} \cdot k_3^2 + I_{HX}), \end{aligned} \quad (4.2)$$

де U_{K3} – напруга короткого замикання трансформатора, %; I_{HX} – струм в режимі неробочого ходу трансформатора, %.

Під час проектування та експлуатації трансформаторів важливо передбачати економічно доцільний режим роботи, ураховуючи втрати, які виникають внаслідок споживання трансформаторами реактивної потужності та збільшення загального струму живлення трансформаторів. Ці втрати відомі як зведені k_E і розраховуються з урахуванням коефіцієнта підвищення втрат (кВт/квар).

Коефіцієнт підвищення втрат визначається числовим значенням питомого зниження втрат активної потужності в усіх елементах системи електропостачання (від джерела живлення до місць споживання електроенергії), досягнутого при зменшенні передаваної реактивної потужності.

Для більшості розрахунків можна приймати значення коефіцієнта підвищення втрат у кількості кіловат на кількість кілавар, або скористатися даними, наведеними в джерелі [6].

Таблиця 4.1 – Коефіцієнт підвищення втрат в трансформаторах.

Призначення обладнання	k_E , кВт/квар	
	в години максимуму енергосистеми	в години мінімуму енергосистеми
Трансформатори з живленням від шин електростанцій	0,02	0,02
Трансформатори з живленням генераторною напругою від електростанцій	0,07	0,04
Знижувальні трансформатори 110/35/10 кВ, з живленням від районних мереж	0,1	0,06
Знижувальні цехові трансформатори 10(6)/0,4 кВ з живленням від районних мереж	0,15	0,1

Зведені втрати потужності в трансформаторах $\Delta P'_{TP}$ визначаються виразом:

$$\Delta P'_{TP} = \Delta P'_{HX} + k_3^2 \cdot \Delta P'_{K3}, \quad (4.3)$$

де $\Delta P'_{HX} = \Delta P_{HX} + k_E \cdot \Delta Q_{HX}$ – зведені втрати потужності в режимі неробочого ходу трансформатора, кВт; $\Delta P'_{K3} = \Delta P_{K3} + k_E \cdot \Delta Q_{K3}$ – зведені втрати потужності в режимі короткого замикання трансформатора, кВт; $\Delta Q_{HX} = \frac{S_{НОМ} \cdot I_{HX}}{100}$ – реактивна потужність в режимі неробочого ходу трансформатора, квар; $\Delta Q_{K3} = \frac{S_{НОМ} \cdot U_{K3}}{100}$ – втрати реактивної потужності в обмотках трансформатора при номінальному значенні навантаження, квар.

Розрахуємо значення активної потужності в трансформаторі враховуючі та без урахування коефіцієнта підвищення втрат.

Маємо: $S_{НОМ} = 1000$ кВА, $\Delta P_{HX} = 1,9$ кВт, $\Delta P_{K3} = 10,8$ кВт, $U_{K3} = 5,5$ %, $I_{HX} = 1,2$ %, $k_3 = 0,75$, $k_E = 0,05$ кВт/квар.

1) Обчислимо втрати за виразом (4.1):

$$\Delta P_{TP} = 1,9 + 0,75^2 \cdot 10,8 = 7,975 \text{ кВт};$$

2) З врахуванням коефіцієнту підвищення втрат обчислимо зведені втрати за виразом(4.4.3):

$$\Delta P'_{TP} = \Delta P_{HX} + k_E \cdot \Delta Q_{HX} + k_3^2 \cdot (\Delta P_{K3} + k_E \cdot \Delta Q_{K3}), \quad (4.4)$$

$$\Delta P'_{TP} = 1,9 + 0,05 \cdot 1000 \cdot \frac{1,2 \cdot 1000}{100} + 0,75^2 \cdot \left(10,8 + 0,05 \cdot \frac{1000 \cdot 5,5}{100} \right) = 10,12 \text{ кВт}.$$

Таким чином, із врахуванням коефіцієнта підвищення втрат величина втрат втрансформаторі підвищується більше ніж на 25 %.

Втрати активної енергії в двох-обмотковому трансформаторі обчислюють без врахування реактивної потужності за формулою:

$$\Delta W_{aTP} = \Delta P_{HX} \cdot T_0 + k_3^2 \cdot \Delta P_{K3} \cdot \tau_a, \quad (4.5)$$

з врахуванням реактивної потужності за виразом:

$$\begin{aligned} \Delta W_{aTP} = & \left(\Delta P_{HX} + k_E \cdot \frac{I_{HX}}{100} \cdot S_{НОМ} \right) \cdot T_0 + \\ & + k_3^2 \cdot \left(\Delta P_{K3} + k_E \cdot \frac{U_{K3}}{100} \cdot S_{НОМ} \right) \cdot \tau_a. \end{aligned} \quad (4.6)$$

Втрати умовної реактивної потужності в двох-обмотковому трансформаторі обчислюють за формулою:

$$\Delta W_{pTP} = \frac{I_{HX}}{100} \cdot S_{НОМ} \cdot T_0 + k_3^2 \cdot S_{НОМ} \cdot \frac{U_{K3}}{100} \cdot \tau_P.$$

Втрати активної та реактивної потужностей для трьохобмоткового трансформатора обчислюють із виразів:

$$\Delta P_{TP} = \frac{S_1^2 \cdot R_{T1} \cdot 10^{-3}}{U_1^2} + \frac{S_2^2 \cdot R_{T2} \cdot 10^{-3}}{U_2^2} + \frac{S_3^2 \cdot R_{T3} \cdot 10^{-3}}{U_3^2} + \Delta P_{HX},$$

$$\Delta Q_{TP} = \frac{S_1^2 \cdot X_{T1} \cdot 10^{-3}}{U_1^2} + \frac{S_2^2 \cdot X_{T2} \cdot 10^{-3}}{U_2^2} + \frac{S_3^2 \cdot X_{T3} \cdot 10^{-3}}{U_3^2} + \Delta Q_{HX},$$

де S_1, S_2, S_3 – наявна потужність обмоток високої, середньої і низької напруги, кВА; U_1, U_2, U_3 – номінальна напруга обмоток високої, середньої і низької напруги, кВ; R_{T1}, R_{T2}, R_{T3} – активний опір високої, середньої і низької напруги, Ом; X_{T1}, X_{T2}, X_{T3} – індуктивний опір для обмоток високої, середньої і низької напруги, Ом.

Для визначення опорів обмоток трансформатора використовують інформацію з паспорта та вимірювання активної та реактивної потужностей за допомогою лічильників.

Розрахунок втрат активної потужності в триобмотковому трансформаторі здійснюється на основі паспортних або каталожних даних, таких як:

- номінальна потужність трансформатора $S_{НОМ}$, кВА;
- номінальна потужність обмоток високої, середньої та низької напруги (ВН, СН і НН відповідно) - $S_{ВН}, S_{СН}, S_{НН}$, кВА, також виражена у кількості відсотків від номінальної потужності.

Втрати потужності в обмотках ВН, СН, НН при повному завантаженні (кВт) складаються відповідно:

$$\Delta P_{BH} = 0,5 \cdot (\Delta P_{BH-CH} + \Delta P_{BH-HH} - \Delta P_{CH-HH});$$

$$\Delta P_{CH} = 0,5 \cdot (\Delta P_{BH-CH} + \Delta P_{CH-HH} - \Delta P_{BH-HH});$$

$$\Delta P_{HH} = 0,5 \cdot (\Delta P_{BH-HH} + \Delta P_{CH-HH} - \Delta P_{BH-CH}),$$

де ΔP_{BH-CH} , ΔP_{CH-HH} , ΔP_{BH-HH} – потужності втрат у відповідній парі обмоток при 100 % -му навантаженні, кВт (паспортні або каталожні дані).

