

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА



В. Ф. Рой, Ю. П. Кравченко

**СИСТЕМИ ДІАГНОСТУВАННЯ, КОНТРОЛЮ, КЕРУВАННЯ
ТА ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК І
КОМПЛЕКСІВ**

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для аспірантів першого року навчання за спеціальністю
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)*

Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2020

УДК 351.025

Рой В. Ф. Системи діагностування, контролю, керування та захисту електроенергетичних установок і комплексів : конспект лекцій для аспірантів першого року навчання за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / В. Ф. Рой, Ю. П. Кравченко ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2020. – 128 с.

Автори:

д-р фіз.-мат. наук, проф. В. Ф. Рой,
канд. техн. наук, доц. Ю. П. Кравченко

Рецензент

В. А. Малярєнко, доктор технічних наук, професор (Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова).

Рекомендовано кафедрою систем електропостачання та електроспоживання міст, протокол № 3 від 09.04.2018.

Конспект лекцій складено з метою допомогти аспірантам першого року навчання за спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (напряму 6.050701 – Електротехніка та електротехнології) підготуватися до занять, заліків та іспитів з цієї дисципліни.

© В. Ф. Рой, Ю. П. Кравченко, 2020
© ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2020

ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ ВИКОРИСТОВУВАНИХ ТЕРМІНІВ	5
ВСТУП	6
1 ТИПИ, СТРУКТУРА ТА ПРИЗНАЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ КОНТРОЛЮ Й УПРАВЛІННЯ	8
1.1 Мета створення та завдання (функції) АСУ	8
1.2 Призначення та структура АСУ	9
1.3 Основні етапи створення АСУ	13
1.4 Супровід АСУ	14
2 ВИДИ ТА СКЛАД АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ	21
2.1 Телевимірювання (АІ – Analog Input), телеуправління (ДО – DigitalOutput) та телерегулювання (АО – Analog Output)	21
2.2 Канали зв'язку. Корпоративні прикладні мережі зв'язку в енергетиці	23
3 ВИМОГИ ДО ОРГАНІЗАЦІЇ СТРУКТУРИ СИСТЕМИ АСУ ТП	30
3.1 Структура та функції телемеханічних комплексів	30
3.2 Технічні засоби верхнього ступеня АСУ ТП підстанцій	32
3.3 Склад і структура комплексу технічних засобів АСУ ТП нижнього ступеня	32
3.4 Етапи розробки підсистем АСУ ТП	35
4 АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ	40
4.1 Елементи автоматики в системах АСУ	40
4.2 Система оперативних перемикачів в АСУ ТПО.	46
4.3 Принципи створення еталонних логічних ланцюгів	48
5 ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ ТП	50
5.1 Основні поняття і положення технічної діагностики	50
5.2 Види і характеристика діагностичних параметрів	51
5.3 Технологічна структура діагностики електроустаткування ТП	53
6 МЕТОДИКА КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ	57
6.1 Силові трансформатори (автотрансформатори)	57
6.2 Шунтувальні та струмообмежувальні реактори	58
6.3 Вимикачі	59
6.4 Роз'єднувачі	59
6.5 Обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН)	60
6.6 Трансформатори струму	60
6.7 Трансформатори напруги	61
6.8 Діагностика маслонаповненого устаткування	61
6.9 Види випробування та діагностування елементів електрообладнання	63

7	ПРОФІЛАКТИЧНИЙ КОНТРОЛЬ ТА ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕМЕНТІВ УСТАТКУВАННЯ	66
7.1	Методи профілактичного контролю та випробування	66
7.2	Показники якості електричної енергії	67
7.3	Вплив якості електроенергії на роботу електроприймачів	68
7.4	Вплив відхилень напруги на роботу електроспоживачів	68
7.5	Вплив коливань напруги на освітлювальні прилади	71
7.6	Вплив несиметрії напруги на електрообладнання	72
7.7	Вплив несинусоїдності напруги на роботу електрообладнання	73
7.8	Вплив відхилення частоти живильної напруги	74
7.9	Вплив електромагнітних завад	75
8	РЕГУЛЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ	76
8.1	Причини відхилення параметрів електрообладнання від норми	76
8.2	Регулювання частоти живильної мережі	77
8.3	Регулювання гармонійного складу напруги живлення	78
8.4	Забезпечення симетричного режиму роботи трифазної системи	79
8.5	Використання фільтрів пригнічення гармонік	80
8.6	Зниження повного опору розподільної мережі.	80
9	СИСТЕМИ ТЕЛЕМЕХАНІКИ В ДИСПЕТЧЕРСЬКОМУ УПРАВЛІННІ ПІДСТАНЦІЯМИ	83
9.1	Робочі параметри підстанції	83
9.2	Аналіз характеристик сучасних систем телемеханіки	85
9.3	Промисловий район як об'єкт автоматизації	89
9.4	Характеристика та функції промислового району	91
9.5	Загальні вимоги до АСДУ ПРЕМ	92
9.6	Функції підсистеми АСУ	93
9.7	Вимоги до системи телемеханіки ПРЕМ	96
9.8	Визначення комплектації обладнання телемеханіки для ПС	97
9.9	Синтез структури та специфікації КП телемеханіки ПС 110/10 кВ.	101
10	АНАЛІЗ СИСТЕМ ОПЕРАТИВНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЙ	103
10.1	Технологічне забезпечення інтелектуальних електричних мереж.	103
10.2	Оптимізація системи оперативного обслуговування електрообладнання в електричній мережі	107
10.3	Методика розрахунку потоку вимог на обслуговування	108
10.4	Визначення оптимального завантаження обслуговуючого приладу	113
10.5	Методика вибору приладів телемеханіки й автоматики для ПС	115
10.6	Методика визначення оптимальної кількості, виду і місця розміщення оперативного персоналу	118
10.7	Автоматизація пошуку місць пошкодження повітряних ліній	120
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.	127

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ ВИКОРИСТОВУВАНИХ ТЕРМІНІВ

ЕОМ	– електронно-обчислювальні машини
АСУ	– автоматизована система управління
АСДУ	– автоматизована система диспетчерського керування
ТЕП	– техніко-економічні показники
АС	– автоматизована система
ССД	– система збору даних
ОПР	– оперативне прийняття рішень
ПК	– пункт керування
ВР	– верхній рівень
НР	– нижній рівень
КП	– контрольний пункт
ТМ	– телемеханіка
САУ	– система автоматичного управління
СДТУ	– система диспетчерського та технічного управління
ТП	– технічний пункт
ДП	– диспетчерський пункт
ПТК	– програмно-технічний комплекс
ТС	– телесигнал
ПУ	– пункт управління
АЦП	– аналого-цифровий перетворювач
АСКУЕ	– автоматизована система контролю та обліку електроенергії
ТМ	– телемеханіка
ВЧ	– високочастотний
ПА	– протиаварійна
АТМ	– автомати телемеханіки
ОПУ	– оперативний пункт управління
РЗА	– релейний захист автоматики
АРМ	– автомати релейної механіки
ПТЕ	– правила технічної експлуатації
ПУЕ	– правила улаштування електроустановок
СКУЕТО	– система контролю управління електро-технічного обслуговування
ПРВВ	– пристрої резервування відключення вимикачів
ОАПВ	– однофазове автоматичне повторне відключення
ТАПВ	– трифазне автоматичне повторне відключення
ПС	– підстанція
МТЗ	– максимального струмового захисту
НЗ	– нормально замкненим
НВ	– нормально відкритим
Р(ЗН)	– недостовірний стан
ЕМБ	– електромагнітне блокування
РПН	– регулятор перемикачів напруги
ПЕВМ	– перемикач електричних включень (відключень) механізмів

ВСТУП

Розвиток та ускладнення систем, зокрема електроенергетичних, з якими має справу сучасна людина, суттєво ускладнив процес переробки нею великої кількості різноманітної інформації. Тому виникла нагальна потреба в підвищенні ефективності процесу обробки інформації під час управління, зокрема, технічними і економічними процесами.

Потреба вдосконалення та оптимізації технологічних процесів у виробництві та економіці необхідна для зменшення витрат людської праці на управління. Саме сукупність технічних засобів разом із використанням електронно-обчислювальних машин (ЕОМ) дає змогу кардинально підвищити ефективність процесів контролю та управління складними системами.

Електронна обчислювальна машина при цьому використовується як засіб накопичення, запам'ятовування і швидкої переробки інформації. Усі функції ЕОМ може виконувати тільки за допомогою математичних програм, заданих оператором. Автоматизована система управління (АСУ) – це система, у якій для отримання та оброблення інформації, а також для управління процесами використовуються різні автоматичні пристрої, але головні функції управління виконує оператор.

Термін «автоматизована» має на увазі обов'язкове й основне – участь людини в процесі управління. Таку систему прийнято називати людино-машинною або ергатичною. Вони значно підвищують ефективність управління, від якого безпосередньо залежить економічна ефективність виробництва, оскільки управління містить у собі технічну та економічну складову.

Створення потужних гідро- і теплових електростанцій, розвиток атомної енергетики, спорудження протяжних ліній електропередачі надвисокої напруги значно ускладнює завдання оперативно-диспетчерського управління як окремими енергоблоками, так і всією енергосистемою країни (ЄЕС).

Головним напрямком вдосконалення технологічного та економічного управління виробництвом є розвиток автоматизованих систем управління технологічними процесами (АСУ ТП) енергоблоків, автоматизованих систем диспетчерського керування (АСДУ), широке використання обчислювальної техніки, створення систем автоматичного керування нормальними і аварійними режимами на базі мікро-ЕОМ.

У закордонних джерелах інформації термін «телемеханіка» позначається скороченням SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition. Комп'ютери із спеціалізованим програмним забезпеченням забезпечують збір даних про параметри комплексу і є головним пультом управління системою SCADA.

В сучасних умовах функціонування електромережних комплексів підпорядковано єдиній меті – забезпеченню їхньої надійної та економічної

роботи за раціонального витрачання енергоресурсів і безперебійного постачання всіх споживачів електроенергією необхідної якості.

Основою організаційно-економічного управління є контроль ефективності функціонування галузі і окремих її підрозділів у вирішенні головного завдання – забезпечення споживачів електричною енергією і теплом при мінімальних витратах трудових і матеріальних ресурсів.

Впровадження телемеханічних систем дає змогу скоротити чисельність обслуговуючого персоналу, зменшити простої обладнання, звільняє людину від роботи в небезпечних для здоров'я умовах.

Пріоритетним завданням управління є визначення найважливіших техніко-економічних показників (ТЕП) системи з метою їхньої подальшої оптимізації. Планування основних ТЕП здійснюється на основі відповідних розрахунків.

Основними джерелами інформації для аналізу ефективності виробничо-господарської діяльності енергооб'єднання і структурних одиниць є матеріали обліку та звітності (статистичної, бухгалтерської та оперативної).

Енергетичне виробництво забезпечується також вирішенням комплексу завдань з управління трудовими, матеріально-технічними ресурсами та фінансами. Потрібно, крім того, вирішення комплексу завдань із управління розвитком енергосистем (організація науково-технічного прогресу, проектування та капітального будівництва).

1 ТИПИ, СТРУКТУРА ТА ПРИЗНАЧЕННЯ АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ КОНТРОЛЮ ТА УПРАВЛІННЯ

1.1 Мета створення та завдання (функції) АСУ

Електроенергетичний комплекс України налічує близько 500 районів електричних мереж, які є виробничими підрозділами підприємств електричних мереж, що експлуатують та обслуговують розподільні мережі напругою 0,38 – 110 кВ. Важливим завданням сьогодення є підвищення надійності та ефективності їхньої роботи, а також підвищення економічності та якості електропостачання споживачів, що може бути досягнуто лише широким впровадженням в електроенергетичний комплекс систем телемеханіки та комп'ютерної техніки з метою створення повністю автоматизованих систем контролю та управління режимами роботи всього обладнання. Головною метою впровадження телемеханізації електроенергетичних комплексів є організація та забезпечення дистанційного контролю й управління режимами функціонування електрообладнання у всіх режимах роботи. Для цього необхідно забезпечити оперативний зв'язок із диспетчерським пунктом даних про параметри режиму обладнання шляхом застосування аналогових сигналів, що надають інформацію про величину струму, напруги та потужності на шинах підстанції, або використання для цієї мети дискретних телесигналів.

Численні прилади збору та передачі на диспетчерський пункт інформації про режими роботи електрообладнання та стан мереж у режимі «онлайн», а також передачі команд управління, повинні відповідати найвищим вимогам щодо надійності та безвідмовності, регламентованого строку експлуатації, кібербезпеці та електромагнітної сумісності.

Головним напрямком розвитку автоматизованих систем є інтеграція автоматизованого контролю та управління окремими структурними підрозділами районних електричних мереж в єдину інтегровану систему. Найбільш раціональним шляхом вирішення цього завдання є використання стандартизованих рішень з технічного, інформаційного та програмного забезпечення автоматизованої системи диспетчерського управління підприємствами електричних мереж та енергетичного комплексу загалом.

Практична реалізація цих завдань полягає у створенні ефективної ієрархічної системи моделі планування ремонту та експлуатації електричних систем і мереж та оперативного контролю і управління режимами їхньої роботи, а також програмування підвищення ефективності оперативно-диспетчерського управління роботою розподільних електричних мереж і комплексу загалом, автоматизація отримання, відображення та обробки інформації про параметри режимів роботи обладнання.

Вимоги, щодо проблем створення сучасних багаторівневих автоматизованих систем управління підприємствами електроенергетичної галузі, ґрунтуються на основі галузевих технічних умов, методик, державних

стандартів та матеріалів, що містять останні досягнення вітчизняної та зарубіжної науки і техніки в галузі електроенергетики. Їхня реалізація сприятиме розвитку та впровадженню новітньої техніки, оптимізації технологічних процесів і режимів роботи електричних мереж і обладнання, ефективного використання матеріалів і робочого часу. Одним із важливих умов досягнення високих показників та ефективної роботи електроенергетичного комплексу в умовах повної автоматизації усіх технологічних процесів є безвідмовна робота систем телемеханіки та комп'ютерної техніки, що може бути досягнуто, зокрема, застосуванням якісних джерел живлення всіх елементів цих систем.

Для вирішення поставленого завдання необхідно створити автоматизовану систему (АС), яка сприяла б швидкому знаходженню правильного рішення обслуговуючим персоналом.

Термін «автоматизована», на відміну від терміна «автоматична», підкреслює збереження за людиною-оператором деяких функцій, або найбільш загального, цілеспрямованого характеру, або такого, що не піддається повній автоматизації.

Автоматизована – це організаційно-технічна система, що складається з засобів автоматизації певного виду або кількох видів діяльності людей і персоналу, який здійснює цю діяльність.

Автоматизована система виробничого призначення (автоматизована виробнича система) здійснює збір інформації з об'єкта управління, передає, перетворює і обробляє її, формує керуючі команди і виконує їх на керованому об'єкті, тобто ті функції, які піддаються автоматизації.

Оператор визначає цілі та критерії управління і коригує їх, якщо змінюються умови, зокрема, виконує функції нагляду за роботою автоматизованих пристроїв, а в разі необхідності, змінює програму їхньої роботи (завдання) і приймає загальні рішення щодо управління в змінених або складних ситуаціях.

Особливу роль в ефективному управлінні регіональними електромережними комплексами набуває система контролю і керування електротехнічним устаткуванням (СКУЕТО) підстанцій 110 і 35 кВ, яка об'єднує підсистеми нижнього рівня: контролю та обліку електроенергії – АСКОЕ, технологічних процесів – АСУ ТП та збору даних – ССД.

Впровадження телемеханічних систем дає змогу скоротити чисельність обслуговуючого персоналу, зменшити прості обладнання, звільняє людину від роботи в небезпечних для здоров'я умовах.

1.2 Призначення та структура АСУ

Загалом систему управління можна розглядати як сукупність взаємопов'язаних управлінських процесів і об'єктів. Узагальненою метою автоматизації управління є підвищення ефективності використання потенційних можливостей об'єктів управління.

Отже, можна виділити такі цілі:

1. Надання особі, що приймає рішення (ОПР), релевантних даних для прийняття рішень.
2. Прискорення виконання окремих операцій зі збору та обробки даних.
3. Зниження кількості рішень, які має приймати ОПР.
4. Підвищення рівня контролю та виконавської дисципліни.
5. Підвищення оперативності управління.
6. Зниження витрат ОПР на виконання допоміжних процесів.
7. Підвищення ступеня обґрунтованості прийнятих рішень.

Автоматизована система (АСУ) – це система, що складається з оператора і комплексу засобів автоматизації його діяльності, який реалізує інформаційну технологію виконання встановлених функцій. Крім того, інформаційна технологія передбачає застосування засобів обчислювальної техніки для збору, обробки, зберігання та використання даних про режими роботи електроенергетичного комплексу. Отже, автоматизовані системи управління (АСУ) передбачають широке використання електронних обчислювальних машин і їхнього програмного забезпечення.

Найважливіше завдання АСУ – підвищення ефективності управління об'єктом на основі зростання продуктивності праці і вдосконалення методів планування процесу управління.

Управління електроенергетичним комплексом охоплює:

- виробничо-технологічне управління діяльністю енергетичних підприємств і об'єктів у процесі проведення експлуатаційних і ремонтних робіт;
- диспетчерське керування технологічним процесом виробництва, передачі та розподілу електроенергії;
- організаційно-економічне управління фінансами, кадрами та матеріально-технічними ресурсами.

Необхідність застосування в енергетиці швидкодіючої обчислювальної техніки обумовлена багатьма факторами:

- складністю технологічного обладнання електростанцій, підстанцій, теплових та електричних мереж та ін.;
- близькими до граничнодопустимих значень технологічних параметрів роботи цього обладнання;
- тісного тимчасового взаємозв'язку процесів, що відбуваються в різному устаткуванні, пов'язаному спільністю виробництва і розподілу енергії;
- необхідністю збору і переробки великих об'ємів інформації про стан обладнання і самих процесів для можливості прийняття єдино правильних рішень, що запобігають виникненню аварії з неподавання енергії або локалізують її розвиток.

Вирішення завдань виробничо-технологічного керування із застосуванням традиційних технічних засобів стає вкрай складним і вимагає значного психофізичного навантаження оперативного персоналу, що може призвести до виникнення аварійних ситуацій.

Організаційно-економічне керування енергетикою має складну багатоступеневу ієрархічну структуру. Це електростанції, підстанції, теплові та електричні мережі, оперативно-диспетчерське управління, ремонтні підприємства, керівні та генерувальні компанії та ін.

Насамперед, АСУ повинна сприяти скороченню чисельності обслуговуючого персоналу, зменшити простої устаткування, звільнити людину від роботи в небезпечних для здоров'я умовах.

Специфічними особливостями створення АСУ в електромережових комплексах є:

- віддаленість об'єктів контролю і керування;
- необхідність високої точності передачі вимірюваних величин;
- неприпустимість великого запізнювання сигналів;
- висока надійність передачі команд управління;
- високий ступінь автоматизації процесів збору інформації.

Для виконання цих умов необхідно створювати на контрольованому об'єкті систему для вимірювання, обробки і передачі інформаційних даних на пункт управління для аналізу, отриманих даних, прийняття рішення і передачі команди управління, так звану дворівневу систему (рис. 1.1).

Верхній рівень (ВР) – це частина комплексу АСУ, що встановлюється зазвичай на пункті керування (ПК) і є верхньою в ієрархії комплексу відносно нижнього рівня. ВР виконує збір та обробку даних з контролерів нижнього рівня і транслює на цей рівень команди керування.



Рисунок 1.1 – Дворівнева система телемеханіки

Нижній рівень (НР) – це частина комплексу, що встановлюється зазвичай на контрольованих пунктах (КП) і є нижньою в ієрархії комплексу

відносно верхнього рівня. НР виконує безпосереднє зняття даних із контактних пристроїв і перетворювачів фізичних величин, встановлених на контрольованому об'єкті.

Пункт керування – це місце розміщення диспетчерського персоналу, апаратури для приймання та обробки інформації від контрольованих пунктів. Часто під терміном «ПК» мають на увазі контролери, які безпосередньо здійснюють прийом і первинну обробку даних від КП.

До завдань ПК входять:

- отримання даних від КП по каналах зв'язку;
- організація опитування КП при використанні одного каналу зв'язку для підключення декількох КП;
- передача на КП команд керування;
- передача даних і прийом команд ЕОМ;
- переадресація, передача даних на верхній рівень і прийом команд із верхнього рівня в багаторівневих системах;
- фільтрація, перетворення і передача даних при інтеграції з системами інших виробників.

Для реалізації повного набору перерахованих функцій контролери ПК оснащують мікропроцесорами і відповідним програмним забезпеченням. Переналаштування програмного забезпечення дозволяє гнучко змінювати конфігурацію системи, протоколи обміну й алгоритми обробки даних у процесі експлуатації системи. Для налаштування ПК використовують спеціальні програми-конфігуратори, що функціонують на ПЕОМ.

У сучасних ПК програми і налаштування зберігаються у внутрішній флеш-пам'яті контролерів, що забезпечує швидкий запуск системи та її відновлення у випадку збоїв.

Об'єкти контролю і керування знаходяться на контрольованих пунктах (КП), одному або декількох. Контрольований пункт – це місце розміщення об'єктів контролю і керування, а також апаратури, яка виконує функції контролю й управління, і яку часто називають контролером КП. Часто під терміном «КП» мають на увазі один контролер, встановлений на контрольованому об'єкті.

Контролер КП виконує безпосередній збір даних з об'єкта (за допомогою опитування датчиків і перетворювачів) і передачу їх на ПК, а також безпосередньо виконує команди ПК. На потужних об'єктах (таких, як великі електричні підстанції) можуть перебувати кілька контролерів КП. Для точної ідентифікації кожен з контролерів КП на об'єкті має свій логічний номер, який називають номером КП або адресом КП.

Наразі практично всі контролери КП оснащені мікропроцесорами і працюють за заданою програмою. Програмне забезпечення вирішує завдання збору даних (фільтрує брязкіт контактів і послаблює мережеві наведення в ланцюзі), виконує буферизацію подій перед видачею в канал зв'язку.

Сучасні контролери КП разом з базовими функціями забезпечують інтеграцію в систему різних електронних пристроїв: приладів обліку енергії,

автоматичних захистів тощо. Наприклад, контролери КП знімають показання електронних лічильників, витратомірів і передають їх для обробки на ПК.

1.3 Основні етапи побудови АСУ

Розробка АСУ передбачає такі стадії і етапи створення автоматизованої системи.

Попередні етапи формування структури АСУ такі:

- обстеження об'єкта та обґрунтування необхідності створення АСУ;
- формування вимог користувача до АСУ;
- оформлення звіту про виконання робіт і заявки на розробку АСУ.

Розробка концепції АСУ складається з таких етапів:

- вивчення об'єкта застосування АСУ;
- проведення необхідних науково-дослідних робіт;
- розробка варіантів концепції АСУ і вибір варіанту концепції АСУ,

що задовольняє вимогам користувачів;

- оформлення звіту про виконану роботу.

Стадія розробки технічного завдання до створення АСУ містить такі етапи:

- розробка і затвердження технічного завдання на створення АСУ;
- розробка ескізного проекту;
- розробка попередніх проектних рішень по системі і її частинам;
- розробка документації на АСУ і її частини.

Розробка технічного проекту складається з таких етапів:

- розробка проектних рішень по системі і її частинам;
- розробка документації на АСУ та її частини;
- розробка та оформлення документації на поставку комплектувань;
- розробка завдань на проектування в суміжних частинах проекту.

Ескізний, технічний проекти і робоча документація – це послідовна побудова все більш точних проектних рішень. Можливо виключити стадію «Ескізний проект» і окремі етапи робіт на всіх стадіях, або об'єднати стадії «Технічний проект» та «Робоча документація» в «Техноробочий проект», і паралельно виконувати різні етапи і роботи, включати додаткові вимоги.

Далі йде стадія розробки технічної документації, що містить такі етапи:

- розробка робочої документації на АСУ та її частини;
- розробка й адаптація програм.

Далі – етап введення в дію розробленої системи, що містить:

- підготовку об'єкта автоматизації;
- підготовку персоналу;
- комплектацію АСУ виробами (програмними і технічними засобами, програмно-технічними комплексами, інформаційними виробами).

На завершальній стадії виконуються такі будівельно-монтажні роботи:

- пуско-налагоджувальні роботи;
- проведення попередніх випробувань;
- проведення дослідної експлуатації;
- проведення приймальних випробувань.

1.4 Супровід АСУ

У процесі введення в дію і експлуатації розробниками проекту здійснюється супровід АСУ, що складається з двох основних програм:

- виконання робіт відповідно до гарантійних зобов'язань;
- післягарантійне обслуговування, яке включає можливість подальшого вдосконалення та розширення АСУ.

Для розширення можливостей АСУ необхідно створити умови додаткового збору та обміну інформацією про стан обладнання між КП і ПК. Сучасні ЕОМ для цього дозволяють застосувати телемеханіку.

Телемеханіка (ТМ) – це комплекс обладнання і програмного забезпечення, які забезпечують можливість прийому і передачі інформації, сигналів від різних об'єктів, а також дозволяють керувати обладнанням даних об'єктів.

Телемеханіка дозволяє здійснювати контроль і керування об'єктами на відстані із застосуванням спеціалізованих перетворень сигналів.

Система телемеханіки призначена для оперативного контролю та керування об'єктами енерго-, тепло- і водопостачання і може застосовуватися в промислових електричних мережах і комунальному господарстві. Ця система забезпечує: безперервний збір і контроль інформації про телесигналізацію (ТС); телевимірювання поточних значень параметрів (ТІ); телевимірювання інтегральних значень параметрів (ТІІ); телекерування (ТК).

Телемеханіка електроенергетичних об'єктів містить кілька окремих систем:

- системи автоматичного управління (САУ);
- засоби диспетчерського та технічного управління (СДТУ);
- програмне забезпечення, що використовується для збору, обробки, зберігання, аналізу різної інформації щодо роботи електричного обладнання (SCADA);
- автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ);
- пульти управління, панелі з перемикальними пристроями, контрольно-вимірювальними приладами.

Для передачі даних між системами телемеханіки об'єктів із центральними пунктами керування, залежно від взаємного розташування об'єктів, використовують безпроводні, провідні засоби зв'язку, ВЧ-зв'язок по високовольтних лініях електропередачі.

Системи телемеханіки будуються так, щоб забезпечити високу точність, швидкість і надійність при передачі інформації, сигналів керування обладнанням. Однією з основних завдань таких систем також є організація швидкої та точної фіксації зміни тих чи інших параметрів електричної мережі, стану обладнання, що забезпечується завдяки максимальній автоматизації цього процесу.

Системи телемеханіки застосовують для організації контролю і керування обладнанням об'єктів, які розташовані в різній мірі віддаленості від центра керування, а також енергетичних об'єктах, на яких персоналу заборонено перебувати тривалий час або зовсім (наприклад, через високий радіаційний фон або високий рівень забруднення).

Пристрої телемеханіки поділяються за типом і виконуваними функціями.

В енергосистемах оснащеність пристроями телемеханіки визначається чотирма рівнями:

- телекерування й телесигналізація;
- телесигналізація;
- виклична телесигналізація;
- відсутність пристроїв телемеханіки.

Типи пристроїв телемеханіки, системи збору й передачі інформації різні. Автоматизація ПС сьогодні набуває інтенсивного розвитку внаслідок застосування новітньої техніки на основі мікропроцесорних пристроїв. Завдяки цьому з'являється можливість істотно підвищити надійність і ефективність функціонування енергосистем, продуктивність праці оперативного персоналу.

До основних переваг систем телемеханіки можна зарахувати:

– незалежність від віддаленості об'єктів контролю і керування енергетичними об'єктами (для електричних розподільних підстанцій-центрального диспетчерського пункту). Завдяки наявності телемеханічних систем на енергетичних об'єктах і використанню сучасних засобів зв'язку, контроль і керування над цими об'єктами можна виконувати з будь-якої точки, незалежно від взаємного розташування об'єктів. Тобто за допомогою систем телемеханіки можна організувати контроль і керування над об'єктами, розташованими, наприклад, у декількох областях;

– можливість контролю над оперативно-технічним персоналом. Під час проведення оперативних перемикачів на обладнанні, особливо під час ліквідації аварій і технологічних порушень, оперативно-технічний персонал може припуститися помилки.

Завдяки наявності систем АСУ ТП, зокрема SCADA, черговий диспетчер, який віддає команди на операції з обладнанням на підстанції, може в реальному часі контролювати процес виконання команд.

У разі допущення помилок під час виконання оперативних перемикачів, черговий диспетчер може своєчасно виявити цю помилку і повідомити про неї оперативному персоналу, що дозволяє попередити виникнення різних негативних наслідків.

Наприклад, у разі необхідності виведення в ремонт силового трансформатора, оперативний персонал виконає всі необхідні операції з від'єднання цього елемента обладнання від електричної мережі, але його заземлення зробить тільки після того, як вищий оперативний персонал – черговий диспетчер особисто переконається в правильності виконаних

перемикань і можливості виконання подальших операцій – заземлення силового трансформатора.

Залежно від складності виконуваних перемикань така перевірка може виконуватися кілька разів;

– економія коштів. Завдяки наявності систем телемеханіки на енергетичних об'єктах, можна значно знизити витрати на утримання обслуговуючого персоналу, оскільки контроль над режимом роботи устаткування, зчитування інформації з мікропроцесорних терміналів захистів обладнання щодо порушень режимів роботи в електричних мережах, а також виконання операцій з високовольтними вимикачами, автоматичними вимикачами з мотор-приводами можна здійснювати дистанційно;

– оперативність. Керування обладнанням персоналом безпосередньо на об'єкті займає певну кількість часу: виявлення несправності, фіксування в журналі, доповідь вищому персоналу, отримання команди на виконання тих чи інших команд, фіксація команди в журналі, фіксація в журналі про виконану команду, доповідь вищому персоналу.

У разі керування устаткуванням дистанційно за допомогою систем АСУ ТП виконання необхідних операцій проводиться більш оперативно, оскільки команда може бути виконана безпосередньо черговим диспетчером відразу після виникнення такої необхідності.

Що стосується недоліків систем телемеханіки, то найбільш небезпечним з них є їхня вразливість.

Система телемеханіки – це складний комплекс техніки, один з елементів якої може в будь-який момент вийти з ладу. Це призведе до некоректної роботи цієї системи, наявності хибних сигналів або зовсім повної її непрацездатності. Подібні порушення роботи зустрічаються рідко, але вони в принципі не виключені.

Із викладеного, можна зробити висновок, що повністю відмовитися від обслуговуючого персоналу на енергетичних об'єктах, обладнаних системами телемеханіки, не можна, оскільки в разі відмови систем телемеханіки або виникнення помилок в їхній роботі необхідне втручання персоналу.

Проте застосування таких систем в енергетиці дозволяє значно скоротити кількість обслуговуючого персоналу. Наприклад, у групі декількох підстанцій завдяки наявності систем телемеханіки, відсутня необхідність наявності постійного обслуговуючого персоналу на кожній з підстанцій, оскільки контроль над усіма об'єктами ведеться дистанційно з диспетчерського пункту.

У цьому випадку для обслуговування об'єктів достатньо лише оперативно-виїзної бригади, яка в разі виникнення будь-яких аварійних ситуацій, що вимагають оперативного втручання персоналу, прибуде на об'єкт. У разі ж відсутності систем телемеханіки на підстанціях для постійного контролю над режимом роботи обладнання і з метою своєчасного виявлення несправностей і аварійних ситуацій необхідна наявність на підстанціях постійного обслуговуючого персоналу.

Шафа ТМ є програмованим пристроєм і використовується в якості апаратури телемеханіки в складі автоматизованої системи диспетчерського контролю та керування.

Шафа телемеханіки дозволяє виконувати такі функції:

- побудувати ієрархічно розподілену систему збору телемеханічної інформації та керування з диспетчерського пункту (ДП);
- здійснювати роботу з ДП по різних каналах зв'язку;
- вимірювати параметри: струмів, напруг, частоти, температури;
- здійснювати контроль стану обладнання;
- забезпечувати живлення датчиків телесигналізації (ТС) напругою 12 В;
- визначати зміни стану об'єктів телесигналізації (ТС) зі швидкістю не більше за 0,1 с;
- здійснювати захист ланцюгів живлення, ланцюгів введення / виведення від перенапруги;
- обмін параметрами з системами мікропроцесорного захисту і цифровими перетворювачами та іншими розподіленими пристроями (РП) по інтерфейсам RS-232, RS-485, оптоволокну;
- автономне функціонування в повному обсязі після зникнення живлення 220 В, 50 Гц протягом 8 год (без урахування роботи радіостанції);
- нарощувати інформаційний обсяг параметрів по телесигналізації, по телевимірюванню, по телеуправлінню при подальшому розширенні системи;
- надійну видачу сигналів телеуправління;
- поетапне впровадження в існуючі комплекси телемеханіки;
- апаратний захист від збоїв програмного забезпечення пристрою;
- автоматичну діагностику підсистеми живлення і каналів зв'язку з сигналізацією несправностей;
- оперативну зміну налаштувань (списку параметрів ТС, ТІ, ТУ) у процесі експлуатації;
- оперативне надання інформації про роботу шафи ТМ.

Сучасні програмно-технічні комплекси (ПТК) будують на основі мікропроцесорних контролерів 16- і 32-розрядних систем з високою швидкістю і достатньою ємністю пам'яті. Усе більшого значення набуває програмне оснащення контролерів. Для зберігання програм і даних застосовують флеш-пам'ять, що дозволяє легко змінювати програму і забезпечувати швидкий перезапуск системи в разі збою.

Наразі телемеханіка в електроенергетиці – це галузь науки і техніки, предметом якої є розробка методів і технічних засобів передачі і прийому інформації (сигналів) з метою керування та контролю на відстані технологічними процесами на електричних станціях і підстанціях (ПС) електромережевого комплексу різного класу напруги.

Застосування телемеханізації в електромережних комплексах дозволяє об'єднати роз'єднані або територіально розосереджені об'єкти управління в єдиний виробничий комплекс.

Особливе значення телемеханіка набуває у зв'язку зі створенням автоматизованих систем управління (АСУ) у розподільних електромережних комплексах 110 – 10 кВ. Обробка даних, отриманих по каналах телемеханіки, на ЕОМ, дозволяє значно поліпшити контроль за технологічним процесом і спростити керування. Тому сьогодні замість поняття «телемеханіка» все частіше використовується скорочення АСУ ТП – автоматизована система управління технологічним процесом.

В англійських джерелах аналогом поняття «телемеханіка» є скорочення SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition – Диспетчерське управління і збір даних, в який вкладається, по суті, той же зміст. Комп'ютери разом із встановленим на них спеціалізованим програмним забезпеченням є вершиною SCADA-піраміди. Вони забезпечують збір даних та їхнє представлення в зручному для оператора вигляді, є пультом керування системою SCADA. Основою цієї піраміди є датчики і перетворювачі, які перетворюють фізичні параметри контрольованого об'єкта (температуру, тиск, струм, напругу) в нормовані електричні сигнали. Середину складають контролери, які вимірюють сигнали з датчиків і перетворюють їх у цифрову форму, забезпечують локальну обробку даних, передають дані по каналах зв'язку в центральну ЕОМ.

Сучасні контролери КП разом із базовими функціями (ТС, ТІ, ТУ) забезпечують інтеграцію в систему різних електронних пристроїв: приладів обліку енергії, автоматичних захистів тощо. Наприклад, контролери КП знімають показання електронних лічильників, витратомірів і передають їх для обробки на ПК по єдиному телемеханічному каналу зв'язку. Зазвичай взаємодія між ПК і КП відбувається по каналу зв'язку. Це може бути проста фізична лінія, оптоволокло, виділений телефонний канал, радіоканал тощо.

Після під'єднання до одного каналу зв'язку кількох КП кожен із них повинен мати свій логічний номер, який називають *адресою* КП. Часто під ПК і КП на увазі мають саму апаратуру телемеханіки.

Дані між ПК і КП передають короткими масивами, які називають *кадрами*, *фреймами* або *посилками*. Посилки разом із даними містять адресну частину і код для виявлення спотворень у процесі передачі. Адреса повинна однозначно ідентифікувати вимірюваний параметр у межах усієї системи, наприклад, номер контролера ПК – номер КП – номер групи в КП – номер параметра в групі.

Для захисту даних зазвичай використовують один з варіантів підрахунку контрольної суми.

Спосіб кодування даних і порядок обміну посилками зазвичай називають *протоколом обміну*.

Одним із основних вимог під час вибору протоколу є його надійність, тобто здатність передавати дані без спотворень і можливість повторної передачі в разі збою. Апаратура телемеханіки (зазвичай звана контролером) на КП збирає інформацію про об'єкт за допомогою датчиків і перетворювачів. Датчиками можуть бути прості двохпозиційні перемикачі,

стан яких змінюється після зміни стану об'єкта (ввімкнений / вимкнений, норма / аварія і т.п.).

Контролер (англ. Controller – регулятор, керувальний пристрій) – електричний прилад, за допомогою якого в телемеханіці та системах управління вимірюють струми, напруги, температуру та інші фізичні параметри об'єкта, а також передають і приймають дані по каналах зв'язку на об'єкт дії, що управляють, використовуючі як локальний автоматичний регулятор. Сьогодні контролери – це малогабаритні пристрої, тому часто зустрічається назва «мікроконтролери». Контролери зазвичай оснащені мікропроцесорною начинкою, що дозволяє програмувати контролер на вирішення заданого кола завдань, – звідси інші назви: програмовані контролери і програмовані логічні контролери (ПЛК – в українських описах і PLC – в англійських). Використовують для отримання кількісної оцінки характеристик контролюваного процесу, наприклад температури, напруги, струму, тиску та ін. Для проведення вимірювання на об'єкті використовують пристрої, які перетворюють фізичні (електричні) параметри в нормовані електричні сигнали. Контролер КП вимірює параметри цих сигналів та за запитами ПУ або спорадично передає їх на ПУ в цифровому вигляді. Ті надходять на ЕОМ і щит для відображення. ЕОМ стежить за рівнями вимірювань і попереджає оператора про перевищення заданих порогових значень (уставок) цих сигналів.

