

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ
Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до кваліфікаційної магістерської роботи
освітньо-кваліфікаційного рівня магістр

галузі знань 14 електрична інженерія

зі спеціальності 141 електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

на тему ЗАСОБИ МОНІТОРИНГУ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ В
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ І ЗАДАЧІ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КЕРУВАННЯ

Виконав: студент групи ЕЕ-22дм

Трехлеб А. С.

(прізвище, та ініціали)

Керівник

доц. Філімоненко К. В.

(прізвище, та ініціали)

Завідувач кафедри

доц. Руднев Є. С.

(прізвище, та ініціали)

Київ

2023 р.

СХІДНОУКРАЇНСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ВОЛОДИМИРА ДАЛЯ

Факультет інженерії
Кафедра електричної інженерії
Освітньо-кваліфікаційний рівень магістр
Напрямок підготовки 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»

ЗАТВЕРДЖУЮ

завідувач кафедри
доц. Руднєв Є. С.

« ____ » _____ 2023 року

ЗАВДАННЯ

НА МАГІСТЕРСЬКИЙ ПРОЕКТ СТУДЕНТУ

Трехлеб Альоні Сергіївні

1. Тема проекту Засоби моніторингу перехідних режимів в електричних мережах і задачі диспетчерського керування
2. Керівник проекту доц., к.т.н. Філімоненко Костянтин Вадимович
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
затверджені наказом вищого навчального № 564/15.23-С від 23.10.2023
Строк подання студентом проекту 05 грудня 2023 р.
3. Вихідні дані до проекту (роботи) Вихідні данні визначені в переліку питань, що підлягають розробці в магістерській роботі
4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити) Проблема створення системи моніторингу перехідних режимів електроенергетичних систем; Застосування технології Smart Grid в системах моніторингу в енергетиці; Основи моніторингу в електроенергетиці; Основні критерії вибору місць розташування засобів СМІР. Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України при розв'язанні задач диспетчерського керування
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)
Плакати, що пояснюють суть магістерської роботи , презентація.

6. Консультанти розділів проекту

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1 - 3	доц. Філімоненко К. В.		

7. Дата видачі завдання _____ 16 жовтня 2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської роботи	Строк виконання етапів	Примітка
1.	Аналіз літературних джерел	19.10- 25.10.2023	
2.	Проблема створення системи моніторингу перехідних режимів електроенергетичних систем	25.10- 30.10.2023	
3.	Застосування технології Smart Grid в системах моніторингу в енергетиці	30.10- 05.11.2023	
4.	Основи моніторингу в електроенергетиці	05.11- 15.11.2023	
5.	Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України при розв'язанні задач диспетчерського керування	16.11- 01.12.2023	
6.	Оформлення магістерської роботи	01.12- 05.12.2023	

Студент _____

Трехлєб А. С.
(прізвище та ініціали)

Керівник проекту _____

доц. Філімоненко К.В.
(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Магістерська робота Трехлеб А. С. «Засоби моніторингу перехідних режимів в електричних мережах і задачі диспетчерського керування». Сторінок – 99; Рисунків – 18; Таблиць –4; Використаних джерел – 45.

В магістерській роботі показано результати впровадження комплексу засобів системи моніторингу перехідних режимів на об'єктах ОЕС України. Наведено основні технічні характеристики та показники функціонування засобів моніторингу режимів ОЕС.

Показано можливість підвищення надійності системи оперативно-диспетчерського управління ОЕС України завдяки використанню вимірювань фазових кутів напруги під час вирішення завдань диспетчерського управління. Визначено особливості системи моніторингу перехідних режимів.

Досліджено метод визначення відстані до місця замикання фази на землю та значення опору в місці замикання повітряних ліній у нерозгалужених мережах з ізольованою нейтраллю.

Ключові слова: МОНІТОРИНГ, ПЕРЕХІДНІ РЕЖИМИ, ЕНЕРГОСИСТЕМА, ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСЬКЕ УПРАВЛІННЯ, ПОВІТРЯНА ЛІНІЯ

SUMMARY

Trekhlieb Alyona. «Facilities of monitoring transient modes in electrical networks and tasks of dispatch control» VOLODYMYR DAHL EAST UKRAINIAN NATIONAL UNIVERSITY. ELECTRICAL ENGINEERING DEPARTMENT, gr. EE-22m. – Kyiv, 2023.

Pages – 99; Drawings – 18; Tables –4; Sources – 45.

The master's paper shows the results of the implementation of a complex of tools for the monitoring of transient regimes at the facilities of the UES of Ukraine. The basic results of the innovation project implementation related to the application of complex of monitoring system's means designed to monitoring of the transitive operational conditions of Ukrainian IPS objects are described.

The basic technical characteristics and parameters of means designed to IPS operational conditions' monitoring are presented. The possibility of Ukrainian IPS dispatching system reliability increase due to the use of measurements of voltage phase angles for the purpose of dispatching problems' solving is shown. Peculiarities of the monitoring system for transitive operational conditions are defined.

Results of developing a method of determining the distance to the phase-to-ground and the resistance value in the place of circuit overhead lines in networks with isolated unbranched her neutral conductor.

Key words: MONITORING, TRANSITIVE OPERATIONAL CONDITIONS, POWER SYSTEM, OPERATION CONTROL, AIR LINE.

ЗМІСТ

ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 ПРОБЛЕМА СТВОРЕННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ	14
1.1 Аналіз останніх досліджень в системах моніторингу	14
1.2 Методи інтелектуального управління в інтелектуальній енергетичній системі	20
1.3 Застосування технології Smart Grid в системах моніторингу в енергетиці	23
РОЗДІЛ 2 ОСНОВИ МОНІТОРИНГУ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ	26
2.1 Основні поняття системи моніторингу	26
2.2 Системи моніторингу параметрів режимів функціонування та стану обладнання електроенергетичних об'єктів	39
2.3 Система "Регіна-Ч"	45
2.4 База даних та інтерфейс	50
РОЗДІЛ 3 ЗАСТОСУВАННЯ ЗАСОБІВ МОНІТОРИНГУ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ В ОЕС УКРАЇНИ ПРИ РОЗВ'ЯЗАННІ ЗАДАЧ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КЕРУВАННЯ	55
3.1 Склад системи моніторингу перехідних режимів (СМПР)	57
3.2 Основні критерії вибору місць розташування засобів СМПР	61
3.3 Вдосконалення методу визначення місця однофазного замикання на землю в лініях електропередачі	70
3.4 Визначення відстані до місць однофазних замикань на повітряних лініях	86
ВИСНОВКИ	93
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	94

ВСТУП

Забезпечення надійного та ефективного функціонування електроенергетичних систем безпосередньо пов'язане з рівнем інформатизації та інтелектуалізації їх систем моніторингу та керування. Інформатизація – це найбільш перспективний і найменш витратний шлях підвищення надійності та ефективності електроенергетичного виробництва, який, у порівнянні з іншими, не потребує значних інвестицій [1,2].

Системи моніторингу параметрів режимів функціонування та стану обладнання електроенергетичних об'єктів покликані виявляти загрози його пошкодження та запобігати виникненню аварійних ситуацій. Завдяки цьому забезпечується можливість своєчасного виведення обладнання в ремонт та проведення ремонтних робіт, чим забезпечується подовження терміну його експлуатації. Це надзвичайно важливо, якщо брати до уваги фізичну зношеність більшої частини основного обладнання об'єктів об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України. Для прикладу, більше ніж 92% енергоблоків електростанцій використали свій розрахунковий ресурс – 100 тис. год., з яких близько 65% використали і граничний ресурс – 200 тис. год., причому, більшість із них протягом 3 років наблизяться до критичного значення – 300 тис. год.

Стратегічною метою розвитку електроенергетичного комплексу України є побудова інтелектуальних електричних мереж (ІЕМ) – Smart Grid як платформи для ринкових, управлінських та технологічних інновацій, що забезпечить перехід до нового рівня розвитку української електроенергетики. Створення інтелектуальної системи – це формування нової інформаційно-енергетичної структури, основу якої складають сучасні силові та інформаційні технології, система ефективних ринків електроенергії та супутніх послуг (системних, інформаційних та інших).

Зупинимось на загальних положеннях, які визначили як ключові при формуванні ІЕМ.

Сорок четверта Сесія СІГРЕ (26–31 серпня 2012 р.) виділила 10 ключових технічних питань, які є предметом основної уваги в розвитку електричних мереж [5]:

- поява активних розподільних мереж з двонаправленими потоками на рівні розподілу, а також з мережами більш високого рівня;
- застосування розвиненої системи вимірювань та забезпечення зростаючої потреби в обміні інформацією;
- зростаюче застосування високовольтних ЛЕП постійного струму, а також пристроїв силової електроніки (СЕ) на всіх рівнях напруги; їх вплив на якість електроенергії, керування і надійність системи; стандартизація;
- необхідність розвитку та масового впровадження систем накопичення електроенергії; оцінка їх впливу на розвиток і функціонування енергетичних систем;
- нові концепції побудови систем керування з урахуванням активної взаємодії споживачів і різних типів електростанцій;
- нові концепції захисту, що враховують розвиток мереж і різні характеристики електростанцій;
- нові концепції планування з урахуванням зростаючих екологічних обмежень, нових технологічних рішень для керування потоками активної та реактивної потужності;
- нові інструменти технічної оцінки функціонування електричних мереж, обумовлені новими характеристиками споживача, виробника та мережі;
- зростання пропускних потужностей і використання повітряних, підземних та підводних інфраструктур, вплив їх використання на технічну роботоспроможність і надійність мережі;
- зростаюча необхідність інформування зацікавлених сторін про технічні та комерційні наслідки.

При реалізації інтелектуальних мереж на європейському ринку були визнані основні 10 кроків, які підлягають реалізації та багато з яких тісно пов'язані між собою [14]:

- забезпечення нормативних стимулів для інноваційних інвестицій в мережі (2011–2020 р.р.);
- розробка моделей ринку (2011–2020 рр.);
- встановлення стандартів та забезпечення захисту даних і конфіденційності (2011– 2014 рр.);
- тестування з використанням демонстраційних проєктів та обмін знаннями (2011– 2018 рр.);
- розгортання інтелектуальних вимірювань – поінформовані клієнти (2012–2020 рр.);
- моніторинг та керування мережами із розосередженою генерацією (2012– 2020 рр.);
- рух до інтеграції місцевого і центрального балансування для всіх типів генерації (2015–2021 рр. тощо);
- агрегація розосереджених джерел енергії (2015–2021 р.р. та далі);
- інтеграція у великих масштабах е-мобілів, опалення, охолодження та зберігання (2015–2021 рр. тощо);
- рух до реальної участі споживачів в енергоринку (2015–2021 рр.тощо).