Визначення реактивної потужності (квар), яку споживають обмотки *BH*, *CH*, *HH* трансформатора при навантаженні їх номінальною потужністю, здійснюється за допомогою відповідних виразів.:

$$\Delta Q_{BH} = \frac{S_{BH} \cdot U_{кзB}}{100};$$

$$\Delta Q_{CH} = \frac{S_{CH} \cdot U_{кзC}}{100};$$

$$\Delta Q_{HH} = \frac{S_{HH} \cdot U_{кзH}}{100},$$

де $U_{кзB}$, $U_{кзC}$, $U_{кзH}$ – напруга короткого замикання обмоток відповідно *BH*, *CH*, *HH*, %, що визначаються відповідно каталожним даним напруг короткого замикання пар обмоток згідно виразів:

$$U_{кзB} = 0,5 \cdot (U_{BH-CH} + U_{BH-HH} - U_{CH-HH});$$

$$U_{кзC} = 0,5 \cdot (U_{BH-CH} + U_{CH-HH} - U_{BH-HH});$$

$$U_{кзH} = 0,5 \cdot (U_{BH-HH} + U_{CH-HH} - U_{BH-CH}).$$

При наявності електричних лічильників на боці BH , CH , HH має витримуватись співвідношення між показаннями лічильників активної (W_{aBH} , W_{aCH} , W_{aHH}), кВт·год, і реактивної (W_{pBH} , W_{pCH} , W_{pHH}), квар·год, енергій протягом розрахункового періоду:

$$W_{aBH} = W_{aCH} + W_{aHH};$$

$$W_{pBH} = W_{pCH} + W_{pHH}.$$

Визначається коефіцієнт завантаження для кожної обмотки трансформатора. Так, для обмотки BH :

$$k_{зBH} = \frac{W_{aBH}}{S_{BH} \cdot \tau_{II} \cdot \cos \varphi_{CER1BH}},$$

де $\cos \varphi_{CER1BH}$ – середня величина коефіцієнта потужності на стороні BH ,
 τ_{II} – період роботи трансформатора, год.

Аналогічно розраховують для обмоток CH та HH .

Втрати активної та реактивної електричної енергії у трьох-обмотковому трансформаторі обчислюють за виразами:

$$\Delta W_A = \Delta P_{HX} \cdot \tau_{II} + (\Delta P_{BH} \cdot k_{зBH}^2 + \Delta P_{CH} \cdot k_{зCH}^2 + \Delta P_{HH} \cdot k_{зHH}^2) \cdot \tau_P;$$

$$\Delta W_P = \Delta Q_{HX} \cdot \tau_{II} + (\Delta Q_{BH} \cdot k_{зBH}^2 + \Delta Q_{CH} \cdot k_{зCH}^2 + \Delta Q_{HH} \cdot k_{зHH}^2) \cdot \tau_P,$$

де τ_P – час роботи трансформатора під навантаженням за розрахунковий період, год.

Здебільшого в довідникових таблицях для триобмоткових трансформаторів наводять значення ΔP_{HX} та значення ΔP_{K3} для одного з двох режимів допустимого 100 %-го навантаження обмоток ($BH-CH$ або $BH-HH$) у двообмотковому режимі, за якого значення ΔP_{K3} буде максимальним. Тоді

змінну складову втрат активної потужності в трансформаторі можна визначити за виразом:

У більшості довідникових таблиць для триобмоткових трансформаторів, зазвичай, подаються значення ΔP_{HX} та ΔP_{K3} для одного з двох режимів, де 100%-не навантаження обмоток (ВН–СН або ВН–НН) є допустимим у двообмотковому режимі, і при цьому значення ΔP_{K3} є максимальним. Таким чином, змінну складову втрат активної потужності трнсформатора можна обчислити за допомогою відповідного виразу.

$$\Delta P_{TP} = \Delta P_{K3} \cdot \frac{S_{BH}^2 + S_{CH}^2 + S_{HH}^2}{2 \cdot S_{НОМ}^2}. \quad (4.7)$$

У цьому випадку втрати електричної енергії в триобмотковому трансформаторі розраховують так само, як і в двообмотковому трансформаторі. Якщо є добовий графік навантаження, то річні втрати активної енергії (кВт·год/рік) в трьох-обмотковому трансформаторі можна визначити за допомогою наступного виразу::

$$\Delta W_A = \Delta P_{HX} \cdot \tau_{II} + \frac{\Delta P_{K3} \cdot \left(\sum_{i=1}^n (S_{BH_i}^2 \cdot t_{BH_i}) + \sum_{i=1}^m (S_{CH_i}^2 \cdot t_{CH_i}) + \sum_{i=1}^k (S_{HH_i}^2 \cdot t_{HH_i}) \right) \cdot 365}{2 \cdot S_{НОМ}^2},$$

де n, m, k – число рівнів сталих величин потужності згідно добовому графіку навантаження BH, CH, HH ; S_i, t_i – потужність та період інтервалу i -го інтервалу сталого навантаження згідно добового графіка для різних обмоток трансформатора.

Річні втрати активної енергії в трьох-обмотковому трансформаторі можна обчислити за виразом:

$$\Delta W_A = \Delta P_{HX} \cdot \tau_{II} + \frac{\Delta P_{K3} \cdot \left(\sum_{i=1}^n (S_{MAX_i}^2 \cdot \tau_{MAX_i}) \right)}{2 \cdot S_{НОМ}^2}, \quad (4.8)$$

де S_{MAX} , τ_{MAX_i} – максимальне навантаження та період найбільших втрат для BH , CH та HH обмоток трансформатора; $n = 3$ – число обмоток трьох-обмоткового трансформатора.

Якщо графік навантаження відсутній, то річна втрата активної електричної енергії в трьох-обмоточному трансформаторі визначається за виразом:

$$\Delta W_A = \Delta P_{HX} \cdot \tau_{II} + \left| \frac{\Delta P_{K3} \cdot (\alpha_1 \cdot S_{BH\ MAX}^2 + \alpha_2 \cdot S_{CH\ MAX}^2 + \alpha_3 \cdot S_{HH\ MAX}^2)}{2 \cdot S_{НОМ}^2} \right| \cdot \tau_P,$$

де α_1 , α_2 , α_3 – коефіцієнти, які враховують навантаження обмоток трансформатора; у випадку трансформаторів з обмотками для роботи при 100 % навантаженні, $\alpha_1 = 0,6$, $\alpha_2 = 0,4$, $\alpha_3 = 0,4$; у випадку 67 % навантаження – $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha_3 = 0,3$; $S_{BH\ MAX}$, $S_{CH\ MAX}$, $S_{HH\ MAX}$ – розрахункові максимальні навантаження обмоток BH , CH та HH .

4.2. Вибір оптимального режиму роботи трансформаторів.

У випадку, коли на трансформаторній підстанції працює кілька трансформаторів, необхідно визначити оптимальний економічно доцільний режим їх роботи. Цей режим характеризується мінімальними втратами електричної енергії у трансформаторах. У випадку підстанцій з двома трансформаторами коефіцієнт завантаження повинен знаходитися в межах 0,7–0,75 для досягнення максимального завантаження підстанції.

Зменшення втрат електричної енергії в трансформаторах можна досягти, правильно вибравши їхню потужність та забезпечивши раціональний режим роботи на трансформаторній підстанції. Також можна знизити втрати енергії, відключаючи трансформатори у разі малих навантажень, наприклад, для цехових трансформаторних підстанцій промислових підприємств. Важливо

враховувати додаткові втрати активної потужності, що виникають в системі електропостачання через передачу реактивної потужності.

Графіки зведених втрат потужності з урахуванням втрат у системі електропостачання відображаються залежно від значення потужності навантаження S_H на рисунку 4.1. Крива 1 відображає залежність для першого трансформатора, крива 2 – для другого трансформатора. У разі паралельної роботи двох трансформаторів різної потужності зведені втрати потужності визначаються кривою 3.