Сучасний контролер може мати достатньо потужний процесор класу Pentium, зазвичай з невеликим енергоспоживанням. Контролери можуть бути спеціалізованими, розрахованими на ефективне вирішення певного завдання (наприклад, контролер релейного захисту), або універсальними, які можуть вирішувати різнопланові завдання відповідно до встановленого набору блоків і варіанта програмного забезпечення – наприклад, завдання знімання показань із приладів обліку і виведення їх на ПК або мнемонічний щит.

Входи контролерів вводу аналогових сигналів під'єднуються до вимірювальних перетворювачів, а входи контролерів вводу дискретних каналів (ТС) – до датчиків стану об'єктів, а виходи керувальних контролерів – до ланцюгів виконувальних реле. Усі зовнішні стики контролерів мають вбудований захист від зовнішніх завад. Як сервер пристрої КП зазвичай використовують контролери зв'язку, що забезпечують зв'язок з ПК.

Контролер КП зазвичай стежить за станом датчиків і у разі зміни хоча б одного з них передає на ПК посилку, яку і називають телесигналом (ТС). Контролер ПК, отримавши ТС, передає його на ЕОМ і контролер щита.

Контролери зв'язку на рівні ПУ?? забезпечують як прості функції програмувальних каналних адаптерів і більш складні функції циклічного опитування пристроїв на приєднані. За кількістю стиків (портів зв'язку) контролери зв'язку поділяються на одно-, дво-, три- і чотири портіві.

Найбільш потужний із контролерів зв'язку, реалізований на базі DSP, забезпечує частотне розділення каналу зв'язку на мовну частину для службового зв'язку і над тональну частину для передачі даних.

Через контролери зв'язку здійснюється обмін сервера з пристроями КП і ретрансляція усієї, або частини інформації на верхній рівень подання даних.

Програма на ЕОМ змінює стан зображення контрольованого об'єкта на схемі і попереджає диспетчера звуковим сигналом. Контролер щита запалює на щиті відповідний індикатор.

Контролер використовують також для отримання кількісної оцінки характеристик контрольованого процесу, наприклад, температури, напруги, струму, тиску та ін. Для проведення вимірювання на об'єкті використовують пристрої, які перетворюють фізичні (електричні) параметри в нормовані електричні сигнали. Контролер КП вимірює параметри цих сигналів та за запитами ПУ або спорадично передає їх на ПУ в цифровому вигляді. ТІ надходять на ЕОМ і щит для відображення. ЕОМ стежить за рівнями вимірювань і попереджає оператора про перевищення заданих порогових значень (уставок) цих сигналів.

Існують однофункціональні контролери введення-виведення з каналами одного типу і кількістю каналів 8/16/32/64, а також багатофункціональні контролери, які мають різні типи введення-виведення і призначені безпосередньо для встановлення в комірці КРУ. Прості та дешеві контролери вводу дискретних сигналів із процесором А8051 виконують прості функції вводу сигналів і первинної обробки інформації. Більш складні і дорожчі контролери вводу дискретних і аналогових сигналів із процесором С165 або AVR90 оптимізовані для швидкої реєстрації часу зміни стану датчиків і періодичної реєстрації параметрів системи в реальному часі.

Для кількісної оцінки стану об'єкта на КП застосовують перетворювачі, які перетворюють фізичні параметри (температура, тиск, напруга, струм) в нормовані електричні сигнали. Контролер КП вимірює параметри цих сигналів та передає їх на ПК у цифровому вигляді в посиленнях телевимірювань. Аналогічно ТС, ТІ надходять до ЕОМ і щит для відображення. Програма для ЕОМ може відстежувати рівні вимірювань, які надходять, і сигналізувати, наприклад, про перевищення ними критичного порогу (уставки).

2 ВИДИ ТА СКЛАД АВТОМАТИЗОВАНИХ СИСТЕМ

2.1 Телевимірювання (AI – Analog Input), телеуправління (DO – DigitalOutput) та телерегулювання (AO – Analog Output)

Телесигналізація (в англійській мові джерелах DI – DigitalInput) використовується для дистанційного контролю дискретних змін стану об'єкта, наприклад, «ввімкнений» («вимкнений»), «рухається» («нерухомий»), «норма» («аварія») і т. п. Для отримання цих даних об'єкт оснащують відповідними датчиками. У найпростішому випадку застосовують двопозиційні контактні перемикачі, але можуть використовуватися і багатопозиційні перемикачі.

Контролер КП опитує стан датчиків і після зміни стану передає інформацію про подію на ПУ в короткій послідовності у вигляді телесигналу. Контролер ПУ після отримання ТС передає його для оброблення в ЕОМ (і на контролер щита) для оповіщення диспетчера і відображення зміненого стану об'єкта контролю.

Важливим параметром *телевимірювань* контрольованих параметрів системи є точність. У старих системах зазвичай використовувалися 8-розрядні аналого-цифрові перетворювачі (АЦП), які забезпечували похибку вимірювання більш за 0,8 % для однополярних сигналів і більше за 1,6 % – для двохполярних. Сучасні системи оснащують 10 – 14-розрядними АЦП, що дозволяє досягти точності вимірювань 0,25 – 0,1%. Подальше підвищення точності обмежується наявністю наведень на вимірювальні ланцюги.

Для ослаблення наведень від промислової силової мережі з частотою 50 Гц в контролерах КП застосовують алгоритми цифрової фільтрації.

При необхідності втручання в хід контрольованого процесу оператор за допомогою ЕОМ видає в систему команду телеуправління, забезпечує дистанційне керування об'єктом контролю. Із ЕОМ команда ТУ надходить на контролер ПУ, який передає її потрібному КП. Контролер КП при отриманні команди перевіряє її достовірність, видає електричний сигнал для включення виконавчого механізму (наприклад, запуск електродвигуна), передає на ПУ квитанцію про виконання цієї команди.

Команди ТУ зазвичай двопозиційні: ТУ «ввімкнути» і ТУ «вимкнути». Застосовуються також більш складні алгоритми видачі ТУ, наприклад, з проміжним контролем готовності виконавчих ланцюгів.

Для захисту команд ТУ від спотворень під час їхньої передачі застосовують спеціальне кодування, наприклад, передають команду двічі, в прямому і інверсному вигляді і т. п. Зазвичай в одному циклі керують тільки одним об'єктом.

Сучасні контролери КП можуть отримувати інформацію не тільки з датчиків і перетворювачів, а й з різних мікропроцесорних пристроїв, наприклад, приладів обліку струмових захистів. Для стикування з такими

пристроями застосовують один з локальних інтерфейсів, наприклад, RS-485. Інформаційний обмін йде з використанням одного з сумісних протоколів, наприклад, Modbus.

Важливою функцією системи є *телерегулювання*, яке забезпечує дистанційне встановлення рівня впливу на об'єкт управління. Управління розпочинається з завдання оператором величини впливу, а потім видає команду з ЕОМ.

Команда ТР передається з пункту управління на контрольований пункт по каналу зв'язку. Контролер КП, отримавши команду ТР, перевіряє її достовірність і видає сигнал заданого рівня на виконавчий пристрій (наприклад, відкриває вентиль на 56 %). Крім ручної видачі управління, застосовується і автоматизована видача. У цьому випадку на ЕОМ встановлюють програму з алгоритмом обчислення величини управління. Для запобігання «удару» при видачі команди телерегулювання, застосовують плавну зміну вихідного сигналу до досягнення заданого рівня. Це завдання зазвичай виконує контролер КП.

Достовірність телевимірювань і телесигналізації (відсутність спотворень даних при передачі по каналах зв'язку) забезпечується шляхом введення в посилку кодів системи захисту. Зазвичай в посилці передають контрольну суму даних. Найбільш надійними є поліноміальні контрольні суми, які реалізуються на основі контролерів або мікроконтролерів.

Мнемонічний щит – це табло з пасивною схемою контрольованого об'єкта й активними елементами, що відображають поточний стан об'єкта і є складовою системи телемеханіки або використовуються для наочного відображення стану великих систем, що містять до декількох тисяч об'єктів контролю. Наприклад, мнемонічні щити часто використовують для обладнання диспетчерських пунктів великих енергетичних систем. На лицьовому боці щита зображують або викладають спеціальними мозаїчними елементами схему контрольованої системи. Для відображення стану об'єктів системи в щит вмонтовані активні елементи – поодинокі лампи, світлодіоди або цифрові індикатори. Ними керує щитовий контролер (контролери).

На щит переважно виводять інформацію двох типів: телесигналізацію і телевимірювання. Для відображення стану ТЗ використовують лампи або більш сучасні та довговічні світлодіодні індикатори. На великих щитах зазвичай використовують модель так званого «темного щита»: індикатор починає блимати після зміни стану ТЗ, після квитиювання індикатор залишається горіти, а після узгодження щита зі зміненим станом індикатор гасне. Інформація на щит може вводитися як по командам ручного введення від диспетчера системи (через ПЕОМ), так і надходити в автоматичному режимі (з АСУ ТП або ПУ комплексу телемеханіки).

2.2 Канали зв'язку. Корпоративні прикладні мережі зв'язку в енергетиці

Зв'язок є невід'ємною частиною сучасного комплексу управління роботою електричної системи і містить як суто корпоративні додатки (телефонію, міжкомп'ютерний обмін даними і елементи автоматизованої системи контролю та обліку електроенергії – АСКУЕ), так і технологічні: диспетчерські переговори і телемеханіку, управління режимами і захист. В умовах комерціалізації відносин енергетиків і користувачів на перше місце виходять такі аспекти побудови електричних мереж, як їх функціональна наповненість, безпека і надійність функціонування, а також моніторинг стану в режимі реального часу.

До недавнього часу мережі зв'язку енергетиків, як правило, будувалися за трьома незалежними функціональними критеріями: передачі сигналів мови і телемеханіки, захисту та автоматики, офісних додатків з використанням відповідної апаратури.

В останні 3–7 років досить активно застосовується поєднання функцій передачі сигналів мови, телемеханіки ТМ і захисту. У високочастотній (ВЧ) техніці для цього використовується принцип частотного ущільнення з поділом за часом, а в кабельних каналах – TDM мультиплексування.

Для офісних додатків, зокрема для АСКОЕ оптового ринку електроенергії і потужності, для передачі післяаварійної інформації, пошти і інтернету – зазвичай використовуються кабельні або радіоканали, власні або орендовані з використанням IP-технологій. Окремий додаток утворюють радіо, супутникові або трекінгові мережі обслуговування пересувних бригад.

Технологічні та конструкторські досягнення останнього часу призвели до створення устаткування, що поєднує в собі технологічну та офісну складові функціональності корпоративної мережі енергетиків, що дозволяє говорити про нову філософію прикладних мереж зв'язку – конвергованих мережах CCNS (Converged Corporate Network Solutions).

Переваги даної мережі CCNS наступні:

- зниження фінансової та функціональної залежності від третіх осіб;
- можливість швидкої зміни конфігурації і закріплення мережевих ресурсів за критичними додатками;
- єдине середовище управління, моніторингу та повний контроль стійкості і надійності мережі;
- безпеку технологічних, комерційних даних та надання мережевих ресурсів третім особам.

Наприклад, основний упор робиться не на просту заміну старого обладнання новим, а на зміну самих принципів проектування технологічних мереж і об'єднання різнорідних мережевих трафіків. Тепер головним має стати не звичайне виконання функціональних вимог до каналів і, відповідно, до апаратури що їх утворює, а економічна ефективність створюваної мережі, її адаптованість до нових завдань.

ВЧ-технології. В існуючі ВЧ-канали (мережі) вкладені величезні інвестиції, які рано чи пізно мають бути повернуті, і, отже, питання, пов'язані з ВЧ-зв'язком ще довгий час будуть актуальними. До того ж велика кількість протяжних повітряних ліній (ПЛ) робить повсюдне використання інших технологій (кабельних і радіо) економічно неефективним. За первинними витратами ВЧ-системи з кількістю підканалів від 1 до 6 і довжині каналів вище 5–7 км вигідніші, порівняно з оптичними каналами зв'язку. Однак найпростіші оптичні системи можуть бути більш ефективними, ніж ВЧ-канали за довжин ПЛ и до 100–130 км, а потужні повнофункціональні системи – практично ефективніші завжди. Аналогічні міркування можна навести для мідних кабелів і радіорелейних ліній.

Із викладеного випливають такі висновки:

- за довжин ПЛ або каналу менше 5–7 км вигідніші кабельні канали з використанням найпростіших мультиплексорів;
- за великих довжинах ПЛ або каналів і нестачі фінансування потрібно використовувати ВЧ-канали;
- за великих довжинах ПЛ або каналів, якщо вже вистачило грошей на прокладання волокна або абсолютно необхідно передавати великі обсяги інформації, то чим потужніший мультиплексор буде встановлено, тим вища виявиться ефективність системи і швидше буде повернення інвестицій, особливо, якщо є можливість здати частину ємності системи в оренду. Проте на практиці короткі до 5 – 7 км канали зазвичай використовуються або як станційні, або як промислові, або як міські, тобто фактично становлять розпредмережі. Це зазвичай кабельні канали. Тоді більш ефективним для побудови мережі може стати використання широкосмугових ВЧ-технологій, основну проблему для яких становить електромагнітна сумісність.

Запропонована Німеччиною і практично повсюдно в Європі прийнята норма на електромагнітне випромінювання NB30 призвела до фактичної заборони на використання цих технологій в межах міста, за винятком випадків, коли мережа становить ізольовану кабельну структуру. Що стосується повітряних ліній, то їхня протяжність навіть в селищах або кампусах (низькоповерхова міська забудова) обмежена величинами 300 м. І справа не тільки в обмеженні вихідної потужності передавачів. Слабкі рівні вхідних сигналів роблять такі системи вразливими до зовнішніх впливів перешкод.

Отже:

- за довжин ПЛ або каналу менше за 5–7 км і існуючої кабельної інфраструктури більш вигідні канали з широкосмуговими ВЧ-системами;
- за довжин ПЛ або каналу менше за 5–7 км і відсутності кабельної інфраструктури необхідно розглянути можливість застосування радіоканалів типу «точка-багатоточка»;
- за довжин ПЛ або каналу менше 5–7 км і відсутності кабельної інфраструктури та проблеми з електромагнітною сумісністю, більш вигідні оптичні або мідні канали з використанням найпростіших мультиплексорів.

Варто мати на увазі, що вище йшлося не про спеціалізовані канали, призначені, наприклад, тільки для передачі даних АСКУЕ – тут ефективними можуть бути й інші канали: GSM або супутникові та конверговані канали, що дозволяють вирішити більшість завдань у корпоративних мережах енергетиків.

До сьогодні найбільш затребуваними як з погляду капітальних витрат, так і з погляду великих протяжностей ВЛ, є ВЧ-канали зв'язку. Перед оптичними вони мають перевагу через можливість побудови систем релейного захисту і протиаварійної автоматики (РЗ і ПА): враховуючи вимоги до часових параметрів переданих сигналів-команд, а також фізичні обмеження на час поширення сигналів в оптичному волокні, ВЧ-канали можуть мати більшу протяжність.

Цифрова конвергована ВЧ-система ETL500 застосовувалася раніше переважно для вирішення технологічних завдань енергетики. Можливість її використання для корпоративних цілей ґрунтується на дооснащенні ETL500 пристроями формування швидкісного цифрового каналу типу АМХ з різними абонентськими цифровими інтерфейсами. Оскільки однією з основних вимог до технологічних каналів є їхня незалежність від корпоративних даних, то рекомендується організувати цифровий канал в незалежному ВЧ-каналі або в спеціально виділеній смузі частот ВЧ-каналу. Оскільки корпоративні канали найчастіше є каналами передачі даних, то в АМХ не рекомендується використовувати можливості цифрової передачі мови. Виняток може бути зроблено лише для службових мовних каналів типу «точка-точка» без під'єднання їх до комутаційного простору корпоративної телефонної мережі.

Універсальні рішення. У мережах зв'язку енергетиків існують сервіси, недоступні в звичайних корпоративних мережах. Для їхньої реалізації потрібні деякі спеціалізовані пристрої, наприклад, віддалений програмований низькочастотний (НЧ) термінал EVDT, особливістю якого є спільна робота з апаратурою ВЧ-зв'язку ETL500. Комплексне використання ВЧ-каналів, крім відомих переваг, має і деякі суто організаційні недоліки, пов'язані з традиційним поділом служб. Часто це виражається в адміністративному розміщенні підрозділів у різних приміщеннях. Це можуть бути різні кімнати, поверхи і навіть будівлі, між якими необхідно прокласти сигнальні ланцюги. Пристрій EVDT передусім призначений саме для зменшення кількості необхідних для цього кабелів. У той же час EVDT дозволить використовувати будь-які корпоративні 4-провідні канали як комплексні (прийняті в енергетиці для передачі телефонної і телемеханіки ТЛФ + ТМ). Використання принципу конвергенції не означає, що користувач повинен відмовитися від встановленого у нього обладнання. Часто достатньо дооснастити його відповідними вузлами, наприклад, передачі сигналів команд РЗ.

Одним із таких пристроїв є цифрова система передачі сигналів команд релейного захисту NSD 570, яка припускає роботу через будь-які середовища і канали передачі. Безумовною вимогою до використовуваних каналах (середовища) є їхня придатність до передачі сигналів команд релейного

захисту (РЗ) і протиаварійної автоматики (ПА) як з погляду надійності та безпеки, так і з погляду часу передачі. Загалом це практично будь-які провідні канали, кабельні – PDH і SDH, радіо – SDH, ВЧ – від світових виробників.

Проте можливі й інші варіанти, застосування яких залежить від ретельності системного опрацювання. Узагалі головною проблемою конвергенції є об'єднання функцій захисту й автоматики з усіма іншими сервісами, зокрема технологічними. Отже, якщо в корпоративну IP-мережу за дотримання деяких правил ще можна ввести технологічні функції передачі диспетчерської мовної інформації з великими обмеженнями даних SCADA-систем і систем телемеханіки, то функції захисту ввести практично неможливо.

Основний і резервний канал захисту. Навіть відносно простий випадок з передачею сигналів мови на практиці виявляється не таким простим. Як показує досвід експлуатації таких каналів (побудованих на обладнанні світового IP-бренда) газовиками і нафтовиками, їхня якість не задовольняє вимогам оперативного диспетчерського управління, і вони шукають альтернативу давно усталеним концепціям. Головна причина: корпоративна IP-мережа спочатку повинна будуватися не як телекомунікаційна, а як технологічна з використанням протоколів: RVSP (Resource reservation protocol), RTP/RTCP (Real time protocol/ associated control protocol) і Dynamic time-slot multiplexing (DTM).

Що стосується SCADA-систем і систем телемеханіки, то існуюча Ethernet-мережа повинна дооснащуватися UCA (Utility Communications Architecture) або аналогічними системами. На жаль, ця технологія UCA, виконуючи функцію прив'язки переданої інформації по тимчасовій сітці, одночасно значно скорочує кількість корпоративних користувачів. Тому технологію UCA потрібно розглядати як тимчасове рішення для невеликих підстанцій, і допускати контроль та спостереження за системами релейного захисту, обмін службовою інформацією між пристроями РЗ і ПА. Проте передача сигналів захистів у цій технології заборонена (крім сигналів стану обладнання – телесигналізації).

Таким чином, методики введення технологічних функцій в уже працюючу корпоративну IP-мережу не дуже вдалі, хоча і мають право на існування. Інша справа ідеологія CCNS, що припускає введення офісних (IP) функцій в технологічну мережу з повною ізоляцією різнорідних трафіків і забезпечує найкращі умови транспортування саме технологічної інформації. Перехід до принципів конвергенції неминуче спричинить за собою зміну методики обслуговування технологічних каналів, особливо каналів релейного захисту (РЗ) і протиаварійної автоматики (ПА). Насамперед, контроль, обслуговування та налагодження мають бути не такими, що порушують функціонування інших сервісів, а по-друге, розподіленими в просторі, тобто вже не буде можливості зібрати всю каналотвірну апаратуру в одній лабораторії і відтестувати її, як це робиться зараз. Для цього потрібні нові вимірювальні і тестові прилади.

Кабельні технології. Найбільш ефективними з погляду окупності капітальних вкладень на інформаційний підканал є високошвидкісні системи передачі даних. До того ж практично неважливо, як саме буде реалізований агрегатний транспортний канал (мідь, волокно і т.п.). Головне – забезпечити його оптимальне завантаження. Особливо актуально це для конвергованих корпоративних мереж енергетиків, покликаних об'єднувати різні типи трафіків.

Виконати це можуть тільки спеціалізовані пристрої доступу, мультиплексори в яких – технологічний і IP-трафіки – розглядаються як незалежні процеси. Такі пристрої зазвичай забезпечуються агрегатними модулями для електричних і волоконно-оптичних кабелів. Історично склалося так, що більшість оптичних кабелів в енергетиці є власністю третіх осіб. Енергетикам як компенсація пропонується або використовувати канали, побудовані на телекомунікаційному обладнанні, або самим освоювати «оптоволокно».

У першому випадку технології доводиться мати справу з IP-каналами і вже описаними раніше проблемами. Функції захисту реалізувати на них важко. Особливо, якщо як транспорт використовується не SDH. Якщо ж транспорт – SDH, то проблему із захистом можуть вирішити пристрої, що мають безпосередній доступ до агрегатного каналу, аналогічні NSD 570. Проте, оскільки телекомунікаційні мультиплексори не мають настільки розвиненої технологічно орієнтованої системи крос-комутації, як спеціалізовані технологічні пристрої доступу, то необхідно дуже ретельно виконувати системні розрахунки часу проходження команд. У другому випадку вже самі енергетики встановлюють на «оптоволокні» найдешевші мультиплексори, виходячи з того, що здебільшого їхні власні потреби в пропускну здатності офісної корпоративної мережі не перевищують 2 Мбіт/с. Така точка зору має право на існування. Однак вимоги технології при цьому не враховуються, оскільки пристрої доступу знову ж використовуються телекомунікаційні. Коли ж через деякий час виявляється неефективність використання волокна, то найчастіше зробити що-небудь вже запізно.

Іноді може допомогти те, що найбільш дешеві пристрої – вітчизняні, реалізують PDH і SDH транспорт. У цьому випадку знову можна використати пристрій типу NSD 570, але необхідно ретельно виконувати системні розрахунки часу проходження команд. Уникнути всіх цих проблем можна, відразу, зорієнтувавшись на мультиплексори, спеціально розроблені для енергетики.

Раніше це були пристрої, що враховують і реалізують тільки технологічні вимоги і установки галузі, деякі – навіть щодо можливості передачі сигналів команд. Тепер же з'явилися системи, які в повному обсязі реалізують принцип конвергенції CCNS, спочатку орієнтовані на передачу як технологічного, так і офісного корпоративного трафіків.

Ці платформи призначені для використання як відомчими мережами енергетичних компаній, так і великими телекомунікаційними провайдерами,

що дозволяє енергетичним компаніям, операторам трубопроводів, залізничним компаніям та іншим самим надавати комерційні послуги на ринку телекомунікацій.

Відмінною особливістю цих платформ є їхня відповідність вимогам енергетики щодо електромагнітної сумісності, надійності і готовності, що, безумовно, дає їм перевагу перед звичайним телекомунікаційним обладнанням у побудові високонадійних мереж загального користування. Зі сказаного видно, що технологія CCNS насправді становить концепцію побудови корпоративних мереж нової якості – конвергованих. Це ідеологія, яка охоплює всі етапи життєвого циклу мережі, починаючи з проектування і закінчуючи управлінням.

Отже, основні принципи технології CCNS такі.

1. Найбільш перспективне комунікаційне середовище для побудови корпоративних мереж енергетиків – це волоконно-оптичні лінії, ВЧ – як резервна за нестачі фінансування.

2. Найбільш придатними мережевими технологіями для конвергованих мереж є: ВЧ зв'язок, PDH і SDH (у разі виконанні низки умов АТМ).

3. Забезпечується повна ізоляція технологічного та офісного трафіків. Найкращі умови транспортування виділяються для технологічної інформації.

4. Для технологічних каналів повинні встановлюватися «постійні» внутрішньо-мережеві з'єднання «кожен-з-кожним» або «один-зі-всіма», а для офісного трафіку (телефонія, відео, комп'ютери та ін.) діють правила з'єднання громадських мереж (IP) .

5. Для підключення чутливих до часу технологічних трафіків – SCADA, захист і інші – мають використовуватися принципи TDM (PCM), (PDH), (SDH).

6. Офісна складова конвергованої мережі має будуватися на принципах громадських телекомунікаційних мереж, що дозволить легко проводити їхню подальшу модернізацію паралельно розвитку громадських технологій. Для цього повинні і можуть використовуватися технології, що забезпечують максимальну ефективність завантаження агрегатного каналу: IP, FrameRelay, АТМ та ін.

7. Моніторинг та управління конвергованою мережею повинно виконуватися з одного місця і підтримувати обидва види трафіків – технологічний і суспільний. Конверговані мережі якнайкраще забезпечують функції збору, передачі і прийому інформації та даних про технологічні процеси підстанцій.

Отже, впровадження телемеханізації електроенергетичного комплексу повинно здійснюватися на основі технічних засобів: датчиків і контролерів, каналів зв'язку, центральною ЕОМ зі стандартним спеціалізованим програмним забезпеченням, а також поточних розрахунків і логічного аналізу.

Сучасна телесистема будується на основі телемеханічних комплексів як єдина інтегрована ієрархічна і розподілена людино-машинна система, яка працює одночасно з протіканням технологічних процесів, оснащена засобами

управління, збору, обробки, зберігання, реєстрації, передачі і відображення інформації про роботу системи.

Конверговані мережі зв'язку становлять нову, ефективну концепцію побудови корпоративних мереж, що об'єднують різні мережні трафики, (наприклад, технологічні): телемеханіки, релейного захисту і автоматики та офісних додатків, що забезпечують найкращі умови транспортування технологічної інформації.

3 ВИМОГИ ДО ОРГАНІЗАЦІЇ СТРУКТУРИ СИСТЕМИ АСУ ТП

3.1 Структура та функції телемеханічних комплексів

Сьогодні АСУ ТП у мережах будуються на основі сучасних телемеханічних комплексів, на базі мікропроцесорних контролерів, що під'єднуються безпосередньо до вторинних ланцюгів трансформаторів струму і напруги із забезпеченням таких функцій:

- управління приєднаннями з використанням пристроїв телекерування і виконання перемикачів при виділенні пошкоджених ділянок мережі з роботи;
- вимірювання і реєстрація режимних і технологічних параметрів;
- моніторинг і діагностика стану обладнання в нормальних і аварійних режимах;
- автоматизація технологічних процесів основного і допоміжного обладнання.

АСУ ТП будується на основі АСУ технологічних процесів ПС 35–110 кВ і телемеханізації мережевих об'єктів 6–20 кВ.

Основні завдання у сфері застосування АСУ ТП наступні:

- можливість спостереження режимів мережевих об'єктів засобами телемеханіки і системами технологічного управління, що дозволяють ефективно відстежувати стан мережі в режимі реального часу;
- моніторинг поточного стану і режимів роботи обладнання;
- ефективну взаємодію організацій, що беруть участь в управлінні електричними мережами, функціонуванні роздрібного (оптового) ринку електроенергії (потужності) в єдиному інформаційному просторі;
- інтеграція в АСУ технологічних процесів релейного захисту та автоматики (РЗА) і протиаварійної автоматики, засобів контролю і діагностики стану основного обладнання, мережевих об'єктів 6–20 кВ, систем вимірювання, контролю та обліку електроенергії.

Основні вимоги до побудови структури АСУ ТП полягають в наступному:

- модульний принцип побудови технічних і програмних засобів, прикладного та технологічного програмного забезпечення;
- відкритість архітектури комплексу технічних засобів і програмного забезпечення;
- незалежність виконання функцій контролю та управління мережевим об'єктом від стану інших компонентів системи.

Структура АСУ ТП будується на основі територіально-розподіленої інформаційно-обчислювальної системи, що має три сходинки управління та обробки.

Перший (нижній) ступінь – це мережа програмованих мікропроцесорних контролерів, розміщених безпосередньо біля силового і вимірювального обладнання, які здійснюють процес збору та попередньої обробки первинної інформації і виконують завдання місцевого управління

обладнанням. Оскільки концентратор-шлюз веде процес збору, обробки та накопичення цифрової інформації від захистів, одночасно забезпечуючи сполучення мереж, то крім доволі потужних обчислювальних ресурсів, він повинен забезпечувати працездатність у безперервному (цілодобовому) режимі, в не обслуговуваних умовах.

У деяких випадках і під час роботи в жорстких кліматичних умовах необхідні флеш-пам'ять, сторожовий таймер, прив'язка до єдиного часу і збереження інформації у разі зникнення живлення.

Такі можливості мають мікропроцесорні контролери, які встановлюють на ПС-110кВ, наприклад фірми Octagon та ін.

З метою скорочення довжини зовнішніх кабельних зв'язків, пристрої нижньої сходинки розміщують у безпосередньо біля силового і вимірювального обладнання, з якого здійснюється знімання інформації.

Цей спосіб побудови системи ґрунтується на створенні на території ПС-110кВ і вище оперативних пунктів управління (ОПУ), які будуть включати комплекс технічних засобів захисту і управління, обробки та видачі інформації про стан силового обладнання, закріпленого за даними ОПУ.

Обмін інформацією між контролерами і цифровими терміналами зазвичай виконується за протоколами MODBUS, KBUS, IEC 60870-5-103. Як середовище передачі використовується кабель типу PiMF 600 МГц – це кабель з індивідуально екранованими витими парами в загальному екрані (фірми AMP, Німеччина), що підключається до портів RS-485 реле захистів і контролера.

Контролери всіх ОПУ об'єднані в єдину локальну мережу передачі даних, а в якості ліній зв'язку використані волоконно-оптичні лінії зв'язку Ethernet, які забезпечують захист інформації від перешкод на підстанції.

Мережу нижньої сходинки необхідно інтегрувати в локальну обчислювальну мережу верхнього ступеня через оптичний кабель зростання обладнання мережі зв'язку. Основою нижнього ступеня, зазвичай є системний модуль розподільного пристрою і що становить сукупність контролера і цифрових захистів, встановлених в одному ОПУ. Контролер виконує функції концентратора-шлюзу, який організовує роботу цифрових захистів і обмін інформацією з верхнім ступенем системи. Обмін здійснюється тільки у разі необхідності інформування про зміну стану обладнання або з ініціативи верхнього ступеня.

Другий ступінь – це керуюча ЕОМ, де концентратор інформації управляє мережею низових контролерів, веде обробку інформації в реальному часі, формує і підтримує бази даних у добовому інтервалі, виконує автономні процеси управління. Обмін інформацією між низовими контролерами і концентратором здійснюється волоконно-оптичними лініями зв'язку, що забезпечує захист інформації від перешкод, які можуть виникнути на підстанції.

Третій (верхній) ступінь – це ПЕОМ з двома моніторами, що забезпечує диспетчера підстанції усіма видами інформації (схеми і таблиці,

бланки і графіки, відомості, контрольно-діагностичні, попереджувальні й аварійні повідомлення, рекомендації щодо дій в нештатних ситуаціях, довідкові та архівні дані по функціональним завданням і т. п.), необхідної для супроводу і контролю технологічних процесів.

3.2 Технічні засоби верхньої ступені АСУ ТП підстанцій

Верхній ступінь системи необхідний, насамперед, для підстанцій з постійним диспетчерським (експлуатаційним) персоналом. Основним елементом верхнього ступеня є АРМ диспетчера, що виконано на базі ПЕОМ.

Існуючі обсяги інформації, якими оперує диспетчер (на підстанціях класу 110 кВ і вище), вимагають збільшення поля відображення понад можливостей штатного монітора ПЕОМ та розподілу потоків (видів) інформації. Для цієї мети АРМ диспетчера доповнюється другим монітором або графічною станцією з екраном до 21'.

Другий екран використовується переважно для відображення схем підстанції або її розподільних пристроїв з динамічною зміною аналогової і дискретної інформації. Поділ і одночасне виконання функцій експлуатаційного персоналу при використанні єдиної інформаційної бази даних системи вимагають нарощування кількості АРМ і включення до складу верхнього ступеня сервера бази даних БД.

Еволюція створення АСУ ТП підстанцій показала, що другим за необхідності є АРМ фахівця релейного захисту та автоматики. На великих системоутворюваних підстанціях можливе включення в мережу верхнього ступеня АРМ системного фахівця (з функціями налагоджувальника, конфігуратора і адміністратора БД), за необхідності поєднаного з АРМ начальника підстанції.

Усі програмно-технічні засоби верхнього ступеня об'єднуються швидкодіючою локальною мережею Ethernet, до якої на правах автономних абонентів підключені також шлюзи системних модулів нижнього ступеня.

Для обміну оперативною та технологічною інформацією з автоматизованою системою оперативно-технологічного управління до складу комплексу верхнього ступеня включається окремий сервер зв'язку. За якісних каналів зв'язку функції сервера зв'язку може взяти на себе сервер БД (що підтверджується розрахунками інформаційного навантаження).

3.3 Склад і структура комплексу технічних засобів АСУ ТП нижнього ступеня

Наразі визначився ряд провідних виробників цифрових захистів у країнах далекого і ближнього зарубіжжя – ALSTOM (Франція), АВВ-Реле Чебоксари (Росія), SIEMENS (Німеччина). Варто зазначити, що цифрові пристрої релейного захисту та автоматики даних виробників сьогодні стають частиною СКУЕТО підстанцій.

З позицій СКУЕТО цифрові пристрої РЗА є кінцевими пристроями, тобто релейними терміналами. Перехід на цифрові способи обробки інформації в пристроях РЗА не призвів до появи будь-яких нових принципів побудови захисту електроустановок, але істотно розширив їх функціональні можливості, спростив експлуатацію і знизив вартість.

Саме через ці причини цифрові реле швидко займають перше місце застарілих електромеханічних і мікроелектронних пристроїв. Разом із цим визначилася оптимальна структура апаратної частини цифрових реле, багато технічних рішень стали типовими. Тому сучасні цифрові реле, вироблені різними фірмами, мають багато спільного, а їхні характеристики дуже близькі.

Мінімальний обсяг виконуваних функцій щодо релейного захисту, автоматики і вимірювань (РЗАІ) визначається вимогами правил улаштування електроустановок (ПУЕ) і правил технічної експлуатації (ПТЕ), а максимальний – функціональними можливостями використовуваних мікропроцесорних пристроїв.

Основні функціональні характеристики сучасних цифрових пристроїв РЗАВ наступні:

- аналого-цифрове перетворення вхідних аналогових сигналів за наявності аналогових і цифрових фільтрів організовується на основі алгоритму Фур'є;

- реалізація функцій РЗАІ здійснюється за допомогою програмного забезпечення, що працює в темпі реального часу;

- використовуються мікро-ЕОМ з дуже великим ступенем інтеграції;

- гальванічне розділення вхідних аналогових сигналів (струмів і напруг) від електронної частини схеми здійснюється за допомогою розділових трансформаторів, а дискретних сигналів – за допомогою оптотранзисторів;

- застосовуються мініатюрні електромеханічні реле з потужними контактами;

- є можливість живлення від мережі постійного або змінного струму;

- можливість реєстрації подій і параметрів пошкоджень;

- реалізація функцій пристроїв резервування відключення вимикачів (ПРВВ), автоматичного повторного включення (АПВ) (однофазного – ОАПВ, трифазного – ТАПВ) багаторазового дії;

- можливість визначення місця пошкодження (короткого замикання – КЗ);

- постійна самодіагностика;

- забезпечення функцій прискорення, блокування захистів по високочастотних або оптоволоконних каналах;

- забезпечення функцій захисту від перевантаження, хитань електромережі, контролю синхронізму під час увімкнення;

- забезпечення логіки ближнього і дальнього резервування.

Більшість пристроїв мають вбудовану функцію автоматичного цифрового осцилографування, виявлення місць пошкодження мережі.

За допомогою реле MODN, MICOM і MODULEX 3, під'єднаних до мережі передачі інформації, реалізується система автоматичного обмеження навантаження, тобто одночасне відключення заданих приєднань по команді диспетчерського центру.

Пристрої забезпечують автоматичну безперервну самодіагностику своєї спрямованості (пам'яті, процесорів, вхідних перетворювачів, програмного забезпечення тощо) з видачею інформації на рідкокристалічний дисплей (РК) через мережу передачі інформації і замиканням контакту вихідного реле контролю справності.

Наявність автодіагностики, зміна конструкції активної частини, а також можливість дистанційного контролю значень уставок дозволяють відмовитися від періодичного технічного обслуговування мікропроцесорних реле, що істотно знижує експлуатаційні витрати.

Для діагностики стану вимикача більшість пристроїв мають вбудовану функцію числа їхніх операцій увімкнення, а також фіксують суму квадратів струмів КЗ вимкнення його кожною фазою. Включення вимикача блокується у разі перевищення заданих значень величин уставок.

Дискретні входи використовуються, зокрема, і для контролю положення комутаційних апаратів, що захищають приєднання і організації системи блокування при дистанційному управлінні через мережу передачі інформації. Усі пристрої забезпечують індикацію на ПК значень вхідних аналогових величин в первинній або вторинній формах. Крім того, забезпечується індикація похідних від вимірних величин (потужність, енергія, $\cos \varphi$ і т. п.).

Пристрої оснащені також інтерфейсом RS-485 для організації дистанційного зв'язку (під'єднання до комп'ютерної мережі віддаленої передачі даних).