В інтелектуальних мережах, на відміну від традиційних, широко використовуються нові технологічні рішення при реалізації цілого ряду систем:

Міжсистемні міждержавні мережі:

- оцінка поточного стану (режиму) передачі;
- автоматичний контроль завантаження передачі та видача керуючих впливів на розвантаження при виникненні перевантаження.

Системоутворюючі мережі енергетичних систем:

- автоматичний контроль повузлового балансу активної та реактивної потужності,
- оцінка втрат електричної енергії;

- контроль напруги в базисних точках мережі;
- оцінка поточного стану (режиму) мережі;
- мережеві елементи, які змінюють топологію мережі згідно керуючих впливів;
- автоматичний контроль завантаження критичних перерізів з видачею керуючих впливів на розвантаження;
- регулювання частоти і підтримки балансу активної потужності у відокремлених енергорайонах в аварійних ситуаціях;
- автоматизована реконфігурація електричних мереж;
- моніторинг перехідних процесів з використанням синхронізованих векторних вимірювань.

Розподільні мережі загального користування:

- автоматичний контроль повузлового балансу активної та реактивної потужності;
- контроль якості електроенергії у вузлах мережі;
- централізоване автоматичне керування навантаженням споживачів;
- керовані мережеві елементи, які змінюють параметри мережі;
- управління для підтримки балансу при виділенні вузлів на ізольовану роботу;
- контроль та керування надійністю електропостачання.

В результаті розвитку систем інтелектуальних електромереж і створення систем третього покоління Smart Grid 3.0 з'явиться ціла низка нових властивостей інтелектуальних систем:

- розвиток систем розосередженої генерації та доступ усіх видів генерації і споживачів до ринку електроенергії та послуг електромережевої інфраструктури;
- активізація споживачів електроенергії за рахунок їх оснащення «інтелектуальними» системами обліку з можливістю оперативного ситуаційного керування складом і потужністю підключених електроустановок;

- оптимізація вироблення і споживання електроенергії за рахунок регулювання навантаження з максимальним урахуванням вимог споживачів, а також підвищення пропускної спроможності ліній електропередачі;
- максимальна самодіагностика, попередження системних збоїв, розвиток технологій самовідновлення схем електропостачання;
- використання оптимальних інструментів і технологій експлуатації та обслуговування;
- підвищення рівня моніторингу стану електромереж та її елементів з огляду на зниження впливу на навколишнє середовище, з обробленням інформації в режимі реального часу.

Через те, що основне енергетичне та електротехнічне обладнання об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України має значну фізичну зношеність та моральну застарілість і все більше "заглиблюється" в зону технологічних відмов та зростання імовірності виникнення аварійних ситуацій. Процес реабілітації та відновлення потужностей енергоблоків теплових електростанцій і технічного переозброєння галузі потребує значного фінансування і триватиме ще не один рік. За такого стану справ виникнення аварій внаслідок пошкодження (відмов) обладнання та їх переростання в системні внаслідок помилок персоналу можуть призводити до величезних економічних збитків, про що свідчить сумна статистика системних аварій останнього десятиліття в енергооб'єднаннях (ЕО) світу.

Найменш витратний і одночасно найбільш ефективний спосіб запобігання аваріям, який підвищує надійність функціонування ЕО та ефективність керування їх режимами в цілому — це широке впровадження та використання систем діагностування обладнання, досконалих систем моніторингу режимних параметрів та систем підтримки оперативного персоналу у прийнятті рішень на різних рівнях ієрархії керування ЕО. Крім того, задача створення сучасної системи моніторингу режимних параметрів постала перед ОЕС України як одна із обов'язкових умов забезпечення її готовності до паралельної роботи з об'єднанням енергосистем європейських країн (ENTSO-E).

Зазначену проблему для ОЕС України вирішено комплексно на сучасному світовому рівні як теоретично, так і практично на базі розробки, виробництва і широкого впровадження апаратно-програмних комплексів "РЕГІНА" різного функціонального призначення (розроблено 14 типів) з одночасним створенням системи єдиного часу в енергетиці України.

Розроблені і впроваджені в ОЕС України системи моніторингу на базі комплексів сімейства "Регіна" здійснюють реєстрацію аналогових та дискретних сигналів (режимні параметри та стан обладнання, систем захисту і автоматики), діагностування пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА), забезпечуючи, в тому числі, можливість вирішення цілого ряду оперативно-технологічних задач. Мова йде про такі задачі як визначення місць пошкоджень на електричних приєднаннях об'єктів (тим самим дозволяючи швидко відновлювати електропостачання та мінімізувати економічні збитки, пов'язані з аварійним знеструмленням та недовідпуском електроенергії споживачам), діагностування та прогнозування стану високовольтних вимикачів, ізоляції високовольтного обладнання, аналіз виникнення та перебігу аварійних ситуацій тощо.

На даний час комплекси "Регіна-Ч" мають найкращі технічні характеристики та показники функціонування в Україні, забезпечуючи високоточні синхронізовані за супутниковими сигналами єдиного часу вимірювання режимних параметрів, насамперед векторів напруги [16,19]. Закордонні аналоги таких пристроїв, так звані PMUs (Phasor Measurement Units), широко використовують в енергооб'єднаннях (ЕО) різних країн. Вони утворюють об'єктний рівень систем моніторингу режимних параметрів ЕО. Мова йде про так звані WAMS (Wide Area Measurement System)[3].

Аналіз енергоспоживання неможливий без постійного моніторингу потоків енергії в системі електропостачання. У системах енергоменеджменту та управління собівартістю, а так само в системах контролю якості електромережі не обійтися без універсальних вимірювальних пристроїв. В останні роки відбувається зміна характеру навантаження електромереж. Стратегічна ціль такого розвитку електроенергетичного комплексу – створення інтелектуальної

енергосистеми (ІЕС) як платформи для ринкових, управлінських і технологічних інновацій, що забезпечують перехід до нового рівня розвитку електроенергетики – створення розумних мереж(Smart Grid). Для реалізації нових завдань, що виникають перед електроенергетикою, електричні мережі оснащуються сучасними швидкодіючими керованими пристроями силової електроніки, електромашиновентильними системами, системами інформаційної підтримки, які забезпечують отримання інформації про режими роботи мережі і стан устаткування в режимі online. В електричних мережах широко застосовуються різного роду накопичувачі електричної енергії, а споживачі стають активними учасниками процесу розподілу і споживання електроенергії. На шляху до здійснення цих завдань виникла необхідність в аналізі існуючих методів і технічних засобів організації моніторингу електричної мережі для подальшого розвитку системи електропостачання Smart Grid[9].

Актуальність роботи обумовлена необхідністю розробки сучасних найменш витратний і одночасно найбільш ефективний методів та способів запобігання аваріям, які підвищують надійність функціонування ЕО та ефективність керування їх режимами в цілому для підвищення надійності системи електропостачання. Це широке впровадження та використання систем діагностування обладнання, досконалих систем моніторингу режимних параметрів та систем підтримки оперативного персоналу у прийнятті рішень на різних рівнях ієрархії керування ЕО.

Мета роботи. Дослідження системи моніторингу перехідних режимів електроенергетичних систем, її структури, методів побудови та практичного застосування в аспекті аналізу режимів електричних мереж.

Задачі, які було розв'язано в роботі.

Аналіз літературних джерел, у яких пропонуються методичні підходи до створення, класифікація та основні показники систем моніторингу.

Застосування технології Smart Grid в системах моніторингу в енергетиці. Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України при розв'язанні задач диспетчерського керування

Вдосконалення методу визначення місця однофазного замикання на лініях сигналізації, централізації та автоблокування залізниць.

Моделювання та аналіз стану розподільних мереж з джерелами розподіленої генерації на прикладі районних електричних мереж.

Наукова новизна результатів полягає в систематизації загальних принципів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України; дослідженні математичної моделі районної електричної мережі з джерелами розподіленої генерації.

Практичне значення роботи – розрахунок та аналіз режимів районної електричної мережі з джерелами розподіленої генерації

Об'єкт дослідження. процеси в електроенергетичній системі, перехідні режими.

Методи дослідження. Імітаційне моделювання, методи розрахунку режимів електричних мереж.

РОЗДІЛ 1

ПРОБЛЕМА СТВОРЕННЯ СИСТЕМИ МОНІТОРИНГУ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ

1.1 Аналіз останніх досліджень в системах моніторингу

В більшості розвинених зарубіжних країн все більше уваги приділяється питанням впровадження в електроенергетиці "інтелектуальних" технологій ("Smart Grid") як основи майбутнього розвитку енергетики. У зв'язку з цим в зарубіжній енергетичній практиці ініційовано розроблення концепцій інноваційного оновлення електроенергетики, основаної на таких вихідних положеннях:

- генерація електроенергії, диспетчеризація, передавання і розподіл, збут і управління енергоспоживанням;
- електрична мережа (всі її сегменти) розглядається як основний об'єкт формування нового технологічного базису, розвитку функціональних властивостей енергосистеми;
- енергетична система розвивається як "інтернетподібна" інфраструктура для формування в енергетичній, інформаційній, економічній і фінансових сферах взаємовідносин між усіма суб'єктами енергетичного ринку та іншими зацікавленими сторонами;
- процес формування концепцій охоплює весь комплекс робіт – від попередніх досліджень до широкого впровадження інновацій і провадиться на всіх рівнях інноваційного розвитку електроенергетики – нормативно-правовому, технологічному, технічному, організаційному, управлінському та інформаційному;

– розробка та реалізація концепцій та відповідних програм впровадження "інтелектуальних" технологій носить інноваційний характер і дає поштовх до переходу на новий технологічний уклад в електроенергетиці та економіці в цілому[8];

Зарубіжні країни проходять шляхом розвитку "інтелектуальних" мереж. У Великобританії (National Grid) здійснюється моніторинг процесів у режимі реального часу, діагностика строку роботи трансформаторів, FLEXNET (технології гнучких мереж), досліді по удосконаленню захисту та управління мережею. Німеччина (EON) та Італія (ENEL) здійснюють моніторинг розподіленої генерації, поновлюваних джерел енергії, мікрогенеруючих установок, Smart Meters («інтелектуальної» системи обліку електроенергії). Бразилія (СТЕЕР) розробляє системи управління електричним навантаженням, переключеннями, "інтелектуальні" системи моніторингу електрообладнання і управління перетоками потужності[5].