Розрахункову потужність, при якій доцільно вимикати або увімкнювати трансформатори, можна визначити як графічно, так і аналітично. Якщо значення навантаження менше за S_{H1} , то ефективніше залишити в роботі лише один трансформатор, втрати в якому відповідають кривій 1.

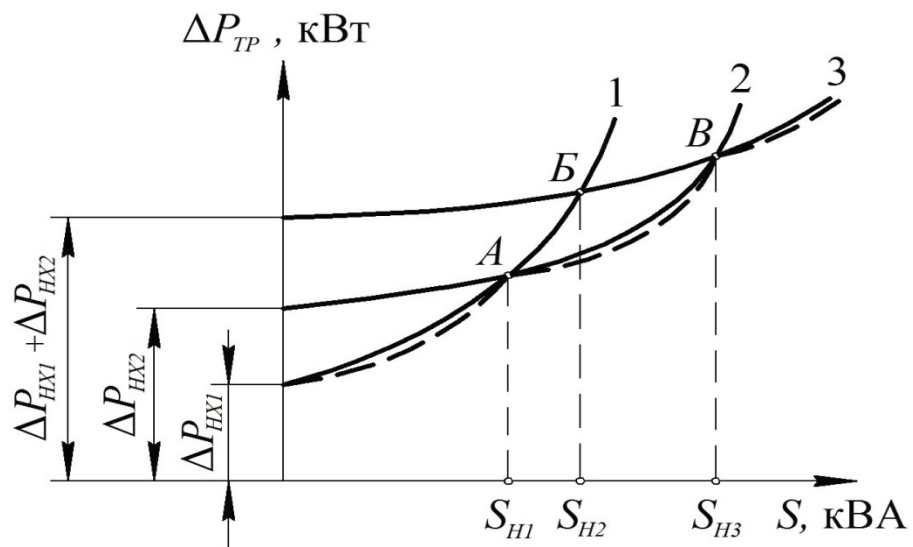


Рисунок 4.1 – Втрати в трансформаторах при різних значеннях навантаження

Якщо навантаження зростає до значення S_{H3} , оптимальніше використовувати другий трансформатор (крива 2). Збільшення навантаження вище S_{H3} вимагає одночасної роботи обох встановлених трансформаторів.

Розрахункову потужність, при якій втрати в n однакових трансформаторах рівні втратам у $(n-1)$ трансформаторах, визначають за

допомогою такого виразу:

$$S_{PO31} = S_{НОМ} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{\Delta P'_{HX}}{\Delta P'_{K3}}}, \quad (4.9)$$

де $\Delta P'_{HX}$, $\Delta P'_{K3}$ – зведені втрати потужності в режимі неробочого ходу та в режимі короткого замикання трансформатора, кВт.

Допускається у виразі (4.9) використовувати втрати потужності в режимі неробочого ходу та в режимі короткого замикання без врахування коефіцієнта підвищення втрат k_E .

Навантаження, з яким необхідно залишити в роботі $(n+1)$ трансформаторів обчислюють за формулою:

$$S_{PO3} \geq S_{НОМ} \cdot \sqrt{\frac{n+1}{n}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P'_{HX}}{\Delta P'_{K3}}}. \quad (4.10)$$

Величину навантаження, при якому доцільно вимкнути один трансформатор:

$$S_{PO3} \leq S_{НОМ} \cdot \sqrt{\frac{n-1}{n}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta P'_{HX}}{\Delta P'_{K3}}}. \quad (4.11)$$

Формула для обчислення зведених втрат потужності має вигляд:

$$\Delta P'_{TP} = \Delta P'_{HX} + \frac{\Delta P'_{K3}}{S_{TP}^2} \cdot S_{PO3}^2. \quad (4.12)$$

Для спрощення прийmemo:

$$\Delta P'_{HX} = a, \quad \frac{\Delta P'_{K3}}{S_{TP}^2} = b.$$

Тоді вираз (4.12) набуває вигляд:

$$\Delta P'_{TP} = a + b \cdot S_{PO3}^2.$$

Обчислимо розрахункову потужність S_{PO3} , при якій значення втрат в одному трансформаторі буде дорівнювати втратам в двох однакових трансформаторах при їх паралельній роботі:

$$a + b \cdot S_{PO3}^2 = 2 \cdot a + 2 \cdot b \cdot \frac{S_{PO3}^2}{4}.$$

Згідно цього виразу розрахункова потужність обчислюється:

$$S_{PO3} = \sqrt{\frac{2 \cdot a}{b}}.$$

Графічне зображення залежності зведених втрат активної потужності в силових трансформаторах під час експлуатації одного або при паралельній роботі двох трансформаторів можна представлено на рисунку 4.2.

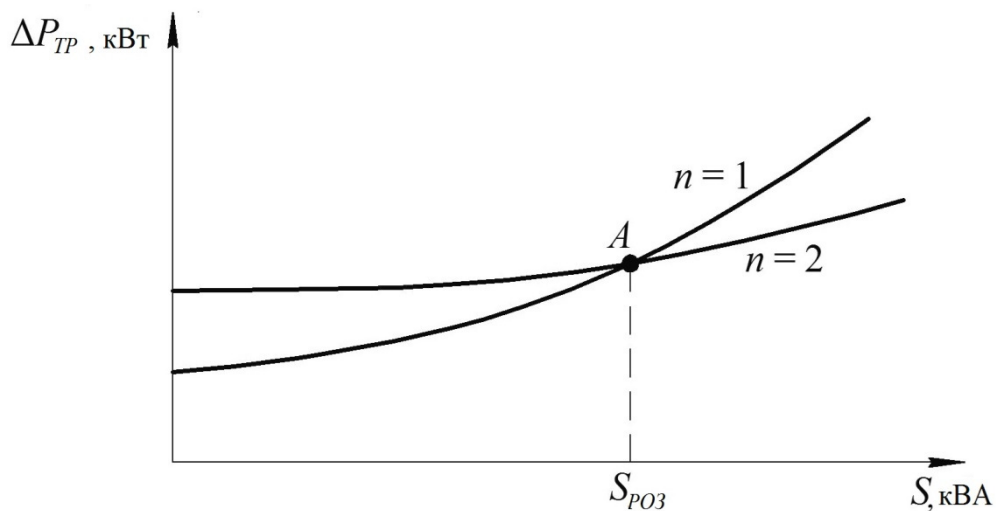


Рисунок 4.2 – Залежність зведених втрат активної потужності в трансформаторах при роботі одного та паралельній роботі двох трансформаторів з однаковою потужністю

Маємо цехову підстанцію з двома трансформаторами типу ТМ–2500/10 з паспортними даними: $\Delta P_{HX} = 4,6$ кВт, $\Delta P_{K3} = 25$ кВт, $U_{K3} = 5,5$ %, $I_{HX} = 1,0$ %, $S_{НОМ} = 2500$ кВА.

Треба розробити економічно доцільний режим роботи обох трансформаторів.

1) Обчислюємо величини реактивних втрат в режимі неробочого ходу

$$\Delta Q_{HX} = \frac{S_{НОМ} \cdot I_{HX}}{100}$$

та в режимі короткого замикання

$$\Delta Q_{KЗ} = S_{НОМ} \cdot \frac{U_{KЗ}}{100} :$$

$$\Delta Q_{HX} = \frac{2500 \cdot 1}{100} = 25 \text{ квар}; \quad \Delta Q_{KЗ} = 2500 \cdot \frac{5,5}{100} = 137,5 \text{ квар}.$$

2) Обчислюємо втрати в трансформаторі, значення коефіцієнта підвищення втрат приймаємо $k_E = 0,05 \text{ кВт/квар}$:

$$\Delta P'_{HX} = 4,6 + 0,05 \cdot 25 = 5,85 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{KЗ} = 25 + 0,05 \cdot 137,5 = 31,875 \text{ кВт}.$$

3) Обчислюємо навантаження працюючого трансформатора ($n = 1$), при якому необхідно долучати інший трансформатор, за формулою (4.10):

$$S_{POЗ} \geq 2500 \cdot \sqrt{\frac{1+1}{1}} \cdot \sqrt{\frac{5,85}{31,875}} = 1515 \text{ кВА}.$$

Обчислимо навантаження двох працюючих трансформаторів ($n = 2$), при якому необхідно вимкнути другий трансформатор, за формулою (4.11):

$$S_{POЗ} \leq 2500 \cdot \sqrt{\frac{2-1}{2}} \cdot \sqrt{\frac{5,85}{31,875}} = 1071 \text{ кВА}.$$

Визначимо потужність споживання, при якій необхідно вимикати один трансформатор (без врахування додаткових втрат під передачі реактивної потужності), та економічний ефект від відключення одного трансформатора протягом спаду навантаження.