Для під'єднання до мережі реле об'єднуються за допомогою екранованої крученої пари проводів або оптоволоконного кабелю в групи до 32-х і підключаються до порту комп'ютера робочої станції або шлюзу через пристрій конвертора-протоколу.

Отже, усі вимірні значення і зафіксовані сигнали якісно спрямовуються на відповідний рівень оперативному персоналу для відображення або організації бази даних.

Дистанційне керування комутаційними апаратами здійснюється оперативним персоналом по обчислювальній мережі шляхом управління спрацюванням відповідних вихідних реле мікропроцесорних пристроїв.

Таким чином, комплексний підхід до організації структури АСУ ТП підстанцій 110 кВ і вище в регіональній мережевій компанії забезпечує надійний територіальний збір дискретної і аналогової і інформації про стан і роботу силового і комутаційного обладнання, також забезпечує первинну обробку інформації, контроль параметрів, виявлення і реєстрацію подій нормального і аварійного режимів, накопичення інформації, формування і видачу керуючих впливів на виконавчі механізми при проведенні процедур управління автономно або по командам з верхнього ступеня АСУ ТП.

3.4 Етапи розробки підсистем АСУ ТП

У сучасних умовах стратегія розвитку електричних мереж (ЕС) виходить на якісно новий рівень. ЕС розробляються як об'єкти, що не обслуговуються, а основним принципом їхньої автоматизації стає перехід від децентралізованих систем управління до ієрархічно централізованих. У такому випадку ЕС стають складовою АСУ ТП розподілу і споживання електроенергії. Для цього потрібна, як мінімум, система телемеханіки (ТМ) і навчений персонал оперативних виїзних бригад (ОВБ).

Релейний захист і автоматика цих підстанцій виконується за наявності постійного чергового персоналу. Без ТМ такі підстанції ставали повністю неконтрольованими і некерованими.

Завдання розробки, побудови та введення в роботу автоматизованої підстанції нового покоління, яка не потребує постійного обслуговування з сучасним первинним обладнанням і мікропроцесорної (МП) підсистемою РЗА, зв'язком і телемеханікою, виконується як нижній рівень (ступінь) АСУ ТП регіональної мережевої компанії.

Досвід експлуатації таких підстанцій підказує, що створення системи управління підстанцією нового покоління потребує обов'язкового включення таких підсистем:

- силового обладнання;
- оперативного струму;
- релейного захисту та автоматики;
- телемеханіки і АСУ ТП.

Підсистема силового обладнання. На стороні 110 кВ, після аналізу технічних характеристик існуючого на ринку обладнання, пропонується таке обладнання:

- елегазові вимикачі LTD 145 D1 / В;
- керовані роз'єднувачі і заземлюючі ножі 110 кВ типу SGF 123nП-100У1 + 1 (2) Е / 2 (3) МТ50;
- трансформатори струму 110 кВ типу ІВМ-123 з п'ятьма обмотками;
- трансформатори напруги типу СРВ-123.

На стороні 35 кВ:

- вакуумні вимикачі ВР35НС з магнітною защіпкою;
- керовані роз'єднувачі і заземлюючі ножі РГП-1 (2) - 35/1000 УХЛ1 з приводами ПД-14П-06 (07);
- трансформатори струму ТОЛ-35 кВ з трьома вторинними обмотками;
- трансформатори напруги НАМИ-35 кВ.

На стороні 10 кВ:

- вакуумні вимикачі ВВ / TEL-10 з блоком управління ВУ / TEL-220-12-03А на магнітній клямці;
- трансформатори напруги НАМИ 10 кВ;
- трансформатори струму ТЛО-10 кВ, які встановлюються на кожному приєднанні по два на кожен фазу.

На стороні 0,4 кВ:

- вимикачі NA1 (0,4 кВ) (фірми CHINT);
- автомати з руховим приводом NM1 (0,4 кВ) (фірми CHINT).

Підсистема оперативного струму на не обслуговуваній підстанції вибирається більш надійною, ніж на ПС з обслуговуючим персоналом. Тому необхідно, щоб на не обслуговуваних ПС нового покоління використовувався постійний або випрямлений оперативний струм, який додатково дозволяє реалізувати пристрій резервування відключення вимикачів ПРВВ 10 – 35 кВ, лінійний захист шин ЛЗШ 10 – 35 кВ і дуговий захист комплектних розподільних пристроїв КРУ-10 кВ.

У цьому випадку приймається один з двох варіантів.

1. Постійний оперативний струм на міні-акумуляторних батареях. Для збільшення надійності застосовується схема «міні-АБ + ПВТ» (акумуляторні батареї + панель випрямленого струму), які працюють паралельно через силові розділові діоди.

2. Випрямлений оперативний струм на ПВТ. Для збільшення надійності застосовується схема «ПВТ + КБП» (комбіновані блоки живлення). Найкращий спосіб підключення ПВТ по ланцюгах напруги – це підключення ПВТ до точок, звідки на ПС подається напруга.

Використання КБП дозволяє мати повноцінну МП РЗА усіх приєднань 10 кВ, коли підстанція працює в режимі розподільного пункту, тобто відключені обидва введення 10 кВ, а також «висока» сторона ПС, а шини 10 кВ живляться із суміжної підстанції по транзитній ПЛ-10 кВ.

Підсистема РЗА не потребує постійного обслуговування підстанцій нового покоління оскільки виконується з високою надійністю і тому організовується в двох рівнях.

Перший рівень (основний) виконується на мікропроцесорних пристроях РЗА, головним призначенням яких є якісне виконання функцій релейного захисту. Другим, але не менш важливим чинником, є виконання функцій нижнього рівня АСУ ТП;

Другий рівень (додатковий) заснований на застосуванні електромеханічних пристроїв РЗА. Їх головне завдання – забезпечення надійності всієї підсистеми РЗА ПС в різних екстремальних ситуаціях (у режимах низьких температур, за відмови МП-терміналів і т. д.).

Виконання другого рівня обов'язково через можливість повної відмови МП-терміналів на приєднання 10 кВ за низьких температур (до -40 °С). Цей рівень дозволяє у разі виходу з ладу всіх МП-терміналів ПС забезпечити усі приєднання повноцінним захистом, а також ручне включення будь-якого вимикача.

Таким чином, підстанція несе навантаження з повноцінними захистами і без МП-терміналів. Варто зазначити, що вартість таких пристроїв становить лише 1 % від вартості осередку, тобто практично не впливає на вартість всієї підсистеми РЗА.

Другий рівень працює паралельно з першим, але має витримку часу максимального струмового захисту (МТЗ) на 0,1 с і більше. Це необхідно для

того, щоб при короткому замиканні дати відпрацювати МП-терміналу в штатному режимі, а МТЗ другого рівня повністю виправляє ситуацію, яка може виникнути за відмови МП-терміналу в режимі КЗ. Крім того, у разі відмови МП-терміналу потрібно до декількох діб на усунення аварії. За наявності МТЗ другого рівня відключати приєднання, де відмовив МП-термінал, не потрібно.

Схема управління вимикачами побудована так, щоб ними міг керувати черговий персонал ПС, персонал ОВБ або диспетчер РЕМ з диспетчерського пункту по ТМ і (або) АСУ ТП. У цьому випадку зберігаються традиційні принципи сигналізації ПС і насамперед шини.

Панель центральної сигналізації виконується на МП-блоках, наприклад, БМЦС або Сіріус-ЦС. Застосовуються тільки світлодіодні блінкери мікропроцесорів, якими можна керувати за ДП РЕМ по ТМ або АСУ ТП. Блінкери з ручним зніманням для не обслуговуваної ПС у цьому випадку непридатні.

Схема сигналізації кожної панелі РЗА ідентична і має однаковий інтерфейс. Телесигналізація виконується за такими принципами:

- з ПС на ДП РЕМ видаються два узагальнених сигнали: шини аварійної (ШЗА) і попереджувальної (ШЗП) сигналізації;

- з ПС з кожного приєднання (панелі) видаються найбільш важливі індивідуальні сигнали;

- диспетчер РЕМ, отримавши з підстанції узагальнені сигнали, переглядає положення вимикачів на мнемосхемі і наявність індивідуальних сигналів.

Після цього диспетчер приймає рішення, чи посилати на підстанцію ОВБ. Якщо присутність ОВБ не потрібно, то диспетчер дає команду підняти всі блінкер-світлодіоди на підстанції і тим самим призводить схему сигналізації підстанції в початковий стан. Якщо ОВБ посилається, то команда знімання блінкер не подається, якщо приїхала ОВБ, то переписує стан всіх блінкер підстанції та світлової сигналізації і передає інформацію диспетчеру РЕМ для прийняття рішення;

- телесигнали ТС стандартизовані, наприклад, ТС1 на всіх приєднаннях всіх ПС позначає «вимикач відключений», ТС2 – «привід вимикача готовий до включення» і т.п.

Роз'єднувач (Р) або заземлювальний ніж (ЗН) представляється у вигляді об'єкта, положення якого контролюється двома контактами: нормально замкнутим (НЗ) і нормально відключеним (НВ) за допомогою реле положення – «відключено» (РПО) і «включено» (РПВ):

- НЗ – замкнутий, НВ – розімкнутий. Р (ЗН) – відключений;

- НЗ – розімкнутий, НВ – замкнений. Р (ЗН) – включений;

- НЗ – розімкнутий, НВ – розімкнутий. Р (ЗН) – недостовірний стан;

- НЗ – замкнутий, НВ – замкнений. Р (ЗН) – недостовірний стан.

Таким чином, здійснюється постійний контроль роз'єднувача Р і заземлюючого ножа (ЗН). За лампочками положення Р і ЗН на панелі управління визначається як відмова їх блок-контактів. Персонал підстанції

без допомоги фахівця з релейного захисту може відрегулювати блок-контакти.

Схема електромагнітного блокування (ЕМБ) працює в двох режимах.

1. Режим дистанційного керування Р і ЗН з підстанції. Використовується логіка деблокування, закладена в панелі ЕМБ.

2. Режим управління Р і ЗН через АСУ ТП з диспетчерського пункту РЕС. Використовується логіка деблокування алгоритму АСУ ТП.

Розробка схем РЗА ведеться за таким принципом:

– створення принципової схеми приєднання (панелі), основним критерієм якої є перевірка можливості роботи кожного ланцюжка схеми і всієї схеми загалом на ПС, де постійний обслуговуючий персонал відсутній;

– складання схеми в лабораторії, випробування її працездатності на всіх режимах.

Підсистема ТМ і АСУ ТП. На підстанції, яка не потребує постійного обслуговування, обов'язково встановлюється система ТМ, або АСУ ТП, або те й інше разом (у цьому випадку вони взаємно резервують один одного).

Підсистема ТМ – це як мінімум дворівнева система, що забезпечує функції телеуправління (переважно вимикачами підстанції), телесигналізації і телевимірювання. Тому підсистема ТМ підстанції розділена на:

– перший рівень (нижній) – на підстанціях і реалізований стойками контрольованих пунктів ТМ;

– другий рівень (верхній) – на ДП РЕМ і реалізується, наприклад, на двох радіорелейних станціях РРС, з прикладним програмним забезпеченням ПО.

Щодо каналів зв'язку, то вони можуть бути будь-якими, навіть низькошвидкісними. Разом із тим варто зазначити, що поки вітчизняна підсистема ТМ не може працювати, зазвичай, з цифровими пристроями.

Наразі з'явилися підсистеми ТМ, які спроможні спілкуватися з цифровими пристроями, так званими SCADA-системами, недоліком яких є їхня закритість.

Програмне забезпечення SCADA – це система, зокрема і технологічна, створена розробниками цієї системи. Експлуатаційний і технологічний персонал регіональних мережевих компаній не може узгодити SCADA - систему із схемою ПАРСЕК за яких-небудь змін (додавання вимикача і т.д.). Це можуть зробити тільки розробники цієї системи. У результаті SCADA - система дуже швидко приходиться у дисбаланс з існуючими електромережевими комплексами і гальмує їхній динамічний розвиток. Тому від ТМ-систем, що реально діють на сьогодні, потрібно переходити не до SCADA-системи, а до більш досконаліших відкритих систем АСУ ТП.

Багаторівнева система АСУ ТП, як і система ТМ (у повній узгодженості з диспетчерською ієрархією), поділяється на два рівні:

– нижній рівень розміщується на підстанціях 35 і 110 кВ;

– верхній рівень розміщується в центрі управління мережами.

Обидва рівні пов'язані локальною мережею через волоконно-оптичну лінію зв'язку, високочастотні канали зв'язку або радіорелейні станції.

Швидкість обміну інформацією – 2 Мбіт/с. На рівні ПС усі контролери об'єднуються по Ethernet в єдину мережу. На них може бути встановлена мережева операційна система реального часу, наприклад QNX 4.25.

Зазвичай АСУ ТП підстанції обслуговує усі мікропроцесорні термінали і повністю контролює підстанцію самостійно (заведені усі аналогові та дискретні сигнали). АСУ ТП контролює й управляє високовольтними комутаційними апаратами, на яких немає терміналів (це роз'єднувачі і заземлювальні ножі 110 кВ, візки з вимикачами 10 кВ), через схему ЕМБ, закладену в АСУТП.

Нині навіть невеликий досвід експлуатації АСУ ТП дає досить чіткий напрям вдосконалення технологічного програмного забезпечення:

- облік зауважень і побажань оперативно-технологічного персоналу;
- аналіз аварійних ситуацій в РЕС;
- видача диспетчерові експертною системою рекомендацій в правильній послідовності у вигляді тексту або голосом.

У результаті розробки і впровадження АСУ ТП ПС впродовж декількох років можуть бути досягнуті такі результати:

- збільшення коефіцієнта надійності РЗА приблизно в 1,7 рази;
- збільшення інформативності по телемеханіці більш ніж у 3 рази (до 120 ТС з підстанції);
- інформативність і керованість по МП-терміналам зростуть у сотні разів;
- при відключенні АБ підстанція нестиме навантаження з повноцінними захистами з управлінням в ручному режимі;
- в аварійних режимах КЗ при відключених трансформаторах власних потреб і трансформаторах напруги підстанція штатно ліквідує аварійний режим повноцінними МП-захистами;
- за повної відсутності первинного живлення підстанції можливе управління підстанцією по телемеханіці і по АСОВІ ТП від АБ.

Отже, за технологією модернізація підстанції 35(110)/10 кВ може проводитися як повністю для усієї ПС (найкращий варіант), так і поетапно. Наприклад, спочатку здійснюється модернізація КРУН-10 кВ, потім ОРУ-35 і 110 кВ.

Приблизно – мінімальні терміни модернізації однієї середньо статистичної підстанції 35/10 кВ: виконання замовлення і купівля устаткування – 2 місяці; демонтаж-монтаж – 2,5 місяця; виконання проекту автоматизації (наладка) – 3 місяці.

4 АВТОМАТИЗОВАНІ СИСТЕМИ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ РОБОТИ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ

4.1 Елементи автоматики в системах АСУ

Технічна політика у сфері енергетики визначається основними вимогами до побудови і модернізації АСУ ТП у філіях регіональних мережевих компаній. Нині усі існуючі підстанції в тій чи іншій мірі мають традиційну автоматизовану систему управління, що побудована на електромеханічних або електронних системах автоматики, управління і сигналізації, мають мнемосхеми на панелях і щитах.

Істотним елементом системи управління підстанцією є пристрої технологічної автоматики. Зокрема, до таких належать елементи систем електропостачання постійного оперативного струму й обігріву приводів, шаф і приміщень, охолодження трансформаторів і реакторів, пожежогасіння, пожежної сигналізації, вентиляції і водопостачання, управління вимикачами, роз'єднувачами і регуляторами перемикавання напруги (РПН).

Особливе місце серед систем автоматичного управління, що встановлюються на підстанції, мають комплекси релейного захисту і протиаварійної автоматики (ПА). При новому будівництві і при реконструкції на підстанціях проектується сучасні цифрові АСУ. Створення АСУ дозволяє принципово змінити умови оперативного управління і обслуговування підстанції, оскільки цифрові системи управління дозволяють зосередити увесь необхідний ресурс для спостереження і управління елементами підстанції на одному автоматизованому робочому місці. Водночас АРМ може розташовуватися на самій ПС або на географічно видаленому пункті керування.

Створення АСУ, що об'єднує усі функції управління підстанцією, припускає інтеграцію з АСУ усіх автоматичних систем управління, встановлених на підстанції. Водночас основне функціональне призначення технологічної автоматики залишається без змін.

Існує два функціональні призначення інтеграції, які забезпечуються взаємодією АСУ і систем автоматики:

- оперативне диспетчерське управління;
- технологічний контроль і обслуговування.

Перше призначення вимагає організації безперервного процесу обміну інформацією з жорстко заданими часовими характеристиками і можливості застосування керуючих дій відповідно до регламенту оперативного управління.

Друге призначення вимагає епізодичного обміну інформацією для спостереження і управління станом контрольованої системи з погляду технологічних обмежень, перемикань і технологічного обслуговування цифрових систем (перепрограмування, тестування і тому подібне), контролю ресурсу.

Отже йдеться про системи моніторингу технологічної автоматики об'єктів. Міра відповідності функціональним призначенням визначається мірою взаємної інтеграції конкретної системи автоматики і АСУ. Найвища міра інтеграції потенційно можлива, якщо система автоматики побудована на мікропроцесорній основі і підключається до АСУ по цифровому інтерфейсу.

Якщо система автоматики побудована на електромеханічній або мікроелектронній основі, її підключення до АСУ можливо набором телемеханічних сигналів: сигналізації – ТС, вимірів – ТВ, управління – ТУ. У цьому випадку реалізувати технологічний контроль і обслуговування за допомогою АРМ вкрай складно.

На сьогодні процес створення цифрових систем управління на ПС розвивається еволюційним шляхом, оскільки готових цифрових систем управління, що мають усі підсистеми (включаючи технологічну автоматику), жодним виробником ще не запропоновано. Найбільш комплексні та закінчені системи управління пропонують зарубіжні фірми, але і вони вимагають доопрацювання у зв'язку з наявністю на підстанціях специфічних вітчизняних автоматичних пристроїв управління.

У зв'язку з цим існує три варіанти проектування інтеграції технологічної автоматики і АСУ.

1. Підключення електромеханічних або мікроелектронних приладів автоматики, що серійно виготовляються, через контролери із стандартними входами ТС, ТІ і виходами ТУ.

2. Підключення цифрових пристроїв автоматики, що серійно виготовляються, по цифровому інтерфейсу.

3. Заміна аналогових пристроїв автоматики на цифрові пристрої індивідуального виготовлення і їх підключення по цифровому інтерфейсу.

Третій шлях найбільш трудомісткий, оскільки вимагає наявності або розробки технічних умов (ТУ) і технічного завдання (ТЗ) на відповідну автоматику.

Навіть за наявності ТЗ розробка технічних і програмних засобів та дослідно-промислова експлуатація займають багато часу. Тому по третьому шляху при проектуванні АСУ доводиться йти коли розглядається складна автоматика, що вимагає великого обсягу технологічного контролю і обслуговування.

Нині найбільш розроблена як цифрова автоматична система – система релейного захисту і автоматики. Набори програмно-технічних засобів для побудови комплексів захисту підстанцій, ліній електропередачі в усьому діапазоні напруг 6–750 кВ пропонуються зарубіжними фірмами, і вітчизняними виробниками.

Релейні мікропроцесорні термінали надають користувачеві два типи інформації. Це оперативно-диспетчерська інформація про спрацьовування, несправності, виміри, та технологічна інформація, що подається на АРМ інженера-релейщика.

Інформація першого типу повинна поставлятися в АСУ ТП регулярно із заданими затримками в часі.

Інформація другого типу може мати великі обсяги (осцилограми) і надається за запитом.

Не виникає принципових проблем в організації обміну інформацією для терміналів, у яких передача цих двох типів інформації розділена в просторі шляхом наявності двох портів підключення в систему. Якщо ж є тільки один порт, то процеси передачі інформації розділяються в часі. У цьому випадку доводиться або припиняти передачу диспетчерської інформації на час роботи персоналу на АРМ релейника, або ускладнювати систему установкою додаткового сервера, що буферизує обмін інформацією між терміналами РЗ і системою.

Оскільки термінали РЗ мають багатофункціональне призначення, процедура обміну інформацією обтяжена додатковими завданнями, що вимагають часу на обробку. У зв'язку з цим, щоб забезпечити прийнятний час оновлення оперативно-диспетчерської інформації, термінали РЗ об'єднують у групи опитування, кожна з яких підключається в систему через свій порт.

Складніше вирішується зворотне завдання, коли на підстанції, що не має засобів отримання від РЗА по цифрових каналах, встановлюються фірмові шафи з мікропроцесорними терміналами РЗ.

Противарійна автоматика виявилася найбільш консервативною системою управління при її перекладі на цифрові термінали. Пояснюється це тим, що зарубіжні фірми, що представляють на нашому ринку термінали РЗА, АСУ, насправді не мають подібних функцій. Тому «першопроходцям» у цій сфері довелося індивідуально займатися розробкою ТУ і ТЗ, виготовляти пристрої, писати алгоритми і програми, розробляти програми випробувань і задачі – практично з нуля, не маючи аналогів.

Окремі мікропроцесорні пристрої противарійної автоматики, дозволені відповідними органами до застосування на електроенергетичних об'єктах, з'явилися нещодавно. Це комплексні, надійні пристрої, що виконують усі відомі функції ПА. Проте їхнє застосування важко обґрунтувати для виконання простих завдань, наприклад таких, як формування сигналів фіксації відключення вимикача (ФВВ), лінії (ФВЛ).

Кращим рішенням, що апаратно і програмно легко реалізовується, є включення функцій ПА в ПТС РЗ або АСВВІ ТП. Проте в цьому випадку виникає невирішена проблема для виробників – відсутність типових технічних умов і вимог на ПТС противарійної автоматики. Тому в проектах застосовуються відомі рішення з використанням електромагнітних реле.

Під час переходу до цифрових систем автоматики не вдається обійтися простим копіюванням функцій, реалізованих раніше в електромеханічних пристроях автоматики.

Автоматика управління вимикачами традиційно виготовлялася у вигляді окремих панелей, на яких розташовувалися схеми, що реалізують функції контролю ланцюгів котушок включення і відключення вимикача, контролю стану приводу (тиск повітря, положення пружин), автоматичного

повторного включення (АПВ), захисту від не перемиканням фаз і тому подібне.

Під час проектування автоматики управління вимикачами з використанням сучасних вимикачів і терміналів захисту виявляється, що практично усі функції автоматики частково реалізовані в схемах управління приводом вимикачів, що поставляються спільно з вимикачем, і частково в мікропроцесорних терміналах захисту. Тому панель автоматики управління вимикачем як окремий елемент зникає.

Спроби реалізувати окремі функції автоматики управління вимикачами в контролерах АСУ ТП призводять до протиріччя. Контролери, що є складовими частинами АСУ ТП, стають елементами систем автоматики, до яких висуваються технічні і організаційні вимоги, відмінні від вимог до облаштувань АСУ. Такі прості функції, як логіка формування сигналів для фіксації відключення вимикача ФОВ і лінії ФОЛ, легко реалізуються додатковими електромагнітними реле.

Одночасно з панеллю автоматики зникає і панель управління. Її функції повністю виконують кнопки терміналів захисту і світлодіодні та рідкокристалічні індикатори, замінюючи ключі, облаштування світлової індикації, блинкери і мнемосхеми.

Неоднозначність ухвалення рішень по інтеграції технологічної автоматики з АСУ наочно ілюструє вирішення питання проектування оперативного блокування при операціях з роз'єднувачами, особливо, коли на підстанції є роз'єднувачі декількох різних виробників.

Може бути реалізовані декілька варіантів виконання оперативного блокування.

Варіант першій – виконання традиційного електромагнітного блокування, вагомим аргументом якого є багаторічний досвід побудови і експлуатації, а недоліком – наявність численних зв'язків усередині осередку, пересилок і транзиту між осередками.

У разі вибору цього варіанту виникає необхідність встановлення додаткових апаратів для реалізації електромагнітного блокування роз'єднувачів таких типів, як DBF, оскільки власні елементи електромагнітного блокування в приводах роз'єднувачів цього типу відсутні.

Можливе використання проміжного реле з включенням його замикаючого контакту в ланцюг управління як замку електричного блокування. Проте в АСУ ТП у разі звичайного електромагнітного блокування ніякої інформації про стан оперативного блокування не надходить. Отримання такої інформації вимагає великої кількості додаткових кабельних зв'язків і фактично є проблематичним, оскільки блок-замки не мають вихідних блок-контактів.

Другий варіант – виконання тільки логічного блокування засобами АСУ ТП. Цей варіант передбачає використання логіки оперативного блокування програмним шляхом у контролерах. Блокується або дозволяється видача команди управління з контролера безпосередньо в схему управління приводом роз'єднувача.

Такий вид блокування застосовний для усіх типів роз'єднувачів, зокрема і для комутаційних апаратів із ручним приводом основних і заземлювальних ножів.

Для управління комутаційними апаратами, що мають рухомі приводи, засобами АСУ ТП формуються команди «Виконати управління» з попередньою логічною перевіркою допустимості операції.

Для комутаційних апаратів з ручним приводом може виконуватися формування команд «Дозволити операцію». Напруга буде подаватися на блок-замок електромагнітного блокування.

Цей варіант якнайповніше використовує ресурси АСУ ТП, вимагає мінімальних витрат, пов'язаних з устанавленням додаткового устаткування (кабелі, перемикачі, проміжні реле). Оскільки в рухомих приводах роз'єднувачів типу РГ (РГН, РДЗ) встановлені електромагнітні блок-замки, то необхідно виключити зі схеми пристрої електромагнітного блокування, або формувати команди на управління блок-замками з контролера. У другому випадку знадобиться установка додаткового пакету перемикача «місцево-дистанційне» в ланцюзі блок-замка для забезпечення деблокування приводів в ремонтних режимах, прокладення додаткових кабельних зв'язків, додаткові виходи в контролері.

Перевагою цього варіанта є відсутність блокувальних зв'язків як усередині комірки, так і між комірками. Недоліком варіанта є те, що виконання логічного блокування зажадає зміни схем управління приводами роз'єднувачів, а в залежності від типу роз'єднувача міра зміни буде різною. Відсутність у приводах роз'єднувачів типу DBF електромагнітних блокувальних елементів робить реалізацію логічного блокування найбільш простою порівняно з роз'єднувачами інших типів, оскільки для операцій з комутаційним апаратом не потрібно формування команди «Дозволити операцію».

Третій варіант – виконання спільного логічного блокування і елементів електромагнітного блокування (блок-замків). Цей варіант передбачає збереження елементів електромагнітного блокування в приводах роз'єднувачів (блок-замків) при формуванні в АСУ ТП двох окремих команд:

– команди «Дозволити операцію» – для подання напруги на блок-замок електромагнітного блокування;

– команди «Виконати управління», що прямує від АСУ ТП в ланцюзі управління приводом роз'єднувача.

Формування команд «Дозволити операцію» виконується в контролері для усіх приєднань і для комутаційних апаратів із ручним приводом. Формується команда за допомогою логічних алгоритмів, запрограмованих у контролерах відповідно до логіки традиційних релейно-контактних схем.

Операції з комутаційними апаратами з ручним приводом виконуються за видачі команди «Дозволити операцію» вручну. Дистанційні команди «Виконати управління» для апаратів, що мають рухові приводи, активізуються за допомогою АРМ чергового і прямують в ланцюги

управління приводом за допомогою самостійних контактів, окремо від контактів, що дозволяють операцію.

Перевагами цього варіанта є:

- відсутність блокувальних зв'язків як усередині комірок, так і між комірками;

- збереження блок-замків електромагнітного блокування, встановлених у схемах управління приводами роз'єднувачів.

Істотним недоліком цього варіанта є те, що для виведення окремих команд для дозволу і виконання операцій потрібно подвоєна кількість проміжних реле і жил контрольних кабелів. Необхідна установка додаткових перемикачів «місцево-дистанційне». Виконання логічного блокування, як і в попередньому варіанті, зажадає зміни схем управління приводами роз'єднувачів.

На практиці зустрічаються усі три варіанти, крім того спостерігається поступова відмова від використання електромагнітного блокування і блок-замків. Останнім часом істотно зміцнилася довіра до цифрових систем управління, і, як результат, з'явилися проекти підстанцій 110 кВ і вище, в яких застосовується тільки логічне оперативне блокування роз'єднувачів.

Як відзначалося вище, АСУ електромережевого об'єкта має не / лише оперативне управління, але і технологічний контроль та обслуговування, які входять складовою частиною в АСУ виробничо-технічної діяльності (АСУ ТП).

Основою для функціонування АСУ ТП є система моніторингу електромережевого об'єкта загалом. Система моніторингу об'єкта зі свого боку базується на підсистемах моніторингу елементів об'єкта – основного устаткування і систем управління (зокрема, – систем технологічної автоматики).

Підсистеми моніторингу елементів поставляють інформацію про їх поточний стан і ресурс. Ця інформація повинна поступати в систему паспортизації і використовуватися для аналізу ситуації і ухвалення рішень по об'єкту. Для технологічного контролю і обслуговування повинні використовуватися АРМ підсистем моніторингу груп елементів об'єкту.

Усі елементи, природно, діляться на дві групи – основне силове устаткування і системи управління (включаючи автоматику). Усередині груп можливе виділення окремих АРМ релейного захисту і автоматики і протиаварійної автоматики; технологічної автоматики, засобів зв'язку і тому подібне.

Нині широкого практичного використання набули тільки системи моніторингу РЗА. У зв'язку з цим інтеграція засобів РЗА з АСУ ТП підстанцій добре підкріплена програмно-апаратними засобами і штатно виконується при проектуванні. Усі інші підсистеми моніторингу знаходяться на стадії розробки регламенту їх використання. Проте структура програмно-апаратних засобів систем моніторингу технологічної автоматики подібна до структури систем моніторингу РЗА. Принципова відмінність полягає тільки в облаштуваннях зв'язку з об'єктом і у складі початкової комплектації.

4.2 Система оперативних переключень в АСУ ТП

Одним з головних завдань АСУ ТП є реалізація функції дистанційного керування основним устаткуванням трансформаторної підстанції. Функціональне завдання призначене для впровадження (на підстанціях, оснащених комутаційними апаратами) можливостей дистанційного керування їхніми приводами. У зв'язку з тим, що більшість діючих підстанцій побудована із застосуванням комутаційних апаратів застарілого типу з місцевим ручним управлінням (за винятком вимикачів), то це завдання орієнтоване на використання на нових і перспективних підстанціях.

При реконструкції трансформаторних підстанцій необхідно передбачати заміну комутаційних апаратів застарілого типу на устаткування, виконане за сучасними технологіями. Наприклад, для дистанційного керування роз'єднувачами в ВРП 110 кВ і вище можлива заміна поширених роз'єднувачів типу РНДЗ на роз'єднувачі із моторними приводами.

Щодо управління ці роз'єднувачі повинні задовольняти наступним умовам:

- привід для роз'єднувача – моторний, напруга 220 В, змінний струм;
- привід для заземлювальних ножів – моторний, напруга 220 В, змінний струм;
- живлення ланцюгів електромагнітного блокування постійним струмом, напруга 48 В.

Інформація щодо роз'єднувачів у РНДЗ 110 кВ і вище наведена як приклад того, що усе комутаційне устаткування, пропоноване до установки, має можливість дистанційного автоматизованого керування (на усіх рівнях напруги трансформаторної підстанції). При дистанційному керуванні перемикачами основою алгоритму процесу є чітке виконання правил облаштування електроустановок (ПУЕ) і постійна післяопераційна перевірка достовірних результатів і умов безпечних перемикачів.

Залежно від заданих умов дистанційні перемикачів виконуються у двох режимах: автоматизованому або автоматичному.

В обох режимах використовується одна інформаційна база про положення комутаційних апаратів, що беруть участь у процесі перемикачів, про параметри устаткування, що підтверджують початковий стан і результати перемикачів (наприклад, струм лінії, напруга на шинах).

У автоматизованому режимі перемикачів реалізуються дві умови контролю, які вибираються і задаються ПЕВМ оператором перед виконанням.

Перша умова – контроль правильності послідовності перемикачів по бланку з виконанням умов безпечного управління комутаційними апаратами. У цьому під режимі забезпечується контроль кількості та послідовності виконання усіх операцій по бланку на підставі первинних МС і ТВ, що надходять від керованого устаткування, а команда на чергове перемикачів дозволяється до видачі після перевірки виконання умов безпеки.

Друга умова – контроль тільки тих операцій з комутаційними апаратами по бланку, які вимагають перевірки умов безпечних перемикачів.

У першому варіанті процес перемикачів виконується так:

- диспетчер (оператор) викликає на екран ПЕВМ форму бланка і заповнює її робочими реквізитами;

- при постановці бланка на контроль ПЕВМ перевіряє достовірність телесигналізації і телевимірювань, які будуть потрібні для контролю в ході перемикачів. Якщо первинні сигнали достовірні, то перемикачів дозволяються; якщо виявляються недостовірні, то список їх видається на монітор для ухвалення рішення (наприклад, усунення несправності або віддачі ПЕВМ команди на ігнорування вказаних сигналів (сигналу) у ході перемикачів);

- керуючись текстом бланка, диспетчер задає ПЕВМ команди на перемикачів. При цьому ПЕВМ перевіряє початковий стан комутаційного апарату, видає через низові контролери команду телекерування заданим апаратом і фіксує новий стан згідно з первинними сигналами, що змінилися.

Якщо перемикачів пройшло штатно, то диспетчерові дається дозвіл на наступну операцію після перевірки виконання умов безпечного перемикачів.

Якщо умови безпеки не виконуються, то ПЕВМ блокує процес, а операторові надається інформація для виявлення і усунення причин невідповідності.

- ПЕВМ веде контроль кількості і послідовності усіх операцій, визначених бланком. Тому, якщо виконується операція, результат якої не може бути підтверджений контрольними МС або ТВ, то подальші перемикачів також блокуються ПЕВМ до вступу від диспетчера підтвердження про штатне виконання операції (операцій).

Процес автоматизованого перемикачів по другому варіанту здійснюється так:

- ПЕВМ АРМ диспетчера контролює тільки ті операції по бланку, які пов'язані безпосередньо зі зміною положення комутаційного апарату;

- після проведення разової операції перемикачів ПЕВМ фіксує штатний результат по контрольних сигналах (зміна МС і ТИ), перевіряє умови безпечного перемикачів для наступної операції і повідомляє візуальними засобами диспетчерові про дозвіл чергового перемикачів і так далі;

- за нештатних початкових умов, негативних результатів перемикачів або невиконання умов безпеки ПЕВМ блокує подальші операції і видає диспетчерові повідомлення для з'ясування і усунення причин і введення вказівок на подальші дії.

Основним критерієм на дозвіл операцій є виконання умов безпечного перемикачів, тобто збіг логічного ланцюга оперативного блокування, визначеного по реальному положенню комутаційного апарату, з програмним еталоном, що зберігається в ПЕВМ.

4.3 Принципи створення еталонних логічних ланцюгів

Розглянемо принцип створення еталонів логічних ланцюгів оперативних блокування. Метою створення їх є автоматичне обчислення блокувальної функції кожного апарату, якому належить виконувати операцію перемикавання. Побудова еталонів здійснюється при конфігурації системи, і вони є постійними величинами для схеми роздольних пристроїв (РП) підстанції.

Еталон логічного ланцюга, що визначає однозначну умову безпечних перемикавань, підтверджується булевим вираженням для трьох видів складених ланцюгів, з яких утворюється будь-який комплексний ланцюг комутаційного апарату, а кожен комутаційний апарат, що впливає на умову перемикавання (або фаза апарату), береться за умовний контакт:

- ланцюг послідовних контактів;
- ланцюг паралельних контактів;
- ланцюг аналогових сигналів (за умовою: «є» - «ні»).

При запуску завдання для кожної операції бланка (програми) перемикавань, пов'язаної з комутаційними апаратами, виконується простий алгоритм:

- з БД поточних значень вибираються значення МС і ТВ, перераховані в еталоні логічного ланцюга цього апарату;
- обчислюється блокувальна функція апарату;
- залежно від отриманого значення блокувальної функції дозволяється (чи забороняється) видача дій, що управляють, на привід комутаційного апарату.

У ході і за результатами перемикавань в ПЕВМ формується протокол, в який зазвичай заноситься таке:

- час початку і закінчення робіт, реквізити диспетчера (відповідальної особи з персоналу підстанції), що здійснює перемикавання;
- результати контролю логічних ланцюгів оперативного блокування (О) як умов безпечних перемикавань;
- час виконання і результати операцій перемикавань;
- команди (вказівки), додаткові дані, що поступають від диспетчера в процесі перемикавань;
- повідомлення, що видаються диспетчерові при нештатних ситуаціях.

Оскільки усі види перемикавань на будь-якій підстанції чітко формалізовані і визначаються набором (бібліотекою) бланків, то для автоматичного режиму створюються набори програм перемикавань, що є, по суті, аналогами бланків.

Роль диспетчера (оператора) зводиться до видачі вказівки ПЕВМ на виконання заданої програми перемикавань. ПЕВМ веде самостійно увесь цикл перемикавань, у якому критеріями штатного виконання є:

- відповідність стану комутаційного апарату перед перемиканням заданим умовам безпеки;

- відповідність стану комутаційного апарату після перемикання заданим результатам;
- відповідність режимів і уставок роботи цифрових захистів проведеним змінам первинної схеми в ході і після завершення перемикань.

Якщо в ході автоматичного режиму ПЕВМ виявляє невиконання вказаних умов, то процес перемикань зупиняється і диспетчерові надається інформація з вказівкою причин зупинки. Далі процес триває тільки по команді диспетчера після усунення причин невідповідності або ухвалення рішення про виключення ситуації, виявленої ПЕВМ (наприклад, вказівка про ігнорування недостовірного МС). Інакше диспетчер дає ПЕВМ команду на припинення автоматичного режиму або змінює режим роботи.