Канада (BCTC) впроваджує високовольтні кабельні технології, FACTS, накопичення енергії, Smart - обладнання для моніторингу та дистанційного зондування мереж, створення підстанцій нового покоління[7].

В 2008 році був утворений центр координації системних операторів – Coreso (Coordination of Electricity System Operators) зі штаб-квартирою в Брюсселі. З початку 2009 року Coreso почав діяльність по централізації і координації при проведенні моніторингу режимів енергосистем Франції, Бельгії, Німеччини, Нідерландів і Люксембургу. Зокрема, на цьому етапі центр координації кожен день обраховував і надавав інформацію по поточному розподілу потужностей диспетчерському персоналу електроенергетичних систем цих країн [4].

В Єгипті здійснюється застосування інтелектуальної сітки за допомогою включення відновлюваних джерел енергії до традиційних для вирішення пікового попиту та скорочення викидів забруднення.

"Розумна сітка" починає застосовуватись як до замовника, так і до електричної мережевої інфраструктури, додаючи SMART - пристрої та заміна

звичайних лічильників на інші розумніші, які мають здатність до керування і обміну інформацією між постачальниками електричної енергії та замовниками[9,11].

В основу концепцій, які прийняті та реалізуються у енергетичній сфері розвинених країн, покладено узгоджену на національному рівні систему поглядів на роль і місце електроенергетики в суспільстві, сукупне бачення цілей її розвитку і підходів до їх досягнення, а також визначення необхідного технологічного базису для її реалізації. Центральне місце серед енергоефективних розробок займають "інтелектуальні" мережі, які представляють собою автоматизовані саморегульовані енергосистеми, засновані на передових інформаційних технологіях і спроможні зробити енергопостачання більш надійним, а споживання енергоресурсів – більш економічним, з максимальним обмеженням негативної дії на екологію.

Основою розвитку всього спектру технологій Smart Grid в США є вдосконалена вимірювальна інфраструктура (AMI – advanced metering infrastructure). Застосування AMI – основоположний крок у модернізації мережі [5].

Постачальник послуг (енергетична компанія) використовує існуючі, вдосконалені або нові системи, які збирають і аналізують дані від AMI для того, щоб допомогти оптимізувати роботу, економічну діяльність і роботу з клієнтами.

Моніторинг передбачає безперервний або дискретно-безперервний контроль технічного стану об'єктів, наявність стаціонарної системи контролю, особливо на шляху розвитку Smart Grid. Технічно моніторинг реалізується за допомогою стаціонарних засобів вимірювання, телемеханічних ліній і центру збору та аналізу інформації.

Всі засоби моніторингу вимагають систематичного контролю і технічного обслуговування. При відсутності телемеханічних ліній моніторинг стає трендом, але більш дорогим в порівнянні з ним [3].

Моніторинг можливий, при наявності у підприємства фахівців здатних виконувати аналіз результатів вимірювань. У більшості випадків, через

відсутність фахівців з аналізу результатів вимірювань, засобами моніторингу здійснюється тільки контроль граничних значень параметрів.

Загальна модель Smart Grid Architecture Model – SGAM показана на рис. 1.1.

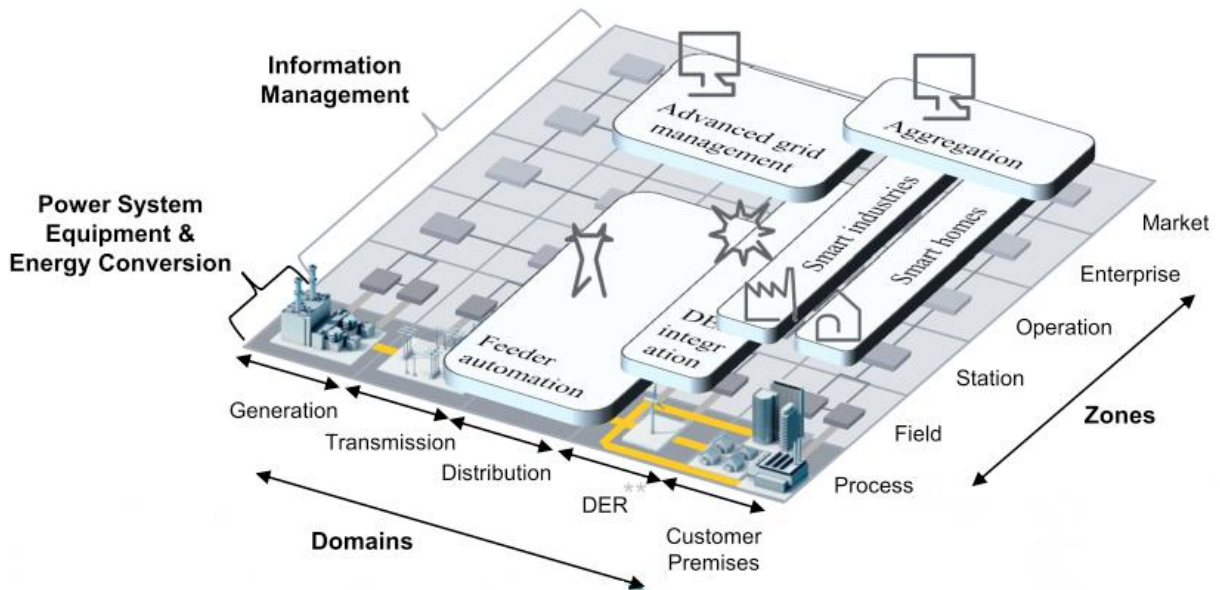


Рисунок 1.1 – Загальна модель Smart Grid Architecture Model – SGAM

Поява нових технологій була викликана потребою збільшення керованості електроенергетичних систем: недостатньою пропускною спроможністю міжсистемних і системоутворюючих ліній електропередачі, слабкою керованістю електричних мереж, недостатнім обсягом пристроїв регулювання напруги і реактивної потужності, неоптимальним розподілом потоків потужності по паралельних лініях електропередачі різного класу напруги тощо.

Інформація від інтелектуальних приладів вимірювання може передаватися за допомогою:

- загальнодоступного бездротового зв'язку, принцип роботи якого схожий з бездротовим інтернетом;
- радіозв'язку, з використанням спеціальних частот, більш надійних, ніж в разі загальнодоступного бездротового зв'язку;

- широкосмугових електричних ліній;
- електричних мереж до встановлених на обох кінцях ліній модемами, які дозволять обмінюватися інформацією між споживачами і генеруючими компаніями [5,7].

При цьому можливі два види систем: індикаторний і релейний.

Важлива роль у забезпеченні електропостачання народного господарства належить інтелектуальним мережам, причому значення їх буде неухильно і швидко зростати.

Системи моніторингу параметрів режимів функціонування та діагностування обладнання на рівні електроенергетичних об'єктів дозволяють своєчасно виявити загрози його пошкодження і запобігти виникненню аварійних ситуацій, які можуть розвинути у великі системні аварії. Завдяки цьому забезпечується можливість своєчасного виведення обладнання з роботи. Це надзвичайно важливо, якщо брати до уваги фізичну зношеність більшої частини основного обладнання об'єктів об'єднаної енергосистеми (ОЕС) України.

З існуючого рівня техніки відомі різні способи і системи, призначені для моніторингу стану електричних мереж і мереж зв'язку.

Одним з базових компонентів "Smart Grid" стають «інтелектуальні електронні прилади» (IED) і обладнання, наприклад, програмовані пристрої контролю якості електропостачання, побудовані на базі високопродуктивних мікропроцесорів, які мають достатню пам'ять, підтримку сучасних мережевих інтерфейсів і протоколів (BACnet, Modbus, LON, Ethernet).

Найбільш сучасні прилади мають вбудовані вебсервери, кольорові touch-дисплеї, функції вільнопрограмованого логічного контролера з різними типами входів і виходів і підтримують роботу в різних мережах без необхідності використання додаткового обладнання і програмного забезпечення. Для контролю та диспетчеризації стану електричних мереж і енергооб'єктів в даний час застосовується два підходи :

- безперервна передача даних про стан електричної мережі і енергооб'єкта з заданим періодом оновлення, при цьому дані містять значення

вимірюваного параметра і містять або не містять позначку часу;

– формування подій при виявленні зміни стану електричної мережі і енергооб'єкта (вихід вимірюваного значення за заданий поріг, зміна поточного вимірюваного значення щодо попереднього на задану величину тощо), при цьому події містять значення вимірюваного параметра і позначку часу події.

Перший підхід при малому (щодо часу зміни вимірюваного технологічного параметру) періоді поновлення дозволяє отримати високий рівень деталізації вимірювальних параметрів, але містить велику надлишковість в стаціонарному режимі (передаються дані, що не містять нової корисної інформації).

Крім того, обсяг даних вимагає наявності каналу зв'язку з енергооб'єктом з досить високою пропускнуною спроможністю. Крайнім випадком першого підходу є безперервне осцилографування форми вхідного сигналу вимірюваного параметра.

При відносно великому ж періоді поновлення забезпечується низький ступінь деталізації вимірюваних параметрів, аж до пропуску швидкоплинних процесів.

Другий підхід забезпечує виявлення змін стану електричних мереж і енергооб'єктів при зменшенні, в порівнянні з першим підходом, обсягу даних з енергооб'єкта.

До основних способів розвитку передачі електроенергії на сьогодні відносяться: системи моніторингу і діагностики (WAMS), уніфіковані системи управління енергопотоками (UPFC), гнучкі технології передачі на змінному струмі (FACTS), ЛЕП постійного струму (HVDC), надпровідні матеріали.