Підстанція 35/10 має два трансформатори з номінальною потужністю 10 МВА і з параметрами: $\Delta P_{HX} = 14,5 \text{ кВт}$, $\Delta P_{K3} = 65 \text{ кВт}$, $U_{K3} = 7,5 \%$, $I_{HX} = 0,8 \%$. Графік споживання активної потужності має два інтервали: 10 МВт – 2000 год (T_1) та 5 МВт – 6760 год (T_2). Коефіцієнт потужності 0,9 і є постійним.

Відповідно до (4.9) обчислимо потужність навантаження, при якій втрати в одному або двох трансформаторах однакові:

$$S_{PO3} = 10 \cdot \sqrt{2 \cdot (2 - 1) \cdot \frac{14,5}{65}} = 6,68 \text{ МВА}.$$

Максимальне навантаження підстанції (дорівнює максимальному споживанню активної потужності) визначається:

$$S_1 = \frac{10}{0,9} = 11,1 \text{ МВА},$$

на іншому рівні:

$$S_2 = \frac{5}{0,9} = 5,55 \text{ МВА}.$$

На другому рівні потужність підстанції менша, ніж розраховане критичне навантаження. Отже, при зниженні навантаження, що відповідає роботі на другому рівні, потрібно залишити в експлуатації лише один трансформатор.

Втрати короткого замикання в обмотках двох трансформаторів:

– при максимальному завантаженні:

$$\Delta P_{OB1} = \frac{\Delta P_{K3}}{n} \cdot \left(\frac{S_1}{S_{НОМ}} \right)^2;$$

$$\Delta P_{OB1} = \frac{65}{2} \cdot \left(\frac{11,1}{10} \right)^2 = 40,04 \text{ кВт};$$

– при навантаженні другого рівня:

$$\Delta P_{OB2} = \frac{\Delta P_{K3}}{n} \cdot \left(\frac{S_2}{S_{HOM}} \right)^2 ;$$

$$\Delta P_{OB2} = \frac{65}{2} \cdot \left(\frac{5,55}{10} \right)^2 = 10,01 \text{ кВт};$$

– при навантаженні на другому рівні активна енергія в одному трансформаторі:

$$\Delta P_{OB3} = \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_2}{S_{HOM}} \right)^2 ;$$

$$\Delta P_{OB3} = 65 \cdot \left(\frac{5,55}{10} \right)^2 = 20,02 \text{ кВт}.$$

Втрати електричної енергії при паралельній роботі обох трансформаторів протягом року:

$$\Delta W_1 = \Delta P_{OB1} \cdot T_1 + \Delta P_{OB2} \cdot T_2 + n \cdot \Delta P_{HX} \cdot (T_1 + T_2);$$

$$\begin{aligned} \Delta W_1 &= 40,04 \cdot 2000 + 10,01 \cdot 6760 + \\ &+ 2 \cdot 14,5 \cdot (2000 + 6760) = 401788 \text{ кВт}\cdot\text{год.} \end{aligned}$$

Втрати електричної енергії протягом року при вимкненні одного трансформатора на період спаду навантаження:

$$\Delta W_2 = \Delta P_{OB2} \cdot T_2 + \Delta P_{OB3} \cdot T_2 + n \cdot \Delta P_{HX} \cdot T_1 + \Delta P_{HX} \cdot T_2 ;$$

$$\begin{aligned} \Delta W_2 &= 40,04 \cdot 2000 + 20,02 \cdot 6760 + \\ &+ 2 \cdot 14,5 \cdot (2000 + 14,5 \cdot 6760) = 371485 \text{ кВт}\cdot\text{год.} \end{aligned}$$

Визначасмо величину заощадженої електричної енергії:

$$\Delta W = \Delta W_1 - \Delta W_2,$$

$$\Delta W = 401788 - 371485 = 30303 \text{ кВт}\cdot\text{год.}$$

5 ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ МІКРОПРОЦЕСОРНИХ ПРИСТРОЇВ РЕЛЕЙНОГО ЗАХИСТУ

5.1. Кошторисна вартість налагодження пристроїв РЗА на електромеханічній елементній базі.

Таблиця 5.1 - Затрати на монтаж і налагодження релейного захисту.

№ пп	Пристрій	Ціна, грн.
1	Технічне обслуговування релейного захисту	3600
2	Налагодження АЧР	11000
3	Дифференційний захист генератора	24000
4	Захист мінімальної і максимальної напруги	5400
5	Дифференційний захист трансформатора	12600
6	Налагодження АВР, АПВ	4320
	Всього:	60920

1. Трудозатрати пусконаладжувального персоналу: $k=0,6$

$$60920 \times 0,6 = 36552 \text{ чол.-год.}$$

2. Трудозатрати працівників, чия зарплата передбачена в накладних витратах: $k=0,091$

$$36552 \times 0,091 = 3326,2 \text{ чол.-год.}$$

3. Зарплата пусконаладжувального персоналу: $k=4,5$

$$36552 \times 3,3 = 120621,6 \text{ грн.}$$

Разом витрати: 120621,6 грн.

4. Зарплата працівників, яка передбачається в накладних витратах:
 $k=3,62$

$$3326,2 \times 3,62 = 12040,8 \text{ грн.}$$

5. Збори на обов'язкове соціальне та пенсійне страхування: $k=0,386$
 $(120621+3326,2) \times 0,386 = 46689,7$ грн.

6. Другі статті накладних витрат: $k=0,43$
 $36552 \times 0,43 = 15717,36$ грн.

7. Сумарні накладні витрати:
 $12040,8 + 46689,7 + 15717,36 = 74447,9$ грн.

8. Разом з накладними витратами:
 $120621,6 + 74447,9 = 195069,5$ грн.

9. Прибуток 10%: 19506,9 грн.
Усього: $195069,5 + 19506,9 = 409646$ грн.

10. Вартість матеріалів: 15770 грн.

Таблиця 5.2 - Вартість обладнання.

№ пп	Назва	Кільк.	Ціна за одиницю, грн	Загальна ціна, грн
1	Дріт ПВ-1х1,5	70 м	8	560
2	Дріт ПВ- 1х2,5	30 м	10	300
3	Реле РТ-40	4 шт	1100	4400
4	Реле РВ-100	1 шт	660	660
5	Реле РП-23/220	2 шт	550	1100
6	Реле РУ-21	5 шт	850	4250
7	Реле РП-8	1 шт	600	600
8	Автоматичний вимикач АП-50	1 шт	700	700
9	Арматури сигнальна АС-220	2 шт	50	100
10	Ключ керування	1 шт	3100	3100

Усього: 15770 грн.

Усього витрат по налагодженню з урахуванням придбаних матеріалів:

$KB_{EM} = 409646 + 15770 = 425416$ грн.

5.2. Кошторисна вартість налагодження пристроїв РЗА на базі пристрою MiCOM P124.

Таблиця 5.3 - Затрати на монтаж і налагодження релейного захисту на базі МП.