За результатами перемикань в автоматичному режимі формується протокол, який потім архівується.

При виконанні перемикань одночасно враховуються зміни стану комутаційних апаратів і параметрів устаткування у базі даних та в інших функціональних завданнях системи (відображення мнемосхем, відомості подій і ін.).

Таким чином, комплексний підхід до створення структури АСУ ТП підстанцій 110 кВ і вище в регіональній мережевій компанії забезпечує надійний територіальний збір аналогової і дискретної інформації про стан і роботу силового обладнання, а також забезпечує первинну обробку інформації, контроль параметрів, виявлення і реєстрацію подій нормального і аварійного режимів, накопичення інформації, нормування та видачу керуючих дій на виконавчі механізми.

Модернізація ПС 35(110)/10 кВ може здійснюватися як по всій ПС, так і поетапно: КРУН-10 кВ – ОРП-35 і 110 кВ.

Існуючі на ринку програмно-апаратні засоби автоматизації потенційно готові для побудови систем моніторингу технологічної автоматики на підстанціях 110 кВ і вище. Проте впровадження таких систем стримується відсутністю нормативної і методологічної документації, що рекомендує використовувати такі і подібні системи моніторингу елементів електромережових об'єктів регіональних мережових компаній.

5 ДІАГНОСТУВАННЯ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ ТП

5.1 Основні поняття і положення технічної діагностики

Забезпечення експлуатаційної надійності високовольтного обладнання досягається своєчасним проведенням діагностики стану усіх елементів електротехнічного комплексу. Запровадження контролю технічного стану електрообладнання і виявлення несправностей з метою їхнього усунення і забезпечення експлуатаційного ресурсу досягається застосуванням ефективних методів і засобів діагностування обладнання.

Особливої уваги серед складних технічних пристроїв потребує високовольтне електроенергетичне обладнання, оскільки воно знаходиться під впливом сильних електричних, електромагнітних, теплових полів і електродинамічних зусиль. Це призводить до ризику утворення дефектів, несправностей і відмов у роботі. Тому для підтримання експлуатаційної надійності обладнання застосовується періодичний контроль обладнання у вигляді системи діагностики (СД).

Діагностика технічного обладнання – це галузь знань, що охоплює теорію, методи і засоби визначення технічного стану електрообладнання в процесі його експлуатації. Вона базується безпосередньо на фізиці і хімії щодо процесів, що відбуваються в електротехнічних матеріалах під дією різноманітних факторів. Це стосується також і математик, щодо методів аналізу і статистичної обробки експериментальних даних і програмування завдань на ЕОМ.

Згідно з правилами технічної експлуатації після закінчення встановленого нормативно-технічною документацією терміну експлуатації, усі технічні системи, обладнання, будівлі і споруди, що входять до складу електричних меж, повинні проходити періодичну перевірку з метою прийняття заходів щодо продовження терміну експлуатації. Разом із тим, залежно від технічного стану електрообладнання і ЛЕП, визначається строк проведення наступної перевірки відповідно до даної нормативно-технічної документації, але не менше ніж 1 раз за 5 років.

Список періодичного технічного контролю містить зовнішній і внутрішній огляд, перевірку технічної документації, комплекс діагностичних дій, а також випробування на відповідність умовам безпеки обладнання, будівель і споруд.

Рішення про можливість подальшої експлуатації за результатами технічного контролю приймається на підставі даних про технічний стан об'єктів, систем і елементів електроенергетичного комплексу згідно зі стандартом «Оцінка технічного стану електрообладнання і ЛЕП», який визначає основні вимоги до процедури оцінки технічного стану електрообладнання і ЛЕП, необхідності проведення ремонту, модернізації або технічного переоснащення. Ним встановлюються критерії достовірності оцінки технічного стану електрообладнання і ЛЕП при оптимальних витратах завдяки таким видам діагностики:

– огляд і вимірювання без зняття напруги;

- вимірювання на відключеному обладнанні;
- вимірювання спеціальними методами в спеціальних умовах;
- оцінка остаточного ресурсу.

Класифікація технічного стану (ТС) електрообладнання (ЕО) і ЛЕП та умови експлуатації в залежності від технічного стану наведені в таблиці 5.1.

Таблиця 5.1 – Класифікація технічного стану (ТС) електрообладнання (ЕО) і ЛЕП та умови експлуатації в залежності від їхнього технічного стану

Індекс стану, дов. од.	Техн. стан	Визначення	Умови подальшої експлуатації
-1	Невизначений	Визначити стан неможливо за відсутності показників ТС	Проведення діагностики
0-20	Непридатний	Стан експлуатації ЕО і ЛЕП неможливий завдяки відмові	Негайне виведення з експлуатації
20-40	Не задовільний	Експлуатація ЕО і ЛЕП недоцільна або короткочасна	Частий контроль на період роботи
40-80	Задовільний	Стан надійної експлуатації	Експлуатація згідно з НТД
80-100	Добре	Стан безаварійної роботи ЕО і ЛЕП	Експлуатація без обмежень

Для проведення технічної діагностики об'єктів електромережевого господарства і електроустановок необхідно використовувати засоби вимірювань, що внесені в державний реєстр засобів вимірювань, які мають свідоцтво про перевірку. Вони повинні відповідати таким вимогам:

- мати високу експлуатаційну надійність;
- широкий діапазон і високу точність вимірювань;
- задовольняти вимогам техніки безпеки;
- бути заводо захищеними;
- бути тепло-, холодо-, вологостійкими.

5.2 Види і характеристика діагностичних параметрів

Діагностичні параметри розділяються на три типи.

1. Параметри інформаційного виду, що представляють об'єктну характеристику;
2. Параметри, що представляють поточну технічну характеристику елементів (вузлів) об'єкту;
3. Параметри, що є похідними декількох параметрів.

До діагностичних параметрів інформаційного виду належать:

- тип об'єкта;
- час введення в експлуатацію і період експлуатації;
- ремонтні роботи, що проводяться на об'єкті;
- технічні характеристики об'єкта, отримані під час випробування на заводі-виготівника, або при введенні в експлуатацію.

Діагностичними параметрами, що представляють поточну технічну характеристику елементів (вузлів) об'єкта, найчастіше є параметри робочих (іноді супутніх) процесів. До діагностичних параметрів, що є похідними декількох параметрів, належать, передусім, такі як:

- максимальна температура найбільш нагрітої точки трансформатора при будь-якому навантаженні;
- динамічні характеристики або їх похідні. Багато в чому вибір діагностичних параметрів залежить від кожного конкретного типу устаткування і методу діагностування, використовуюваного для цього устаткування.

Кількість вимірюваних діагностичних параметрів залежить від типу обладнання і ступеня розвитку методів діагностування, зокрема, для силових трансформаторів і шунтуючих реакторів їхня кількість складає 38, розрядників – 10.

Діагностичні параметри устаткування ТП повинні характеризуватися наступними основними властивостями:

- чутливістю;
- широтою зміни;
- однозначністю;
- стабільністю;
- інформативністю;
- періодичністю реєстрації;
- доступністю і зручністю виміру.

Чутливість діагностичного параметра – це міра зміни діагностичного параметра при варіюванні функціонального параметра, тобто, чим більше значення цієї величини, тим чутливіше діагностичний параметр до зміни функціонального параметра.

Однозначність діагностичного параметра визначається монотонно зростаючою або спадною залежністю його від функціонального параметра в діапазоні від початкової до граничної зміни функціонального параметра, тобто, кожному значенню функціонального параметра відповідає одно єдине значення діагностичного параметра, а, зі свого боку, кожному значенню діагностичного параметра відповідає одно єдине значення функціонального параметра.

Стабільність встановлює можливу величину відхилення діагностичного параметра від свого середнього значення при багаторазових вимірах в незмінних умовах.

Широта зміни – це діапазон зміни діагностичного параметра, що відповідає заданій величині зміни функціонального параметра; отже, чим

більше діапазону зміни діагностичного параметра, тим вище його інформативність.

Стабільність встановлює можливу величину відхилення діагностичного параметра від свого середнього значення при багаторазових вимірах в незмінних умовах.

Інформативність – це властивість діагностичного параметра, яка за недостатності або надмірності може знизити ефективність самого процесу діагностики (достовірність діагнозу).

Періодичність реєстрації діагностичного параметра визначається, виходячи з вимог технічної експлуатації і інструкцій заводу-виготівника, і залежить від швидкості можливої освіти і розвитку дефекту.

Головними завданнями діагностування обладнання є визначення технічного стану електрообладнання в реальних умовах експлуатації; знаходження виду і ступеня небезпечності дефектів, прогнозування остаточного ресурсу. Ці завдання потребують конкретизації залежно від виду обладнання і його розташуванні в регіоні.

5.3 Технологічна структура діагностики електроустаткування ТП

Система технічного діагностування (СТД) – це сукупність об'єкта і засобів, необхідних для проведення контролю за правилами, які встановлені в нормативно-технічній документації (НТД).

Структурна схема СТД складається з трьох рівнів (рис. 5.1).

Перший технологічний рівень – забезпечує автоматизований контроль стану основного електроустаткування за результатами моніторингу параметрів нормальних і аварійних режимів роботи, зокрема:

- обробку вимірних діагностичних параметрів в нормалізованому вигляді і передачу результатів у базу даних;
- перевірку відповідності вимірних параметрів встановленим нормам і висновок про відповідності стану об'єкта вимогам НТД;
- формування сигналу небезпеки в подальшій експлуатації об'єкта.

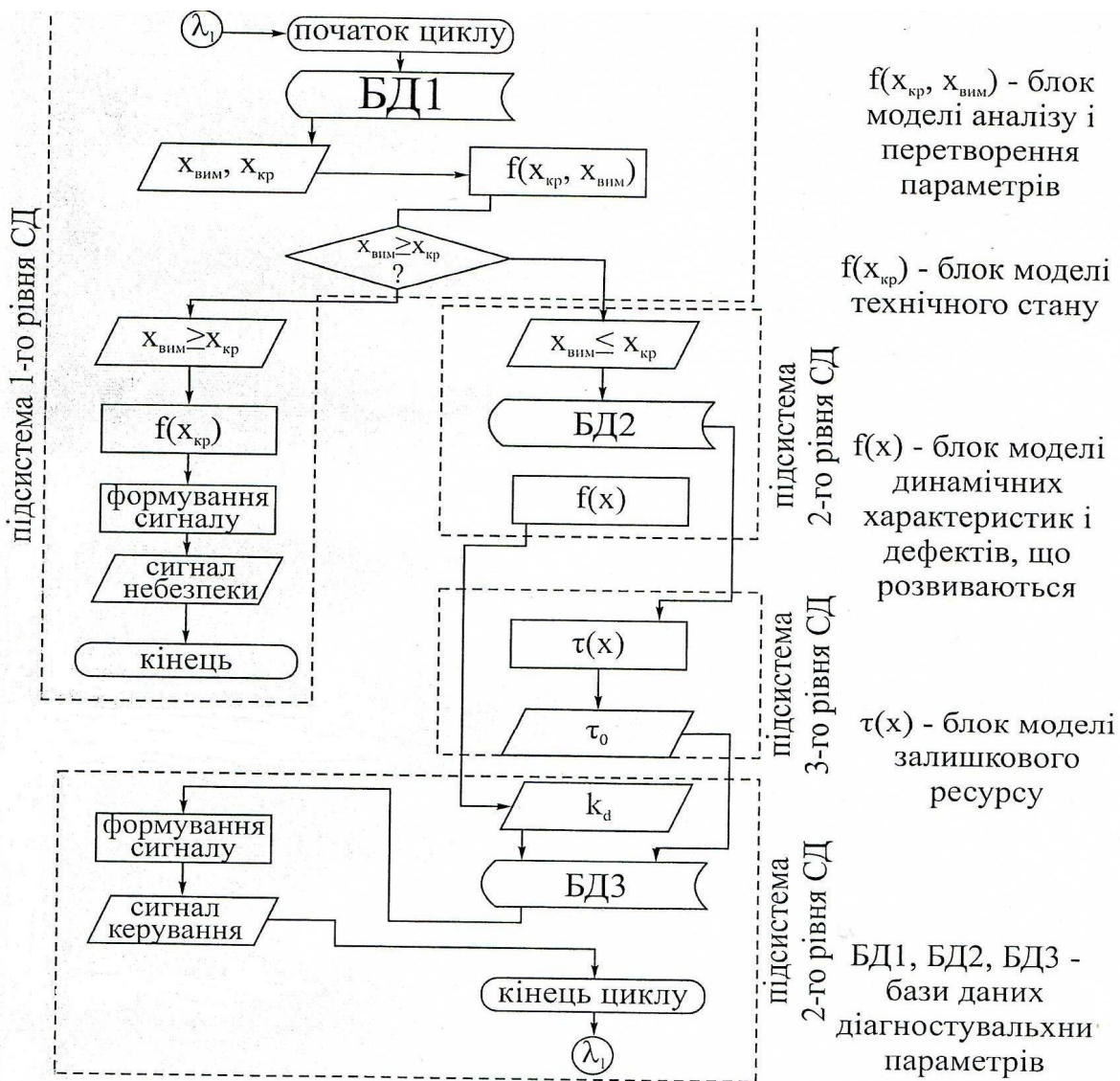


Рисунок 5.1 – Структурна схема СТД

Цей напрям роботи не вимагає оснащення устаткування додатковими датчиками і пристроями. Первинна інформація може бути отримана від існуючих реєстраторів аварійних подій, існуючої системи АСУ ТП підстанцій. Потрібна розробка алгоритмів і програмного забезпечення для включення таких методів контролю до складу існуючих систем АСУ ТП.

На цьому ж рівні може використовуватися інформація від спеціалізованих систем діагностики, що встановлюються на електроустаткуванні. Крім того, установка таких систем діагностики на електроустаткування повинна здійснюватися тільки за наявності технологічного та економічного обґрунтування.

Перший технологічний рівень – це комп’ютерний контроль основного електроустаткування електричних станцій і підстанцій.

Другий технологічний рівень – це періодичний контроль параметрів працюючого в нормальному режимі устаткування під робочою напругою з використанням сучасних методів і апаратури.

Він забезпечує:

- визначення виду та місця виникаючих дефектів;
- розрахунок діагностичних параметрів;
- визначення ступеня небезпеки від початкових дефектів;
- передачу результатів розрахунку й аналізу в базу даних;
- збереження інформативних параметрів;
- формування сигналу зміни режиму роботи системи.

Третій технологічний рівень – передбачає проведення випробувань і вимірів на вимкненому устаткуванні. Такий контроль повинен здійснюватися тільки в тих випадках, коли відсутні методи й апаратні засоби виявлення яких або дефектів устаткування на першому і другому технологічних рівнях або для уточнення характеру і місця дефекту, його небезпеки і технології усунення дефектів (об'єми і методи ремонтно-відновних робіт), виявлених на першому або другому технологічному рівнях.

Третій технологічний рівень забезпечує оцінку остаточного ресурсу об'єкта.

Доступність і зручність виміру діагностичного параметра напряму залежать від конструкції об'єкту діагностування і діагностичного засобу (приладу). Визначення технічного стану деталей і елементів обладнання і усіх видів порушень в їхньому функціонуванні здійснюється за допомогою діагностичних параметрів.

Оцінка технічного стану електроустаткування є найважливішим елементом усіх основних аспектів експлуатації електростанцій і підстанцій.

Одним з її основних завдань є виявлення факту справності або несправності устаткування. Прийнято вважати справним устаткування, стан якого відповідає усім встановленим нормативними документами вимогам, інакше – несправним.

Перехід виробу із справного стану до несправного відбувається внаслідок виникнення дефектів. Слово дефект вживається для позначення кожної окремої невідповідності устаткування. Дефекти в устаткуванні можуть виникати в різні моменти його життєвого циклу: при виготовленні, монтажі, налаштуванні, експлуатації, випробуваннях, ремонті – і мати різні наслідки. Видів дефектів, точніше їх різновидів багато.

Після виявлення дефектів і ухвалення рішень щодо подальшої експлуатації електротехнічного устаткування не варто забувати і про питання достовірності і точності отриманої інформації про стан устаткування. Будь-який метод ПК не забезпечує повної достовірності оцінки стану об'єкта.

Результати вимірів включають помилки, тому завжди існує вірогідність отримання неправдивого результату контролю:

- справний об'єкт буде визнаний непридатним (неправдивий дефект або помилка першого роду);
- несправний об'єкт буде визнаний придатним (виявлений дефект або помилка другого роду).

Помилки при ПК призводять до різних наслідків: якщо помилки першого роду (неправдивий дефект) тільки збільшують об'єм відновних

робіт, то помилки другого роду (невиявлений дефект) спричиняють за собою аварійне ушкодження устаткування. Варто відмітити, що при будь-якому виді ПК можна виділити низку чинників, що впливають на результати вимірів або аналіз отриманих даних. Умовно можна розділити ці чинники на три основні групи: довкілля; людський чинник; технічний аспект.

До групи «навколишнє середовище» можна зарахувати такі чинники, як метеоумови (температура повітря, вологість, хмарність, сила вітру і т. п.), час доби.

Під «людським чинником» розуміють кваліфікацію персоналу, професійне знання устаткування і грамотне проведення безпосередньо самого контролю.

«Технічний аспект» має на увазі під собою інформаційну базу про устаткування (матеріал, паспортні дані, рік випуску, стан поверхні і т. д.), що діагностується.

Насправді чинників, що впливають на результат методів ПК і аналізу цих методів значно більше, ніж перераховано раніше.

6 МЕТОДИКА КОНТРОЛЮ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ КОМПЛЕКСІВ

6.1 Силові трансформатори (автотрансформатори)

Організація контролю параметрів трансформаторів у нормальних режимах роботи дозволяє отримати таку інформацію:

- величину напруги на усіх обмотках трансформатора у будь-який заданий момент часу;
- величину підвищення напруги понад нормативні значення, дату, час їхнього виникнення і тривалість;
- величини струмів в усіх обмотках у будь-який заданий момент часу;
- величину перевантажень струмів в усіх обмотках трансформатора, дату, час їхнього виникнення і тривалість;
- факт, дати і часу вимкнення і увімкнення трансформатора;
- величину реального коефіцієнта трансформації по усіх обмоткам у будь-який заданий момент часу;
- факт виникнення відмінностей реального коефіцієнта трансформації від заданого РПН, дату і час виникнення вказаних відмінностей;
- величину реального опору короткого замикання трансформатора по усіх приєднаннях обмоток у будь-який заданий момент часу;
- величини активних складових опору короткого замикання трансформатора по усіх сторонах трансформатора у будь-який заданий момент часу;
- факт зміни опору короткого замикання Z_k по усіх поєднаннях обмоток при проходженні через трансформатор струму короткого замикання, дату і час виникнення вказаних змін;
- факт, дату і час появи відмінностей в активних складових Z_k по усіх сторонах трансформатора;
- реальні втрати холостого ходу у будь-який заданий момент часу;
- факт виникнення відмінностей втрат холостого ходу трансформатора від паспортних значень, дату і час появи вказаних відмінностей;
- факт погіршення якості електроенергії по усіх сторонах трансформатора понад допустимі значення дату, час виникнення вказаних погіршень і їх тривалості;
- температуру верхніх шарів масла трансформатора у будь-який заданий момент часу;
- факти, дати і час перевищення температури верхніх шарів масла понад допустимі значення і їх тривалість;
- температуру найбільш нагрітої точки обмоток трансформатора у будь-який заданий момент часу;
- факт, дату і час перевищення температури найбільш нагрітої точки обмоток трансформатора понад допустимих значень;

- здатність навантаження трансформатора в різних режимах роботи і різних погодних умовах відповідно до вимог ГОСТ, величині і тривалості допустимих перевантажень трансформатора у будь-який момент часу;
- залишковий ресурс ізоляції трансформатора у будь-який заданий момент часу;
- струм через ізоляцію вводів 110 кВ і вище, напругу на вказаних вводах, їх місткості і $tg\delta$ у будь-який заданий момент часу;
- факт, дату і час появи змін ізоляційних характеристик ($tg\delta$, місткості) вводів 110 кВ і вище за силові трансформатори;
- факт, дату і час виникнення аварійних ситуацій на трансформаторі з фіксацією усіх перелічених вище параметрів відповідно до заданих критеріїв.

6.2 Шунтувальні та струмообмежувальні реактори

За результатами контролю параметрів нормального і аварійного режиму реакторів можна мати таку інформацію:

- величину напруги на обмотках реактора у будь-який заданий момент часу;
- величину підвищення напруги понад нормативні значення, дату, час їх виникнення і тривалість;
- величину струмів в обмотках у будь-який заданий момент часу;
- величину перевантажень струмів в обмотках реактора, дату, час їх виникнення і тривалість;
- факт, дату і час відключення і включення реактора;
- величини реального комплексного опору реактора у будь-який заданий момент часу;
- величини активних складових комплексного опору реактора у будь-який заданий момент часу;
- факти зміни комплексного опору реактора, дату і час виникнення вказаних змін;
- реальні втрати в реакторі у будь-який заданий момент часу;
- факт виникнення відмінностей втрат у реакторі від паспортних значень, дату і час появи вказаних відмінностей;
- температуру верхніх шарів масла в реакторі у будь-який заданий момент часу;
- факт, дату і час перевищення температури верхніх шарів масла понад допустимі значення;
- температуру найбільш нагрітої точки обмоток реактора у будь-який заданий момент часу;
- факт, дату і час перевищення температури найбільш нагрітої точки обмоток реактора понад допустимі значення;
- залишковий ресурс ізоляції реактора у будь-який заданий момент часу;
- струм через ізоляцію вводів 110 кВ і вище, напруги на вказаних вводах, їхні місткості і $tg\delta$ у будь-який заданий момент часу;

- факт, дату і час появи змін ізоляційних характеристик ($tg\delta$, місткості) вводів 110 кВ і вище у силових трансформаторах;
- факт, дату і час виникнення аварійних ситуацій на реакторі з фіксацією усіх перелічених вище параметрів відповідно до заданих критеріїв.

6.3 Вимикачі

Організація безперервного моніторингу вимикачів 35–750 кВ за результатами фіксації параметрів у нормальних і аварійних режимах роботи дозволяє отримати таку інформацію:

- величини струмів, що протікають через вимикач у будь-який заданий момент часу;
- величини перевантажень струмів, що протікають через вимикач, дату, часу виникнення і їх тривалість;
- факти, дати і часи вимкнення і увімкнення вимикача;
- тривалість вимкнення і увімкнення вимикача на кожному з таких циклів;
- факти, дати і часи появи відмінностей тривалості вимкнення і увімкнення від нормативних значень;
- залишковий механічний ресурс вимикача у будь-який заданий момент часу;
- залишковий комутаційний ресурс вимикача у будь-який заданий момент часу;
- температуру і тиск елегазу у вимикачі у будь-який заданий момент часу;
- факти, дати і часи появи відмінностей температури і тиску елегазу від нормативних значень;
- температури, тиску і вологості повітря (за наявності технічної можливості) в повітряних вимикачах у будь-який заданий момент часу;
- факти, дати і часи появи відмінностей температури, тиску і вологості повітря (за наявності технічної можливості) від нормативних значень;
- температури, тиску і вологості повітря (за наявності технічної можливості) в повітряних вимикачах у будь-який заданий момент часу;
- факти, дати і час появи відмінностей температури, тиску і вологості повітря (за наявності технічної можливості) від нормативних значень;
- факти, дати і час виникнення аварійних ситуацій на вимикачі з фіксацією усіх вище перелічених вище параметрів відповідно до заданих критеріїв.

6.4 Роз'єднувачі

Організація безперервного моніторингу роз'єднувачів по 35–750 кВ за результатами фіксації параметрів нормальних і аварійних режимів роботи дозволяє отримати таку інформацію:

- величини струмів, що протікають через роз'єднувач у будь-який заданий момент часу;

- величини перевантажень струмів, що протікають через роз'єднувач, дату, час виникнення та їх тривалості;
- факти, дати і часи вимкнення і увімкнення роз'єднувача;
- тривалість вимкнення і увімкнення роз'єднувача на кожному з таких циклів;
- факти, дати і часи появи відмінностей тривалості увімкнення і вимкнення від нормативних значень;
- залишковий механічний ресурс роз'єднувача у будь-який заданий момент часу;
- факти, дати і часи виникнення аварійних ситуацій на роз'єднувачі з фіксацією усіх параметрів відповідно до заданих критеріїв.

6.5 Обмежувачі перенапруг нелінійні (ОПН)

Організація безперервного моніторингу обмежувачів перенапруг 110–750 кВ дозволяє мати таку інформацію:

- величину напруги на ОПН у будь-який заданий момент часу;
- величини підвищень напруги на ОПН понад нормативні значення, дати, час виникнення та їх тривалості;
- величину струмів в ОПН у будь-який заданий момент часу;
- факти виникнення, дати і час перевищення струмів в ОПН понад нормативні значення;
- гармонійний склад струму через ОПН у будь-який заданий момент часу;
- факт виникнення, дату і час перевищення гармонійних складових струмів в ОПН понад нормативні значення;
- величини імпульсних струмів у момент роботи ОПН в кожен цикл спрацьовування;
- факт виникнення, дату і час перевищення величини імпульсних струмів понад нормативні значення;
- кількість спрацьовувань ОПН за будь-який заданий період часу.

6.6 Трансформатори струму

За результатами контролю параметрів нормального і аварійного режиму трансформаторів можна мати таку інформацію:

- величину напруги на трансформаторі струму у будь-який заданий момент часу;
- величини підвищення напруги понад нормативні значення, дату, час їх виникнення і тривалості;
- величини струмів в обмотках у будь-який заданий момент часу;
- коефіцієнт трансформації трансформатора струму;
- факт, дату і час відключення і включення трансформатора струму;
- струми через ізоляцію трансформаторів струму, їх місткості і $tg\delta$ у будь-який заданий момент часу;

- факт, дату і час появи змін ізоляційних характеристик ($tg\delta$, місткості);
- факт, дату і час виникнення аварійних ситуацій на трансформаторі струму з фіксацією усіх перелічених параметрів відповідно до заданих критеріїв.

6.7 Трансформатори напруги

За результатами контролю параметрів нормального і аварійного режиму можна мати таку інформацію:

- величину напруги на трансформаторі напруги у будь-який заданий момент часу;
- величину підвищення напруги понад нормативні значення, дату, час їх виникнення і тривалості;
- величину коефіцієнтів трансформації у будь-який заданий момент часу;
- факт, дату і час появи змін коефіцієнта трансформації;
- факт, дату і час відімкнення і увімкнення трансформатора напруги;
- факт, дату і час виникнення аварійних ситуацій на трансформаторі напруги з фіксацією усіх вище перелічених вище параметрів відповідно до заданих критеріїв.

6.8 Діагностика масло наповненого устаткування

Зазвичай на підстанціях використовується достатня кількість масло наповненого устаткування. Масло наповнене устаткування – це таке устаткування, у якому як дугогасильне, ізолююче та охолоджувальне середовища використовується масло. На підстанціях застосовують і експлуатують масло наповнене устаткування таких видів.

1. Силові трансформатори.
2. Вимірювальні трансформатори струму і напруги.
3. Шунтувальні реактори.
4. Вимикачі.
5. Високовольтні вводи.
6. Масло наповнені кабельні лінії.

Варто підкреслити, що чимала частка масло наповненого устаткування, експлуатованого сьогодні, використовується на межі своїх можливостей – зверх свого нормативного терміну експлуатації. Масло, як і інші ізоляційні частини устаткування, також має тенденцію до старіння з часом.

Стану масла приділяється особлива увага, оскільки під впливом електричних і магнітних полів відбувається зміна його первинного молекулярного складу, а також, внаслідок експлуатації, можлива зміна його обсягу. Це, зі свого боку, може становити небезпеку як для роботи устаткування на підстанції, так і для обслуговуючого персоналу. Тому фахова і своєчасна діагностика масла – запорука надійної роботи масло наповненого устаткування.

Масло – це очищена фракція нафти, що отримується при перегонці, кипляча за температури від 300 °С до 400 °С. Залежно від походження нафти воно має різні властивості, і ці відмінні властивості початкової сировини і способів отримання відбиваються на властивостях масла.

Масло в енергетичній сфері вважається найпоширенішим рідким діелектриком. Окрім нафтових трансформаторних (конденсаторних), можливе виготовлення синтетичних рідких діелектриків на основі хлорованих вуглеводнів і кремнійорганічних рідин.

До основних типів масла, найчастіше використовуваних для масло наповненого устаткування, належать наступні: ТКп (ТВ 38.101890-81), Т-1500У (ТВ 38.401-58-107-97), ТСО (ГОСТ 10121-76), ГК (ТВ 38.1011025-85), ВГ (ТВ 38.401978-98), АГК (ТВ 38.1011271-89), МВТ (ТВ 38.401927-92).

Таким чином, аналіз масла проводиться для визначення показників його якості, яка повинна відповідати вимогам нормативно-технічної документації.

Основні показники якості трансформаторного масла наведені в п. 1.8.36 ПУЭ. Деякі види вимірів, випробувань (аналізів масла) і вимірювані (контрольовані) параметри електроустаткування наведені в таблиці 6.1

Таблиця 6.1 – Види вимірів, випробувань (аналізів масла) і вимірювані (контрольовані) параметри електроустаткування

Вид виміру, випробування	Назва вимірюваного (контрольованого) параметра	Одиниця виміру
1	2	3
Хроматографічний аналіз газів	H ₂ , CH ₄ , ... , CO ₂	шт.
Фізико-хімічні аналізи масла	Вимір пробивної напруги масла	шт.
	Вимір кислотного числа масла	шт.
	Визначення температури спалаху в закритому тиглі	шт.
	Визначення складу розчинного шламу	шт.
	Інше	
Високовольтні випробування	Випробування підвищеною напругою	шт.
	Вимір тангенса кута діелектричних втрат ізоляції обмоток	шт.
	Інше	

Продовження таблиці 6.1

1	2	3
Електричні випробування	Вимір втрат холостого ходу	шт.
	Вимір опору ізоляції обмоток	шт.
	Вимір опору обмоток постійного струму (на усіх положеннях облаштування РПН)	шт.
	Перевірка групи з'єднання обмоток	шт.
	Інше	
Зняття характеристики намагнічення	Визначення струму і напруги намагнічення	шт.
Тепловізійний контроль	Вимір температури контактних з'єднань, вимір температури поверхні (зон аномальних нагрівів)	замовлень
Вимір швидкісних, тимчасових характеристик ходу	Швидкість руху контактів під час увімкнення з маслом	шт.
	Швидкість руху контактів при вимкнення з маслом	шт.
	Власний час вимкнення з маслом	шт.
	Власний час увімкнення з маслом	шт.
	Хід у контактах	шт.
	Хід рухливих частин	шт.
	Інше	

6.9 Види випробування та діагностування елементів електрообладнання

Сучасні види випробування обладнання електроустановок (за призначенням) умовно можна розділити на три основні напрями:

1. Параметрична діагностика.
2. Діагностика несправностей.
3. Превентивна діагностика.

Параметрична діагностика – це контроль нормованих параметрів устаткування, виявлення і ідентифікація їхніх небезпечних змін. Використовується вона для аварійного захисту і управління устаткуванням, а діагностична інформація міститься в сукупності відхилень величин цих параметрів від номінальних значень.

Діагностика несправностей – це визначення виду і величини дефекту після реєстрації факту появи несправності. Така діагностика є частиною робіт із обслуговування або ремонту устаткування і виконується за результатами контролю його параметрів.

Превентивна діагностика – це виявлення усіх потенційно небезпечних дефектів на ранній стадії розвитку, спостереження за їх розвитком і на цій основі довгостроковий прогноз стану устаткування.

Сучасні системи діагностування містять усі три напрями технічної діагностики, щоб сформувати як найповнішу і достовірнішу оцінку стану устаткування. Таким чином, до результатів діагностики можна зарахувати;

1. Визначення стану устаткування (оцінка стану устаткування), що діагностується.

2. Виявлення виду дефекту, його масштаби, місце розташування, причину появи, що є основою для ухвалення рішення про подальшу експлуатацію устаткування (висновку про ремонт, додатковому обстеженні, продовженні експлуатації і т. п.), або про повну заміну устаткування.

3. Прогноз про терміни подальшої експлуатації – оцінка залишкового ресурсу роботи електроустаткування.

Отже, можна зробити висновок, що для попередження утворення дефектів (чи виявлення на ранніх стадіях їх розвитку) і підтримки експлуатаційної надійності устаткування необхідно застосовувати контроль устаткування у вигляді системи діагностики.

Експериментальні дані розподілу щільності відмов високовольтного обладнання свідчать, що функції розподілу часу відмов (або термін експлуатації) не виявляють статистичної однорідності. Щільність розподілу терміну відмов і функції відмов $f(\tau)$ показують, що вони не є відображенням однієї генеральної сукупності явищ, а їхнє використання призводить до низької надійності визначення остаточного ресурсу. Тому на практиці використовують імовірно-статистичні моделі. Базуючись на результатах експериментальних досліджень функція старіння, зносу(стійкості до відмови) обладнання має вигляд

$$A(t) = A_t = A[1 - (t / t_{\text{рес}})^a], \quad (6.1)$$

де $t_{\text{рес}}$ – ресурс обладнання, a – показник відношення відпрацьованого часу до ресурсу обладнання.

Утворення дефекту в момент $t_{\text{деф}}$ призводить до зменшення стійкості до відмови, що призведе до зниження величини A_t на ΔA .

Тоді цю функцію можна записати у такому вигляді:
в інтервалі від $t = 0$ до $t_{\text{деф}}$

$$A_t = A[1 - (t / t_{\text{рес}})^a]. \quad (6.2)$$

В інтервалі від $t = t_{\text{деф}}$ до $t_{\text{рес}}$

$$A_t = A[1 - (t'_{\text{рес}} / t_{\text{рес}})^a] - \Delta A. \quad (6.3)$$

Тут величина показника a залежить від ступені небезпеки дефекту.

Цей вираз характеризує старіння і стійкість до відмови у разі утворення дефекту, який розвивається при подальшій експлуатації об'єкта. Момент $t_{\text{рес}}$ відповідає відмові обладнання, тобто $t_{\text{рес}} = t_{\text{відмова}}$.

Враховуючі (6.3) отримаємо

$$A_t = A[1 - (t_{\text{відмова}} / t_{\text{рес}})^a] - \Delta A = 0, \quad (6.4)$$

або за $A_t = 0$

$$t_{\text{відмова}} = t_{\text{рес}} - \sqrt[a]{1 - \Delta A}. \quad (6.5)$$

Тоді остаточний ресурс $\Delta t_{\text{рес}}$ дорівнюватиме

$$\Delta t_{\text{рес}} = t_{\text{рес}} - \sqrt[a]{1 - \Delta A} - t_{\text{деф}}. \quad (6.6)$$

Тут остаточний ресурс визначається як детермініська функція. Насправді функція стійкості до відмови має імовірнісний характер і, якщо відомий закон розподілу відмов або старіння обладнання, то з врахуванням деяких припущень, можна оцінити імовірність появи випадкової відмови, використовуючи апарат математичної статистики.

7 ПРОФІЛАКТИЧНИЙ КОНТРОЛЬ ТА ВИПРОБУВАННЯ ЕЛЕМЕНТІВ УСТАТКУВАННЯ

7.1 Методи профілактичного контролю та випробування

За загальною класифікацією, усі методи діагностування електроустаткування можна розділити на дві групи, що також називаються методами контролю: методи неруйнівного і руйнівного контролю.

Методи неруйнівного контролю (МНК) – це методи контролю матеріалів (виробів), що не вимагають руйнування зразків матеріалу (вироби).

Відповідно, методи руйнівного контролю – методи контролю матеріалів (виробів), що вимагають руйнування зразків матеріалу (вироби).

Усе МНК зі свого боку також підрозділяються на методи, але вже залежно від принципу роботи (фізичних явищ, на яких вони ґрунтовані).

Нижче показані основні МНК, найчастіше вживані для електротехнічного устаткування:

- 1) магнітний;
- 2) електричний;
- 3) вихреструмний;
- 4) радіохвильовий;
- 5) тепловий;
- 6) оптичний;
- 7) радіаційний;
- 8) акустичний;
- 9) проникаючими речовинами (капілярний і пошук витоку).

Усередині кожного виду методи контролю також класифікують за додатковими ознаками. Кожний метод МНК має чіткі визначення, використовувані в нормативній документації.

Магнітні методи контролю ґрунтуються на реєстрації магнітних полів розсіяння, що виникають над дефектами, або на визначенні магнітних властивостей контрольованих виробів.

Електричні методи контролю ґрунтуються на реєстрації параметрів електричного поля, що взаємодіє з контрольним об'єктом, або поля, що виникає в контрольному об'єкті в результаті зовнішньої дії.

Вихреструмний метод контролю ґрунтуються на аналізі взаємодії зовнішнього електромагнітного поля з електромагнітним полем вихрових струмів, що наводяться збуджувальною котушкою в електропровідному об'єкті контролю цим полем.

Радіохвильовий метод контролю – це метод неруйнівного контролю, що ґрунтується на аналізі взаємодії електромагнітного випромінювання радіохвильового діапазону з об'єктом контролю.

Теплові методи контролю ґрунтуються на реєстрації теплових або температурних полів об'єкта контролю.

Візуально-оптичні методи контролю ґрунтуються на взаємодії оптичного випромінювання з об'єктом контролю.

Радіаційні методи контролю ґрунтуються на реєстрації і аналізі проникаючого іонізуючого випромінювання після взаємодії з контрольованим об'єктом.

Акустичні методи контролю ґрунтуються на застосуванні пружних коливань, що збуджуються або виникають в об'єкті контролю.