У свою чергу розподільна мережа стає активним елементом інтелектуальної системи: вона стає спостережуваною, керованою, а споживачі проявляють пристосованість до режимних та ринкових умов функціонування інтелектуальної енергосистеми з метою підвищення економічної ефективності енергоспоживання [4].

Невисока степінь моніторингу призводить до необхідності планових ремонтів обладнання, а не ремонтів по фактичному стану, що веде до

нераціональних витрат. У разі пошкодження лінії необхідно точно визначити місце пошкодження для передачі інформації лінійним бригадам. Впровадження "інтелектуальних" технологій веде до оптимального використання резерву обладнання за рахунок можливості визначення поточних умов його роботи (перегрів, перевантаження, рівень заряду батареї, продуктивність) і оцінки можливостей дозавантаження.

1.2 Методи інтелектуального управління в інтелектуальній енергетичній системі

Основні методи інтелектуального управління в інтелектуальній енергетичній системі (ІЕС):

- МАСУ - координація систем управління з використанням системи моніторингу перехідних режимів і пристроїв FACTS, самовідновлення районних ЄЕС, управління попитом на місцевих торгових майданчиках;
- штучні нейронні мережі (ШНМ) і нейромережеві системи управління, асоціативний пошук для ідентифікації та управління, експертні системи - раннє виявлення і локалізація передаварійних режимів, віртуальне моделювання і зниження порядку моделей, порадики оператора, тренажери;
- метод пристосованості векторного управління гнучкими системами змінного струму - первинне і вторинне автоматичне керування напругою і реактивною потужністю, дооптимізації режимів по реактивній потужності в межах графіка навантаження, встановленого мережевою організацією;
- пристосовані моделюючі платформи реального часу - моделювання та оптимізація режимів по реактивній потужності, моніторинг топології мереж і адаптація моделей, пілотні проекти для відпрацювання систем управління і моніторингу.
- метод проектування, створення і підтримання в працездатному стані великомасштабних систем передачі інформації в ІЕС - системний аналіз, верифікація (комплексна перевірка правильності і якості виконання всіх етапів на

відповідність технічній документації) та валідація (комплексна перевірка фізичної функціональності) системи, моделювання та моніторинг параметрів інформаційної мережі для своєчасного визначення проблемних ділянок в інформаційній структурі ІЕС.

- метод адаптивного автоматичного керування для ВДЕ, в тому числі вітрових, сонячних, а також в перспективі космічних сонячних електростанцій.

- методи створення сучасних людиномашинних інтерфейсів на основі застосування персональних мобільних інтелектуальних пристроїв вводу / виводу інформації для забезпечення гнучкого управління в розподіленій структурі "ресурс - користувач".

До складу блоків моніторингу і прогнозування нормальних, передаварійних і післяаварійних режимів ЄЕС для управління входять наступні способи:

- оцінки стану (ОС) системи; – прогнозування параметрів майбутнього режиму, так як ОС дає тільки поточну оцінку режиму з деяким запізненням, але для задач моніторингу та управління ІЕС потрібна якась випереджальна ОС системи;

- оцінки слабких місць в системі в майбутньому режимі;

- оцінки пропускних можливостей зв'язків в майбутньому режимі - необхідна для ефективного використання запасів при оперативному та автоматичному управлінні за рахунок відповідних керуючих впливів;

- візуалізації майбутнього режиму;

- визначення показників і критеріїв переходу з нормального в передаварійний режим і назад, а також з післяаварійного режиму в нормальний.

Для моніторингу та діагностики повітряних ліній електропередачі (ПЛ) використовуються наступні технології:

- повітряне лазерне сканування, яке дистанційно дозволяє отримати просторово-геометричну інформацію про реальні габарити ПЛ з урахуванням рельєфу місцевості, рослинності і спорудах розташованих по трасі ПЛ;

- наземне лазерне сканування, що дозволяє дистанційно отримати

найбільш повну просторово-геометричну інформацію на окремо взятій ділянці ПЛ (прогону ПЛ);

- моніторинг температури нагріву проводів ПЛ за допомогою встановлених на проводах ПЛ датчиків температури з подальшою обробкою інформації та отриманням габариту ПЛ в місці установки датчика;

- моніторинг струмового навантаження, швидкості вітру, температури, габариту ПЛ в точці установки, передача інформації з фіксацією координат (GPS) - за допомогою багатфункціональних пристроїв "Розумна сфера" встановлених на проводах ПЛ;

- моніторинг ситуації з ожеледдю на ПЛ за допомогою "Автоматизованої інформаційної системи контролю навантаження ожеледдю " дозволяє мати інформацію про температуру навколишнього повітря, напрямку і швидкості вітру, вологості і товщиною стінки ожеледі на проводах і грозозахисних тросах і передавати інформацію на диспетчерські пункти;

- моніторинг грозової активності уздовж траси ПЛ за допомогою багатопунктових систем грозопеленгації;

- обстеження ПЛ, що виконується шляхом обходу траси ПЛ і складається з обстеження опор, їх фундаментів та ізоляційних конструкцій (гірлянд ізоляторів, ізоляційних розпірок тощо).

Широке впровадження систем FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems - гнучкі (керовані) системи електропередачі змінного струму) спільно з новими засобами телемеханіки, моніторингу та управління дозволяє забезпечити формування системи передачі електроенергії з новою якістю. Вдосконалені методи контролю або управління (далі - АСМ - Advanced Control Methods) розвивають одну з ключових технологічних областей концепції Smart Grid, забезпечуючи можливість побудови безпечної, надійної і не шкідливої до навколишнього середовища сучасної енергетичної системи [5].

Технології АСМ представляють собою різні пристрої і алгоритми, які будуть аналізувати, діагностувати і прогнозувати умови експлуатація сучасної енергосистеми, а також визначати і робити відповідні дії з метою усунення,

зменшення негативного впливу та запобігання збоїв в роботі системи і перебоїв в якості продукції, що поставляється потужності. АСМ здійснюватимуть моніторинг за основними компонентами (зчитування і вимір), вчасно реагувати на те, що відбувається (інтегровані комунікації; вдосконалені компоненти), забезпечувати оперативну діагностику (вдосконалені інтерфейси і підтримка прийняття рішень). Найбільш ефективним методом автоматизації на даний момент є застосування SCADA- систем (Supervisory Control and Data Acquisition – Диспетчерське управління і збір даних) [12]. Термін "SCADAсистема" використовується для позначення програмно-апаратного комплексу збору даних (телемеханічного комплексу).

1.3 Застосування технології Smart Grid в системах моніторингу в енергетиці

Перехід на роботу за принципом технології Smart Grid, заснованої на вдосконаленій мережевий аналітиці та використанні сучасних автоматизованих систем управління приладів збору і обробки інформації (SCADA), а також можливість віддаленого моніторингу та контролю над обладнанням дозволить енергокомпаніям продовжити термін експлуатації обладнання, знизити витрати на модернізацію мережі і запобігти мережеві збої [3]. SCADA-системи призначені для здійснення моніторингу та диспетчерського контролю великого числа видалених об'єктів або одного територіально розподіленого об'єкта[5].

З метою створення технологічного базису електроенергетики за принципами розвитку Smart Grid були сформовані п'ять технологічних областей, що забезпечують найкращий розвиток:

- вимірювальні прилади і пристрої, що включають, в першу чергу, smart лічильники і smart датчики;
- вдосконалені методи управління: розподілені інтелектуальні системи управління і аналітичні інструменти для підтримки комунікацій на рівні об'єктів енергосистеми, що працюють в режимі реального часу і дозволяють реалізувати

нові алгоритми і методики управління енергосистемою, включаючи управління її активними елементами;

- вдосконалені технології і компоненти електричної мережі: гнучкі передачі змінного струму FACTS, системи постійного струму, надпровідні кабелі, напівпровідникова, силова електроніка, накопичувачі та ін.;

- інтегровані інтерфейси і методи підтримки прийняття рішень, управління попитом, розподілена система моніторингу і контролю (DMCS), розподілена система поточного контролю за генерацією (DGMS), автоматична система вимірювання процесів, що протікають (AMOS) тощо, а також нові методи планування і проектування як розвитку, так і функціонування енергосистеми і її елементів;

- інтегровані комунікації, які дозволяють елементам перших чотирьох груп забезпечувати взаємозв'язок і взаємодію один з одним, що і являє, по суті, Smart Grid як технологічну систему.

Концепція побудови автоматизованої системи на шляху до розвитку Smart Grid базується на використанні стільникового зв'язку стандарту GSM для передачі інформації між пристроями нижнього рівня й диспетчерськими станціями енергосистеми.

При цьому автоматично забезпечується наскрізна адресація всіх вузлів мережі за рахунок присвоєння абонентських номерів стільниковому зв'язку. Це дає можливість доступу до первинної інформації на будь-якому рівні ієрархії системи керування, а також можливість дублювання каналів приймання інформації [7].

Система моніторингу втрат електричної енергії (СМПЕЕ) - це система технічного, інформаційного, методичного, програмного та організаційного забезпечення призначеного для оперативного розрахунку і аналізу технологічної складової втрат електричної енергії, являє собою програмно-обчислювальних комплексів (ПОК), що дозволяє проводити моніторинг втрат електричної енергії і виявляти "осередки" наднормативних втрат електричної енергії. ПОК проводить збір і обробку великого обсягу інформації про режими роботи

електричної мережі, встановлене електрообладнання, схеми електропостачання, дозволяє вирішити проблему за рахунок організації автоматичного введення інформації від систем обліку електричної енергії, систем телемеханіки і телевимірювань [1].

Для технічного забезпечення передачі інформації використовуються GSM-модеми стільникового зв'язку, що вбудовані в блоки БВ і блоки БД. Враховуючи, що GSM-модеми, мають більшу чутливість прийому, ніж мобільні телефони, і виносну антену, то дальність зв'язку в даному випадку виявляється більшою.

Одним з способів організації моніторингу електричної мережі є автоматична система контролю і обліку електроенергії (АСКОЕ) — це інструмент, що дозволяє споживачеві отримати розгорнуту картину енергоспоживання і домогтися раціональної витрати електроенергії, з врахуванням всіх індивідуальних особливостей споживача. Важливою складовою АСКОЕ є можливість аналізу споживання (передачі) енергії і потужності. Регулярний аналіз режимів споживання за періоди часу дозволяє виявити прорахунки в організації постачання електроенергії.