№ пп	Пристрій	Ціна, грн.
1	Налагодження МП РЗА приєднань	7200
	Всього:	7200

1. Трудозатрати пусконаладжувального персоналу: $k=0,3$

$$7200 \times 0,3 = 2160 \text{ чел.-год.}$$

2. Трудозатрати працівників, чия зарплата передбачена в накладних витратах: $k=0,091$

$$2160 \times 0,091 = 196,6 \text{ чел.-год.}$$

3. Зарплата пусконаладжувального персоналу: $k=4,5$

$$2160 \times 4,5 = 9720 \text{ грн.}$$

Разом витрати: 9720 грн.

4. Зарплата працівників, яка передбачається в накладних витратах: $k=3,62$

$$196,6 \times 3,62 = 711,7 \text{ грн.}$$

5. Збори на обов'язкове соціальне та пенсійне страхування: $k=0,386$

$$(9720 + 711,7) \times 0,386 = 4026,6 \text{ грн.}$$

6. Другі статті накладних витрат: $k=0,43$

$$2160 \times 0,43 = 9280,8 \text{ грн.}$$

7. Сумарні накладні витрати:

$$711,7 + 4026,6 + 928,8 = 5667,1 \text{ грн.}$$

8. Разом з накладними витратами:

$$9720 + 5667,1 = 15387,1 \text{ грн.}$$

9. Прибуток 10%: 1538,7 грн.

$$\text{Усього: } 15387,1 + 1538,7 = 16926 \text{ грн.}$$

10. Вартість матеріалів: 103360 грн.

Таблиця 5.4 - Ціни обладнання з МП.

№ пп	Назва	Кільк.	Ціна за одиницю, грн	Загальна ціна, грн
1	MiCOM P141	1	100000	100000
2	Дріт ПВ-1Х1,5	20 м	8	160
3	Дріт ПВ-1х2,5	10м	10	100
4	Ключ керування	1 шт	3100	3100

Всього: 103360 грн.

Всього витрат по налагодженню з урахуванням придбаних матеріалів:

$$KB_{МП}=16926 + 103360 = 120286 \text{ грн.}$$

Розрахунок експлуатаційних витрат.

5.3. Розрахунок витрат РЗ на електромеханічній елементній базі.

Таблиця 5.5 - Норми часу на обслуговування.

Вид роботи	Профілак- тичне від- новлення	Перший профілак- тична перевірка	Профі- лактична перевірка
	Норма часу на один пакет, чол.- год		
1. Перевірка реле часу	1,5	1,1	0,2
2. Перевірка електромеханічних харак- теристик реле, які входять у комплект	3,0	3,0	-
3. Перевірка регулювання механічної частини та стану контактних поверхонь	2,5	2,5	-
4. Перевірка взаємодії реле-комплекту при напрузі оперативного струму, що дорівнює 0,8 від номінального значення	-	2,1	-
5. Комплексна перевірка комплекту та перевірка впливу вихідного реле на комутаційний апарат	2,1	2,1	2,1
6. Перевірка комплекту за допомогою робочого струму і напруги	2,5	2,5	2,1
Разом	11,6	13,3	4,4

До проведення робіт залучається бригада, яка складається з двох електромонтерів по ремонту пристроїв РЗА – V і III розряду.

Розцінки оплати праці персоналу:

- електромонтер III розряду $P_{III}=76,6$ грн/год;
- електромонтера V розряду $P_V=100,2$ грн/год.

Розцінки оплати бригади:

$$P_{бр} = P_{III} + P_V = 100,2 + 76,6 = 176,8 \text{ грн/год.} \quad (5.1)$$

Експлуатаційні затрати на профілактичне оновлення:

Затрати на зарплату працівників:

$$Z_{екс.р.в} = P_{бр} \cdot \frac{H_{в\Sigma}}{N} \cdot \left(1 + \frac{H_{доод}}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{H_{соц}}{100}\right) = 176,8 \cdot \frac{11,6}{2} \cdot \left(1 + \frac{12}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{37}{100}\right) = 1573,4 \text{ грн,} \quad (5.2)$$

де N – число працівників у бригаді,

$H_{в\Sigma}$ – норма часу на обслуговування, (год)

$H_{доод}$ – норматив по додатковій зарплаті, %,

$H_{соц}$ – норматив відрахувань в соціальні фонди, %.

Затрати на експлуатаційні матеріали:

$$Z_{екс.мат.в.} = 0,12 \cdot Z_{екс.р.в} = 0,12 \cdot 1573,4 = 188,8 \text{ грн.} \quad (5.3)$$

Експлуатаційні затрати:

$$Z_{екс.в.} = Z_{екс.р.в.} + Z_{екс.мат.в.} = 1573,4 + 188,8 = 1762,2 \text{ грн.} \quad (5.4)$$

Експлуатаційні затрати на першу профілактичну перевірку:

$$Z_{екс.р.к1} = P_{бр} \cdot \frac{H_{к1\Sigma}}{N} \cdot \left(1 + \frac{H_{доод}}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{H_{соц}}{100}\right) = 176,8 \cdot \frac{13,3}{2} \cdot \left(1 + \frac{12}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{37}{100}\right) = 1804,02 \text{ грн,} \quad (5.5)$$

Затрати на експлуатаційні матеріали (обчислюємо за формулою (5.3):

$$Z_{екс.мат.к1.} = 0,12 \cdot Z_{екс.р.к1.} = 0,12 \cdot 1804,2 = 216,5 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні затрати (обчислюємо за формулою (5.4):

$$Z_{екс.к1.} = Z_{екс.р.к1.} + Z_{екс.мат.к1.} = 1804,02 + 216,5 = 2020,5 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні затрати на профілактичну перевірку (обчислюємо за формулою (6.5):

$$Z_{\text{екс.р.к.}} = P_{\text{бр}} \cdot \frac{H_{\text{к}\Sigma}}{N} \cdot \left(1 + \frac{H_{\text{доо}}}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{H_{\text{соц}}}{100}\right) = 176,8 \cdot \frac{4,4}{2} \cdot \left(1 + \frac{12}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{37}{100}\right) = 596,8 \text{ грн},$$

Затрати на експлуатаційні матеріали (розраховуємо за формулою (5.3):

$$Z_{\text{екс.мат.к.}} = 0,12 \cdot Z_{\text{екс.к.}} = 0,12 \cdot 596,8 = 71,6 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні затрати (розраховуємо за формулою (5.4) :

$$Z_{\text{екс.к.}} = Z_{\text{екс.р.к.}} + Z_{\text{екс.мат.к.}} = 596,8 + 71,6 = 668,4 \text{ грн.}$$

Приведені експлуатаційні витрати з розрахунку на один рік:

$$Z_{\text{екс.ЕМ}} = \frac{Z_{\text{екс.в.}} + Z_{\text{екс.к.}} + Z_{\text{екс.к1}}}{T_{\text{рц.}}} = \frac{1762,2 + 2020,5 + 668,4}{6} = 741,8 \text{ грн, (5.6)}$$

$T_{\text{рц}} = T_{\text{в}}$ – тривалість циклу технічного обслуговування

Таблиця 5.6 - Періодичність проведення профілактичних робіт для електромеханічних реле.

Вид роботи	Інтервал між роботами, міс.
Профілактичне оновлення	6
Перша профілактична перевірка	1
Профілактична перевірка	3

Приведені експлуатаційні витрати:

$$Z_{\text{екс.ЕМ}} = K_{\text{н}} Z_{\text{екс.к1}} + \frac{Z_{\text{екс.в.}}}{T_{\text{рц.}}} + \frac{Z_{\text{екс.к.}}}{T_{\text{рц.}}} \left(\frac{T_{\text{рц.}}}{T_{\text{к.}}} - 1 \right) = 0,15 \cdot 2020,5 + \frac{1762,2}{6} + \frac{668,4}{6} \cdot \left(\frac{6}{3} - 1 \right) = 3251,5 \text{ грн},$$

де $K_{\text{н}}$ – нормативні відрахування на амортизацію;

$T_{\text{рц}} = T_{\text{в}}$ – тривалість циклу технічного обслуговування.