Капілярні методи контролю ґрунтуються на капілярному проникненні індикаторних рідин у порожнини поверхневих і наскрізних несучільностей матеріалу об'єктів контролю і реєстрації індикаторних слідів, що утворюються, візуальним способом або за допомогою перетворювача.

7.2 Показники якості електричної енергії

Параметри якості електроенергії в точках приєднання споживачів у нормальних умовах експлуатації мають відповідати параметрам, визначеним у ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності.

Основні показники якості електричної енергії визначені у пунктах 11.4.7 – 11.4.12, глави 11.4, розділу XI КСР.

Стандартна номінальна напруга U_n для мереж низької напруги загального призначення має значення 220 В між фазним і нульовим проводом або між фазними проводами:

– для трифазних чотирипровідних мереж: $U_n = 220$ В між фазним та нульовим проводом;

– для трифазних трипровідних мереж: $U_n = 220$ В між фазними проводами.

Зміна напруги не повинна перевищувати ± 10 % від величини номінальної напруги.

Частота напруги електропостачання для мереж низької напруги має бути в межах:

– для систем, які синхронно приєднані до ОЕС України – 50 Гц ± 1 % протягом 99,5 % часу за рік та 50 Гц, $+ 4$ % ($- 6$ %) протягом 100 % часу;

– для систем без синхронного приєднання до ОЕС України – 50 Гц, ± 2 % протягом 99,5 % часу за рік та 50 Гц, ± 15 % протягом 100 % часу.

Показник довготривалого флікера (мерехтіння), спричиненого коливанням напруги, для мереж низької напруги має бути меншим або дорівнювати 1 для 95 % часу спостереження.

За 95 % середньоквадратичних значень складника зворотної послідовності напруги електропостачання, усереднених на 10-хвилинному проміжку, для мереж низької напруги мають бути в межах від 0 % до 2 % від складника напруги прямої послідовності.

За 95 % середньоквадратичних значень напруги кожної гармоніки, усереднених на 10-хвилинному проміжку, для мереж низької напруги мають бути меншими або дорівнювати таким значенням (табл. 7.1).

Таблиця 7.1 – Норми показників якості електричної енергії

Непарні гармоніки				Парні гармоніки	
Не кратні 3		Кратні 3			
Порядок	Відносна амплітуда	Порядок	Відносна амплітуда	Порядок	Відносна амплітуда
5	6,0 %	3	5,0 %	2	2,0 %
7	5,0 %	9	1,5 %	4	1,0 %
11	3,5 %	15	1,5 %	6...24	0,5 %
13	3,0 %	21	0,5 %	–	–
17	2,0 %	–	–	–	–
19	1,5 %	–	–	–	–
23	1,5 %	–	–	–	–
25	1,5 %	–	–	–	–

Сумарний коефіцієнт гармонічних спотворень напруги електропостачання, урахуваючи всі гармоніки до 40-ї включно, для мереж низької напруги має бути меншим або дорівнювати 8 %.

7.3 Вплив якості електроенергії на роботу електроприймачів

Якість електроенергії безпосередньо пов'язана з економічністю виробництва, оскільки відхилення показників якості від номінальних значень призводять до зниження ККД, коефіцієнта потужності, продуктивності, терміну використання і інших показників споживачів електроенергії.

Іншим відображенням якості електроенергії є її вплив на сам предмет виробництва, на якість продукції. Дійсно, відхилення показників якості енергії від номінальних веде безпосередньо до порушення технологічних процесів (обробки, прокату, гальванізації, нагріву і т. п.).

Якість електричної енергії пов'язана і з деякими соціальними проблемами. Наприклад, неприпустимі відхилення напруги в освітлювальних мережах викликають зниження освітленості, що позначається на органах зору людини і її самопочутті.

Поява вищих гармонік в мережах електропостачання викликає не лише порушення роботи радіо- і телевізійної апаратури, але в певних умовах впливає і на здоров'я людей. Високочастотні вібрації робочого інструменту, викликані наявністю вищих гармонік, призводять до виникнення різних професійних захворювань у працівників.

7.4 Вплив відхилень напруги на роботу електроспоживачів

Момент асинхронного двигуна (АД), що обертається, пропорційний квадрату напруги на його вводах. У разі зниження напруги зменшується

момент, що обертає ротор, і частота обертання двигуна, – оскільки збільшується його ковзання.

Для двигунів, працюючих з повним навантаженням, зниження напруги призводить до зменшення частоти обертання. Якщо продуктивність механізмів залежить від частоти обертання двигуна, то на вводах таких двигунів рекомендується підтримувати напругу не нижче номінальної. У разі значного зниження напруги на вводах двигунів, працюючих з повним навантаженням, момент опору механізму може перевищити момент, що обертає, а це призведе до «перекидання» двигуна, тобто до його зупинки.

Зниження напруги погіршує і умови пуску двигуна, оскільки зменшується його пусковий момент.

У разі зниження напруги на затискачах двигуна реактивна потужність намагнічення зменшується (на 2–3 %, зниженні напруги на 1 А). За тієї саме споживаної потужності збільшується струм двигуна (можна вважати, що при $U = -10\%$ струм двигуна зросте на 10 А), що викликає перегрівання ізоляції.

Якщо двигун тривало працює за зниженої напруги, то внаслідок прискореного зносу ізоляції, термін експлуатації двигуна зменшується.

Зниження напруги призводить також до помітного зростання реактивної потужності, що втрачається в реактивних опорах розсіяння ліній, трансформаторів і АД.

Підвищення напруги на виведеннях двигуна призводить до збільшення споживаної ним реактивної потужності. Водночас питоме споживання реактивної потужності росте зі зменшенням коефіцієнта завантаження двигуна. У середньому на кожен відсоток підвищення напруги споживана реактивна потужність збільшується на 3 більше проценти що, зі свого боку, призводить до збільшення втрат активної потужності в елементах електричної мережі. У таблиці 7.2 наведені характеристики АД і допустимі значення відхилення напруги.

Вплив зміни напруги на синхронні двигуни (СД) багато в чому аналогічний описаному вище для АД. Основні відмінності полягають в тому, що частота обертання не залежить від напруги. Струм збудження для машинного збудника не залежить від напруги мережі, а при збудженні від випрямної установки – пропорційний напрузі.

Зі зміною напруги мережі змінюється реактивна потужність СД, що має важливе значення, якщо СД використовується для компенсації реактивної потужності в СЭС. Характер зміни реактивної потужності, залежної від режиму теплового навантаження СД, при відхиленні напруги мережі визначається низкою конструктивних параметрів і показників режиму роботи СД.

Таблиця 7.2 – Характеристики АД і допустимі значення відхилення напруги

Характеристики АД	Відхилення напруги %	
	-10 %	+10 %
1. Пусковий і максимальний момент, що обертає	-19	+21
2. Ковзання	+23	-17
3. КПК:		
при номінальному навантаженні	-2	+1
75 % номінального навантаження	-2	+1
50 % номінального навантаження	- (1...2)	(1÷2)
4. Струм ротора	+14	-11
5. струм статора	+10	-7

Двигуни постійного струму. Зміна амплітудних значень напруги має помітний вплив на роботу електричних двигунів постійного струму. Водночас істотне значення мають система збудження і міра насичення магнітних ланцюгів. Частота обертання для двигунів постійного струму з незалежним збудженням змінюється прямо пропорціональне зміні напруги мережі. Напруга між пластинами колектора, а отже, і його знос також залежить від напруги мережі.

Лампи розжарювання характеризуються номінальними параметрами: споживаною потужністю $P_{ном}$, світловим потоком, світловою віддачею (це відношення випромінюваного лампою світлового потоку до її потужності) і середнім номінальним терміном використання. Ці показники значною мірою залежать від напруги на вводах ламп розжарювання.

Люмінесцентні лампи менш чутливі до відхилень напруги. За підвищенні напруги споживана потужність і світловий потік збільшуються, а за зниження – зменшуються, але не в такій мірі, як у ламп розжарювання. За зниженої напруги умови запалення люмінесцентних ламп погіршуються, тому термін їхнього використання, що визначається інтенсивністю розпилення оксидного покриття електродів, скорочується як при негативних, так і при позитивних відхиленнях напруги.

Відхилення напруги негативно впливає на якість роботи і термін використання побутової електронної техніки (радіоприймачі, телевізори, телефонно-телеграфний зв'язок, комп'ютерна техніка).

Вентильні перетворювачі зазвичай мають систему автоматичного регулювання постійного струму шляхом фазового управління. У разі підвищення напруги в мережі кут регулювання автоматично збільшується, а за зниження напруги – зменшується. Підвищення напруги на 1 % призводить до збільшення споживання реактивної потужності перетворювачем приблизно на 1–1,4 % що зменшує його коефіцієнт потужності.

У той же час інші показники вентильних перетворювачів з підвищенням напруги покращуються, і тому вигідно підвищувати напругу на їх вводах у межах допустимих значень.

Електричні печі чутливі до відхилень напруги. Зниження напруги печей електродугових, наприклад, на 7% призводить до подовження процесу плавки сталі в 1,5 разу. Підвищення напруги вище $1,05 U_{ном}$ призводить до перевитрати електроенергії.

Відхилення напруги негативно впливають і на роботу машин електрозварювань: наприклад, для машин точкового зварювання при $\Delta U = \pm 15\%$ виходить 100% відсотковий брак продукції.

Конденсаторні установки. Відхилення напруги в мережі мають значний вплив на роботу конденсаторних установок, використовуваних для компенсації реактивної потужності.

У години малих навантажень найбільш високі рівні напруги в мережі, які можуть бути небезпечними для електромережевого устаткування, зокрема самих конденсаторів.

Підвищені рівні напруги, зі свого боку, сприяють збільшенню реактивної потужності, що віддається в мережу, і ще більшому зростанню рівня напруги; і навпаки, у години максимальних навантажень відбувається підвищене споживання реактивної потужності і зниження рівня напруги.

Це призводить до зниження реальної потужності конденсаторів, підвищеного споживання реактивної потужності з мережі, зростання втрат напруги в ній і подальшого погіршення якості ЕЕ.

Оскільки коливання напруги мають обмежену тривалість, істотно меншу, ніж постійна часу нагріву найбільш чутливих елементів комутаційної апаратури, то переважаючим впливаючим чинником стосовно комутаційних апаратів є відхилення напруги доволі великої тривалості.

Надмірно високі відхилення напруги можуть становити небезпеку з погляду електричного пробою головної ізоляції апаратів напругою вище за 1 кВ. Водночас, чим вище клас номінальної напруги апарату, тим більша небезпека потенційного пробою ізоляції.

Надмірне підвищення напруги в мережі призводить до зростання струмів навантажень і потужності КЗ, що викликає прискорений знос комутаційних апаратів і може позначитися на їх комутаційній здатності.

Для апаратів з електричними схемами включення реальну небезпеку становить перегрівання і передчасний вихід з ладу елементів схеми управління, що знаходяться у включеному стані тривалий час.

Зниження напруги нижче номінального може позначитися тільки на якості виконуваних комутаційних операцій.

7.5 Вплив коливань напруги на освітлювальні прилади

До електричних приладів, чутливих до коливань напруги, належать освітлювальні прилади, особливо лампи розжарювання і електронна техніка.

Стандартом визначається дія коливань напруги на освітлювальні установки, що впливають на зір людини. Мерехтіння джерел освітлення (флікер-ефект) викликає неприємний психологічний ефект, стомлення зору й організму зокрема. Це призводить до зниження продуктивності праці, а у низці випадків і до травматизму. Найбільш сильну дію на зір людини чинять мигання з частотою 3–10 Гц, тому допустимі коливання напруги в цьому діапазоні мінімальні – менші за 0,5 %.

За однакових коливань напруги негативний вплив ламп розжарювання проявляється в значно більшій мірі, ніж розрядних ламп. Коливання напруги більше за 10 % можуть призвести до згасання розрядних ламп.

Колівання напруги порушують нормальну роботу і зменшують термін експлуатації електронної апаратури, радіоприймачів, телевізорів, телефонно-телеграфного зв'язку, комп'ютерної техніки, рентгенівських установок, радіостанцій, телевізійних станцій і т. д.

За значних коливань напруги (більше 15 % можуть бути порушені умови нормальної роботи електродвигунів, можливе відпадання контактів магнітних пускачів із відповідним вимкненням працюючих двигунів.

Колівання напруги з розмахом 10–15 % можуть призвести до виходу з ладу батарей конденсаторів, а також вентильних перетворювачів.

7.6 Вплив несиметрії напруги на електрообладнання

Унаслідок несиметричних струмів навантаження, що протікають по елементах системи електропостачання, на виводах електричних приладів (ЕП) з'являється несиметрична система напруги. Відхилення напруги у ЕП перенавантаженої фази можуть перевищити нормально допустимі значення, тоді як відхилення напруги у ЕП інших фаз знаходяться в нормованих межах. Окрім погіршення режиму напруги у ЕП при несиметричному режимі, істотно погіршуються умови роботи як самих ЕП, так і усіх елементів мережі, знижується надійність роботи електроустаткування і системи електропостачання загалом.

Невелика несиметрія напруги ($K_{qu} \sim 1\%$) викликає значні струми зворотної послідовності.

Струми зворотної послідовності накладаються на струми прямої послідовності і викликають додатковий нагрів статора і ротора асинхронного двигуна, що призводить до прискореного старіння ізоляції, зменшення потужності і ККД двигуна. Наприклад, термін використання повністю навантаженого асинхронного двигуна, що працює при несиметрії напруги $\sim 4\%$ – скорочується у 2 рази. При несиметрії напруги $\sim 5\%$ робоча потужність двигуна зменшується на 5–10 %.

При несиметрії напруги мережі в синхронних машинах разом із виникненням додаткових втрат активної потужності і нагрівом статора і ротора можуть виникнути небезпечні вібрації, які за недостатньої міцності і наявності дефектів зварних з'єднань можуть виявитися небезпечними. При

несиметрії струмів, що не перевищує 30 %, небезпечних перенапружень в елементах конструкцій, зазвичай, не виникає.

Струми нульової послідовності протікають постійно через заземлювачі. Додатково висушується і збільшується опір заземляючих пристроїв. Це може бути неприпустимим з погляду роботи релейного захисту, а також завдяки посиленню впливу на низькочастотні установки зв'язку і обладнання залізничного блокування.

Несиметрія напруги значно погіршує режими роботи багатофазних вентильних випрямлячів: суттєво збільшується пульсація випрямленої напруги, погіршуються умови роботи системи імпульсно-фазового управління тиристорними перетворювачами.

Конденсаторні установки при несиметрії напруги нерівномірно завантажуються реактивною потужністю по фазах, що робить неможливим повне використання встановленої конденсаторної потужності. Крім того, конденсаторні установки в цьому випадку посилюють вже існуючу несиметрію, оскільки видача реактивної потужності в мережу у фазі з найменшою напругою буде меншою, ніж в інших фазах (пропорційно квадрату напруги на конденсаторній батареї).

Несиметрія напруги значно впливає і на однофазні ЕП. Якщо фазна напруга нерівна, то, наприклад, лампи розжарювання, підключені до фази з більш високою напругою, мають більший світловий потік, але значно менший термін експлуатації порівняно з лампами, підключеними до фази з меншою напругою.

Несиметрія напруги також ускладнює роботу релейного захисту, веде до помилок при роботі лічильників електроенергії і т. п.

7.7 Вплив несинусоїдності напруги на роботу електрообладнання

Електричні прилади з нелінійними вольтамперними характеристиками споживають з мережі несинусоїдні струми при підведенні до їх затисків синусоїдної напруги. Струми вищих гармонік, проходячи по елементах мережі, створюють падіння напруги в опорах цих елементів і, накладаючись на основну синусоїду напруги, призводять до спотворень форми кривої напруги у вузлах електричної мережі.

Найбільш серйозні порушення в електричній мережі відбуваються при роботі потужних керованих вентильних перетворювачів.

Залежно від схеми випрямління вентильні перетворювачі генерують у мережу наступні гармоніки струму: при 6-фазній схемі – до 19-го порядку; при 12-фазній схемі – до 25-го порядку включно.

Коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги в мережах з електродугами сталеплавильними і руднотермічними печами визначається переважно 2, 3, 4, 5, 7-й гармоніками.

Коефіцієнт спотворення синусоїдної кривої напруги установок дугового і контактного зварювання визначається переважно 5, 7, 11, 13-й гармоніками.

Струми 3-ї і 5-ї гармонік розрядних ламп складають –10 і –3 % струму 1-ї гармоніки. Ці струми співпадають по фазі у відповідних лінійних проводах мережі і, складаючись в нульовому проводі мережі 380/220 В, обумовлюють струм у ній, майже рівний струму у фазному проводі. Іншими гармоніками для розрядних ламп можна нехтувати.

Дослідження кривої струму намагнічення трансформаторів, включених у мережу синусоїдної напруги, показали, що при тристрижневому магнітопроводі і з'єднаннях обмоток в електричній мережі присутні усі непарні гармоніки.

Якщо на вхід трансформаторів подається несинусоїдна напруга, виникають додаткові складові вищих гармонік струму.

Вищі гармоніки струму і напруги викликають додаткові втрати активної потужності в усіх елементах системи електропостачання: у лініях електропередачі, трансформаторах, електричних машинах, статичних конденсаторах, оскільки опори цих елементів залежать від частоти.

У конденсаторах, призначених для компенсації реактивної потужності, навіть незначна напруга вищих гармонік може викликати значні струми гармонік.

На підприємствах з великою питомою вагою нелінійних навантажень батареї конденсаторів вимикаються захистом від перевантаження по струму, або за короткий строк виходять з ладу через спучення корпусів.

Отже, вищі гармоніки викликають:

- прискорене старіння ізоляції електричних машин, трансформаторів, кабелів;
- погіршення коефіцієнта потужності ЕП;
- погіршення або порушення роботи приладів автоматики, телемеханіки, комп'ютерної техніки і інших пристроїв з елементами електроніки;
- погіршення вимірів індукційних лічильників електроенергії, які призводять до неповного обліку споживаної електроенергії;
- порушення роботи самих вентильних перетворювачів при високому рівні вищих гармонійних складових.

7.8 Вплив відхилення частоти живильної напруги

Жорсткі вимоги стандарту щодо відхилень частоти живильної напруги обумовлені значним впливом частоти на режими роботи електроустаткування і хід технологічних процесів виробництва.

Аналіз роботи підприємств з безперервним циклом виробництва свідчить, що більшість основних технологічних ліній обладнана механізмами і вентилятором з постійними моментами опорів, а їхніми приводами є асинхронні двигуни. Частота обертання роторів двигунів пропорційна зміні частоти мережі, а продуктивність технологічних ліній залежить від частоти обертання двигуна.

Найбільш чутливі до пониження частоти двигуни власних потреб електростанцій. Зниження частоти призводить до зменшення їхньої продуктивності, що супроводжується зниженням потужності генераторів і подальшим дефіцитом активної потужності та зниженням частоти.

Такі ЕП, як лампи розжарювання, печі опору, дугові електричні пічки на зміну частоти практично не реагують. Окрім цього, знижена частота в електричній мережі впливає на термін експлуатації устаткування, що містить елементи із сталі (електродвигуни, трансформатори, реактори із сталевим магнітопроводом), шляхом збільшення струму намагнічення в таких апаратах і додаткового нагріву сталевих сердечників.

7.9 Вплив електромагнітних завад

Застосування електронних і мікроелектронних систем управління, мікропроцесорів і ЕОМ призвело до зниження рівня завадостійкості систем управління ЕП і різкого зростання кількості їх відмов. Головною причиною відмов є дія електромагнітних перехідних завад, що виникають при електромагнітних перехідних процесах як у мережах енергосистем, так і в міських, і промислових електричних мережах.

Характеристикою електромагнітних перехідних завад є провали і імпульси напруги та короткочасні перенапруження. Для цих ПКЄ стандарт не встановлює допустимих чисельних значень, проте розглядає ці перешкоди в межах проблеми електромагнітної сумісності.

При значеннях усіх ПКЄ по напрузі, відмінних від нормованих, відбувається прискорене старіння ізоляції електроустаткування, у результаті чого зростає інтенсивність потоків відмов з часом.

Якість електроенергії істотно впливає на надійність електропостачання, оскільки аварійність в мережах з низьким КЄ вища, ніж у разі, коли ПКЄ знаходяться в допустимих межах.

8 РЕГУЛЮВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ЕЛЕКТРОУСТАТКУВАННЯ

8.1 Причини відхилення параметрів електрообладнання від норми

Протікання струму по елементах електричної мережі супроводжується втратами напруги. У результаті при видаленні від джерела живлення напруга зменшується. У той же час для нормальної роботи електроприймачів напруга, не повинна суттєво відрізнятися від номінальної, а знаходитися в допустимих межах.

Регулювання напруги – це його навмисна зміна з метою створення технічно допустимих умов роботи системи електропостачання або збільшення її економічності.

Завдання регулювання напруги – забезпечення нормальних технічних умов і економічності спільної роботи електромереж і виробничих механізмів. У мережі кожного ступеня трансформації напруги, воно має бути у відповідних межах.

Напруга мережі постійно змінюється разом зі зміною навантаження, режиму роботи джерела живлення, опору ланцюга. Відхилення напруги не завжди знаходиться в інтервалах допустимих значень.

Можливими причинами цього може бути:

- втрати напруги, що викликається струмами навантаження (зміна активної потужності від мінімального до максимального значення викликає великі зміни втрат напруги в часі);
- неправильний вибір перерізів струмоведучих елементів і потужності силових трансформаторів;
- неправильно побудовані схеми мереж.

Регулювання напруги дає змогу проведення наступних заходів:

- 1) вибір засобів регулювання, регулювальних діапазонів східців регулювання;
- 2) вибір потужності і місця встановлення регулювальних пристроїв в мережі;
- 3) вибір системи автоматичного регулювання.

Разом з тим потрібно дотримуватися технічних вимог і вибирати економічно вигідне рішення.

Завдання регулювання напруги забезпечується регулювальними і компенсувальними пристроями.

Питання регулювання напруги повинні вирішуватися разом з питаннями балансу і розподілу реактивної потужності, вибору компенсувальних пристроїв, підвищення ККД мережі загалом.

Для виконання вимог щодо режиму напруги потрібні такі умови.

1. Централізована зміна режиму напруги в пунктах живлення розподільних мереж. Зміна режиму напруги – це одноразовий захід на тривалий період часу (для розподільних мереж). Для зміни напруги використовують ПБВ (перемикачі без збудження трансформатора),

установки з подовжньою компенсацією. Режим роботи покращується, але закон зміни напруги вимушений.

2. Регулювання втрат напруги в окремих або декількох елементах мережі (лініях, ділянках), тобто зміна напруги за бажаним законом (краще автоматична). Закон підбирається з урахуванням умов зміни навантаження.

3. Зміна або регулювання коефіцієнта трансформації лінійного регулятора, трансформатора між центром живлення і електроприймачами, тобто в розподільних мережах. Регулювальні пристрої повинні забезпечити величину напруги по модулю в межах стандарту.

Економічність режиму напруги в розподільних мережах визначається роботою споживачів, а в живильних мережах – втратами потужності в лінії. Зв'язок між мережами забезпечується трансформатором з регулюванням під навантаженням. Це – основний засіб у загальній системі регулювання в електричній системі з багатьма східцями трансформації в мережах.

8.2 Регулювання частоти живильної мережі

Метою автоматизації процесу регулювання частоти і перетікань активної потужності є забезпечення можливості управління режимами енергосистем в темпі процесів, що відбуваються в них, якщо оперативне управління є недостатньо ефективним.

Створення і розвиток централізованих систем (ЦС) для автоматизації процесу регулювання частоти і перетікань активної потужності (АВРЧМ) обумовлене необхідністю забезпечення ефективної паралельної роботи енергосистем великої потужності по лініях електропередач, що мають відносно низьку пропускну спроможність. Підвищення якості регулювання частоти і перетікань активної потужності завдяки використанню ЦС автоматичного регулювання дозволяє збільшити обмін потужності по міжсистемних перерізах при збереженні надійної паралельної роботи енергосистем.

Основні вимоги до автоматизації вторинного регулювання частоти і перетікань потужності такі:

- АВРЧМ повинне здійснюватися безперервно в режимі реального часу;
- процес автоматичного вторинного регулювання повинен мати стійкий періодичний характер без перерегулювання;
- в системах АРЧМ повинні використовуватися інтегральні регулятори, що працюють у спостережному режимі;
- на тих електростанціях, що притягаються до АВРЧМ, повинен розміщуватися і підтримуватися необхідний резерв вторинного регулювання;
- до ЦС АРЧМ повинні підключатися електростанції, що оснащені системами автоматичного управління потужністю генеруючого устаткування;
- участь в АВРЧМ не повинна призводити до неприпустимого режиму роботи генеруючого устаткування;

– автоматичне регулювання частоти і перетікань активної потужності не повинне призводити до неприпустимого перевантаження контрольованих перерізів і елементів електричної мережі.

Технічні і програмні засоби УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ повинні задовольняти таким вимогам:

– цикл роботи УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ не повинен перевищувати 1 с.;

– програмно-технічні засоби повинні мати резервування з автоматичним перемиканням на резерв без втрати функціонування УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ;

– протидіяти несанкціонованому втручанню у функціонування комплексу;

– компенсувати втрати інформації і заданого налаштування при виникаючих відмовах УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ з можливістю відновлення.

Програмне й апаратне забезпечення УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ повинне забезпечувати можливість одночасного управління не менше ніж 100 генерувальними об'єктами зі збереженням надійності і стабільності функціональних характеристик.

Для забезпечення інформаційної безпеки відносно УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ повинні дотримуватися вимоги із забезпечення безпеки інформації в ключових системах інформаційної інфраструктури, встановлені нормативними правовими актами щодо технічного й експортного контролю.

8.3 Регулювання гармонійного складу напруги живлення

Спотворення кривої напруги в електричних мережах призводять до таких негативних наслідків:

– з'являються додаткові втрати потужності в живильних лініях, трансформаторах, батареях конденсаторів та ін.;

– відбувається прискорення старіння ізоляції електричних машин, апаратів і кабелів, що призводить до зменшення надійності і терміну експлуатації електроустаткування;

– погіршується точність електричних вимірів;

– з'являються порушення в роботі автоматики, телемеханіки і релейного захисту;

– утруднюється, а у низці випадків стає неможливим використання силових ланцюгів як каналів для передачі інформації;

– погіршується, а іноді і порушується робота приймачів електроенергії, зокрема і тих, які створюють несинусоїдність в електричних мережах;

– обмежується, а у низці випадків стає неможливим застосування батарей конденсаторів внаслідок перевантаження їх струмами вищих гармонік і виникнення резонансних явищ.

Коефіцієнт спотворення синусоїдності напруги розраховується як результат усереднення значень коефіцієнта у вимірах i на інтервал часу у 3 с. Число вимірів N має бути не менше 9.

$$K_u = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N K_{U_i}. \quad (8.1)$$

Значення коефіцієнта спотворення синусоїдності в кожному вимірі i обчислюється у відсотках за формулою:

$$K_u = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^{10} U_i^2}}{U_1} \cdot 100\%, \quad (8.2)$$

де N – порядковий номер гармонійної складової напруги;

U_i – діюче значення напруги гармоніки N у i -му вимірі.

Якщо діюче значення гармонійної складової менше 0,1 % від номінальної напруги, то така гармоніка не враховується при визначенні. Якість електричної енергії по коефіцієнту спотворення синусоїдності напруги вважається відповідною вимогам, якщо максимальне з усіх виміряних впродовж 24 годин і усереднених за кожні 3 с значень коефіцієнта не перевищує гранично допустимого значення, а значення усередненого з вигогідністю 95 % не перевищує нормально допустимої величини.

Різні методи можуть використовуватися, щоб спробувати ослабити вплив проблем, що викликаються вищими гармоніками струму при навантаженнях з високим значенням коефіцієнта амплітуди.

8.4 Забезпечення симетричного режиму роботи трифазної системи

Насамперед необхідно домогтися, наскільки це можливо, збалансованості навантажень на фазах. Цим забезпечується мінімальний струм у провіднику нейтралі і мінімальний вміст гармонік у вихідній напрузі.

Відповідні схеми контролю і управління підтримуватимуть номінальне діюче значення напруги, в той же самий час прагнучи забезпечити його синусоїдну форму. Не завжди можливо одночасно виконати обидві ці функції. У загальному випадку незбалансоване навантаження впливає на напругу, викликаючи її спотворення. Хоча воно відносно мале за величиною, але так само додається до загальних спотворень у кабелі. Зазвичай переважають ті спотворення напруги, яка з генерована в розподільній мережі.

Одним із раціональних способів симетрування однофазних навантажень у трифазній мережі є використання з подвійним перетворенням енергії при трифазному вході і однофазному виході (3ф / 1ф). У цьому випадку розвантажується нейтраль, що знаходиться в нормальному режимі перетворення напруги.

Шляхом включення в систему роздільного трансформатора з обмотками «трикутник-зірка» передбачалося, що в цьому випадку

трансформатор не пропускає гармоніки, кратні третьої, і відсутність провідника нейтралі на стороні первинної обмотки виключає падіння напруги на нейтралі. Проте таке твердження виявилось правильним лише частково.

Збалансовані гармоніки, кратні третьої, наводять відповідні магнітні потоки у магнітопроводі трансформатора і, якщо вони рівні за величиною та співпадають по фазі, то напруга, наведена у первинній обмотці, буде скомпенсована.

Окрім цього, будь-який трансформатор має індуктивність розсіювання, яка додається до існуючого повного вхідного опору розподільної мережі. Це може спровокувати ефект зменшення коефіцієнта амплітуди струму навантаження і сумарного значення коефіцієнта спотворень синусоїдності струму. Проте спотворення напруги при цьому збільшується.

8.5 Використання фільтрів пригнічення гармонік

Третя гармоніка є домінуючою за найбільш несприятливої дії у однофазних ланцюгах мереж. Включення у схему фільтра, який має низький повний опір на частоті цієї гармоніки, знижує генеровану нелінійним навантаженням напругу. Застосування таких фільтрів є успішним для компенсації ефекту незбалансованих навантажень, які мають тенденцію генерувати високі рівні гармонік.

Фільтри можуть бути встановлені і розташовані на вихідному кінці кабелю (тобто на стороні навантаження). Тоді струми третьої гармоніки циркулюють між навантаженням і фільтром, частково знижуючи сумарний струм у провіднику нейтралі.

Проте таке підключення не дає остаточного вирішення проблеми, якщо на виході підключені розподільвальні навантаження. Встановлений таким чином фільтр захищає тільки частину навантаження, до якого він безпосередньо підключений. Тому схема підключення має бути такою, щоб фільтр захищав усе навантаження, а не тільки її частину. Це може викликати утруднення за вартістю устаткування і необхідної займаної площі при розташуванні додаткових пристроїв у декількох ділянках розподільної мережі на різних поверхах будівлі.

Особливе значення мають фільтри, які стоять на вході.

Шестинапівперіодні випрямлячі, вживані у трифазних мережах, створюють високий рівень п'ятої гармоніки струму у живильній мережі. Для зниження гармонійного складу споживаного струму і підвищення коефіцієнта потужності системи у фази включають індуктивні опори (дроселі). Підвищенням ефективності пригнічення вищих гармонік струму є включення вхідного фільтру, налаштованого на п'яту гармоніку.

8.6 Зниження повного опору розподільної мережі

Це один із ефективних методів зниження нелінійних спотворень. Кабелі і збірні шини мають повний опір, який прямо пов'язаний із довжиною

ліній. Збільшення перерізу кабелів (проводів) знижує активний опір розподільної мережі, але не знижує її індуктивність. Максимальний ефективний переріз жил кабелів (проводів) складає приблизно 95 кв. мм. За збільшення перерізу кабелів їх індуктивність залишається відносно постійною. Ефективнішим у цьому випадку буде використання паралельно сполучених кабелів (проводів).

При можливості використання децентралізованої системи живлення слід розглянути розділення усього устаткування (тобто пристроїв, що входять до складу навантаження), що інсталюється, на секції, кожна з яких живитиметься від окремого джерела.

Слід пам'ятати, що під час профілактичних, ремонтних і тому подібних роботах системи живлення повинні і можуть бути перемкнуті у режим обходу. При цьому можливе зростання рівня спотворень, оскільки нелінійне навантаження безпосередньо буде підключено до первинного джерела змінної напруги (генератор, трансформатор підстанції і т. п.).

Послаблення дії гармонік струму можна розділити на три групи:

- адаптація електроустановки;
- застосування спеціальних пристроїв для забезпечення живлення (дроселі, спеціальні трансформатори);
- використання фільтрів.

При застосуванні трансформаторів із різними групами з'єднання обмоток, шляхом підбору групи з'єднання обмоток можна добитися усунення деяких гармонік.

Гармоніки, які пригнічуються тією або іншою групою з'єднання обмоток трансформатора:

- група з'єднання $\Delta - Y - \Delta$ пригнічує гармоніки 5-го і 7-го порядків;
- група $\Delta - Y$ пригнічує гармоніки 3-го порядку (гармоніки проходять по кожній фазі і повертаються по нейтралі трансформатора);
- група $\Delta - Y$, пригнічує гармоніки 5-го порядку (шляхом повернення в магнітопровід).

Застосування дроселів. У разі живлення регуляторів частоти можна забезпечити згладжування струму шляхом використання лінійних дроселів. За збільшення повного опору ланцюга живлення досягається обмеження струму гармонік. Установка дроселів пригнічення гармонік на конденсаторні батареї дозволяє збільшити повний опір системи дросель-конденсатор для гармонік у діапазоні високих частот.

Розрізняють три типи фільтрів :

- пасивні фільтри;
- активні фільтри;
- комбіновані фільтри.

Пасивний фільтр. Принцип роботи полягає у підключенні паралельно джерелу гармонік індуктивно-ємнісну схему (LC), яка налаштована на кожну частоту фільтрованої гармоніки. Цей паралельний ланцюг поглинає гармоніки і запобігає їхньому проникненню в ланцюги живлення.

Активний фільтр це силові електронні системи, що встановлюють послідовно або паралельно з нелінійним навантаженням із метою компенсації або гармонійної напруги, або гармонійних струмів, що породжуються навантаженням. Активний фільтр інжектує у протифазі присутні у ланцюзі живлення навантаження гармоніки таким чином, що лінійний струм I_s стає синусоїдним.

Комбінований фільтр це коли вищеописані типи пристроїв об'єднані у один пристрій. Це нове рішення фільтрації дозволяє поєднувати переваги існуючих рішень і охопити широкий спектр потужностей та робочих характеристик.

Критерії вибору типу фільтра

Пасивний фільтр забезпечує одночасно:

- компенсацію реактивної енергії;
- високу фільтраційну здатність за струмом.

Електроустановка, у якій використовується цей фільтр, мусить бути стабільною при малому коливанні навантаження.

Якщо реактивна потужність, що віддається, значна, рекомендується відключати пасивний фільтр на періоди малого навантаження.

За приєднання фільтра треба враховувати можливу наявність компенсаційної батареї, яка у результаті може бути виключена.

Активний компенсатор забезпечує фільтрацію гармонік у широкому діапазоні частот. Він може адаптуватися до будь-якого навантаження. Проте його гармонійна потужність обмежена.

Комбінований фільтр поєднує у собі характеристики пасивних і активних фільтрів.

9 СИСТЕМИ ТЕЛЕМЕХАНІКИ У ДИСПЕТЧЕРСЬКОМУ УПРАВЛІННІ ПІДСТАНЦІЯМИ

9.1 Робочі параметри підстанції

В електроенергетичному комплексі України налічується близько 500 районів електричних мереж (РЕМ), які є виробничими підрозділами підприємств електричних мереж (ПЕМ) та високовольтних РЕМ(ВРЕМ) та експлуатуючих розподільні мережі напругою 0,38–110 кВ. З метою підвищення ефективності роботи цих мереж, надійності, якості та економічності у останні роки здійснюється впровадження комплексів телемеханіки та обчислювальної техніки на нижніх рівнях управління – у районах електричних мереж у рамках створення інтегрованих автоматизованих систем управління.

Промисловий район електричних мереж (ПРЕМ) є різновидом РЕМ, який має свою специфіку щодо характеру споживачів, тому задачі об'єктів диспетчерського управління (ОДУ) РЕМ і ОДУ ПРЕМ подібні.

Головним напрямком розвитку автоматизованих систем диспетчерського управління (АСДУ) є інтеграція автоматизованого управління окремими технологічними процесами та структурними підрозділами промислового РЕМ (ПРЕМ) у єдину інтегровану систему управління (ІАСУ) ПЕМ на базі стандартизації рішень із технічного, інформаційного та програмного забезпечення АСУ ПРЕМ із ІАСУ ПЕС. Практична реалізація цього напрямку повинна забезпечити повний економічно і технічно обґрунтований результат автоматизації основних функцій управління ПРЕМ для досягнення найбільш ефективних результатів виробничо-господарської діяльності, розвитку і впровадженню нової техніки, оптимізації технологічних процесів і режимів роботи електричних мереж, збалансованого зростання техніко-економічних показників, раціонального використання матеріальних і трудових ресурсів.

Оцінка технічного стану електроустаткування є найважливішим елементом усіх основних аспектів експлуатації електростанцій і підстанцій.

Одним з її основних завдань є виявлення факту справності або несправності устаткування. Прийнято вважати справним устаткування, стан якого відповідає усім встановленим нормативними документами вимогам, інакше вважається несправним.

Перехід виробу із справного стану в несправне відбувається внаслідок виникнення дефектів. Слово дефект вживається для позначення кожної окремої невідповідності устаткування. Дефекти в устаткуванні можуть виникати в різні моменти його життєвого циклу: при виготовленні, монтажі, налаштуванні, експлуатації, випробуваннях, ремонті – і мати різні наслідки. Видів дефектів, точніше їх різновиди, електротехнічне устаткування має багато.