Інтелектуальна енергетична система повинна включати в себе можливість використання альтернативних поновлюваних джерел енергії, підтримувати належний рівень стійкості режиму електропостачання з можливістю оперативного управління конфігурацією електричної мережі, виконувати комплексний автоматизований контроль рівня енергоспоживання, енергоефективності і енерговитрат, здійснювати структурування споживачів під можливість ситуаційного управління навантаженням в умовах взаємодії центрів управління, включати в неї так звані розподілені енергетичні ресурси [7].

Зараз в більшості випадків для оцінки параметрів електричних мереж використовується так звана модель статичного визначення пропускної здатності ліній (SLR). Для сучасних мереж електропостачання моніторинг здійснюється на основі динамічного визначення (DLR). Моніторинг мереж електропостачання дозволяє оцінити пропускну здатність мережі, а також в залежності від зміни параметрів визначати максимальні навантаження.

РОЗДІЛ 2

ОСНОВИ МОНІТОРИНГУ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЦІ

2.1 Основні поняття системи моніторингу

Останнім часом поняття "моніторинг" застосовується дуже широко. Більш вузькі поняття "моніторинг в енергетиці" чи "моніторинг в електроенергетиці" зовсім нові і тому заслуговують на увагу.

В українськомовній літературі ще півстоліття тому поняття "моніторинг" взагалі не вживалося. За кордоном це поняття в середині минулого століття спочатку з'явилося тільки по відношенню до довкілля. Саме в такому сенсі воно вперше з'явилося і у російському енциклопедичному словнику, де моніторинг також визначено як "комплексну систему спостереження за станом оточуючого середовища (атмосфери, гідросфери, ґрунтово-рослинного покриву тощо) з метою його контролю, прогнозу та охорони"[10].

У зв'язку із все більш широкою і комплексною інформатизацією діяльності людства виникла потреба введення такого узагальненого поняття і для інших сфер діяльності, в тому числі для окремих галузей матеріального виробництва. Виникла така потреба і в енергетиці. У словнику сучасної української мови наведено уже більш загальне визначення: "моніторинг – безперервне стеження за яким-небудь процесом з метою виявлення його відповідності бажаному результату, а також прогнозування та запобігання критичним ситуаціям", тобто моніторинг уже належить не тільки до оточуючого середовища, а й до будь-якого стану чи процесу. В тлумачному словнику з інформатики визначення майже таке саме: "моніторинг – спеціально організоване систематичне спостереження за

станом об'єктів, явищ, процесів з метою їхньої оцінки контролю та прогнозу". Але й до цього часу це поняття остаточно та однозначно не визначено [12].

У магістерській роботі приймаємо наступне, дещо більш розширене по відношенню до існуючого, поняття моніторингу: моніторинг в енергетиці – спеціально організоване систематичне автоматичне спостереження за технологічними процесами в енергетиці з оцінкою або без оцінки їхнього стану.

Розвиток поняття «моніторинг» наочно показано на рис.2. 1.

Перш за все, слід відзначити, що принципова відмінність цього визначення від наведених попередніх полягає у тому, що моніторинг вже розглядається і як спостереження, так і спостереження та оцінка стану. При цьому під оцінкою стану вважається не тільки поточна оцінка, а і ретроспективний аналіз та прогнозування стану[16].

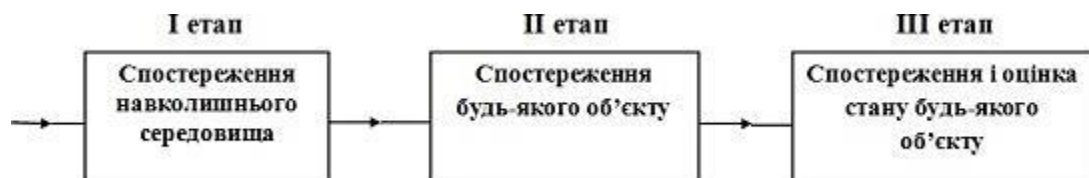


Рисунок 2.1 – Розвиток поняття «моніторинг»

Друга відмінність полягає у тому, що моніторинг в енергетиці розуміється автоматичним, якщо не оговорено інше.

Крім того, у цьому визначенні моніторингу мається на увазі те, що будь-який технологічний процес – це не тільки власне процес, а і, по-перше, все те різноманітне обладнання, за допомогою якого він реалізується (системи, машини, апарати, установки та інше), по-друге, функціональні матеріали (провідникові, магнітні, ізоляційні, оптичні, конструкційні та ін.), які використовуються для забезпечення технологічного процесу і, по-третє, зовнішнє середовище (погода, електромагнітне поле, радіація та інші явища), що помітно впливає на технологічний процес. Усі ці складові основного технологічного процесу підлягають моніторингу [12].

Крім основного технологічного ланцюга – генерація електроенергії, її перетворення, передача, розподіл, споживання – існують допоміжні технологічні процеси, що забезпечують основний процес і, таким чином, впливають на нього. Це, наприклад, так звані власні потреби (підтримання або зміна тиску, температури або густини різних речовин, забезпечення живлення енергією, резервне живлення тощо) та інші технічні засоби забезпечення виробництва. Всі ці допоміжні процеси та обладнання, що використовуються для їхнього здійснення, також можуть бути об'єктами моніторингу в енергетиці [9].

Проте зрозуміло, що при такому визначенні організаційна, управлінська, фінансово-економічна діяльність у галузі енергетики не є предметом моніторингу, оскільки безпосередньо не належить до технологічного процесу [13].

Результатом моніторингу є інформація у вигляді показань, даних, суджень, графіків тощо, яка відображає як результати спостереження поточного стану, так і одержану оцінку технічного та технологічного стану енергетики в різноманітних умовах експлуатації, що дуже важливо при технологічних порушеннях та аваріях [13].

З урахуванням зазначеного, моніторинг в енергетиці можна визначити також і як моніторинг всього того, що визначає технологічні процеси в енергетиці (власне процеси, обладнання, середовища, явища та ін.) [13].

Поняття моніторингу в електроенергетиці принципово не відрізняється від наведеного вище поняття для енергетики взагалі. Проте, є і певні досить суттєві відмінності, які починаються з відмінностей процесів, обладнання, середовищ, явищ в електроенергетиці та властивостей, які їх характеризують, що і дає підстави вирізняти моніторинг в електроенергетиці. До цих відмінностей належать, перш за все, своєрідність і різноманітність фізичних явищ, покладених в основу електроенергетики, необхідність забезпечення безперервності основного технологічного процесу та постійного балансу між генеруванням і споживанням електричної енергії, велика швидкість протікання (зміни в часі)

основних технологічних процесів, глобальний (у просторовому вимірі) характер технологічних процесів, надзвичайно важкі наслідки порушень нормальних режимів роботи та ін. До цього слід додати надзвичайно широке, практично повсюдне використання електроенергії у виробництві та побуті, що вимагає забезпечення надійного, безвідмовного живлення. Все це ставить різноманітні, складні і відповідальні вимоги до моніторингу в електроенергетиці і визначає основні завдання моніторингу та принципи, які повинні бути покладені в його основу [13].

Що стосується основних завдань моніторингу в електроенергетиці, то їх можна визначити наступним чином:

- негайне, в режимі on-line, забезпечення інформацією в необхідному, інколи досить малому реальному часі автоматичного керування (автоматичного регулювання, автоматики, релейного захисту, стеження та ін.);
- негайне, в режимі on-line, забезпечення інформацією автоматизованого та ручного оперативного-диспетчерського керування;
- накопичення даних, створення баз даних, баз знань, архівів;
- проведення ретроспективного (тенденції, напрями, оцінки розвитку), поточного (спостереження, контроль, діагностика, розпізнавання образів) та перспективного (прогноз, планування) аналізу ситуацій та оцінка стану об'єктів моніторингу;
- організація передачі та обміну моніторинговою інформацією між об'єктами та суб'єктами, що мають відношення до технологічних процесів в електроенергетиці.

Враховуючи викладене вище, проведемо класифікацію моніторингу в електроенергетиці за функціональною ознакою (рис.2.2). З цією метою введемо визначення класифікаційних ознак моніторингу: типу моніторингу, процедури моніторингу, операції моніторингу та системи моніторингу.

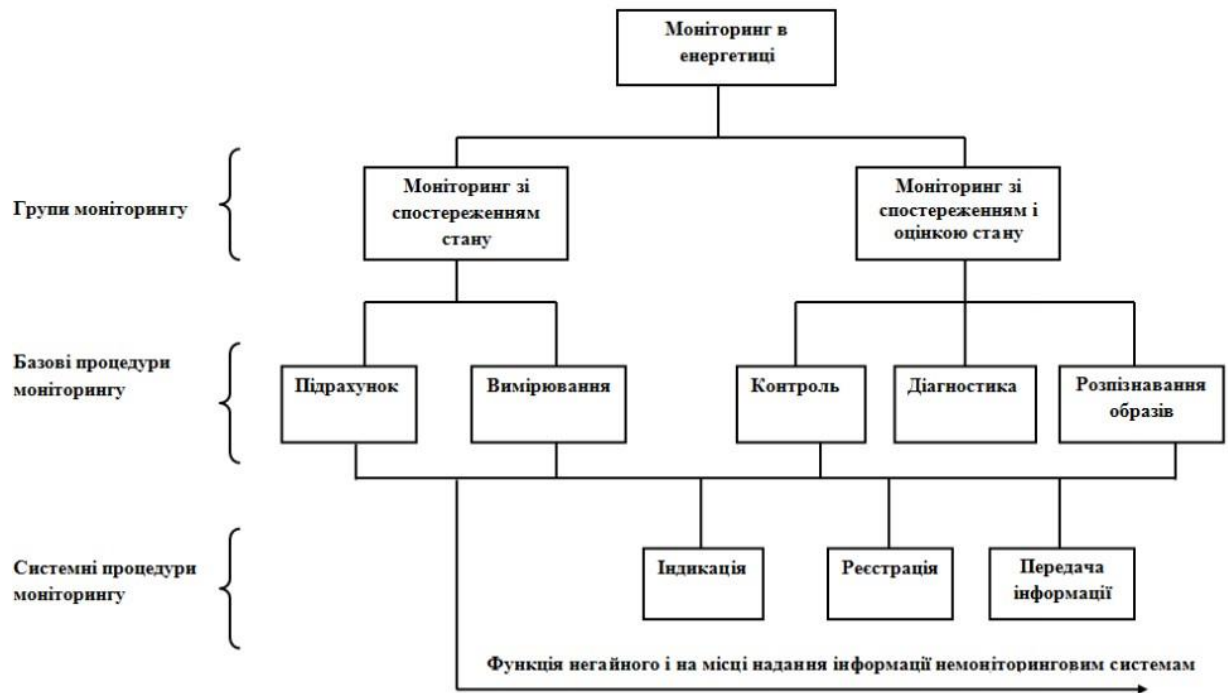


Рисунок 2.2 – Класифікація моніторингу

Типи моніторингу визначаються тим, який характер загальної кінцевої мети моніторингу.