5.4. Розрахунок витрат РЗ на базі пристрою MiCOM P141.

Таблиця 5.7 - Норми часу на обслуговування.

Вид роботи	Профілак- тичне від- новлення	Перший профілак- тична перевірка	Профі- лактична перевірка
	Норма часу на 1 комплект, чол.- год		
1. Контроль реле часу	1,5	1,1	0,2
2. Перевірка електромеханічних харак- теристик реле, які входять у комплект	3,0	3,0	-
3. Перевірка взаємодії реле комплекту при напрузі оперативного струму, що дорівнює 0,8 від номінального значення	-	2,1	-
4. Комплексна перевірка комплекту та перевірка впливу вихідного реле на комутаційний апарат	2,1	2,1	2,1
5. Контроль комплекту робочим стру- мом та напругою	2,5	2,5	2,1
Разом	9,1	10,8	4,4

До проведення робіт залучається бригада, яка складається з двох електромонтерів V і III розряду по ремонту апаратури РЗА – (розрахунок проводимо аналогічно попередньому, починаючи з формули (5.1) .

Розцінки оплати праці робітників:

- електромонтер III розряду $P_{III}=76,6$ грн/год;
- електромонтер V розряду $P_V=100,2$ грн/год.

Розцінки оплати праці персоналу:

$$P_{бр} = P_{III} + P_V = 100,2 + 76,6 = 176,8 \text{ грн/год.}$$

Експлуатаційні затрати на профілактичне оновлення:

Затрати на заробітну плату робітників:

$$Z_{екс.р.з} = P_{бр} \cdot \frac{H_{\Sigma}}{N} \cdot \left(1 + \frac{H_{дог}}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{H_{соц}}{100}\right) = 176,8 \cdot \frac{7.0}{2} \cdot \left(1 + \frac{12}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{37}{100}\right) = 949,5 \text{ грн,}$$

де N – число чоловік у бригаді,

де H_{Σ} – норма часу на обслуговування, (год)

$H_{\text{доп}}$ – норматив по додатковій зарплаті, %,

$H_{\text{соц}}$ – норматив відрахувань в соціальні фонди, %.

Затрати на експлуатаційні матеріали:

$$Z_{\text{екс.мат.в.}} = 0,12 \cdot Z_{\text{евс.в.}} = 0,12 \cdot 949,5 = 113,9 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні затрати:

$$Z_{\text{екс.в.}} = Z_{\text{екс.р.в.}} + Z_{\text{екс.мат.в.}} = 949,5 + 113,9 = 1059,4 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні затрати на першу профілактичну перевірку:

$$Z_{\text{екс.р.к1}} = P_{\text{бр}} \cdot \frac{H_{\text{к1}\Sigma}}{N} \cdot \left(1 + \frac{H_{\text{доп}}}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{H_{\text{соц}}}{100}\right) = 176,8 \cdot \frac{8,5}{2} \cdot \left(1 + \frac{12}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{37}{100}\right) = 1152,9 \text{ грн,}$$

Затрати на експлуатаційні матеріали:

$$Z_{\text{екс.мат.к1}} = 0,12 \cdot Z_{\text{евс.к1}} = 0,12 \cdot 1152,9 = 138,4 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні затрати:

$$Z_{\text{екс.к1}} = Z_{\text{екс.р.к1}} + Z_{\text{екс.мат.к1}} = 1152,9 + 138,4 = 1291,2 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні затрати на профілактичну перевірку:

$$Z_{\text{екс.р.к}} = P_{\text{бр}} \cdot \frac{H_{\text{к}\Sigma}}{N} \cdot \left(1 + \frac{H_{\text{доп}}}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{H_{\text{соц}}}{100}\right) = 176,8 \cdot \frac{4,0}{2} \cdot \left(1 + \frac{12}{100}\right) \cdot \left(1 + \frac{37}{100}\right) = 542,6 \text{ грн,}$$

Затрати на експлуатаційні матеріали:

$$Z_{\text{екс.мат.к}} = 0,12 \cdot Z_{\text{евс.к}} = 0,12 \cdot 542,6 = 65,1 \text{ грн.}$$

Експлуатаційні затрати:

$$Z_{\text{екс.к}} = Z_{\text{екс.р.к}} + Z_{\text{екс.мат.к}} = 542,6 + 65,1 = 607,7 \text{ грн.}$$

Приведені експлуатаційні витрати на один рік:

$$Z_{\text{екс.ЕМ}} = \frac{Z_{\text{екс.в.}} + Z_{\text{екс.к.}} + Z_{\text{екс.к1}}}{T_{\text{рц}}} = \frac{1059,4 + 1291,2 + 607,7}{6} = 493,05 \text{ грн,}$$

$T_{\text{рц}} = T_{\text{в}}$ – тривалість періоду технічного обслуговування.

Таблиця 5.8 - Періодичність проведення профілактичних робіт для мікропроцесорних захистів

Вид робіт	Інтервал між роботами
Профілактичне відновлення	8
Перша профілактична перевірка	1
Профілактична перевірка	4

Приведені експлуатаційні затрати:

$$Z_{екс.МП} = K_n Z_{екс.к1} + \frac{Z_{екс.в.}}{T_{рц.}} + \frac{Z_{екс.к.}}{T_{рц.}} \left(\frac{T_{рц.}}{T_{к.}} - 1 \right) = 0,15 \cdot 1291,2 + \frac{1059,4}{8} + \frac{607,7}{8} \cdot \left(\frac{8}{4} - 1 \right) = 402$$

грн.

Розрахуємо приведені затрати для обох варіантів релейного захисту:

- для РЗ на електромагнітних реле:

$$Z_{пр} = K_n \cdot KB_{ЕМ} + Z_{екс.ЕМ} = 0,15 \cdot 425416 + 3251,5 = 67064 \text{ грн.}$$

- для РЗ на МіСОМ Р141 :

$$Z_{пр} = K_n \cdot KB_{МП} + Z_{екс.МП} = 0,15 \cdot 120286 + 402 = 18445 \text{ грн.}$$

Отже, схема на базі мікропроцесорного пристрою МіСОМ має кращі економічні показники, ніж традиційна схема на електромагнітних реле.

МПРЗ зазвичай дорожчий у вартості при встановленні, але може забезпечити економії в подальшій експлуатації, в той час як електромагнітний РЗ менш вартісний при встановленні, але може потребувати більше витрат на обслуговування та заміни. Також МПРЗ ефективніше з точки зору енергоспоживання, оскільки в режимі очікування може витрачати менше електроенергії.

Обираючи між АПРЗ та електромагнітними реле, слід враховувати конкретні умови, вимоги та обмеження системи електрозахисту.

6 ОХОРОНА ПРАЦІ

6.1. Законодавчі аспекти у сфері охорони праці.

6.1.1. Нормативно-правова база.

Нормативно-правова база, що регулює охорону праці, включає в себе законодавчі акти та виконавчі рішення, ухвалені у відповідності до законодавства України. Ця правова підґрунтя визначається актами вищого рівня, такими як закони та постанови, що приймаються національними представницькими органами. Також важливими є підзаконні акти, такі як укази Президентів та постанови, які ухвалюються Урядом України та входять в силу для всіх державних утворень, а також місцевими владними органами та спеціально уповноваженими органами.

6.1.2. Документація з нормативно-технічних аспектів.

У сфері нормативно-технічної документації визначаються вимоги та стандарти, що стосуються охорони праці. Санітарні норми встановлюють допустимі концентрації забруднюючих речовин у повітрі та воді для різних видів використання, а також межі фізичних впливів на природне середовище, такі як шум, вібрація, інфразвук, електромагнітні поля та випромінювання від різних джерел, що іонізують випромінювання.