При виявленні дефектів і ухваленні рішень по подальшій експлуатації електротехнічного устаткування не варто забувати і питання достовірності і

точності отриманої інформації щодо стану устаткування. Будь-який метод ПК не забезпечує повної достовірності оцінки стану об'єкту.

Результати вимірів включають помилки, тому завжди існує вірогідність отримання неправдивого результату контролю:

- справний об'єкт буде визнаний непридатним (неправдивий дефект або помилка першого роду);
- несправний об'єкт буде визнаний придатним (виявлений дефект або помилка другого роду).

Помилки ПК призводять до різних наслідків: якщо помилки першого роду (неправдивий дефект) тільки збільшують об'єм відновних робіт, то помилки другого роду (невиявлений дефект) спричиняють аварійне ушкодження устаткування. Варто відмітити, що будь-який вид ПК може мати ряд чинників, що впливають на результати вимірів або аналіз отриманих даних. Умовно можна розділити ці чинники на три основні групи: довкілля; людський чинник; технічний аспект.

До групи «навколишнє середовище» відносяться такі чинники, як метеоумови (температура повітря, вологість, хмарність, сила вітру і т. п.), час доби.

Під «людським чинником» розуміють кваліфікацію персоналу, професійне знання устаткування і грамотне проведення безпосередньо самого контролю.

«Технічний аспект» це інформація про устаткування (матеріал, паспортні дані, рік випуску, стан поверхні і т. д.), що діагностується.

Насправді чинників, що впливають на результат методів ПК і аналізу цих методів, значно більше, ніж перераховано.

- створення раціональної ієрархічної моделі планування експлуатації та ремонту електричних мереж та оперативного управління їх режимами для прийняття оптимальних рішень керівництвом ПРЕМ;

- раціонального розподілу функцій між підрозділами ПРЕМ, з метою забезпечення комплексності прийняття узгоджених рішень цільову спрямованість діяльності підрозділів, гнучкість і простоту управління в кожній ланці;

- посилення ролі і підвищення ефективності оперативно-диспетчерського управління розподільними електричними мережами, створення тісної взаємодії з верхніми і нижчими рівнями диспетчерського управління;

- інтеграція взаємопов'язаних функцій управління ПРЕМ;

- узгодженість взаємодії усіх підсистем АСУ ПРЕМ, АСКОЕ та АСУТТ підстанцій;

- вдосконалення та уніфікація документообігу в ПРЕМ та ПЕМ;

- автоматизації, збору, обробки і відображення інформації; створення розподіленої автоматизованої бази даних для вирішення технологічних управлінських завдань ПРЕМ.

Основні науково-технічні вимоги щодо створення АСУ ПРЕМ розроблені на основі загальногалузевих і галузевих методичних матеріалів і

державних стандартів відносно розробки багаторівневих ІАСУ підприємствами, враховують передові вітчизняні та зарубіжні досягання і тенденції розвитку АСУ розподільними електричними мережами й ґрунтуються на системному підході і розглядають АСУ ПРЕМ як складову частину ІАСУ ПЕС.

9.2 Аналіз характеристик сучасних систем телемеханіки

Метою телемеханізації електричних підстанцій є забезпечення можливості диспетчерського управління цією підстанцією, тобто дистанційного вимірювання сигналів на ПС та дистанційного управління (телеуправління) виконавчими механізмами, зазвичай – вимикачами. Телемеханізація ПС є основою « інтелектуальних електромереж» – SmartGrid

Сигнали, які повинні передаватися із ПС на диспетчерський пункт, поділяються на 2 групи – телесигнали (ТС, DI/BO – Digital/Binary Input) та телевимірювання (ТВ, AI – Analog Input). Телесигнали є дискретними двопозиційними величинами, які описують стан комутаційних апаратів на ПС, релейних та інших захистів.

Аналогові сигнали представляють значення струмів, напруги, потужності на шинах та на приєднаннях ПС.

Прилади для збору сигналів та передачі їх на диспетчерський пункт, а також прийому команд управління – контрольовані пункти телемеханіки, мають за кордоном назву RTU – Remote Terminal Unit, термін співпадає з назвою приладів мікропроцесорних релейних захистів та інших «польових» елементів розподілених систем збору даних або управління у енергетиці.

Пристрої телемеханіки повинні відповідати високим вимогам щодо функціональності, надійності, строку експлуатації, підтримки із боку розробників, кібербезпеки, сумісності зі світовими стандартами.

Серед зарубіжних спеціалізованих телемеханічних пристроїв, призначених для використання на ПС, найбільш розповсюджені прилади виробництва компаній АВВ (RTU211, RTU5xx) та Simens (SICAM TM/AK1703). В Україні найбільш відомі прилади АВВ RTU560 (рис. 9.1).

Пристрої телемеханіки мають моноблочну (АВВ RTU211/511) або модульну конструкцію, максимальна кількість сигналів може складати від 136 для ТМ 1703 до 32000 для ТМ 1703 АСР.

Тип пристрою, склад та кількість модулів залежать від розміру ПС та вимог диспетчерського управління.

Для зв'язку зі диспетчерським пунктом використовують провідні або безпроводні вузько – або ширококутні канали зв'язку, підтримуються протоколи передачі даних МЕК-870-5-101, МЕК-870-5-104.

Деякі пристрої мають модулі обміну даними за протоколами «цифрової підстанції» мек-61850. Також є можливість використання годинника реального часу для старших моделей.

Зазвичай, виробники пристроїв телемеханіки передбачають використання фірмового програмного забезпечення диспетчерського

управління – ABB MicroSCADA, ABB Aility™ Symphony RPlus, Simens SICAM 230.

Завдяки сумісність зі стандартними галузевими комунікаційними протоколами використовується і інше програмне забезпечення верхнього рівня.

Розглянемо функціональні особливості ABB RTU-560, RTU-560 (Remote Terminal unit) – віддалений термінал призначений для віддаленого збору та передачі даних у систему верхнього рівня з датчиків, вимірювачів, МПРЗА та інших пристроїв нижнього рівня, а також для передачі команд управління та синхронізації часу(там, де синхронізацію дозволяють і протокол передачі) на контрольовані пристрої.



Найбільш розповсюджені системи телемеханіки
ABB RTU211, RTU5xx; Siemens SICAM TM/AK 1703

Рисунок 9.1 – Найбільш розповсюджені системи телемеханіки

Модифікації RTU-560 можуть бути оснащені програмованою логікою (PLC), підтримувати крім стандартизованих ANSI IEC протоколів телемеханіки сучасний протокол IEC 661850. Модулем синхронізації часу від пристроїв DCF77, GPS, SNTR або IRIG-B, 32-бітовим процесором; можуть визначати події або тривоги протягом 1 мс, мають вбудований НМІ з базовими функціями моніторингу та управління, а також вбудовану можливість відправки вибіркового або усіх даних до різних систем верхнього рівня.

Велика кількість оброблюваних протоколів дозволяє застосовувати RTU-560 як шлюз між пристроями нижнього рівня, які використовують різні протоколи або фізичні інтерфейси передачі даних, і системою верхнього рівня.

Віддалений термінал RTU-560-A призначений для збору і передачі даних з *великою і середньою кількістю точок обліку* (від 100 до 1000 і більше). Він має багатопроцесорну архітектуру і може використовуватися крім збору і передачі даних – також як шлюз для підлеглих RTU-560.

Для управління можуть використовуватися до 16-ти процесорних плат, що забезпечують до 32-х незалежних Ethernet ліній (на базі плати CMU05) або до 16-ти ліній (на базі CMU04).

Усі ці лінії можуть використовуватися як для передачі даних в різні системи верхнього рівня, так і для встановлення зв'язку з підлеглими RTU або резервування ліній.

Максимальна кількість точок обліку залежить від кількості й типу плат вводу-вивода. Теоретично максимальне число плат вводу-вивода дорівнює 4256 шт. Однак є певні обмеження, обумовлені RAM пам'яттю RTU. Для забезпечення стабільної роботи системи зазвичай на RTU-560A використовують 500 – 2 000 точок обліку і управління.

Віддалений термінал RTU-560C призначений для збору і передачі даних з *великою та середньою кількістю точок обліку* (від 100 до 1 000 і більше). Він має багатопроцесорну архітектуру, може здійснювати збір і передачу даних як шлюз для підлеглих RTU-560.

Для реалізації процесу управління можуть використовуватися до 2-х процесорних плат, що забезпечують до 4-х незалежних Ethernet ліній (на базі плати CMU05) або до 2-х ліній (на базі плати CMU04).

Усі ці лінії можуть використовуватися як для передачі даних у різні системи верхнього рівня, так і для зв'язку з підлеглими RTU або для резервування ліній.

Максимальна кількість точок обліку залежить від кількості і типу плат вводу-вивода. Теоретичне максимальне число плат вводу-вивода – 528 шт. Але існують певні обмеження RAM пам'яттю RTU. Для стабільної роботи зазвичай на RTU-560C заводять 100 – 1 000 очок обліку і управління.

Віддалений термінал RTU-560D призначений для збору і передачі даних з *середньою та малою кількістю точок обліку* (менш 100 і до 1 000). Для управління використовується однопроцесорна плата, що забезпечує одну лінію (на базі CMU02).

Максимальна кількість точок обліку залежить від кількості і типу плат вводу-вивода. Теоретичне максимальне число плат вводу-вивода. – 16. Але є певні обмеження, обумовлені RAM пам'яттю RTU. Для стабільної роботи зазвичай на RTU-560D заводять 50–150 точок обліку і управління.

Віддалений термінал RTU-560E призначений для збору і передачі даних з *малою кількістю точок обліку* (менш 100 і до 500).

Для управління використовується одно процесорна плата (CMU80), що забезпечує 1 лінію Ethernet, а також 3 послідовних інтерфейси CP1, CP2, на RS232C, CPA на RS485.

Максимальна кількість точок обліку на кожній платі вводу-виводу – 16 BI (binary input – одиночний ввід, наприклад, ввідні дані з лічильника *клад*, команда управління), а також 4 AI (analog input – аналоговий ввід 1..40mA/2).

Або 20 В bipolar, наприклад, для передачі вимірювань фазної напруги із вимірювача-перетворювача). Таких плат може бути максимум 3. Тому сумарна кількість точок обліку: 48 BI або 24 VO, а також 12 AI.

Для забезпечення стабільної роботи на RTU-560E заводять 50–150 точок обліку і управління.

Також існують варіанти виконання для монтажу на DIN-рейку модулі вводу-вивода на 16 або 64 TC (23BE50, 23BE), на 8 TY (23BA40), на 6 TB(23A160 для конструктивна 23AD62 з платою послідовного інтерфейсу RS232 23 AD62) для використання сумісно з процесорним модулем 560CMBD11.

Віддалений термінал RTU-560G призначений для збору і передачі даних із малою кількістю точок обліку (менш 100 і до 500). Тут для управління використовується одна процесорна плата (CMG10), що забезпечує одну лінію Ethernet, а також 3 послідовних інтерфейси (2- RS232C, 1- RS485). В таблиці 9.1 наведені характеристики ефективності ABB RTU-560E.

Таблиця 9.1 – Характеристика ефективності ABB RTU-560E

Характеристика	Значення	Клас IEC 60870-4
Середній час напрацювання на відмову (Mean Time Between Failures)	MTBF \geq 8760 год.	R3
Коефіцієнт готовності	A \geq 99,95%	A3
Середній час відновлення	MTTR \leq 12 год	M3
Середній час ремонту	MRT \leq 1	RT4
Імовірність порушення цілісності даних	IE \leq 10 ⁻¹⁰	12
Точність визначення мітки часу	TR \leq 1 мс	TR4
Похибка вимірювання аналогових сигналів	E \leq 0,5 %	A4

Основне застосування цього віддаленого терміналу це можливість вирішити задачу об'єднання існуючої системи телемеханіки на базі RTU-210 з функціоналом RTU-560 та зручним доступом по Ethernet. Компактність і можливість монтажу на DIN-рейку суттєво спрощують спосіб розміщення терміналу. Цей термінал можна використовувати з RTU-211/O. Для забезпечення стабільної роботи на RTU-560G вводять 50–150 точок обліку і управління.

9.3 Промисловий район як об'єкт автоматизації

Райони електричних мереж є виробничими підрозділами підприємств електричних мереж і вони забезпечують електропостачання споживачів, здійснюють технічне ремонтно-експлуатаційне обслуговування та оперативно-диспетчерське управління електричними мережами і енергооб'єктами 0,38–10 кВ. На обслуговуваній ними території вони також здійснюють контроль за дотриманням споживачами встановлених планів та режимів електроспоживання та їх реалізацію. Зазвичай, межі ПРЕМ встановлюються в межах адміністративних районів.

Оперативно-диспетчерське і технічне обслуговування, а також ремонт електроустановок здійснюються за такими формами управління:

- територіальна – всі функції на території, що обслуговується, здійснюються ПРЕМ;

- змішана – функції планування, контролю та технічного керівництва діяльністю ПРЕМ в частині ліній електропередачі 35 кВ і вище та підстанцій 35 кВ і вище покладаються на відповідні служби ПЕМ, а інші функції по електричних мережах 0,38 – 110 кВ залишаються за ПРЕМ.

Для оперативно-диспетчерського контролю та управління обладнанням енергетичних об'єктів, що знаходяться в безпосередньому управлінні ПРЕМ, створюються диспетчерські пункти ПРЕМ (ДП ПРЕМ). ПРЕМ та ДП ПРЕМ розміщуються на ремонтно-виробничій базі (РПБ) або в ремонтно-експлуатаційному пункті (РЕП).

ДП ПРЕМ також може розміщуватися при районній підстанції 35–110 кВ. Разом із тим функції диспетчера ПРЕМ та чергового підстанції зазвичай поєднуються.

До складу ПРЕМ входять ділянки електричних мереж (ДЕМ), кількість яких, розміри та межі обслуговування визначаються з умов раціонального завантаження персоналу, обсягів і періодичності проведення експлуатаційних робіт.

Якщо обсяг електромереж на території, що обслуговується, недостатній для створення району електричних мереж, – то створюється ДЕМ, що виконує функції ПРЕМ та безпосередньо їм підпорядкований.

Відстані на обслуговуваній ПРЕМ та ПЕО території від центра до периферійних об'єктів можуть сягати 30–40 км.

До складу ПЕО входять спеціалізовані бригади з оперативного й технічного обслуговування розподільних електричних мереж напругою 0,38–10 кВ.

У процесі забезпечення споживачів електроенергією ПРЕМ виконує наступні основні функції:

- забезпечення оперативного управління об'єктами електричних мереж ПРЕМ;

- розробка планів і виконання робіт з ремонту й технічного обслуговування електроустановок та об'єктів електричних мереж 0,38–110 кВ;

– проведення аварійно-відновлювальних робіт на об'єктах електричних мереж ПРЕМ, участь у ліквідації порушень у роботі електричних мереж ПЕМ;

– здійснення контролю за реалізацією електричної енергії та обліку споживання, ведення графіків обмежень потужності та контроль за їхнім виконанням, контроль за дотриманням договорів споживачів електричної енергії, виконання розрахунків за спожиту електроенергію зі споживачами в зоні обслуговування ПРЕМ (при передачі від Енергонагляду в ПЕС і ПРЕМ функцій збуту електроенергії);

– розробка та виконання заходів із підвищення надійності електричних мереж ПРЕМ та протиаварійних заходів;

– розробка пропозицій з будівництва, реконструкції та технічного переозброєння електричних мереж, механізація та телемеханізація, вирішення питань щодо розвитку сільської електрифікації, забезпечення надійного електропостачання сільськогосподарських споживачів району;

– контроль обсягів, якості та термінів виконання будівельно-монтажних та налагоджувальних робіт, участь у приймально-здавальних випробуваннях;

– ведення робіт із атестації та раціоналізації робочих місць, впровадження наукової організації праці, вдосконалення структури управління ПРЕМ;

– розробка та виконання заходів із охорони праці та техніки безпеки, навчання персоналу;

– аналіз виробничо-господарської діяльності, складання звітності та ін.

Організаційна структура і численний склад ПРЕМ залежить від обсягів обслуговування, конкретних умов експлуатації мереж і встановлюються штатним розкладом.

Для здійснення перерахованих вище функцій в ПРЕМ зазвичай створюються:

– оперативно-диспетчерська група (ОДГ) та оперативно-виїзні бригади (ОВБ), що працюють під управлінням диспетчера ПРЕМ;

– ділянки з оперативного та технічного обслуговування розподільних мереж 0,38–10 кВ, ліній та підстанцій 35 кВ і вище (при територіальній формі обслуговування);

– бригади централізованого ремонту повітряних і кабельних ліній 0,38–10 кВ, щоглових та закритих трансформаторних підстанцій (ЩТП і ЗТП), ліній на підстанцій 35–110 кВ (при територіальній формі управління);

– група механізації або транспортна ділянка;

– господарська група та інші.

Зважаючи на місцеві умови спеціалізація підрозділів ПРЕМ та їхній склад можуть змінюватися. Зокрема, до складу ПРЕМ в окремих енергосистемах можуть входити групи реалізації та контролю споживання електроенергії.

Одним з основних підрозділів ПРЕМ, що вирішально впливають на якість і надійність електропостачання, є оперативно-диспетчерська група, яка

керує виробництвом планових оперативних перемикачів, організує своєчасне виявлення і оперативне усунення виникаючих порушень нормального електропостачання споживачів, відхилень режимів від заданих параметрів, локалізує і оперативно усуває різні пошкодження елементів електричної мережі.

Види оперативно-експлуатаційного обслуговування містять такі операції:

- цілодобове постійне чергування оперативного персоналу на щиті управління підстанції;
- чергування оперативного персоналу на дому;
- цілодобове централізоване оперативно-експлуатаційне обслуговування підстанцій, інших груп устаткування з допомогою ОВБ.

ОВБ розміщують в центрах ПРЕМ або ПЕО при ремонтно-виробничих базах із радіусом обслуговування не більше 20–30 км.

9.4 Характеристика та функції промислового району

Промисловий район становить комплекс технологічних об'єктів електроенергетики – ПС 110/10 кВ і організаційних структур, які експлуатують ці об'єкти. На технологічному рівні в управлінні чергового диспетчера ПРЕМ знаходиться обладнання ПС 10 і 110 кВ.

Розподіл оперативної приналежності управління енерго об'єктами визначається відповідно до діючих в електропостачальному обленерго посадових інструкцій.

Центр живлення ПС 330/110 кВ автоматизації не підлягає, оскільки необхідні для диспетчерського управління телемеханічні дані щодо положення лінійних та інших вимикачів 110 кВ надходять до АСДУ через канали обміну даними на верхньому рівні (міжсерверний обмін або ретранслявання телемеханіки).

Вимикачі 110 кВ на ПС за схемою «2 блоки» встановлюються на лінії.

Вимикачі 10 кВ – ввідні (трансформаторні), секційні, лінійні та вимикачі компенсаційних пристроїв.

Перелік ПС як об'єктів телемеханізації містить такі прилади:

- ПС1 110/10 кВ, схема – 2 блоки лінія – трансформатор, кількість вимикачів 110 кВ – 2 шт., кількість вимикачів 10 кВ – 30 шт.;
- ПС2 110/10 кВ, схема – 2 блоки лінія–трансформатор, кількість вимикачів 110 кВ 2 шт., кількість вимикачів 10 кВ – 24 шт.;
- ПС3 110/10 кВ, схема – 2 блоки лінія – трансформатор, кількість вимикачів 110 кВ – 2 шт., кількість вимикачів 10 кВ – 13 шт.;
- ПС4 110/10 кВ, схема – 2 блоки лінія – трансформатор, кількість вимикачів 110 кВ – 2 шт., кількість вимикачів 10 кВ – 13 шт.;
- ПС5 110/10 кВ, схема – 2 блоки лінія – трансформатор, кількість вимикачів 110 кВ – 2 шт., кількість вимикачів 10 кВ – 9 шт.;
- ПС6 110/10 кВ, схема – 2 блоки лінія – трансформатор, кількість вимикачів 110 кВ – 2 шт., кількість вимикачів 10 кВ – 11 шт.

Диспетчеру для нормальної роботи потрібні такі дані телемеханіки:

- напруга на секціях шин 110 та 10 кВ з точністю не менш ніж 0,5 %;
- струми по приєднанням 110 і 10 кВ з точністю не менш ніж 1%;
- положення вимикачів 110 і 10 кВ;
- робота газового та релейного захисту та автоматики (аварійна сигналізація), а також попереджувальна сигналізація.

Необхідно забезпечити телеуправління усіма вимикачам 110 та 10 кВ з контролем виконання.

Необхідно також забезпечити прийом даних щодо напруги на СШ-110 кВ центру живлення магістральної ПС 330/110 кВ від АСДУ МЕМ та ретранслявання даних телемеханіки на ДБ обленерго.

9.5 Загальні вимоги до АСДУ ПРЕМ

Автоматизована система управління ПРЕМ це багаторівневу система, яка поєднує функції оперативно-диспетчерського, технічного, виробничо-технічного та організаційно-економічного управління і забезпечує спільне узгоджене функціонування АСУ на рівні ПРЕМ для ділянок електричних мереж і підстанцій.

АСУ ПРЕМ є складовою ІАСУ ПЕМ і створюється з урахуванням конкретних особливостей конкретного ПРЕМ з метою:

- підвищення надійності електропостачання споживачів і якості відпускнуї електроенергії;
- оптимізації режимів роботи розподільних електричних мереж 0,38–110 кВ, зниження в них втрат електроенергії;
- підвищення культури й якості обслуговування електричних мереж, мінімізація експлуатаційних витрат;
- підвищення культури й якості обслуговування споживачів, що отримують електроживлення від електричних мереж ПРЕМ.

Відповідно до цього функціями і завданнями у складі АСУ ПРЕМ повинні бути розроблені наступні системи:

- автоматизована система диспетчерського управління (АСДУ) ПРЕМ, що містить АСДУ ПЕО і АСУТП підстанцій ;
- автоматична система виробничо-технічного та організаційно-економічного управління (АСПТОУ)Т ПРЕМ, що містить автоматизовану систему виробничо-технічного управління (АСПТ) ДЕМ;
- автоматизована система контролю та управління електроспоживанням (АСКОЕ) ПРЕМ, що включає АСКОЕ підстанцій.

Перераховані автоматизовані системи взаємодіють між собою і функціонують у складі відповідних автоматизованих систем ІАСУ ПЕС.

9.6 Функції підсистеми АСУ

Підсистема АСУ реалізує сукупність задач і функцій оперативно-диспетчерського управління – АСДУ.

АСДУ ПРЕМ призначена для підвищення ефективності оперативно-диспетчерського управління нормальними і аварійними режимами електричних мереж і підлеглим оперативно-ремонтним персоналом шляхом впровадження новітніх засобів телемеханіки, автоматики, зв'язку, обчислювальної техніки та відповідного програмного забезпечення.

У складі АСДУ ПРЕМ мають бути автоматизовані завдання, які можна поділити на три частини:

- завдання автоматичного управління;
- завдання оперативного управління;
- завдання планування режимів.

До автоматичного управління належать завдання, які вирішуються засобами релейного захисту, автоматики і регулювання.

До завдань оперативного управління, що розв'язуються на годинних і внутрішньо годинних тимчасових інтервалах засобами оперативно-інформаційних управляючих комплексів (ОІУК) належать:

- збір інформації від пристроїв телемеханіки;
- висновок інформації на пристрої телемеханіки;
- контроль справності пристроїв телемеханіки та каналоутворювальної апаратури;
- масштабування телеінформації;
- контроль достовірності телеінформації;
- контроль телеінформації за уставками;
- фільтрація і згладжування телеінформації;
- розрахунки не телевимірюваних режимних параметрів;
- відображення і представлення телеінформації та поточного стану схем електричних мереж і підстанцій диспетчерському персоналу та іншим користувачам на екранах моніторів;
- виведення телеінформації на пристрої друку;
- ведення архівів: хвилинних та часових значень телевимірювань, імпульсних архівів, архівів аналізованих ситуацій і подій;
- автоматична реєстрації й архівування диспетчерських перемов.

Однією з особливостей оперативно-диспетчерського управління електричними мережами ПРЕМ та ПЕО є тісний зв'язок роботи ОДГ і керівництва оперативними перемиканнями та ремонтним обслуговуванням мереж. З цього боку дуже важливою функцією АСДУ ПРЕМ та ПЕО є оперативно-диспетчерське управління ремонтом обладнання електричних мереж, що знаходяться на балансі відповідного підрозділу.

Зазначена функція реалізується в результаті рішення таких завдань:

- автоматизований розгляд заявок на введення/виведення в ремонт обладнання електричної мережі;
- автоматизоване складання і бланків перемикань;

- ведення оперативного журналу диспетчера;
- ведення довідкової системи диспетчерської документації, зокрема, введення, корекція, зберігання, швидкий пошук і відображення диспетчерської документації (інструкцій, циркулярів, правил, схем допустимих навантажень і т. д.).

До завдань планування режимів належать завдання перспективного (багаторічного, до 5–10 років), довгострокового (рік, квартал, місяць) і короткострокового (тиждень, добу, частину доби) планування, зокрема:

- обробка та достоверизація контрольних замірів навантажень;
- визначення статистичних характеристик навантажень;
- прогноз навантажень у вузлах електричних мереж за характерні періоди;
 - розрахунок та аналіз усталених режимів електричних мереж напругою 6–110 кВ і вибірково – мереж 0,38 кВ;
 - розрахунок струмів короткого замикання в електричних мережах 6–110 кВ;
 - розрахунок струмів короткого замикання та вибір плавких уставок у мережах 0,38 кВ;
 - розрахунок уставок релейного захисту та автоматики у розподільних мережах 6–110 кВ;
 - оптимізація законів регулювання напруги в центрах живлення, вибір відгалужень трансформаторів розподільних мереж, оптимізація режимів роботи конденсаторних батарей та інших місцевих засобів регулювання напруги;
 - розрахунок, аналіз, нормування та прогноз втрат електроенергії в електричних мережах 0,38–110 кВ;
 - прогнозування та аналіз завантаження трансформаторів розподільних мереж та вибір економічного режиму їх роботи;
 - розрахунок оптимальних точок розмикання електричних мереж за критеріями мінімуму втрат електроенергії (потужності);
 - оцінка режимних наслідків введення в роботу нових об'єктів і підключення їх до електричних мереж;
 - розробка і коректування нормальної і ремонтної схем електричних мереж;
 - розробка типових ремонтних схем;
 - визначення еквіструмових зон при КЗ в електричних мережах з метою відшукування і локалізації пошкоджених ділянок.

Перераховані вище завдання оперативного управління, планування режимів розподільних електричних мереж, оперативно-диспетчерського управління ремонтом обладнання мереж вирішуються засобами АСДУ, ПЕМ і ПРЕМ.

Завдання, які вимагають автоматизації рішення в найближчій перспективі:

- програма-порадник диспетчеру ПРЕМ;
- програма стикування з модулем розрахунків усталених режимів;

- програма тренажера диспетчера;
- програма контролю ресурсу обладнання та його надійності.

Програма-порадник диспетчеру ПРЕМ повинна пропонувати оптимальні рішення щодо:

- виконання ремонтів в електричних мережах, зокрема розподілу ремонтних ресурсів, персоналу, транспортних засобів і механізмів у заданий час;
- локалізації аварій в електричних мережах і відновленню електропостачання споживачів на основі аналізу послідовності роботи захистів і вимикачів, роботи реєстраторів аварійних подій в мережі 6–110 кВ, визначення місць пошкодження на лініях, заявок споживачів на ліквідацію погашення живлення в мережах 0,38 кВ, оптимізаційних програм оперативних перемикачів в електричних мережах і на енергооб'єктах.

Програма-порадник повинна забезпечувати інтелектуальну підтримку диспетчера в процесі його роботи на основі використання експертних систем. Якісна модель процесу управління розподільними мережами і база знань експертної системи повинні забезпечувати можливість аналізу в кожен момент часу виникнення подій, причинно-наслідкових зв'язків між ними. Ці зв'язки повинні запам'ятовуватись в базі знань.

Програма-порадник диспетчера повинна надавати інформацію про причини відхилення параметрів режиму мережі від нормальних, про причини спрацювання автоматики і т.п.; також повинна бути передбачена можливість вирішення за допомогою експертної системи завдання прогнозу аварійних подій і наслідків цих подій та прогнозу можливих несправностей і методів їх запобігання.

Програма підключення до ОІК ПРЕМ модулів розрахунку, аналізу та оптимізації усталених режимів електричних мереж призначена для вирішення цих завдань у реальному часі.

Програма підключення до ОІК ПРЕМ тренажера оперативних перемикачів і режимного тренажера призначена для навчання, перепідготовки оперативно-диспетчерського персоналу, проведення індивідуальних та протиаварійних тренувань, атестації і прийому іспитів на робочому місці.

Програма контролю надійності обладнання призначена для розрахунку показників надійності роботи електричних мереж, обліку надійності при довгостроковому і короткостроковому плануванні режимів, обліку надійності при оперативному управлінні режимами.

Алгоритми і програми комплексної оптимізації призначені для планування розвитку електричних мереж і оперативного управління їх режимами за критеріями надійності, економічності та якості електропостачання споживачів.

9.7 Вимоги до системи телемеханіки ПРЕМ

Система телемеханіки повинна забезпечити дистанційне вимірювання аналогових величин (телевиміри, ТВ, AI – analog input), двійкових величин (телесигнали, ТС, DI – digital input) та дистанційне телеуправління виконавчими механізмами (телеуправління, ТУ, DO – digital output).

Відповідно до вимог диспетчерського управління системи телемеханіки повинні забезпечувати:

- введення ТС від датчиків сигналізації (контактних, безконтактних);
- введення ТВ від аналогових датчиків струму, напруги, потужності (0–5, -5–0, 0 +5 мА);
- введення/виведення інформації з пристроїв релейної автоматики (типу МРЗС-05) по інтерфейсу RS-485, RS-232;
- виведення команд ТУ при навантаженні на вихідні контакти ТУ 4 А, 220 В і тривалості утримання контактів під навантаженням 0,4–20 секунд.
- виведення інформації ТС, ТВП, ТВІ на ОІК, АРМ, мнемо щит;
- видача команд ТУ з ОІК, АРМ.

Організація каналів зв'язку ПУ-КП повинна забезпечувати магістральну і радіальну структуру зв'язку.

Апаратура систем телемеханіки повинна узгоджуватися з каналоутворювальним устаткуванням зв'язку: радіо, провідний (віддалений, що комутується канал), ущільнений по ВЛ мережі (ТСЯР on Ethernet).

Кількість пунктів обміну інформацією – 6 ПС (рис. 9.2) повинна забезпечувати модульність конструкції ПУ і КП із включенням у модулі сторожових таймерів від «зависання» системи.

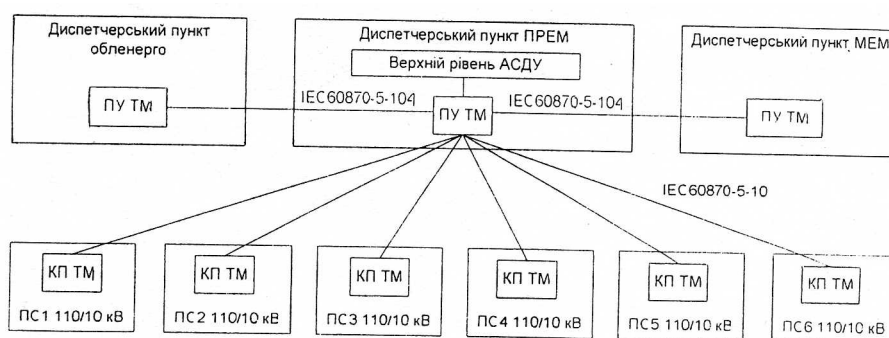


Рисунок 9.2 – Структура системи телемеханіки ПРЕМ

Система телемеханіки повинна передбачати створення ОІК, АРМ на базі ПУ, КП із дистанційною діагностикою апаратних і програмних засобів.

Швидкодія системи в режимі реальної дії повинна забезпечувати затримку проходження інформації від елементів уведення/виведення на підстанції до ОІК ПРЕМ не більше за 1 с з достовірною вірогідністю 0,95 при швидкості не менше 9 600 бод.

Обов'язково повинна бути забезпечена реєстрація послідовності подій, які потрапили з КП, прив'язана до системного часу ПУ.

Ймовірність передачі інформації повинна реалізуватися з використанням вадозахищених протоколів передачі інформації і забезпечувати ймовірність помилки для ТС і ТВ на рівні 10^{-8} , ТУ – 10^{-14} .

Надійність системи телемеханіки повинна забезпечувати наробіток на відмову 12 000 годин відповідно до ДСТУ 26205-88 Комплекси і пристрої телемеханіки. Загально технічні умови.

Устаткування системи повинне живитися від мережі змінного струму з напругою 220 В \pm 10% і частотою 50 Гц через джерело безперебійного живлення (час резервування – 4 год.).

Необхідна бути передбачена видача в пристрій телемеханіки сигналізації роботи джерела безперебійного живлення від акумуляторних батарей.

Діапазон робочих температур для КП-30 складає + 50 °С; для ПУ: +10–+35 °С, при відносній вологості до 90 %.

Програмне забезпечення (ПЗ) повинно забезпечувати роботу в режимі ТСР/IP з підтримкою архітектури клієнт-сервер. Підтримувати стандартні інтерфейси для обміну даними з офісними програмами і базами даних підприємства. Забезпечувати багатозадачність без втрати даних і аварій, реалізувати багаторівневу структуру ПС-ПРЕМ-ОЕ-МЕМ.

Відкритість ПЗ повинна забезпечувати самостійну генерацію, редагування баз даних і графічних форм фахівцями користувача, а також інтеграцію програм, що написані іншими організаціями.

Платформа для ПЗ – Windos 7 (10) з відкритою архітектурою базового, інструментального і текстового пакетів.

Система телемеханіки повинна комплектуватися ЗІП, сервісним устаткуванням для діагностики і ремонту субблоків і апаратури загалом.

Якість, технічні дані і комплектність устаткування повинні відповідати технічним умовам і державним стандартам, підтвердженням яких є сертифікати відповідності державним і міжнародним стандартам із визначенням найменування устаткування.

Документація має бути написана державною мовою.

Також повинна бути передбачена подача охоронної сигналізації черговому диспетчеру в ПРЕМ при відкриванні на підстанції дверей приміщення, у якому встановлено обладнання телемеханіки і зв'язку.

9.8 Визначення комплектації обладнання телемеханіки для ПС

Як КП ТМ на ПС використовують RTU 560 (ABB) у модульному виконанні для монтажу на DIN-рельс.

Процесорний модуль використовують 560 CMD11 з двома портами Ethernet і чотирма послідовними портами (2xRS485/ 2xRS232 – один з них для GPRS), портом периферійної шини введення-виведення, живлення = 24 В.

Функціональна схема модуля 560 CMD11 наведена на рисунку 9.3.

Для введення ТС використовують модуль 23BE50 (64 ВІ, живлення = 24 В) (рис. 9.4).

Положення комутаційних апаратів вводяться по ланцюгам, підключеним до входів реле РПО та РПВ.

Для видачі ТУ використовують модуль 23BA40 (8ТУ, живлення = 24 В).

Релейні виходи 250 В, 8 А), модуль не вимагає застосування традиційних блоків, повторюючи реле БРП на виході.

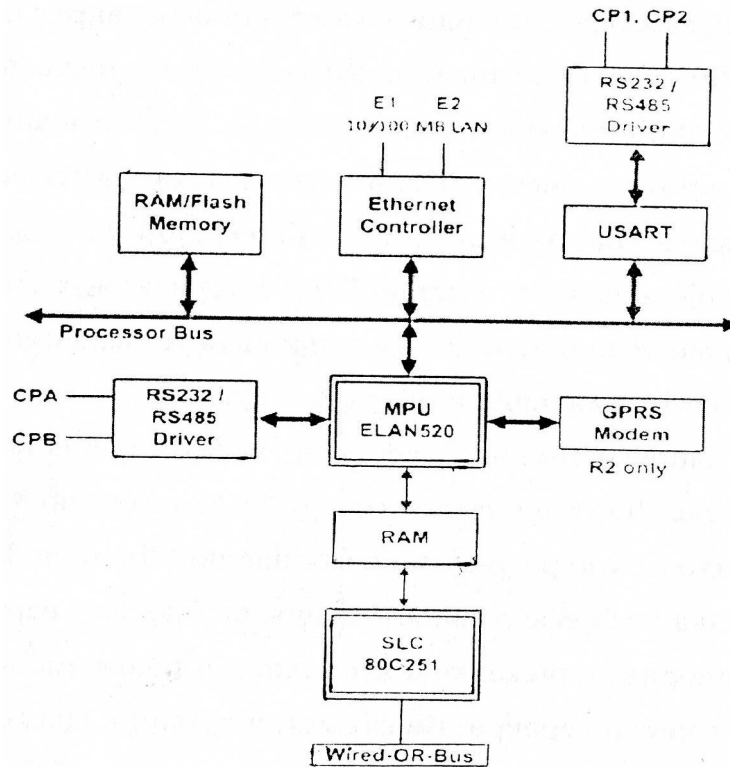


Рисунок 9.3 – Функціональна схема модуля 560 CMD11

Для введення ТВ використовують плати 23A160 (6A1+/-5 мА, живлення = 24 В) сумісно з вторинними вимірювальними перетворювачами струму E842 та напруги E843. В корпус 23HS60 з платою послідовного інтерфейсу RS485 23AD63 та платою 23AD62 вміщується до 3-х плат 23A160.

Для формування сигналів управління використовують вторинні вимірювальні перетворювачі (ВВП напруги типу E 843 з входом 100 В та виходом 0–5 мА і ВВП струму типу E843 з входом 0–5 А і виходом 0–5 мА.