Процедура моніторингу – закінчене перетворення інформації, яка дозволяє досягти поставленої мети моніторингу та одержати кінцевий інформаційний продукт [15].

Операція моніторингу – проміжне, локальне перетворення інформації, що дозволяє досягти певної проміжної мети, але не дає кінцевого інформаційного продукту. Це часто такі перетворення як первинне вимірювальне перетворення, масштабування, порівняння, АЦП та ЦАП та багато інших. Відзначимо, що ми виходимо з того, що інформаційні процедури є упорядкованим і цілеспрямованим комплексом кількох інформаційних операцій. Рідко процедура моніторингу складається з однієї операції і тільки в цьому випадку ця операція може бути одночасно і процедурою моніторингу. Назва процедури моніторингу, як правило, визначається назвою кінцевої інформаційної операції [15].

Система моніторингу – технічний засіб, за допомогою якого здійснюється

процедура моніторингу. Засіб здійснення операції будемо називати підсистемою моніторингу [15].

Хоча поняття "процедура" і "операція" тісно взаємопов'язані з поняттями "система процедури моніторингу" та "система операції моніторингу", але між ними є принципова відмінність. Вона полягає у тому, що перша означає дію, виконання, а друга – засіб реалізації процедури або операції [15].

Очевидно, що поняття "процедура", "операція" більш узагальнені поняття також по відношенню до понять "система моніторингу", "система операції", в тому сенсі, що і процедуру, і операцію можна реалізувати з однаковим успіхом за допомогою багатьох різних систем [15].

Матеріальна реалізація моніторингу здійснюється за допомогою інформаційних систем так, як спрощено показано на рис. 1.3.

Моніторинг в електроенергетиці базується на декількох відомих широко вживаних, причому не тільки для моніторингу, інформаційних процедурах, які будемо іменувати при використанні їх у моніторингу базовими процедурами моніторингу. Базова – це така процедура, за допомогою якої отримуємо кількісну або якісну інформацію про властивості об'єкта моніторингу та його стан [16].

Інформація при моніторингу першого типу здійснюється, по-перше, за допомогою давно відомої процедури лічби. Вона настільки звична і проста, що практично непомітна. Проте вона важлива і широко вживана в енергетиці для підрахунку кількості різноманітних об'єктів, ознак, подій, випадків та ін. Особливо важливою вона стала при поширенні статистичної обробки інформації про різноманітні стани, події. Відзначимо, що в електроенергетиці процедура підрахунку широко використовується при практичному вирішенні проблем моніторингу [17].

Матеріальна реалізація моніторингу здійснюється за допомогою інформаційних систем так, як спрощено показано на рис. 2.3.

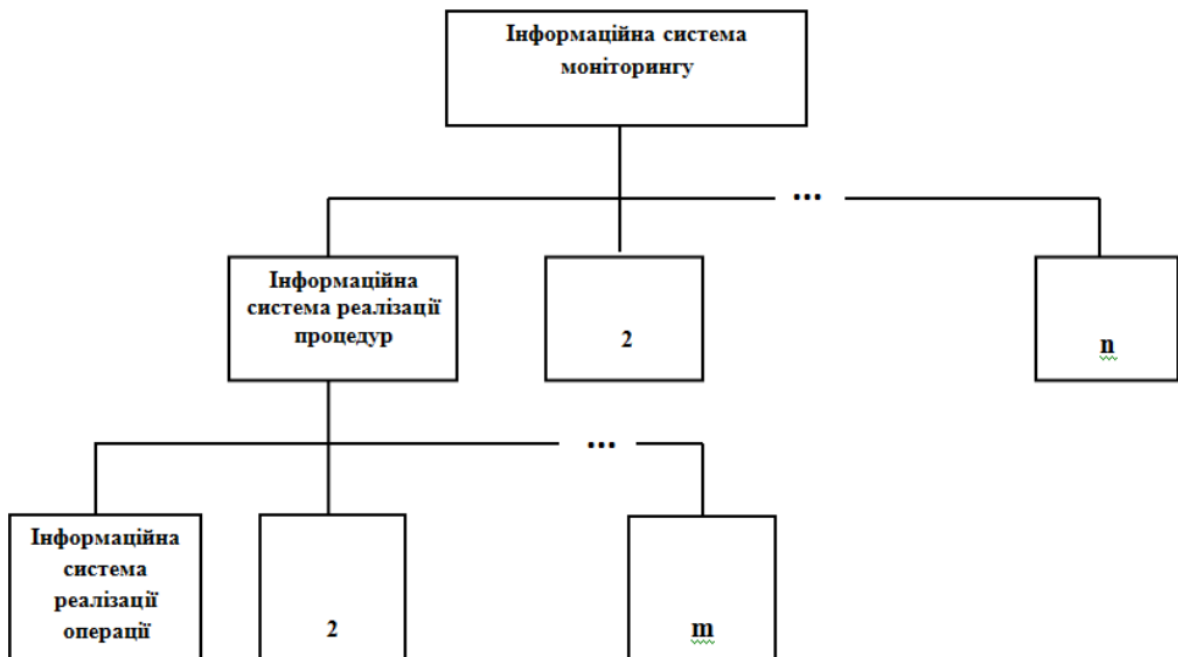


Рисунок 2.3 – Інформаційна система

Другою фундаментальною, надзвичайно важливою, давно відомою і дуже широко вживаною процедурою, що входить до першого типу моніторингу, є вимірювання [25].

Суттєва особливість двох процедур першого типу моніторингу – підрахунку та вимірювання – полягає у тому, що тільки за допомогою двох процедур одержується кількісна первинна інформація про довкілля, в нашому випадку – про технологічні процеси в електроенергетиці. Інші процедури моніторингу тільки використовують кількісну інформацію, отриману при виконанні цих двох процедур [25].

Другий тип моніторингу – спостереження з оцінкою стану – включає три базові процедури: контроль, діагностику і розпізнавання образів. Відзначимо, що на відміну від процедур першого типу вони дають не кількісну, а якісну інформацію, і це також принципова відмінність виділених двох типів моніторингу [25].

Давно і добре відома процедура контролю використовується широко. Вона споріднена з вимірюванням, але її перевагою є простота у порівнянні з вимірюванням. Можна вважати, що в основу контролю покладено елементарне

вимірювання – поділ шкали вимірювання на два значення. Вважається, що при виборі одного з двох значень одержується тільки якісна інформація, однак такий вибір можна розглядати і як зазначене вище елементарне вимірювання з простою двохзначною шкалою, яка дозволяє одержати один біт інформації [25].

Діагностика як окрема процедура виникла порівняно недавно і набирає все більш важливого значення та більш широкого розповсюдження. Цій процедурі, що інтенсивно розвивається, приділяється значна увага як в електроенергетиці, так і в інших галузях виробництва [26].

Розпізнавання образів – найбільш нова процедура з тих, що використовуються при моніторингу. Сьогодні цій процедурі в електроенергетиці також приділяється значна увага [26].

До процедур моніторингу не включена така важлива і дуже розповсюджена в енергетиці інформаційна процедура, як комерційний облік енергії. Це визначається її економічним, а не технологічним призначенням. Що ж стосується технологічного обліку енергії, то він успішно виконується за допомогою зазначених базових систем моніторингу, насамперед, систем реєстрації та розрахунку енергії на основі даних вимірювання технологічних параметрів процесу [26].

Вище названо базові процедури моніторингу. Але при виконанні кожної з них, тобто при одержанні інформаційного результату, виникає питання подальшого використання одержаної інформації. В залежності від потреб і мети споживача одержаної моніторингової інформації, під яким розуміється технічна система або людина, можливі чотири типи поведінки і рішення [27].

1. Моніторингова інформація повинна бути надана немоніторинговим інформаційним системам негайно і на місці її одержання, тобто на об'єкті моніторингу, для виконання певних дій на цьому об'єкті. Очевидно, що мова йде про ті дії в електроенергетиці, які необхідно виконати за найкоротший час, бажано миттєво. Це, перш за все, системи автоматичного регулювання, релейного захисту, автоматики. Цю функцію надання інформації немоніторинговим системам негайно і на місці її одержання (на об'єкті

моніторингу) будемо іменувати коротко – "надання інформації". Звернемо увагу, що це – функція системи моніторингу, а не процедура чи операція. Надання інформації немоніторинговим системам при цьому проводиться безпосередньо, без суттєвих інформаційних перетворень [27].

2. Моніторингова інформація надається для її використання виконавцю (оператору, диспетчеру, черговому, керівникові тощо). Вона потрібна для здійснення певних дій, заходів або просто для збільшення поінформованості, збагачення знань та ін. У цьому випадку моніторингова інформація повинна бути відображена у такому вигляді, щоб вона легко сприймалася органами почуттів людини, причому в максимально зручній і зрозумілій формі. Таке відображення, як відомо, іменується індикацією. При цьому йдеться про індикацію, яка потрібна негайно і на місці її одержання, тобто індикацію на об'єкті моніторингу [27].