Інструкції з охорони праці розподіляються відповідно до типу професій (основних галузей роботи) і діють на рівні підприємства, організації чи установи.

Система стандартів безпеки праці є складовою частиною державної системи стандартизації. В межах цієї системи відбувається взаємодія та упорядкування всієї існуючої нормативної та нормативно-технічної документації, пов'язаної із безпекою праці. Ця документація включає різноманітні норми та правила щодо техніки безпеки та виробничої санітарії. Система стандартів безпеки праці є комплексною структурою, що включає

різні рівні взаємопов'язаних стандартів, спрямованих на забезпечення безпеки у сфері праці.

6.1.3. Структура основних підсистем стандарту.

Стандарти підсистеми 0 визначають ключові елементи, такі як мета, завдання, область застосування, структура системи стандартів безпеки праці, і особливості координації стандартів. Вони також встановлюють термінологію у сфері охорони праці, класифікацію небезпечних та шкідливих виробничих факторів, та принципи організації роботи та забезпечення безпеки праці в промисловості. Більша частина цієї підсистеми представлена стандартами для підприємств.

На підприємствах об'єктами стандартизації є: організація заходів з охорони праці, контроль за умовами праці, система стимулювання та забезпечення безпеки праці. Це також включає стандарти для організації навчання та інструктажу, що працюють в галузі безпеки праці, а також для контролю за безпекою праці та всіх інших ділянок, якими займається служба охорони праці.

Стандарти підсистеми 1 формують вимоги щодо різних видів небезпечних та шкідливих факторів на виробництві та встановлюють максимально припустимі значення їхніх параметрів. Також вони визначають методи та засоби захисту від їх впливу, а також методи контролю за рівнем цих факторів.

Стандарти підсистеми 2 встановлюють загальні вимоги безпеки до виробничого обладнання, а також конкретні вимоги до окремих груп обладнання. Вони також визначають методи контролю виконання цих вимог.

Стандарти підсистеми 3 формують загальні вимоги безпеки для виробничих процесів та конкретних технологічних процесів. Вони також визначають методи контролю виконання цих безпекових вимог.

Стандарти на рівні підприємства, що стосуються безпеки роботи, розробляються безпосередньо на самому підприємстві і узгоджуються з

профспілковим комітетом. Ці стандарти визначають принципи організації робіт та забезпечення безпеки праці, контроль умов праці, нагляд за установками підвищеної небезпеки, навчання працівників щодо безпеки праці, атестацію осіб, що обслуговують установки підвищеної небезпеки, проведення атестації робочих місць на підприємстві і інші аспекти.

6.2. Пожежна безпека в електроустановках.

Виникнення пожежної небезпеки в електроустановках пов'язане з порушенням правил та норм монтажу та експлуатації електричних установок. При відповідних умовах електричний струм та його наслідки можуть перетворитися в потужне джерело загоряння горючого середовища. Статистика показує, що причинами подібних загорянь можуть бути невідповідність умовам навколишнього середовища під час експлуатації електроустаткування, механічні пошкодження та несправності устаткування, перевантаження електрообладнання, апаратури та електропроводів, великі фотополяриметричні перевантаження, виникнення великих температур, електричної дуги та іскор при короткому замиканні, виникнення іскор при розрядах статичної електрики, а також ураження блискавкою. Забезпечення дотримання відповідних норм та безпекових заходів є ключовим для запобігання подібним ситуаціям та забезпечення пожежної безпеки.

Більшість пожеж в електроустановках виникає внаслідок короткого замикання, перевантажень, перегріву контактів та збільшеного перехідного опору. Короткі замикання виникають через пошкодження ізоляції струмоведучих частин електроустаткування, механічні ушкодження в обмотках електродвигунів і електропроводах, значні вібрації, неправильний монтаж, часті огляди та перестановки обладнання.

Фотополяриметричні перевантаження та пов'язана з ними пожежна небезпека виникають відповідно до режиму роботи електроустановок, коли протягом тривалого часу в провідниках електричних машин і мережах протікають струми, перевищуючи припустимі значення. Це приводить до

небезпечного перегріву струмоведучих частин, зокрема ізоляції проводів і кабелів. Якщо температура ізоляції перевищує гранично припустимі значення на 8-10°C, термін служби струмоведучих провідників зменшується удвічі. Фотополяриметричні перевантаження також виникають у електричних мережах при підключенні електроустаткування до електричної мережі з проводами з низьким перетином, зниженими напругами в мережі, механічними перевантаженнями електродвигунів та при несправності фотополяриметричного захисту.

Пожежна небезпека виникає унаслідок створення значних перехідних опорів на місцях контакту струмоведучих провідників між собою, які з'єднані з провідниками електроустаткування. У цих місцях може виникати велика кількість тепла, що призводить до перегріву провідників і сприяє загорянню ізоляції та горючих матеріалів. Також в таких місцях можуть виникати іскри, які створюють ризик загорання або вибуху.

З'єднання струмоведучих елементів рекомендується виконувати шляхом уварювання, паяння або здавлювання. Щодо з'єднань з споживачами, особливо застосування захисної й пускової регульованої апаратури, то це можна здійснювати за допомогою наконечників або затискачів.

Місця, де відбуваються сильні коливання, обладнують пружинними шайбами або контргайками.

Для запобігання виникненню пожеж від коротких замикань та перевантажень в електроустановках використовують захисні пристрої, такі як плавкі запобіжники, автоматичні вимикачі, теплові реле і інші. Правильний вибір цих пристроїв гарантує мінімальний час їхньої реакції і, таким чином, підвищує пожежну безпеку електроустановок. Використання нестандартних елементів захисних пристроїв є категорично забороненим.

Вибір відповідних типів та конфігурацій електрообладнання, електродвигунів та інших електротехнічних пристроїв, а також урахування умов навколишнього середовища та їхньої експлуатації є ключовими аспектами забезпечення пожежної безпеки.

Запобігання пожежній небезпеці включає в себе проведення організаційних та профілактичних заходів, таких як встановлення принципів, робочих і оперативних схем електромереж, використання систем захисту та автоматичного блокування, належне обладнання мережі заземлення, розміщення попереджувальних плакатів і написів, регулярний контроль, профілактичний ремонт та випробування електроустаткування, а також проведення протипожежного інструктажу, навчання та атестації обслуговуючого персоналу.

Вогнегасники є ключовими засобами первинного пожежогасіння, і їхні види визначаються використаними гасіннями: пінні, газові і порошкові.

Лабораторне приміщення віднесено до категорії Д, оскільки воно не має підвищеної небезпеки. У ньому відсутні такі ознаки, як сильна запиленість, підвищена вологість, наявність біо- і хімічно активних середовищ тощо. Крім того, у лабораторії використовуються лише негорючі речовини в практично холодному стані.

Єдиним і ймовірним способом виникнення пожежі в лабораторії є коротке замикання електричної мережі, пов'язане з великою кількістю електроустаткування та загорянням інвентарю в приміщенні.

У випадку виникнення пожежі важливо відключити електрообладнання від електромережі, викликати пожежну команду за номером 01 і вживати заходів щодо гасіння пожежі. Для гасіння пожежі електроустановок у лабораторії можна використовувати вуглекислотні вогнегасники типу ОУ-2, ОУ-5, ОУБ-3А, ОУБ-7А.

Для гасіння загоряння легкозаймистих і горючих рідин, твердих горючих матеріалів та інших речовин у лабораторії можна використовувати порошкові вогнегасники різних типів, таких як ОП-1, ОП-1Б, ОП-2, ОП-5, ОП-10, ОПС-6 та інші.

Процес використання вогнегасника включає наступні кроки:

1. Висмикніть чеку.
2. Натисніть і відпустіть кнопку.

3. Направте розпилювач на вогонь.