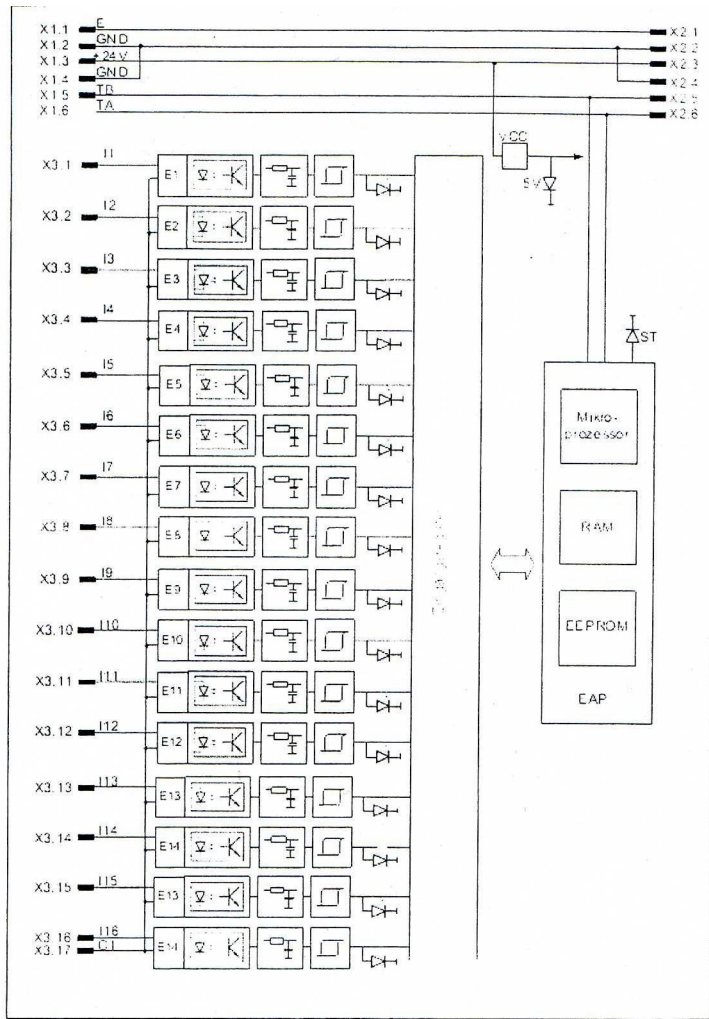


Рисунок 9.4 – Функціональна схема модуля 23BE50

На рисунку 9.5 наведена будова та схема живлення модуля 23A160.

Для живлення використовують модуль 23VG 24 (24 В 240 Вт) або 23VG 23(24В, 48 Вт).

Кількість АПС визначають так: зведений сигнал «аварія», сигнали «земля на СШ» для кожної СШ-10 кВ, сигнал «Робота газового захисту» для кожного силового трансформатора, сигнал «Двері розкрито».

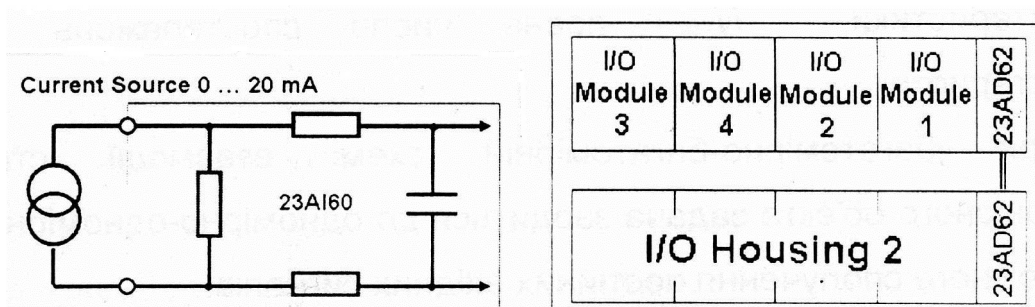


Рисунок 9.5 – Функціональна схема модуля 23A160 та схема живлення

Кількість модулів для кожної ПС з урахуванням резерву по кількості сигналів не менше 20 % визначають згідно з таблицею 9.2 .

Таблиця 9.2 – Попередня специфікація КП ТМ ПРЕМ

Назва	ПС1	ПС2	ПС3	ПС4	ПС5	ПС6
Приєднань ЛЕП 110 та 10 кВ	20	12	10	10	6	8
Кількість вимикачів 110 та 10 кВ	32	26	5	15	11	13
Кількість ТУ	32	26	15	15	11	13
Кількість ТС (в т.ч. АПС)	40	34	23	21	19	19
Кількість ТВ (напруги, струми)	32	20	16	14	12	12
Кількість ВВП Е 843	6	6	4	4	4	4
Кількість ВВП Е842	26	14	12	10	8	8
Кількість модулів ЦП	1	1	1	1	1	1
Кількість модулів живлення 24 В	1	1	1	1	1	1
Кількість модулів В1	1	1	1	1	1	1
Кількість модулів DO	4	4	2	2	2	2
Кількість плат А1	5	4	3	3	2	3
Кількість плат 23AD62	2	2	1	1	1	1
Кількість RS485 23AD63	1	1	1	1	1	1
Кількість корпусів	2	2	1	1	1	1

Після визначення попередньої специфікації виконати контроль резерву. Якщо кількість резервних сигналів на ПС становить менше 20 %, кількість відповідних модулів потрібно збільшити та повторно перевірити резерв.

Результати визначення остаточної специфікації наведені в таблиці 9.3.

Таблиця 9.3 – Остаточна специфікація КП ТМ ПРЕМ

Назва	ПС1	ПС2	ПС3	ПС4	ПС5	ПС6
1	2	3	4	5	6	7
Резерв ТС %	38	47	67	73	70	
Резерв ТУ %	0	19	6	6	31	19
Резерв ТВ %	3	8	11	11	0	22
Корекція по вимогам до резерву						
Кількість модулів В1	1	1	1	1	1	
Кількість модулів DO	5	5	3	3	2	3
Кількість плат А1	6	5	4	4	3	3
Кількість плат RS232	2	2	2	2	1	1

Продовження таблиці 9.3

1	2	3	4	5	6	7
Кількість корпусів 232FD62	2	2	2	2	1	1
Резерв ТС %	38	47	67	67	73	70
Резерв ТУ %	20	35	38	38	31	46
Резерв ТВ %	28	27	33	33	33	22

9.9 Синтез структури та специфікації КП телемеханіки ПС 110/10 кВ

Розглянемо структурну схему КП телемеханіки ПС1, вимоги до апаратури телемеханіки якої викладені в розділі 9.5.

Для зв'язку з диспетчерським пунктом використовується або вбудований GPRS-модем (модуль ЦП, модифікація 560 CMD11 R0011), або додатковий модем, що підключається через порт RS232 (модуль ЦП, модифікація 560CMD11 R0001).

Згідно з таблицею 9.3 з урахуванням резерву визначаємо тип та кількість модулів ТС, ТУ і корпусів 23HS60 з платами ТВ, які разом із модулем ЦП монтуються на DIN-рейку в шафі телемеханіки, що розміщується в ЗРП ПС1 (рис. 9.6).

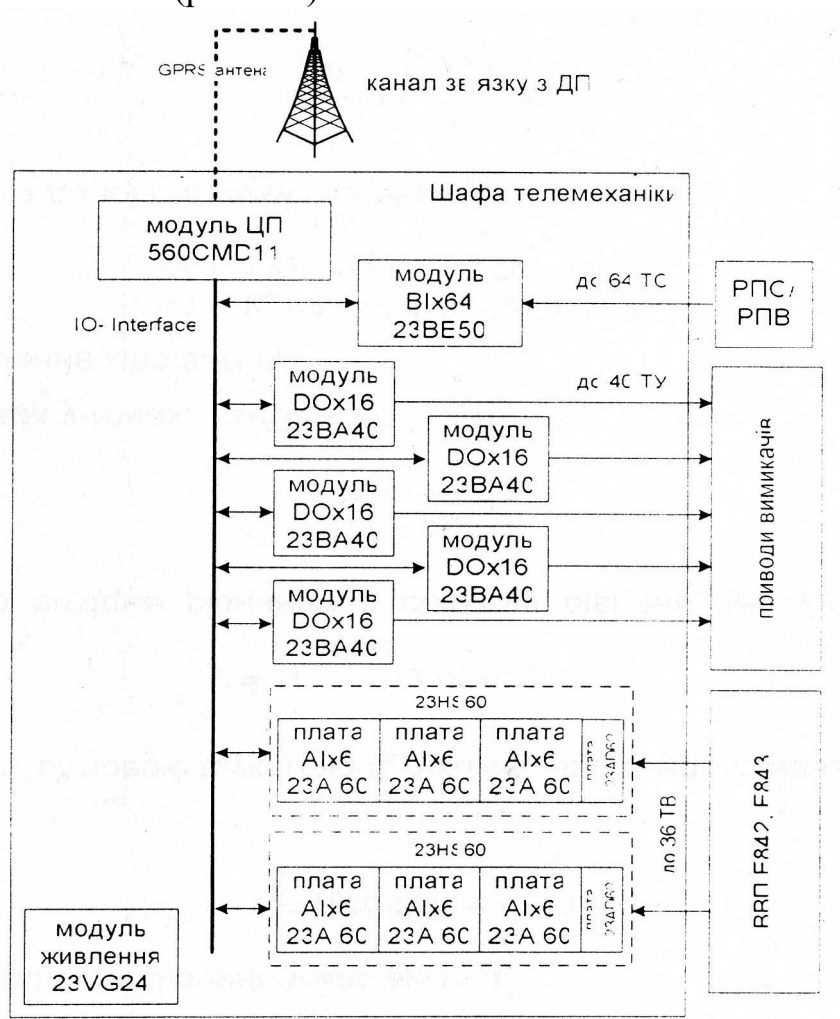


Рисунок 9.6 – Структурна схема КП ТМ ПС 1

Таким чином, на основі аналізу проблем автоматизації диспетчерського керування ПРЕМ, а також задач АСДУ ПРЕМ та вимог до апаратури телемеханіки ПС 110/10 кВ, та аналізу характеристик сучасних систем телемеханіки виробництва корпорацій АІІ (RTU211, RTU511, RTU560) і Sitmens (SICAM, АК1703), характеристики системи автоматизації АВВ MicroSCADA Pro, з'являється можливість розробити оптимальний тип телемеханіки для ПС ПРЕМ – АВВ RTU 560 з модулями для монтажу на DIN-рейку, та обрати типи модулів ЦП, введення-виведення двійкових та аналогових сигналів, розробити специфікацію КП ТМ промрайону на базі системи АВВ RTU560.

10 АНАЛІЗ СИСТЕМ ОПЕРАТИВНОГО ОБСЛУГОВУВАННЯ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ПІДСТАНЦІЇ

10.1 Технологічне забезпечення інтелектуальних електричних мереж

Електроенергетика – одна з галузей, що динамічно розвивається та постійно технологічно переоснащується. Особливістю організації її функціонування є створення потужних енергооб'єднань з зосередженою генерацією, розвинутою мережею розподілу електроенергії та організацією керування як генерацією, так і споживанням.

Це дає змогу забезпечувати надійність електропостачання, підвищувати ефективність роботи об'єктів електроенергетики завдяки можливості більш раціонального завантаження електростанцій завдяки роботі об'єднання споживачів.

До недавнього часу домінуючий шлях розвитку електроенергетики був пов'язаний з уведенням у дію нових, більш досконалих генерувальних потужностей, розширенням мереж передачі електроенергії, створенням все більш потужних енергооб'єднань та удосконаленням систем керування ними. На найближчу перспективу цей шлях набуває дещо іншого змісту.

Цьому сприяє низка факторів, обумовлених, з одного боку, подальшим економічним зростанням і збільшенням обсягу електроспоживання та підвищенням вимог до якості і рівня надійності електроспоживання, а з іншого – зростанням негативного впливу електроенергетики на навколишнє середовище, що призводить до необхідності створення нової концепції розвитку електроенергетики.

Відомо, що розвиток генерації завдяки використанню традиційних технологій призводить до значного погіршення екологічної ситуації (World Energy Outlook (WEO) 2009 р.) та збільшення споживання органічного палива і, відповідно, скорочення його запасів та зростання ціни. У той же час з'явилися нові тенденції в генераторобудуванні (перехід до створення енергоблоків потужністю до 600 МВА, оскільки блоки на 800–1 200 МВт мають недостатню надійність та ефективність роботи).

Намітилась також тенденція до створення енергетичних систем з розподіленою генерацією, які спрямовані на сумісне використання потужного генераторного обладнання та відновлювальних джерел енергії, функціонування яких відбувається на інших принципах.

Варто зазначити також недосконалість системи керування в електроенергетиці, що призводить до підвищення аварійності в електроенергетичних комплексах.

Ще фактором, що потрібно враховувати, є значне зношення основного і допоміжного електроенергетичного обладнання та недостатній рівень і стан електричних мереж.

Наведені факти вимагають невідкладного прийняття кардинальних заходів щодо формування принципово нової стратегії розвитку електроенергетики.

Разом із тим запропоновані рішення не повинні вимагати значних одномоментних капітальних вкладань, порівняно швидко давати реальну віддачу й орієнтуватися на найбільш передові сучасні технології.

На підставі цього у США і Європейському Союзі (ЄС) прийнято нову ідеологію розвитку електроенергетики на основі концепції Smart Grids.

Нова платформа енергозабезпечення в ЄС має назву European Technology Platform Smart Grids. Технологічна платформа Smart Grids – це «електричні мережі, які відповідають вимогам ефективного і надійного функціонування енергосистеми, що забезпечується шляхом скоординованого керування та організації двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулюючими джерелами і споживачами ()».

Платформа Smart Grids розробляється, насамперед для забезпечення надійної та ефективної інтеграції традиційних електростанцій з відновлювальними джерелами енергії (вітер, сонце, гідротермальні ГЕС та інші, з непередбачуваними режимами роботи).

Узагалі, термін Smart Grids трактується сьогодні як концепція інноваційного перетворення електроенергетики на основі перегляду існуючих базових принципів модернізації галузі.

Системна модернізації галузі стосується всіх її складових – генерації електроенергії, передачі і розподілу, збуту, диспетчеризації.

Енергетична система розвивається як «інтернет-подібна» інфраструктура, що забезпечує підтримку енергетичних, інформаційних, економічних і фінансових взаємин між суб'єктами енергетичного ринку та іншими зацікавленими сторонами.

До того ж електрична мережа розглядається як основний об'єкт формування нового технологічного базису, який дає можливість створення нових функціональних властивостей енергосистеми, які забезпечують досягнення ключових цілей, що визначаються всіма суб'єктами цього процесу.

Формування концепції включає весь комплекс робіт – від попередніх досліджень до широкого впровадження інновацій і виконується на науковому, нормативно-правовому технологічному технічному, організаційному, інформаційному рівнях керування.

Реалізація концепції має інноваційний характер і передбачає перехід на новий технологічний уклад в електроенергетиці та в економіці в цілому, що визначається як економіка сталого розвитку.

У межах розвитку концепції Smart Grid різноманітні вимоги усіх зацікавлених сторін зведено до групи так званих ключових цінностей нової електроенергетики, сформульованих як доступність, надійність, економічність, ефективність, органічний зв'язок з навколишнім середовищем.

Спираючись на зазначені положення, програма з розвитку концепції Smart Grid прийнята в багатьох країнах світу. В Україні цю концепцію можна сформулювати як концепцію побудови повністю інтегрованої, саморегульованої і самовідновлювальної електроенергетичної системи (ЕЕС), яка має мережеву топологію і об'єднує всі генеруючі джерела, магістральні і розподільні мережі та всі види споживачів електричної енергії, які керуються єдиною мережею автоматизованих пристроїв в реальному часі.

Таким чином, мається на увазі створення інтелектуальних електричних мереж (ІЕМ) ЕЕС. З цією метою передбачається проведення комплексу організаційних змін, побудови нових моделей процесів, залучення нових рішень у галузі інформаційних технологій, а також інновацій у сфері створення автоматизованих систем керування технологічними процесам (АСК ТП) і реформування диспетчерського керування.

Передбачається, що технології Smart Grid повинні забезпечувати оптимальний розподіл потоків потужності електричної мережі, зменшення втрат електричної енергії, швидку скоординовану реакцію при аваріях, можливість об'єднання в єдину енергосистему як великих електростанцій, так і сучасних відновлювальних джерел енергії.

Відомо, що ефективність технології визначається автоматизацією прийняття рішень з оперативного керування роботою електроенергетичної системи в нормальному і аварійному режимах. Це пов'язано з показниками ефективності енергокомпаній – якістю і надійністю електропостачання при оптимізації власних втрат та потребує від первинного обладнання якісно нового рівня інформатизації.

Крім того суттєво розширяться вимоги до кількості вимірюваних параметрів системи і телекомунікаційних інтерфейсів.

Відносно подальшого розвитку ОЕС України, то він пов'язаний з реалізації нових підходів до впровадження сучасних технологій, насамперед, гнучкої системи передачі змінного струму (FACTS), створенню адаптивного електротехнічного мережевого обладнання, розвитку електричних мереж з розподіленою генерацією як структури, що забезпечить надійність і ефективність функціонування системи та зв'язок генерації і споживачів, створенню нового покоління систем автоматизації електроенергетичних об'єктів – АСК ТП та ін.

У таблиці 10.1 наведено порівняльний аналіз традиційних та інтелектуальних засобів ОЕС України.

Таблиця 10.1 – Порівняльний аналіз засобів організації ОЕС України

Назва	Традиційна система	Інтелектуальна система
1	2	3
Енергозабезпечення	Централізована генерація та розподіл	Розподілена генерація та власні джерела живлення
Топологія мережі	Радіальна	Мережева

Продовження таблиці 10.1

1	2	3
Організація обслуговування	Діагностування та планові ремонти	Віддалений моніторинг та ремонт за станом
Організація диспетчерського керування	Системоорієнтоване Автоматичне та ручне	Клієнтоорієнтоване в реальному часі, АСК ТП
Надійність	Локальні системи захисту та автоматики, відновлення практично вручну	Адаптивні розподілені системи захисту, самовідновлення та секціонування
Інформаційно-вимірювальні системи та комунікації	Локальні давачі та лічильники, потоки інформації від споживачів	Розподілені інтелектуальні потоки інформації – двонаправлені
Оцінка ситуації	За фактом	Прогнозування та попередження виникнення
Ринок електроенергії	Ринок потужності та енергії	Ринок енергії, відмова від ринка потужності

Вирішальну роль у реалізації концепції Smart Grid відіграє вибір технічних засобів. Для її реалізації необхідно здійснити відповідні заходи у п'яти групах основних технологічних сфер для концепції побудови ІЕМ.

До першої групи входять інтелектуальні задачі інформації, контрольно-вимірювальні засоби, прилади обліку та відповідні пристрої.

Маються на увазі прилади вимірювання параметрів мережі в нормальних, перед аварійних і після аварійних режимах роботи, засоби контролю стану об'єктів, що забезпечують роботу систем моніторингу, контролю, діагностування і керування та інтелектуальні лічильники.

До другої групи належать системи збору та передачі даних, що містять розподілені інтелектуальні пристрої та аналітичні інструменти для підтримки комунікацій на рівні об'єктів енергосистеми, які працюють у режимі реального часу. Це операційні засоби, що реалізують функції збору, контролю та моніторингу, діагностування та видачі рекомендацій, організації взаємодії з корпоративними системами та оперативним персоналом. Зокрема, можна виділити інформаційно-вимірювальні системи (SCADA), системи вимірювання параметрів процесів, що протікають (FVOS), розподілену систему моніторингу і контролю попиту (DMCS) та ін.

До третьої групи належать інтелектуальні автоматизовані системи керування об'єктами (АСК ТП), інтегровані системи організації вимірювання та обліку споживання електроенергії, телекомунікаційні системи на базі різноманітних ліній зв'язку та системи візуалізації, системи моніторингу перехідних режимів (WAMS), розподілені системи захисту і протиаварійної автоматики (WAPS) та ін.

Наступну групу складають активні силові елементи та технології, такі як гнучкі системи передачі змінного струму (FACTS), технології регулювання реактивної потужності, розподіленої генерації, накопичення енергії, нове кабельне обладнання, елементи силової електроніки, комутаційне обладнання та ін.

П'ята група містить системи та інформаційні технології, що забезпечують обмін даними та інформацією для забезпечення функціонування всіх засобів, що увійшли до чотирьох груп та ринку електричної енергії.

10.2 Оптимізація системи оперативного обслуговування електрообладнання в електричній мережі

Важливим напрямком втілення концепції Smart Grid з метою забезпечення надійності, безпеки й економічності енергоустановок у кожній енергосистемі необхідно створення організованого оперативного керування.

Розробка методів оптимізації й способів керування системою ОО електричної мережі є важливим завданням, яке необхідно вирішити для забезпечення клієнто-орієнтованого підходу в концепції Smart Grid. Саме тому актуальним є завдання – організація оптимальної системи ОО електричних мереж і керування її структурою.

Оперативне обслуговування (ОО) електроустановок – це комплекс робіт з ведення необхідного режиму роботи електроустановки, виконання необхідних перемикань, оглядів електроустаткування, підготовці до проведення ремонту, технічному обслуговуванню устаткування, передбаченому посадовими і виробничими інструкціями для оперативного персоналу.

Обсяги ОО залежать від технічного стану устаткування й визначаються завданням забезпечення надійності електричних мереж.

На усіх стадіях проектування розвитку енергосистем з відповідним ступенем конкретизації рекомендується враховувати такі питання:

- організації ремонтно-експлуатаційного обслуговування (сервісні служби);
- оснащення засобами диспетчерського й технологічного керування;
- забезпечення стійкості паралельної роботи енергосистем;
- використання засобів релейного захисту й протиаварійної автоматики;
- оснащення автоматичними системами керування;
- оснащення АСКОЕ.

Розроблюючи питання організації ремонту, технічного й оперативного обслуговування електромереж компаній необхідно враховувати наступні дані:

- форми і структури ремонтно-експлуатаційного обслуговування й оперативно-диспетчерського керування підстанціями (ПС);

– технічні засоби для ремонтно-експлуатаційного обслуговування й оперативно-диспетчерського керування ПС.

Проведений критичний аналіз існуючих систем ОО електричних мереж 6–110 кВ показує, що зазвичай при проектуванні розвитку енергосистем не розробляється проблема оптимальної організації системи ОО.

Існуючі методики вибору оптимальної системи ОО електричних мереж 6–330 кВ, зокрема, і при можливих обмеженнях, дозволяють аналізувати стан існуючих систем ОО електричних мереж, оцінювати можливості системи ОО в різних екстремальних ситуаціях і розробляти заходи щодо її вдосконалення.

Основним недоліком такої методики є проблеми із складанням математичної моделі реальних процесів, що відбуваються під час роботи системи. Це обумовлено тим, що всі можливі варіанти суб'єктів обслуговування і відповідні їм плани обслуговування мають бути враховані в математичній моделі. Зокрема, мінімальна кількість варіантів суб'єктів обслуговування для однієї ПС буде дорівнювати 5, в той час як для 10 ПС їх кількість вже дорівнює 5^{10} , тобто $\approx 10^7$.

Інша методика дає змогу оптимізувати структуру системи експлуатації мережного підприємства на основі статистичної інформації про надійність його роботи. Проте в ній не враховані такі форми ОО електричних мереж, як чергування електромонтера вдома й обслуговування вимог засобами телемеханіки й автоматики (ТМ й А).

Існують також методики вибору оптимальної кількості оперативно-виїзних бригад (ОВБ) для мереж 6–10 кВ, де обслуговування електроустановок здійснюється ОВБ. Для обґрунтування збільшення кількості ОВБ варто зіставити скорочення недовідпустки електроенергії, що досягає у разі збільшення кількості ОВБ, з додатковими витратами на утримання ОВБ.

На сьогодні актуальною залишається розробка більш досконалої методики організації оптимальної системи ОО електричних мереж 35–110 кВ і керування її структурою.

10.3 Методика розрахунку потоку вимог на обслуговування

Розглянемо потоки вимог із оперативного обслуговування електричних мереж. Якщо у систему ОО електричних мереж надходять заявки з боку електричної мережі, то, відповідно до характеру робіт, які повинні виконуватися, а також по способу і строкам подачі заявки в систему ОО електричних мереж, заявки поділяються на такі види:

- планові;
- термінові;
- непланові;
- невідкладні;
- аварійні.

Планові заявки виконуються згідно з затвердженими місячними планами, складеними на підставі річного плану ремонту устаткування або графіками технічного обслуговування пристроїв релейного захисту й автоматики (РЗФ) і протиаварійної автоматики (ПА).

У випадку появи дефекту або відмови переведення устаткування з одного оперативного стану в інший оформлюється чотирма видами заявок:

– термінові – заявки для проведення непланового, невідкладного й аварійного ремонту, необхідність у якому виникла в процесі експлуатації, або в процесі аварійного відключення повітряних ліній, устаткування, пристроїв РЗА і ПА;

– непланові заявки – на роботи в затвердженому річному й місячному плані ремонтів, необхідність у яких виникла у процесі експлуатації;

– невідкладні заявки – на невідкладні роботи для підвищення (відновлення) експлуатаційних характеристик устаткування, що вимагають термінового відключення для запобігання не прогнозованого зниження експлуатаційних характеристик, здатних призвести до ушкодження й можливого аварійного відключення ПЛ, устаткування, пристроїв РЗА й ПА;

– аварійні заявки – на роботи, виконувані на ПЛ й устаткуванні, що вимкнулися дією захистів і автоматики, або відключених оперативним персоналом енергооб'єкту відповідно до вимог виробничих інструкцій.

Зазначені чотири типи заявок мають випадковий характер появи і тому є математичною основою опису процесу ОО може бути теорія ймовірностей і теорія масового обслуговування (ТМО).

Як основні показники системи ОО електричних мереж вибирають такі:

– інтенсивність потоку відмов λ (1/рік);

– інтенсивність обслуговування вимог μ (1/рік).

Під інтенсивністю потоку вимог λ розуміється кількість вимог в одиницю часу. Вона є не постійною величиною і має яскраво виражену сезонну складову. Зважаючи на не стаціонарність потоку вимог, завдання аналізу вхідного потоку можна вирішувати лише для певного інтервалу часу функціонування системи ОО, у межах якого можна прийняти параметр потоку постійним і для кожного такого відрізка часу можна проводити аналіз роботи системи.

Прийmemo функцію потоку $\lambda = f(t)$ безперервною на відрізку $[a; b]$ і $f(t) \geq 0$.

Тоді крива на графіку АВ функції $\lambda = f(t)$ (рис. 10.1) може бути представлена відрізками прямих $t = a$, $t = b$ і віссю Ot .

Певний інтеграл від цієї функції чисельно дорівнює площі відповідній криволінійній трапеції.

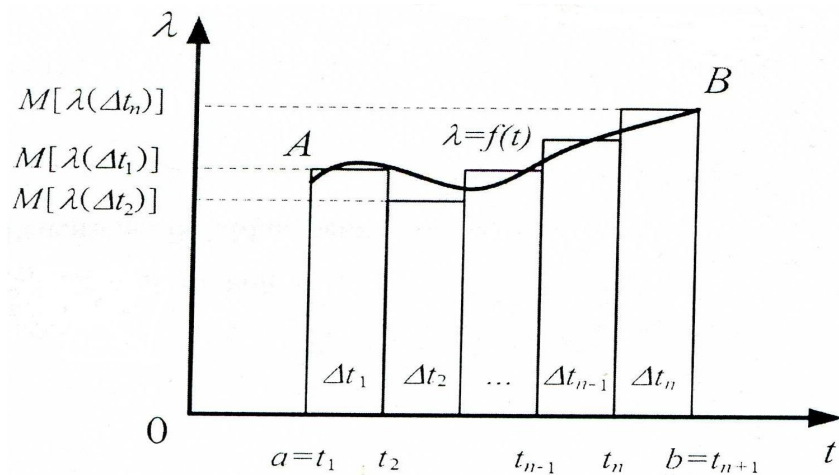


Рисунок 10.1 – Графічне подання функції потоку вимог

Якщо розбити відрізок $[a; b]$ довільним чином на n нерівних відрізків, кількість яких вибираємо, виходячи з виду графіка функції потоку $\lambda = f(t)$ таким чином, то у межах кожного відрізка можна вважати параметр потоку умовно постійним. Величину потоку на кожному відрізку будемо вважати постійною і рівною математичному очікуванню $M[x]$ функції потоку $\lambda(t)$ на інтервалі Δt_k .

Добуток $M[\lambda(\Delta t_k)] \cdot \Delta t_k$ дорівнює площі прямокутника з підставою $\Delta t_k = t_k - t_{k-1}$ і висотою $M[\lambda(\Delta t_k)]$, а сума $\sum M[\lambda(\Delta t_k)] \cdot \Delta t_k$ становить площу східчастої фігури, наведеної на рисунку 10.1.

Для оцінки якості розбивки відрізка $[a; b]$ приймемо параметр точності розбивки ε , який показує різницю між площею криволінійної трапеції і площею поданої фігури.

$$\varepsilon = \int_a^b \lambda dt - \sum_{k=1}^n M[\lambda(\Delta t_k)] \cdot \Delta t_k \quad (10.1)$$

Зрозуміло, що точність розрахунку залежить зворотно пропорційно від кількості інтервалів розбивки n відрізка $[a; b]$: із збільшенням n зменшується величина Δt_k і ближче площа фігури під кривою наближається до площі криволінійної трапеції.

Отже, потрібна точність розрахунку досягається визначенням границь інтервалів Δt_k для заданої кількості інтервалів n і мінімізації параметра точності розбивки ε :

$$\int_a^b \lambda dt - \sum_{k=1}^n M[\lambda(\Delta t_k)] \cdot \Delta t_k \rightarrow \min. \quad (10.2)$$

Інтенсивність обслуговування μ однієї вимоги одним обслуговуючим пристроєм визначається із співвідношення

$$\mu = 1/t_{об}, \quad (10.3)$$

де $t_{об}$ – середній час обслуговування однієї вимоги одним обслуговуючим приладом.

Середній час обслуговування $t_{об}$ – це найважливіша характеристика обслуговуючих приладів, що визначає пропускну здатність всієї системи.

Час обслуговування однієї вимоги $t_{об}$ – це випадкова величина, що може змінюватися у широкому діапазоні згідно з показовим законом розподілу. Показовий закон розподілу часу обслуговування використовують, коли щільність розподілу різко зменшується із зростанням часу t .

Якщо основна маса вимог обслуговується достатньо швидко, у той час як тривале обслуговування трапляється рідко.

Відповідність показовому закону розподілу часу обслуговування встановлюють на основі статистичних даних.

Відповідно до показового закону розподілу часу обслуговування ймовірність події, якщо час обслуговування не перевищує ніж t , дорівнює

$$P_{об} = 1 - e^{-\mu t}. \quad (10.4)$$

Аналіз вхідного потоку вимог у системі ОО електричних мереж дає можливість планувати і виконувати їхнє обслуговування з максимальною ефективністю.

Як відомо, система експлуатації сучасних підприємств електричних мереж містить пристрої ТМ і А і кожна енергоустановка висуває потоки вимог, які повинні обслуговуватися. Обсяги потоків вимог істотно залежать від типів і кількості устаткування на об'єктах – підстанціях, розподільній мережі і т. д.

Потік вимог на обслуговування розподіляється між обслуговуючими приладами. Прилади та пристрої ТМ й А обслуговуються оперативним та ремонтним персоналом (рис. 10.2).

Види ОО ПС 35 кВ і вище можуть обслуговуватись:

- ОО місцевим оперативним персоналом;
- ОО оперативно-виїзними бригадами (ОВБ).

За ОВБ закріплюється автотранспорт, обладнаний радіозв'язком для можливості обслуговування підстанцій (ПС) у закріпленій за нею зоні.

Зона обслуговування ОВБ може встановлюватися в широких межах.

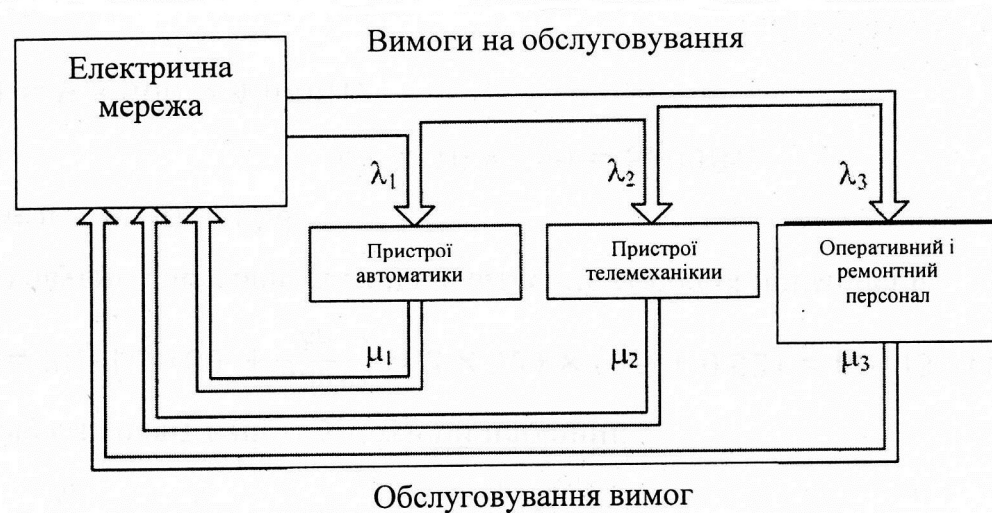


Рисунок 10.2 – Функціональна схема обслуговування вимог

ОО місцевим оперативним персоналом може бути організоване в такий спосіб:

- чергування на підстанції одного електромонтера у зміні;
- чергування на підстанції двох електромонтерів у зміні;
- чергування вдома одного електромонтера у зміні;
- чергування електромонтерів на ПС здійснюється цілодобово.

При ОО виконуються: оперативні перемикання, підготовка робочих місць і приймання їх після закінчення робіт, усунення дрібних несправностей, огляди устаткування та ін.

Ефективна робота електричних мереж суттєво залежить від виробничих витрат, ефективності використання встановленого устаткування, виконання заходів щодо забезпечення надійності і безпеки.

Проведений аналіз технологічних порушень показує, що серед причин, що знижують надійність енергосистем і електричних мереж, є пов'язані з функціонуванням системи ОО.

Вплив факторів, що знижують надійність роботи електричних мереж, може бути скомпенсована або послаблена завдяки вибору відповідної форми системи ОО.

Наприклад, за відсутності пристроїв телемеханіки або відмови, їхні функції виконуються персоналом.

Пропонується модифікований принцип побудови системи ОО електричних мереж і механізм його адаптації до умов, що змінюються, який подано структурною схемою (рис. 10.3).

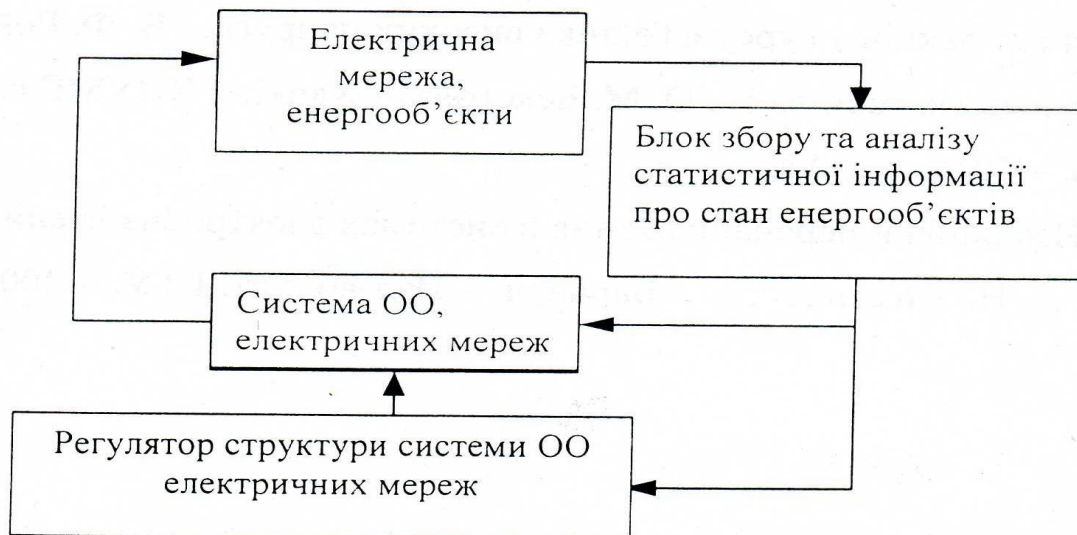


Рисунок 10.3 – Структурна схема адаптивного керування ефективністю системи ОО електричних мереж

Регулятор структури системи ОО отримує інформацію про роботу системи ОО від блока збору й аналізу інформації. Регулятор оцінює ефективність та витрати на систему ОО і здійснює зміни структури системи ОО у разі необхідності.

Алгоритм керування структурою ОО поданий на рисунку 10.4.

Для роботи регулятора потрібна розробка методів аналізу й синтезу оптимальної структури системи ОО з погляду мінімуму витрат за систему ОО.

10.4 Визначення оптимального завантаження обслуговуючого приладу

Оскільки вимоги на обслуговування здебільшого мають випадковий характер, тому повне завантаження обслуговуючого приладу неприпустиме, інакше середня довжина черги буде зростати.

Визначимо оптимальну величину завантаження обслуговуючого приладу.