3. Відкладене у часі використання моніторингової інформації на місці одержання або в іншому місці. Для відкладення, тобто переносу інформації у часі, як відомо, використовують операцію, яку можна називати зупинкою інформації в часі, а зазвичай вона іменується записом або реєстрацією. Далі виконується операція збереження інформації, причому завжди необхідно передбачати постійну можливість доступу до інформації, що зберігається. Ці дві операції – реєстрація та зберігання, що виконуються послідовно, створюють основи процедури переносу інформації у часі, яку зазвичай називають реєстрацією – за назвою досить складної операції реєстрації. При незначному часі відкладення інформації використовують операцію, яка зветься затримкою інформації. Зазначеним операціям та реєстрації в електроенергетиці приділяється велика увага [27].

4. Моніторингова інформація необхідна не у місці одержання, а в іншому (віддаленому) місці для негайного або відкладеного використання. Для цього існує добре відома функція передачі інформації (зв'язок) [27].

Надання моніторингової інформації про рішення типу "так-ні", наприклад, при контролі, діагностиці, яке виконується у формі сигналів, доступних для

сприймання людиною (світлових, кольорових звукових тощо), інколи виділяють в окрему процедуру моніторингу – процедуру сигналізації. Нами таке відображення інформації включається в процедуру індикації [27].

Тепер розглянемо реалізацію цих функцій у сучасній електроенергетиці.

Всі зазначені моніторингові інформаційні функції та перетворення – негайне надання інформації, індикація, реєстрація і передача інформації – спочатку виконувалися таким чином, що кожна з них була заключною операцією кожної окремо взятої базової процедури моніторингу. Кожне вимірювання, наприклад, закінчувалось індикацією шляхом показу значення стрілкою на шкалі приладу або іншим чином. При реєстрації самописець або шлейфовий осцилограф підключався до кожного вимірювального приладу окремо, також окремо з кожного приладу інформація передавалася навідстань. Але з часом такий підхід став недоцільним – більш раціональним стало застосування індикації, зв'язку, реєстрації інтегрально для всіх базових моніторингових процедур, що використовуються на об'єкті. Це загальний шлях розвитку всієї інформатизації, який визначався ускладненням об'єктів інформатизації та зростанням обсягу інформації, суттєвим збільшенням кількості систем інформатизації та їхнім ускладненням. Проте це особливо важливо для моніторингу, оскільки моніторинг завжди є комплексним, а значить складним вивченням та оцінкою об'єкту моніторингу [27].

Крім того, переходу на зазначений новий шлях інформатизації взагалі та моніторингу зокрема сприяв бурхливий розвиток інформаційних технологій та засобів інформатизації. Свого часу цьому сприяв загальний перехід на електричні засоби реалізації як базових процедур моніторингу, так і зазначених функцій подальшого використання їхніх результатів. В останні десятиліття важливе значення мали успіхи в галузі електроніки, особливо цифровий спосіб представлення інформації. Цьому процесу сприяє також перехід на цифрові первинні датчики інформації, які обслуговують всі системи, що потребують первинної інформації [28].

Матеріальна реалізація моніторингу здійснюється, як уже визначалось, за

допомогою інформаційних систем. В представленій на рис.1.3 спрощеній структурі реалізації моніторингу за допомогою інформаційних систем на верхньому рівні структури знаходиться загальна, тобто вся система моніторингу. Вона, як правило, складається з систем реалізації окремих процедур моніторингу з числа зазначених вище. Кількість можливих систем, що реалізують процедури моніторингу, багатократно перевищує кількість процедур моніторингу. На нижньому рівні знаходяться системи реалізації окремих операцій, що використовуються у кожній процедурі. Якщо загальний перелік можливих процедур обмежений, то число операцій значне, а кожна операція може бути реалізована за допомогою різних систем. Тому перелічити системи реалізації операцій практично неможливо [28].

Звичайно, інформаційні процедури, які названі тут базовими процедурами моніторингу, широко використовуються не тільки для моніторингу. Вони поодиноко або групами використовуються на виробництві, у науковій роботі, в інших сферах діяльності. Моніторинговими вони стають тоді, коли у відповідності до визначення моніторингу використовуються для спеціально організованого постійного спостереження чи спостереження і оцінки стану[28].

Так само операції ідентифікації, реєстрації та передачі інформації застосовуються також дуже широко і не тільки для моніторингу. Системними процедурами моніторингу вони стають, коли використовуються в єдиній складній системі моніторингу об'єкту за принципом "всі для всіх", тобто коли всі вони обслуговують всі базові процедури моніторингу. Зрозуміло, що моніторинговими вони є тільки у тому випадку, коли пов'язані з базовими системами моніторингу[28].

З урахуванням проведеного аналізу на рис. 1.2 показано, що існують всебічні, інтегральні взаємозв'язки усіх п'яти базових процедур моніторингу з трьома системними процедурами моніторингу. Втілення викладеного принципу інтегральної організації моніторингу означає створення єдиного інформаційного поля на окремих об'єктах моніторингу в електроенергетиці (локальна мережа) та єдиного інформаційного простору в об'єднаних чи єдиних енергосистемах

країни чи декількох країн (глобальний моніторинг).

Повернемося до понять "моніторинг" та "моніторинг в електроенергетиці". Оскільки ці поняття нові, виникають природні запитання: чому останнім часом вони з'явилися і стали широко розповсюджуватися, чому моніторинг в електроенергетиці охоплює саме ті відомі інформаційні процедури, що зазначені вище, а не інші, які підстави давати наведене вище визначення поняття моніторингу?

Перша загальна відповідь – це, як завжди, практичні потреби людства. В нашому випадку це потреба мати не просто оцінку окремого параметру або окремого об'єкту, а всебічне, комплексне, інколи навіть глобальне спостереження і, головне, оцінку стану складних за своєю сутністю електроенергетичних об'єктів з метою забезпечення їхньої ефективної і надійної роботи. Особливо це стосується об'єктів, що загрожують нормальному існуванню людей і навіть людства (АЕС, крупні міждержавні енергосистеми та ін.) [28].

Якщо ж говорити більш конкретно, то перш за все, розглядається автоматичний моніторинг за допомогою технічних засобів. По друге, звернемо увагу на ту важливу обставину, що спостереження, пасивне споглядання за об'єктом без оцінки його стану не має сенсу. Кінцевою метою завжди є оцінка стану об'єкта.

Довгий час кінцева мета – оцінка стану досягалася у два етапи і часто вони були розділені у часі і виконувалися різними людьми, пізніше – різними технічними засобами. Рознесення у часі, розподіл між різними виконавцями або пристроями операцій спостереження і оцінки стану призвели до того, що проміжна інформаційна операція спостереження розглядалася спочатку як самостійна операція і називалася моніторингом. Але людиною інформація сприймається, обробляється і оцінюється дуже повільно. Швидкоплинні процеси, наприклад, характерні для електроенергетики, у більшості випадків взагалі не сприймаються людиною.

Крім того, і при повільних процесах ручну працю спостереження і оцінки прагнуть замінити автоматичними технічними засобами [29].

Сьогодні спостереження і оцінка стану людиною є скоріше виключенням. Кінцева мета – оцінка стану, як правило, досягається автоматично за допомогою технічних інформаційних засобів і, що важливо для нашого розгляду, при сучасному рівні інформаційної техніки всі перетворення інформації, необхідні для моніторингу, виконуються за допомогою одного або декількох взаємопоєднаних технічних засобів. При цьому навіть неможливо виділити спостереження як самостійну дію. Тому, виходячи з усього викладеного, моніторинг як з точки зору мети, так і з точки зору технічного виконання доцільно розглядати не тільки як спостереження, а й як спостереження і оцінку стану об'єкта моніторингу одночасно. Тільки за таких умов досягається поставлена мета [29].

Проте слід зазначити, що моніторинг має також досить глибоку принципову єдність. Вона визначається, перш за все, тим, що всі інформаційні процедури моніторингу як базові, так і системні ґрунтуються на інформаційних перетвореннях, що не призводять до зміни роду перетворюваної величини чи властивості. Тому для опису таких перетворень інформації достатньо, в основному, аналізу синтаксичної сторони інформації (ентропія, кількість інформації, похибки, невизначеність інформації та ін.). Процедури, що не належать до моніторингу (релейний захист, автоматика, автоматичне керування та ін.), передбачають зміну роду величини при виробленні керуючих дій, тобто необхідна оцінка семантичної сторони інформації. Очевидно також, що моніторингові процедури відрізняються тим, що в них не виконуються керуючі дії [29].

Отже, моніторинг має достатньо глибоку принципову основу, загальну технічну та технологічну базу і визначається прагматичними потребами людства. Є також проста і очевидна перевага – зручність: одним поняттям "моніторинг" можна записати або сказати те, що без нього доводиться передавати переліком названих вище процедур моніторингу.

Зауважимо також, що представлена на рис. 2.2 схема моніторингу названа сучасною. Її можна навіть назвати перспективною, оскільки деякі принципи, підходи сьогодні ще мало реалізовані. Це, наприклад, одержання первинної інформації з єдиного джерела. Наразі широко використовуються поряд різні електромагнітні трансформатори струму з класом точності 0,01, 0,05, 0,1, 0,2, 0,5, 5,0, 10,0 з різними діапазонами вимірювання, з врахуванням або без врахування електромагнітних перехідних процесів та ін. Перспектива – за єдиним первинним цифровим джерелом інформації, наприклад, оптичним чи напівпровідниковим, що задовольняє всі потреби моніторингу та керування. Деякі універсальні давачі такого роду розроблені і вже почали застосовуватися у світовій електроенергетиці.

Таким чином, обґрунтовано сучасне розуміння моніторингу в енергетиці взагалі та в електроенергетиці зокрема, визначено його основні завдання та особливості. Наведено також класифікацію моніторингу та визначення основних понять – процедура, операція і система моніторингу та представлено їхній взаємозв'язок. Викладене базується на великому досвіді розробок та широкого впровадження комплексів, систем та приладів моніторингу в електроенергетиці України та інших країн.