4. Натисніть клавішу.

Ці дії допомагають активувати вогнегасний засіб та спрямувати його на джерело вогню для ефективного гасіння пожежі.

Ці порошкові вогнегасники, такі як ОП-1, ОП-1Б, ОП-2, ОП-5, ОП-10, ОПС-6 та інші, призначені для гасіння пожеж класів А, В, С та електроустановок, які перебувають під напругою до 1000 В на відстані не менше 1 метра. Після кожного застосування їх слід перезаряджати. Важливо уникати прямого впливу сонячних променів та нагрівальних приладів на них. Експлуатація повинна відбуватися при температурі від мінус 50°C до плюс 50°C.

Максимально припустима відстань від можливого місця пожежі повинна бути:

- 20 метрів для суспільних будинків і будівель;
- 30 метрів для приміщень категорії А, Б, В (горючі гази та рідини);
- 40 метрів для приміщень категорії В та Г;
- 70 метрів для приміщень категорії Д.

6.3. Електробезпека.

Електробезпека охоплює систему організаційних, технічних заходів і засобів, спрямованих на захист людей від потенційно шкідливого і небезпечного впливу електричного струму, електричної дуги, електромагнітного поля і статичної електрики.

Електротравматизм – це явище, що визначається конкретним набором електротравм.

Електротравма – це ушкодження, спричинене впливом електричного струму або електричної дуги.

Електротравматизм, порівняно з іншими видами травматизму, відрізняється своїми характеристиками. Він становить приблизно 1% від загальної кількості нещасних випадків на виробництві. Однак серед

нешасних випадків зі смертельними наслідками, електротравми становлять близько 40%, займаючи одне з провідних місць. До того ж, приблизно 90% смертельних випадків внаслідок ураження електричним струмом відбувається в електроустановках з напругою 127...380 В.

Основними причинами нещасних випадків, пов'язаних з обслуговуванням електричних мереж і електроустановок, вважаються:

- Допуск до роботи осіб без кваліфікаційної групи з електробезпеки.
- Допуск до роботи осіб, які не знають ступень небезпеки ураження електрострумом приміщень та зовнішніх установок.
- Робота на електроустановках із застосуванням електроінструменту без заземлення, занулення та перевірки опору ізоляції в мережах споживачів електроструму.
- Робота без відключення напруги та відсутність колективного та індивідуального захисту.
- Відсутність наряду-допуску.
- Нерегулярне навчання та переатестація персоналу, що обслуговує електромережі та електроустановки.
- Допуск до роботи осіб без медичного огляду.
- Початок роботи без попередньої перевірки відсутності напруги та розширення зони робочого місця.

Застосування в особливо небезпечних приміщеннях і приміщеннях підвищеної небезпеки напруги понад 42 В також може призводити до нещасних випадків. Деякі особливості електротравматизму включають:

- Організм людини не обладнаний властивістю, що дозволяє визначити наявність електроструму.
- Електротравма може виникнути без безпосереднього контакту зі струмопровідниками або частинами устаткування, наприклад, через електричну дугу, крокову напругу тощо.

– Електричний струм, проходячи через тіло людини, впливає не лише на місця контакту та шлях проходження через організм, але також на центральну нервову систему, що може спричинити ураження внутрішніх органів, такі як порушення нормальної роботи серця або зупинку дихання.

ВИСНОВКИ

Релейний захист і автоматика побудований на базі мікропроцесорних пристроїв відрізняється від релейно-контакторного підвищеною надійністю, швидкодією, простотою обслуговування і зручністю експлуатації. Особливої уваги заслуговує універсальність даних пристроїв, а також їхня багатofункціональність, компактність та невелике споживання потужності.

В кваліфікаційній роботі проведено моніторинг мікропроцесорних пристроїв релейного захисту та їх вплив на енергоефективність енергоспоживання.

Успішне інтегрування цифрових реле в системи керування й моніторингу довело доцільність застосування цифрового реле в якості кінцевого пристрою збору інформації.

Протягом виконання роботи з'ясувалось, що використання мікропроцесорних пристроїв у релейному захисті та автоматизації дозволяє реалізувати складні алгоритми і обробку даних, що підвищує ефективність системи релейного захисту та автоматики.

Можливість програмування мікропроцесорних пристроїв дозволяє адаптувати систему під конкретні потреби, швидко внесення змін у роботу системи. Мікропроцесорні пристрої дозволяють замінити багато реле та механічних елементів компактними електронними компонентами, що зменшує обсяг та вагу устаткування. Електроніка має менше механічних елементів, що може призводити до збільшення надійності системи в цілому. Ці пристрої можуть збирати дані з датчиків та використовувати їх для реалізації різноманітних алгоритмів релейного захисту та автоматики.

Застосування мікропроцесорних пристроїв дозволяє використовувати сучасні технології зв'язку для віддаленого моніторингу та управління системою.

З точки зору підвищення безпеки використання мікропроцесорних пристроїв дозволяє реалізувати продумані алгоритми захисту, що підвищує рівень безпеки та захисту системи від непередбачених ситуацій.

Розрахунки ефективності вказують на те, що використання мікропроцесорних пристроїв у сучасних системах релейного захисту є доцільним і спрощує їх експлуатацію. На перший погляд, заміна традиційного релейного захисту та автоматики може здатися витратною і необґрунтованою. Але порівнявши річні витрати енергосистеми на ліквідацію аварій через неправильну роботу звичайного релейного обладнання з витратами на встановлення сучасної системи захисту, стає очевидною економічна вигода.

Узагальнюючи, можна стверджувати, що використання мікропроцесорних пристроїв у релейному захисті та автоматичі призводить до покращення ефективності, надійності та гнучкості систем, що є ключовими факторами в сучасних електроенергетичних системах.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кваліфікаційна робота магістра : метод. рекомендації до змісту, структури та оформлення кваліфікаційної роб. : для студ. спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков, К. Г. Петрова, Н. Ю. Гарасьова та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральнoукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 74 с.
2. 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.
3. . Релейний захист і автоматика розподільних електричних мереж. Частина 1: Навч. посібник / М.В.Гребченко, А.П.Нікіфоров, В.Я.Бунько. – К.: ЦП «КОМПРИНТ», 2019. – 314 с.
4. Мікропроцесорний пристрій релейного захисту - реле Seram, серія 20. МакСтокс-АВТОМАТИКА – автомати-зовані системи управління: веб-сайт. URL: http://msavtomatika.com.ua/raspredelenie_ehлектроehnergii/relejnaja_zash-hita_seram (дата звернення: 05.10.2021).
5. Мікропроцесорні пристрої релейного захисту та автоматики для об'єктів енергетики 6-35-110 кВ. Relsis : веб-сайт. URL: <https://relsis.ua/ua/products/relay-protection-automation> (дата звернення: 05.10.2021).
6. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств : навч. посіб. / [Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П.Г. та ін.] ; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Кіровоград : КНТУ, 2015. – 287 с.

7. Transformer protection. ABB Digital Experience : веб-сайт. URL: <https://new.abb.com/medium-voltage/digital-substations/protection-relays/transformer-protection-and-control> (дата звернення: 05.10.2021).

8. Електронна книга - Мікропроцесорні реле захисту: пристрій, проблеми, перспективи - В. І. Гуревич

9. 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.

10. Бунько В.Я. Дослідження та аналіз роботи мікропроцесорного пристрою в умовах зміни потужності споживача [Електронний ресурс] / В.Я. Бунько, П.М. Дарморіс // Енергетика і автоматика. 2019. № 1. С. 64–72. Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/eia_2019_1_9.

11. Бунько В.Я. Аналіз методів та засобів підвищення надійності елементів релейного захисту / В.Я. Бунько // Технологический аудит и резервы производства. 2015. № 3(1). С. 26–30. Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Tatrv_2015_3%281%29_7.

12. 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.