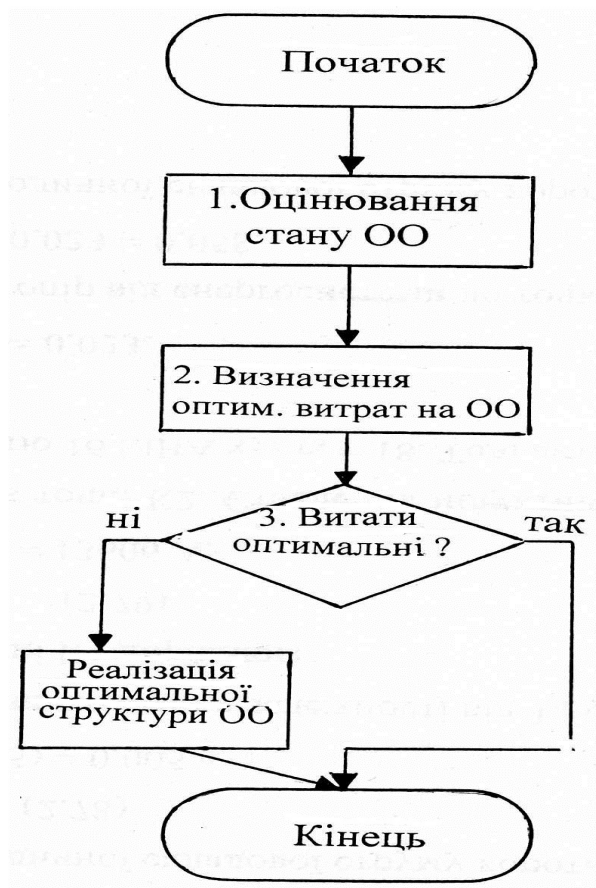


Рисунок 10.4 – Блок схема алгоритму керування структурою ОО

Загалом, час надходження вимоги в системі масового обслуговування (СМО)

$$t_{смо} = t_{об} - t_{оч}, \quad (10.5)$$

де $t_{об}$ – час обслуговування вимоги, $t_{оч}$ – середній час очікування в черзі вимоги, години.

Завдання визначення $t_{оч}$ вирішені з використанням методів теорії масового обслуговування. З цією метою вихідне неоднорідне навантаження зводять до еквівалентного однорідного, зважаючи навантаження системи.

Для цього здійснюємо наступні перетворення вихідних параметрів, припускаючи, що всі вхідні потоки вимог є найпростішими.

Тоді, інтенсивність об'єднаного потоку вимог λ , 1/год

$$\lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i . \quad (10.6)$$

Інтенсивність обслуговування об'єднаного потоку вимог μ , 1/год

$$\mu = \lambda / \sum_{i=1}^n \left(\frac{\lambda_i}{\mu_i} \right). \quad (10.7)$$

Обслуговуючий прилад виконує вимоги відповідно до принципу FIFO, тобто «перший прийшов, першим пішов».

Середня довжина черги $L_{\text{черг}}$ вимог для системи масового обслуговування з нескінченним часом очікування

$$L_{\text{черг}} = \frac{\rho^2}{1 - \rho}, \quad (10.8)$$

де $\rho = \frac{\lambda}{\mu}$ – коефіцієнт завантаження обслуговуючого приладу вимогами.

Середній час очікування в черзі $t_{\text{черг}}$ визначається за формули Літтла

$$t_{\text{черг}} = \frac{L_{\text{черг}}}{\lambda}. \quad (10.9)$$

Визначимо таке значення ρ , щоб інтенсивність обслуговування з урахуванням часу очікування дорівнювала б інтенсивності вимог. При таких умовах всі вимоги, що надійшли за період часу t будуть виконані.

Згідно з визначенням

$$\mu_{\text{смо}} = \frac{1}{t_{\text{смо}}} = \frac{1}{t_{\text{об}} + t_{\text{черг}}} = \frac{1}{\frac{1}{\mu} + t_{\text{черг}}} = \lambda. \quad (10.10)$$

Для вирішення рівняння (10.10) підставимо в нього $t_{\text{черг}}$ і $L_{\text{черг}}$.

У результаті отримуємо, що таке можливо за коефіцієнта завантаження обслуговуючого приладу $\rho \leq 0,5$.

10.5 Методика вибору приладів телемеханіки й автоматики для ПС

Коефіцієнт завантаження оперативного персоналу вимогам ρ – це найважливіший параметр ПС. У разі зниження коефіцієнта завантаження оперативного персоналу ρ зменшуються втрати на ОО ПС, але одночасно зростають капітальні витрати на пристрої ТМ і А.

Скорочення витрат на ОО ПС досягається шляхом застосування двох основних груп засобів.

До першої групи належать заходи, що зменшують інтенсивність потоку вимог λ : це посилення ізоляції, використання більш надійного устаткування й т. п. (рис. 10.5).

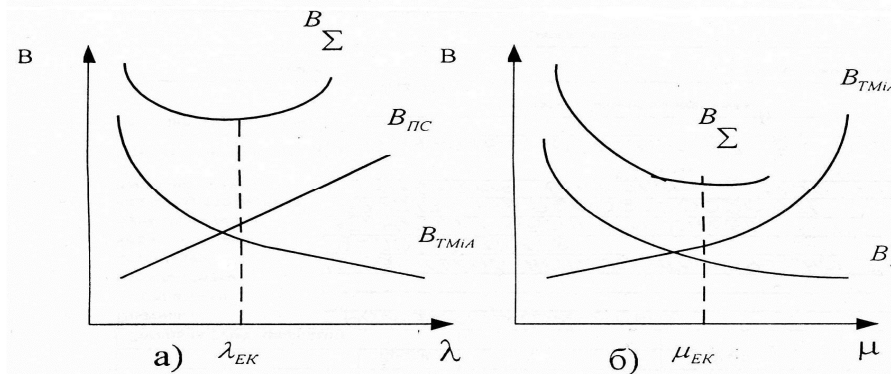


Рисунок 10.5 – Залежність приведених витрат від а) – інтенсивності вимог; б) – інтенсивності обслуговування вимог

До другої групи заходів належать застосування пристроїв, які впливають на зміну середнього часу (інтенсивність μ) обслуговування однієї вимоги: прилади виявлення місць ушкоджень, використання пристроїв телемеханіки й т. п.

За допомогою цільової функції мінімуму приведених витрат B_{Σ}

$$B_{\Sigma} = B_{\text{ПС}} + B_{\text{ТМіА}} \rightarrow \min, \quad (10.11)$$

де $B_{\text{ПС}}$ – приведені витрати на обслуговування ПС,

$B_{\text{ТМіА}}$ – приведені капітальні витрати на пристрої ТМ і А.

Витрати на ПС залежать від виду ОО. При обслуговуванні ПС ОВБ витрати складаються з витрат на обслуговування вимог ($B_{\text{об}}$), витрат на доставку ($B_{\text{дост}}$) та витрат на збиток, оплачуваний споживачеві), а при обслуговуванні її ЧЕ, складаються лише з витрат обслуговування вимог і збитку, оплачуваного споживачеві.

$$B_{\text{ПС-ОВБ}} = B_{\text{об}} + B_{\text{дост}} + З, \quad (10.12)$$

$$B_{\text{ПС-ЧЕ}} = B_{\text{об}} + З. \quad (10.13)$$

Витрати при обслуговуванні ПС ОВБ прямо пропорційні коефіцієнту завантаження вимогам ОВБ з боку ПС.

Чим менше коефіцієнт завантаження вимогами ОВБ із боку ПС, тим більшу кількість ПС може обслужити ОВБ.

Отже, витрати на обслуговування розподіляються між усіма ПС пропорційно їхньому коефіцієнту завантаження вимогами ОВБ.

При обслуговуванні ПС ЧЕ або ЧЕ вдома, витрати на обслуговування вимог постійні і практично не залежать від коефіцієнта завантаження вимогами ОВБ.

$$V_{об-ОВБ} = 12 k_{см} \cdot V_{10ВБ} \cdot \frac{\rho_{ПС}}{\rho_{\Sigma ПС}}, \quad (10.14)$$

$$V_{об-ОВБ} = 12 k_{см} \cdot V_{1ДЕ} \quad (10.15)$$

$$V_{об-ЧЕ-на\ дому} = 12 k_{см} \cdot V_{1ДЕ-на\ дому}, \quad (10.16)$$

де $k_{см}$ – коефіцієнт змінності; $V_{1ЧЕ}$, $V_{1ЧЕ-на\ дому}$, $V_{10ВБ}$ – щомісячні витрати на утримання ЧЕ, ЧЕ вдома й ОВБ, грн;

$\rho_{ПС}$ – коефіцієнт завантаження ОВБ вимогами з конкретної ПС;

$\rho_{\Sigma ПС}$ – сумарний коефіцієнт завантаження ОВБ вимогами всіх ПС, що обслуговуються нею.

Витрати на доставку ОВБ залежать від частоти виїздів ОВБ на ПС і витрат на одну годину роботи транспорту ОВБ.

$$V_{дост} = 2 \cdot V_{1час} \cdot \lambda \cdot t_{год} \cdot t_{дост}, \quad (10.17)$$

де $V_{1час}$ – витрати на утримання однієї машини ОВБ, грн/год;

λ – інтенсивність потоку вимог, 1/рік;

$t_{год}$ – кількість годин у році, год;

$t_{дост}$ – час доставки ОВБ із бази на ПС, год.

Витрати на збиток оплачуваний споживачеві:

$$З = k_{ав} \cdot c_0 \cdot P \cdot t_{дост} \cdot \frac{\lambda}{\mu} \quad (10.18)$$

де $k_{ав}$ – коефіцієнт аварійних вимог;

c_0 – питома величина збитку, грн/кВт.год;

μ – інтенсивність обслуговування вимоги, 1/год;

P – середня потужність одного приєднання ПС, кВт.

Витрати на ТМ та А:

$$V_{ТМ\ i\ А}(\lambda, \mu) = (E + a_{ам}) \cdot K(\lambda, \mu), \quad (10.19)$$

де $a_{ам}$ – щорічні витрати на амортизацію й поточний ремонт пристроїв ТМ і А; E – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капітальних вкладень; K – капітальні витрати на пристрої ТМ і А, грн.

Мінімуму цільової функції (1.6) буде відповідати деяка економічна $\lambda_{ЕК}$ або $\mu_{ЕК}$ залежно від того, для заходу якої групи проводилося. Тому, згідно з відомого $\lambda_{ЕК}$ ($\mu_{ЕК}$) визначаємо оптимальні витрати на пристрої ТМ і А.

Вибір коефіцієнта навантаження оперативного персоналу аналогічний вибору перетину проводів і кабелів за економічною щільністю й економічними інтервалами. У загальному випадку будують декілька кривих ЗТМ і А для устаткування різних фірм і знаходять оптимальне рішення методом економічних інтервалів.

10.6 Методика визначення оптимальної кількості, виду і місця розміщення оперативного персоналу

Для визначення виду ОО необхідно визначити оптимальну кількість ЧЕ, ЧЕ вдома і кількість ОВБ.

Тоді математична модель будується на основі функції річних витрат на ОО і обмеження на завантаження вимоги обслуговуючого приладу (табл. 10.2).

Таблиця 10.2 – Обмеження цільової функції

Обмеження	Опис
$x_{ОВБ}, x_{ЧЕ-на\ дому}, x_{ЧЕi}, y_j$ бінарні змінні	Змінні можуть приймати значення 0 або 1
$\sum_{i=1}^n x_{ОВБi,j} + x_{ЧЕ-на\ дому} + x_{ЧЕi} = 1$	Для кожної ПС має бути обраний тільки один з обслуговуючих приладів
$\sum_{i=1}^n x_{ОВБi,j} \geq y_j; y_j \geq x_{i,j}$	Обмеження для індикаторної змінної
$\sum_{i=1}^n \rho_{i,j} \cdot x_{ОВБi,j} \leq 0,5$ $\rho_{i,j} \cdot x_{ЧЕi} \leq 0,5$ $\rho_{i,j\ на\ дому} \cdot x_{ЧЕi-на\ дому} \leq 0,5$	Завантаження ОВБ, ЧЕ і ЧЕ вдома вимогами не має бути більше за 0,5

Річні витрати на систему ОО визначаються за формулою:

$$B_{річн} = 12 \cdot (B_{1ЧЕ} \cdot n_{ЧЕ} + B_{1ЧЕ-на\ дому} \cdot n_{ЧЕ-на\ дому} + 3I_{ОВБ} \cdot n_{ОВБ}) + B_{ТЕiA} + B_{1маш} \cdot t_{маш-рік} + 3, \quad (10.20)$$

де $n_{ЧЕ}$, $n_{ЧЕ-на\ дому}$, $n_{ОВБ}$ – кількість ЧЕ, ЧЕ вдома й ОВБ;

$t_{маш-рік}$ – сумарний час роботи усіх машин ОВБ у рік, год.

Цільова функція по мінімуму витрат на систему ОО без обліку збитку

$$\begin{aligned} \text{має вигляд } B_{рік} = 12 \cdot k_{см} \cdot \left(B_{1ЧЕ} \cdot \sum_{i=1}^n x_{ЧЕi} + B_{1ЧЕ-на-дому} \cdot \sum_{i=1}^n x_{ЧЕ-на-дому} + B_{1ОВБ} \cdot \sum_{j=1}^m y_j \right) + \\ + B_{1год} \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \lambda_i \cdot t_{рік} \cdot 2 \cdot t_{досл_j} \cdot x_{ОВБj} \rightarrow \min, \quad (10.21) \end{aligned}$$

де $n_{ЧЕi}$, $n_{ЧЕ-на\ домуi}$, $n_{ОВБi,j}$ – змінні плану обслуговування у – індикаторна змінна.

Змінна $x_{ДЕi} = 1$, якщо i -я ПС обслуговується ЧЕ, в іншому випадку $x_{ДЕi} = 0$.

Змінна $x_{ЧЕ-на\ домі} = 1$, якщо i -я ПС обслуговується ЧЕ, в іншому випадку $x_{ЧЕ-на\ домі} = 0$.

Змінна $x_{ОВБi,j} = 1$, якщо i -а ПС обслуговується j -ою ОВБ, і в іншому випадку $x_{ОВБi,j} = 0$.

Індикаторна змінна $y_j = 1$, якщо $x_{ОВБi,j} \geq 0$, в іншому випадку $y_j = 0$.

Знаходження рішення цільової функції здійснюється згідно з наступною методикою.

1. Цільову функцію (1.7) та обмеження (табл. 10.2) записуємо для конкретного завдання і приводимо до наступного вигляду

$$\begin{aligned} \text{Цільова функція } f^T x \rightarrow \min, \quad \text{обмеження } \{A \cdot x \leq b \\ \{A_{eq} \cdot x = b_{eq} \\ \{x - \text{бінарний}, \end{aligned}$$

де f , b , b_{eq} – вектори, A і A_{eq} – матриці, і x – вирішення, що має бути бінарним вектором, тобто його елементами можуть бути числа, які приймають значення 1 або 0.

Вирішення x знайдемо за допомогою методів лінійного дискретного програмування, або за допомогою стандартних математичних пакетів, зокрема функції *bintprog* програми Matlab.

Маємо декілька k припустимих варіантів структури ОО:

$$D \in \{d_1, \dots, d_k\}.$$

Крім того i -й варіант структури має вартість спорудження K_i . Завдання полягає у виборі оптимальної структури ОО, щоб мінімізувати вартість спорудження й витрати на обслуговування об'єктів. Строк окупності проекту встановлений як T .

Цільова функція згідно з мінімумом дисконтированих витрат на систему ОО має такий вигляд

$$\sum_{i=1}^k \sum_{t=1}^T a_t (K_{i,t} + B_{рик} + Z_{зод,t}) \cdot d_i \rightarrow \min, \quad (10.22)$$

де a_t – коефіцієнт дисконту;

$K_{i,t}$ – капітальні витрати на систему ОО при i -му варіанті t , грн;

$B_{i,t}$ – втрати на систему ОО при i -му варіанті в році t , грн;

$Z_{зод,t}$ – збиток, оплачуваний споживачеві при i -му варіанті системи ОО в році t , грн.

Отже, завдання вибору оптимальної структури ОО зводиться до пошуку такого варіанту дій, для якого дискотовані витрати будуть мінімальними.

Алгоритм вибору оптимальної структури ОО такий:

1. Визначаємо оптимальні витрати на систему ОО для i -го варіанта i року t за допомогою виразу (10.9).
2. Визначаємо повні дисконтовані витрати для i -го варіанта.
3. Вибираємо оптимальний варіант структури ОО, що має мінімальні дисконтовані витрати (10.21).

Оскільки вимоги зазвичай мають випадковий характер, то коефіцієнт завантаження обслуговуючого приладу вимогами не повинен перевищувати 0,5.

Таким чином, подана математична модель і принцип побудови системи ОО на її основі дозволяють визначити оптимальний варіант структури ОО за критерієм мінімуму втрат на її побудову.

10.7 Автоматизація пошуку місць пошкодження повітряних ліній

Однією з проблем, що стоїть перед персоналом, що експлуатує повітряні лінії електропередач, є оперативний пошук та локалізація місць пошкодження, оскільки це призводить до перерв передачі електроенергії споживачам, порушення виробничого циклу і зриву технологічного процесу, внаслідок чого можливі значні матеріальні втрати і, крім того, виникає небезпека враження електричним струмом.

Розподільні мережі України напругою 10 кВ виконані трипровідними з ізолюваною нейтраллю, вони є достатньо розгалуженими оскільки живлять населені пункти та інші об'єкти, що розташовані на значних відстанях один від одного.

Двофазні та трифазні короткі замикання (КЗ), що трапляються в процесі експлуатації, вимикаються з витримкою часу 0,2 секунди релейним захистом, у той час як однофазні замикання на землю залишаються не відімкненими до моменту визначення місця пошкодження оперативним персоналом.

Оперативний пошук місця короткого замикання ускладнюється розгалуженістю ліній і невизначеністю місця пошкодження. Для визначення ділянки з пошкодженням лінії секціонують роз'єднувачами і пошук ділянки здійснюється пробними вимиканнями лінії після вимкнення послідовних та паралельних її частин.

Для більш оперативного пошуку місця пошкодження використовують попередньо розрахований план дій і застосовують фіксувальні прилади, які встановлюють на відпайках, які потрібно контролювати візуальним способом.

Сучасний розвиток інформаційних технологій створив умови для суттєвого скорочення часу пошуку, а також автоматизував процес визначення місця пошкодження. Для цього потрібно було встановити в наперед визначені місця ПЛ фіксувальні прилади, спроможні передавати інформацію про стан мережі на диспетчерський пункт. У цьому випадку скорочується час знаходження системи електропостачання в аварійному

режимі і, відповідно, кількість недовідпущеної електроенергії, зменшуються транспортні витрати при виїзді ремонтних бригад до місця пошкодження.

На сьогодні науково розроблений метод пошуку місць пошкодження в розгалуженій мережі, якщо відома її конфігурація та місця встановлення роз'єднувачів, що секціонують магістраль, та фіксувальних приладів.

Для визначення місць пошкодження на повітряних лініях використовуються прилади, засновані на вимірюванні параметрів аварійного режиму. За принципом дії вони поділяються на три групи:

- прилади, що забезпечують автоматичне вимірювання і фіксацію електричних величин при КЗ в лінії;
- прилади для визначення пошкоджених ділянок ліній при КЗ, які автоматично контролюють зміни електричних параметрів аварійного режиму;
- переносні прилади для визначення місць замикання на землю в електричній мережі з ізольованою нейтралю в мережі з компенсацією ємнісного струму, що здійснюють контроль процесу в мережі при замиканні на землю за допомогою датчиків струму і напруги.

До пристроїв для визначення пошкоджених ділянок ліній при коротких замиканнях належать показчики пошкодження ділянок, що контролюють збільшення струму в режимі КЗ (АУПН, ОЗАП, УПУ, УКЗ), призначені для розподільних мереж до 25 кВ і вище. Ці прилади містять датчики струму, вимірювальний елемент, індикатор спрацювання і блок повернення, що забезпечує ручне або автоматичне повернення пристрою після відновлення напруги на лінії.

За способом фіксації інформації про виникнення КЗ струмові показчики поділяються на дві групи:

- прилади, що встановлюються на ізоляційній відстані від проводів лінії і отримують інформацію про КЗ за допомогою магнітного датчика;
- пристрої, що використовують інформацію з трансформаторів струму, які встановлюються у двох фазах лінії.

Показчики пошкоджених ділянок контролюють і фіксують напругу 110–220 кВ. Використання таких показчиків ефективно на понижуючих підстанціях без вимикачів з боку вищої напруги, що встановлюються в ПЛ з двостороннім живленням.

Швидке визначення і вимикання пошкодженої ділянки в цьому випадку дає змогу прискорити відновлення живлення підстанції.

Визначення пошкодженої ділянки можливе за допомогою направленого показчика, що фіксує під час КЗ напрям потужності до місця пошкодження і віддає зафіксовану інформацію.

Пристрої для визначення місць замикання на землю розрізняються за частотою, на яку вони реагують:

- такі, що реагують на величину основної частоти;
- такі, що реагують на вищі гармоніки.

Ті, що реагують на величину основної частоти струму і напругу, поділяються на:

- пристрої без компенсації впливу струму навантаження;
- пристрої з компенсацією струму навантаження.

Пристрої, що реагують на вищі гармонійні складові струму, зі свого боку, поділяються на:

- такі, що налаштовані на одну частоту;
- такі, що налаштовані на декілька частот, або смугу частот.

Ті пристрої, що реагують на вищі гармонійні складові напрямку поділяються на:

- такі, що порівнюють величину струму з геометричною сумою струму і напругою;
- такі, що порівнюють вектор струму і напруги.

Багатьма фірмами виготовляються типи переносних приладів, що визначають місце замикання на землю за параметрами електричного поля.

Найбільш відома серед закордонних виробників, що виготовляють підвісні індикатори коротких замикань, які встановлюються на кожній фазі лінії, фірма Fisher pierce.

Індикатори цієї фірми кріпляться до кожного фазного проводу за допомогою С-подібного затискача, а живлення здійснюється від змінної літєвої батареї. Прилад працює в світлодіодному, радіо- або стробувальному режимі.

Для найбільш ефективного пошуку КЗ Fisher pierce виготовляє радіосистеми контролю ушкоджених кіл мереж (Radio faulted circuit indicators system.1560-1, 1560-2, 1560-3 RTU/SCADA Radio Receivers) (рис. 10.6).

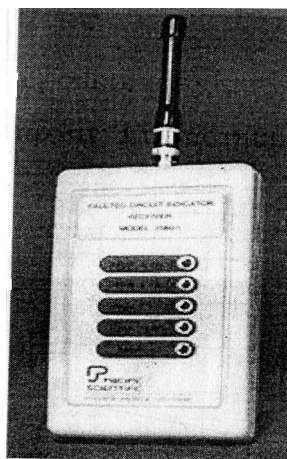


Рисунок 10.6 – Радіоприймач фірми Fisher pierce

Такі системи дають змогу виявити місця коротких замикань у мережах з заземленою нейтраллю. У системах з ізолюваною нейтраллю, вони не ефективні, оскільки тут робочий струм співмірний з аварійним.

Їхній недолік полягає також в обмеженому радіусі радіопередачі (150 м), що неможливе керування мережами з диспетчерського пункту, а також знаходження приладу під робочим потенціалом ПЛ.

Таким чином, вирішити проблему цілеспрямованого пошуку місць пошкодження розгалуженої лінії можливо шляхом встановлення у попередньо розрахованих точках фіксувальних приладів з надійними засобами зв'язку, які спроможні фіксувати і передавати інформацію про КЗ на диспетчерський пункт.

Для прискорення процесу пошуку розроблені показчики стану повітряної мережі, що контролюють параметри аварійного режиму за допомогою магнітного датчика. Відсутність гальванічного зв'язку з проводами лінії дає змогу реалізувати у показчиків цієї групи (типу УПУ) (рис. 10.5) контактний вихід. Такі показчики містять вимірювальний блок з магнітним датчиком, контактний вихід, блок автоматичного повернення, блок живлення з антенним відбором потужності, переносний індикатор спрацьовування.

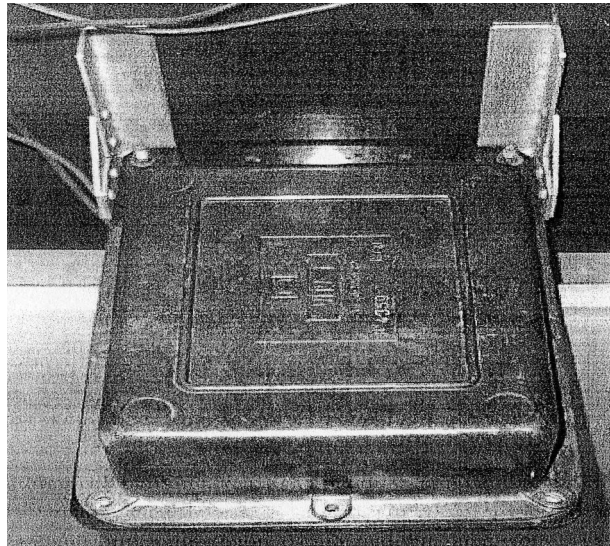


Рисунок 10.7 – Показчик пошкодження ділянки типу УПУ-1

Система моніторингу мереж 10 кВ здійснює:

- контроль струму в реальному режимі часу;
- контроль наявності напруги;
- негайну передачу інформації диспетчеру про проходження струму, що перевищує задану величину;
- переналаштування на іншу величину струму;
- негайну передачу інформації диспетчеру про зникнення напруги в контрольованій зоні;
- забезпечує передачу інформації після запиту диспетчера про величину струму та напруги на поточний момент часу;
- відображає і зберігає інформацію про події, що відбулися в контрольованій зоні.

Для успішної роботи автоматизованої системи моніторингу розподільних електричних мереж напругою 10 кВ (СМ РЕМ) повинна мати диспетчерську

станцію (ДС) і виносні блоки (БВ), які встановлюють на відгалужених лініях та магістралях (рис. 10.8).

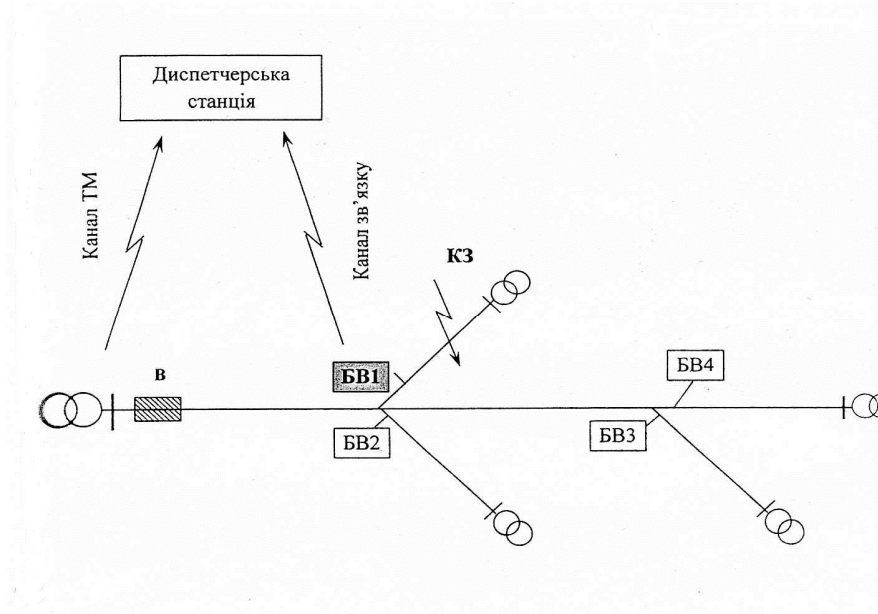


Рисунок 10.8 – Схема розгалуженої лінії 10 кВ зі встановленими блоками виносними

Виносні блоки. (рис. 10.8) дають можливість визначати пошкоджену ділянку розгалуженої лінії електропередачі з ізольованою нейтраллю під час КЗ з диспетчерського пункту (рис. 10.6).

До складу БВ входять (рис. 10.6):

- датчики струму і напруги;
- датчики метеопараметрів середовища (температури і вологості);
- пристрій узгодження сигналів з датчиків (УСС);
- мікроконтролер (МК) з вбудованим програмним забезпеченням;
- пристрій мобільного зв'язку – GSM-модем;
- блок живлення (сонячна батарея та акумулятор).

Виносний блок здійснює формування сигналів для оцінки струму, що протікає, і наявності напруги на лінії. Технічні характеристики БВ наведені в таблиці 10.3

Таблиця 10.3 – Технічні характеристики БВ

Найменування показника	Величина
Межі вимірювання струму, А	10 – 400
Похибка вимірювання струму, %	±10
Струм КЗ, що витримує БВ без пошкодження, А	5 000
Час спрацьовування, не більш, с	0,3
Мінімальна напруга повернення, кВ	5
Діапазон робочих температур, °С	від-30 до +50
Максимальна вологість повітря при 35° С, %	100
Атмосферний тиск, кПа	Від 84 до 106,7
Напрацювання на відмову, не менше, год.	20 000

До блока БВ через роз'єми приєднуються датчики струму, напруги, метеодатчики, антена мобільного зв'язку, пристрій відбору потужності, заземлення.

Ступень захищеності пристрою – IP65 ГОСТ 14254-96.

БВ повинен працювати в безперервному цілодобовому режимі на відкритому місці.

Термін роботи БВ без зміни акумулятора складає не менше 7 років.

Зв'язок між диспетчерською станцією та виносними блоками встановлюється по GSM каналу (рис. 10.9).

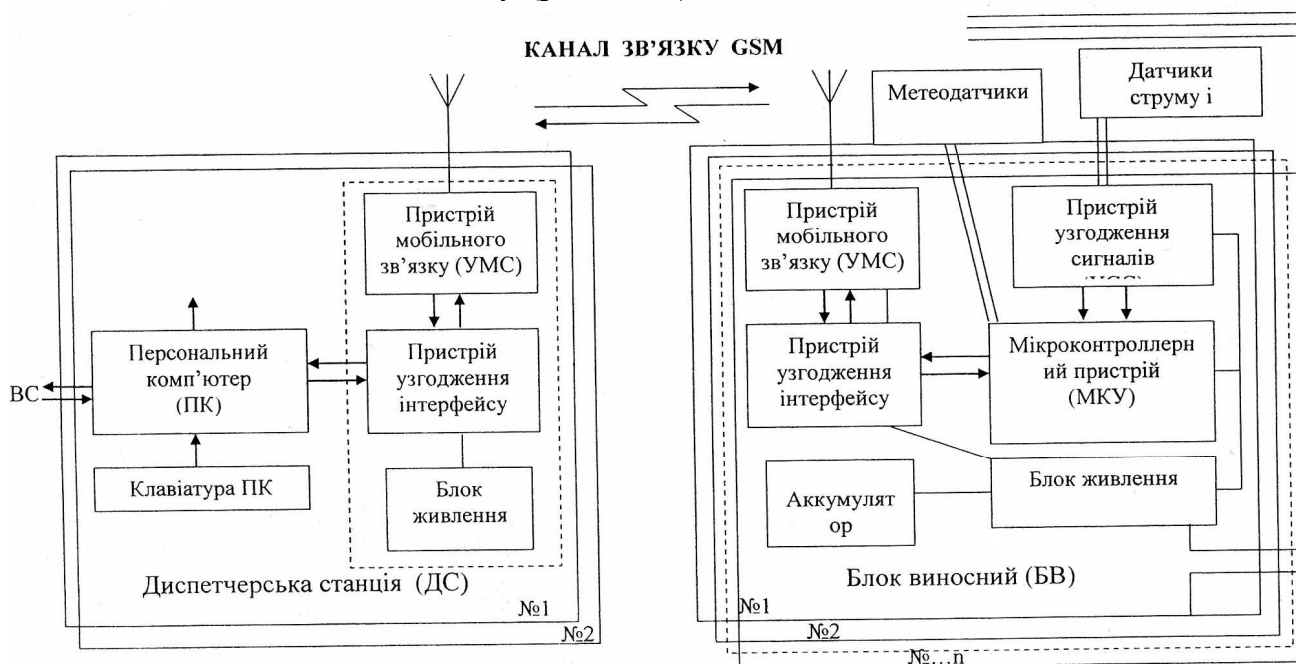


Рисунок 10.9 – Схема блоку виносного

До складу диспетчерської станції входять:

- пристрій мобільного зв'язку – GSM-модем;
- мікроконтролер;
- блок живлення;
- персональний (промисловий) комп'ютер типу Pentium 111;
- спеціальне програмне забезпечення для ПК.

Диспетчерська станція виконана як переносний персональний комп'ютер з підключеним до нього через COM-порт блоком диспетчера (рис. 10.9), у якому розміщений GSM-модем, МК та блок живлення.

Програмне забезпечення (ПЗ) складається з трьох частин – ПЗ диспетчерської станції, яка, зі свого боку, складається з ПЗ персонального комп'ютера і ПЗ блока диспетчера та ПЗ виносного блока.



Рисунок 10.10 – Зовнішній вигляд блоку диспетчера

ПЗ виносного блока функціонує в мікроконтролері і здійснює періодичне зняття і збереження даних про стан лінії електропередач, зняття і зберігання метеорологічних параметрів, а також управління передачею інформації на диспетчерську станцію через модем пристрою мобільного зв'язку в режимі передачі даних.

ПЗ диспетчерської станції функціонує в персональному комп'ютері типу Pentium 111 в ОС Windos 2000 в блоці диспетчера і здійснює управління прийомом повідомлень від БВ через GSM-модем, ДС у режимі прийому даних.

У робочому режимі ПЗ ДС створює на екрані монітора ПК мнемосхему умовного розташування об'єктів мережі для відображення їхнього стану і аварійних подій, прийнятих від БВ, з прив'язкою до реального часу і назви об'єкта.

Уся інформація, що надходить від мережі БВ, заноситься в базу даних нижнього рівня. Аварійна інформація надходить і обробляється в ПК у режимі реального часу. У разі відсутності аварійних ситуацій інформація про стан об'єкта накопичується в пам'яті БВ на протязі робочої зміни і передається в ДС один раз за зміну у фіксований час для економії електроспоживання.

У режимі конфігурації і налаштування мережі користувач заносить у базу даних необхідну інформацію про всі об'єкти мережі, а також інформацію про прив'язку до об'єктів виділеного масиву абонентських номерів оператора стільникового зв'язку. Під час налаштування мережі встановлюється час передачі накопиченої інформації від кожного абонента.

У подальшому система може бути інтегрована в клієнт-серверну систему баз даних верхнього рівня.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Хорольский В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учеб. пособие / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов. – Форум, 2013. – 288 с.
2. Абрамов И. Г. Компьютерные технологии в автоматизированных системах управления электроснабжением : учеб. пособие / И. Г. Абрамов, А. И. Кузнецов. – Харьков : ХНУМГ, 2008. – 143 с.
3. Журахівський А. В. Оптимізація режимів електроенергетичних систем : навч. посібник / А. В. Журахівський, А. Я. Яцейко. – Львів : Вид-во «Львівська політехніка», 2010. – 140 с.
4. Калентионоп Г. В. Оперативное управление в электросистемах : учеб. пособие / Г. В. Калентионоп, В. Г. Прокопенко. – Минск : Вышшая школа, 2007. – 351 с.
5. Прокопенко В. В. Энергетичний аудит з прикладами та ілюстраціями : В. В. Прокопенко, О. М. Закладний. – Київ : Освіта України, 2009. – 438 с.
6. Математичне моделювання в електроенергетиці : [навч. посібник] / [Уклад. М. С. Середа]. – Львів. : Вид-во нац. ун-т «Львівська політехніка», підручник, 2010. – 608 с.
7. Теория автоматического управления / Под ред. Ю. М. Соломенцева.– Высшая школа, 2000. – 324 с.
8. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Ю. Н. Руденко и др.; под ред. Ю. Н. Руденко. – М., МЭИ, 1998. – 648 с.
9. Афанасьев О. В. Теория и практика моделирования сложных систем / О. В. Афанасьев, Е. С. Голик. – СПб. : Сев.-Зап. ГЗТУ, 2005. – 256 с.
10. Глуценко П. В. Техническая диагностика / П. В. Глуценко. – М. : Вузовская книга. – 2004. – 245 с.
11. Жежеленко И. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий / И. В. Жежеленко. – М. : Энергоатомиздат 1994. – 360 с.
12. ГОСТ 2928-92 (МЭК 1000-4-92) Совместимость технических средств электромагнитная. Испытания на помехоустойчивость. Общие положения. – М. : Госстандарт. – 1992. – 42 с.
13. Рой В. Ф. Системи діагностування, контролю, керування й захисту електроенергетичних установок і комплексів // Конспект лекцій / В. Ф. Рой, Ю. П. Кравченко. – Харків ; ХНУМГ ім. О. М. Бекетова – 2019. – 125 с.
14. Рой В. Ф. Електромагнітні процеси у вузлах навантаження високовольтних електричних мереж.// Конспект лекцій / В. Ф. Рой, Ю. П. Кравченко. – Харків; ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – 2019. – 108 с.
15. Абраменко І. Г. Компьютерные информационные технологии в автоматизированных системах управления электроснабжением // Учеб. пособие / І. Г. Абраменко. А. И. Кузнецов. – ХНУМГ ім. О. М. Бекетова. – Харьков – 2008. – 43 с.

Навчальне видання

**РОЙ Віктор Федорович,
КРАВЧЕНКО Юрій Петрович**

**СИСТЕМИ ДІАГНОСТУВАННЯ, КОНТРОЛЮ, КЕРУВАННЯ
ТА ЗАХИСТУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК І
КОМПЛЕКСІВ**

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для аспірантів першого року навчання за спеціальністю
141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка)*

Відповідальний за випуск *П. П. Рожков*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *І. В. Волосожарова*

План 2019, поз. 99 Л.

Підп. до друку 21.10.2019. Формат 60 × 84/16.
Друк на ризографі. Ум. друк арк. 7,4.
Тираж 50 пр. Зам №

Видавець і виготовлювач:
Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова, 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: rectorat@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 5328 від 11.04.2017.