2.2 Системи моніторингу параметрів режимів функціонування та стану обладнання електроенергетичних об'єктів

2.2.1. Ознайомлення з системами моніторингу. Завдяки інформації, що поступає від комплексів “Регіна-Ч”, з'явилися нові можливості для розв'язання багатьох проблемних задач системного значення, які до цього часу в ОЕС України практично не вирішувалися. Тому першочерговим комплексним науково-технічним завданням, виконання якого забезпечує можливість розв'язання таких задач, є створення системи збору інформації (СЗІ), що реєструється на об'єктах ЕО комплексами “Регіна-Ч”, забезпечуючи як попередню обробку та передачу інформації на вищий рівень ієрархії оперативно-

диспетчерського керування, так і її збереження в базі даних (БД) на рівні диспетчерського центру (ДЦ) ОЕС України для подальшого використання в системі оперативно- диспетчерського керування [21].

2.2.2. Загальна характеристика систем інформаційного забезпечення. Керування ЕО не обмежується тільки рамками оперативного керування, а передбачає вирішення цілого ряду функцій. Реалізація цих функцій у загальному випадку базується на результатах розв'язання задачі комплексної багатокритеріальної оптимізації. Її розв'язання виконується із застосуванням методів декомпозиції, які дозволяють подати його у вигляді багатокрокового процесу. Тобто вирішення проблеми керування ОЕС України передбачає проведення багаторівневої декомпозиції як самого об'єкту керування (яким у даному випадку є ОЕС України), так і процесу самого керування таким об'єктом. Задачі керування енергосистемами (ЕС) завжди мають режимну спрямованість, незалежно від рівня ієрархії керування та часової декомпозиції процесу розв'язання. На кожному із таких рівнів ієрархії керування ОЕС України для забезпечення розв'язання задач та реалізації відповідних функцій необхідно передбачити організацію їх інформаційного забезпечення. Групи таких задач та функцій, розподілених за рівнями часової декомпозиції, представлено на рис. 2.4. Перший рівень - задачі та функції, виконання яких забезпечується засобами релейного захисту та автоматики (РЗА), системами збору, попередньої обробки та передачі інформації. Другий - моніторинг та регулювання напруги; керування генерацією, у тому числі регулювання частоти та перетоків активної потужності; оцінювання стану ЕС та ЕО; моніторинг низькочастотних коливань режимних параметрів; моніторинг допустимості поточних режимів за запасами стійкості. Третій - оптимізаційні задачі оперативно-диспетчерського керування; виконання диспетчерських заявок, організація та проведення оперативних перемикачів в схемах електричних з'єднань об'єктів. Четвертий - аналіз (опрацювання) диспетчерських заявок, коригування та короткотермінове планування режимів. П'ятий - довготермінове планування режимів, планування ремонтів устаткування і, накінець, шостий - перспективне планування та планування розвитку ЕО [19].

Для розв'язання усього спектру задач керування електроенергетичним виробництвом потрібна різнобічна інформація, але первинним і основним джерелом її надходження є технологічні процеси та події, які безпосередньо відбуваються на об'єктах. Тому під час розробки систем інформатизації керуються висхідною стратегією інформатизації (знизу-вверх), оскільки як першоджерела інформації, так і засоби, що забезпечують реалізацію керуючих дій, знаходяться на об'єктному рівні [19].



Рисунок 2.4 – Організація інформаційного забезпечення

Однією із основних умов забезпечення надійності та ефективності керування в електроенергетиці є відповідність характеристик та показників функціонування інформаційних та інформаційно-керуючих систем вимогам щодо розв'язання задач та реалізації функцій керування. Так розв'язання задач в реальному часі є неможливим у разі несвоєчасного одержання відповідної інформації. Тому при створенні систем інформаційного забезпечення враховуються насамперед вимоги до одержання інформації, виконання яких забезпечило б розв'язання задач на ієрархічному рівні ОЕС України, зокрема і тих, що стосуються регулювання та керування режимами ОЕС України у відповідності з вимогами ENTSO-E. Наприклад, вимоги до точності визначення частоти змінного струму засобами інформаційного забезпечення об'єктного

рівня, пов'язані з необхідністю стабілізації частоти на вищому рівні, повинні бути більш жорсткими, ніж передбачено чинним в Україні стандартом. Це пов'язано з необхідністю попередження більш значного її зниження і дії автоматики частотного розвантаження (АЧР) у разі виникнення аварійного дефіциту в момент, коли частота матиме максимальне відхилення від номінальної. Так, в ENTSO-E, на відміну від ОЕС України, використовується значно нижча уставка першої черги АЧР. За рахунок забезпечення зазначеної стабілізації частоти зникає і потреба в наявності додаткової потужності обортового резерву на електростанціях, обумовленого необхідністю недопущення дії АЧР. Оскільки ж термін рівномірної реалізації сумарного резерву потужності первинного регулювання в ENTSO-E (із розрахунку ≥ 3000 МВт) не повинен перевищувати 30с, а зона нечутливості регуляторів швидкості обертання турбін енергоблоків не повинна виходити за межі ± 10 мГц, то цим обумовлюється і вимога до точності вимірювання частоти для цілей первинного регулювання – ≤ 10 мГц (цикл вимірювання при цьому повинен знаходитися в інтервалі від 0,1с до 1с) [19].

Вимоги до точності вимірювання частоти для цілей вторинного регулювання ще жорсткіші – повинна забезпечуватися точність вимірювання частоти на рівні 1 мГц. Тому виконання саме цих останніх вимог (крім вимог щодо вимірювання інших режимних параметрів) і повинні забезпечувати засоби інформаційного забезпечення. Слід зазначити, що усі вимоги ENTSO-E, що стосуються моніторингу режимних параметрів, відповідним чином корелюються. Наприклад, для керування обміном потужності ЕО з іншими енергосистемами потрібно контролювати значення перетоків активної потужності по міжсистемним лініям електропередачі, і для цілей вторинного регулювання похибка вимірювання такої активної потужності не повинна перевищувати 1,0%. Очевидно, що вимірювання перетоків активної потужності по міжсистемним лініям електропередачі повинні бути синхронізовані, що передбачає використання сигналів точного часу від системи глобального позиціонування - GPS (Global Positioning System) [19].

Особливої уваги потребує проблема моніторингу та демпфірування низькочастотних коливань режимних параметрів, які можуть виникати, насамперед, на слабких електричних зв'язках, що з'єднують ЕО або окремі частини ЕО, призводячи до коливного порушення стійкості ЕО. Такі випадки вперше мали місце при об'єднанні ЕС скандинавських країн на паралельну роботу. З вересня 1967 р. по травень 1969 р. було зареєстровано 300 випадків виникнення незгасаючих коливань по лініям електричного зв'язку між ЕС Швеції та ЕС інших скандинавських країн. Такі коливання поширювалися в ЕС, обумовлюючи дію ділительної автоматики з відключенням міжсистемних зв'язків та припиненням паралельної роботи зазначених ЕС. Виникнення слабкозгасаючих низькочастотних коливань режимних параметрів притаманне усім ЕО зі слабкими міжсистемними зв'язками. Сам факт об'єднання ЕС на паралельну роботу з використанням таких зв'язків априоріє тим чинником, який може обумовлювати виникнення низькочастотних коливань режимних параметрів. Такі коливання виникали в єдиній ЕС (ЄЕС), ЕО Китаю, США та інших країн. Після розширення ЕО європейських країн у 1995 році такі коливання почали виникати у всій зоні об'єднання. В даний час проблема демпфірування таких коливань не втрачає актуальності. Наприклад, протягом 2005 року в синхронній зоні Західної Європи сталося щонайменше шість аварійних ситуацій через недостатнє демпфірування зазначених коливань. Як свідчить досвід експлуатації ЕС Колумбії [23], виявлення та аналіз причин виникнення небезпечних в аспекті стійкості ЕС низькочастотних коливань режимних параметрів можна встановити лише з використанням інформації, одержуваної від PMUs, оскільки системи збору оперативних даних SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) не дозволяють цього зробити. Для ОЕС України, із входженням її до ENTSO-E, задачі виявлення та демпфірування таких коливань теж набувають особливої актуальності[19].

Слід зазначити, що створену систему інформаційного забезпечення на базі комплексів «Регіна-Ч» можна вважати основною складовою сучасної системи моніторингу рівня ЕО. Вона створюється в ОЕС України насамперед

для забезпечення інформаційних потреб задач оперативно- диспетчерського керування. Разом зі створенням WAMS з'являється також можливість удосконалення існуючих систем протиаварійного керування, а також створення нових систем автоматичного керування режимами ЕО – WACS (Wide Area Control System) та відповідних схем системного захисту – WAPS (Wide Area Protection Schemes), задачі та умови функціонування яких відрізняються від існуючих локальних систем, насамперед спрямованістю на унеможливлення розвитку системних аварій. Такі аварії охоплюють значні території і стосуються ЕО[20].

З урахуванням затримок в одержанні інформації на рис.2.5 визначені часові інтервали, які притаманні тим чи іншим зазначеним вище системам (ОІКК – це оперативні інформаційнокеруючі комплекси).



Рисунок 2.5 – Визначені часові інтервали

До найбільш характерних задач рівня ЕО, розв'язання яких забезпечується з використанням інформації, що реєструється на об'єктному рівні комплексами “Регіна-Ч” і передається на вищий рівень, слід віднести: - ретроспективний аналіз подій та режимів (режим передачі інформації offline); - уточнення та налаштування моделей, що стосуються динамічних характеристик ЕО (режим

off-line); - аналіз низькочастотних коливань режимних параметрів ЕО (режим off-line та on-line); - моніторинг допустимості та візуалізація рівнів напруги, перетоків активної потужності, взаємних кутів векторів напруги та значень струму електричних зв'язків, що входять до складу контрольованих перетинів ЕО (on-line); - покращення якості результатів оцінювання стану ЕО (online); - моніторинг допустимості завантаження контрольованих перетинів ЕО (on-line); - удосконалення системи протиаварійної автоматики (on-line). Разом з тим, як видно з рис. 2, система збору та обробки інформації спроможна забезпечити інформаційні потреби і перспективних (для ОЕС України) WACS та WAPS (on-line). Слід зазначити, що разом із низкою характерних задач рівня ЕО, розв'язання яких можна забезпечити на базі отриманої інформації, самі процедури її обробки, системи візуалізації даних, а також архітектура WAMS та WACS в різних ЕО можуть мати істотні відмінності залежно від функцій і задач, що виконуються в режимі on-line [20].

2.3 Система “Регіна-Ч”

Світовий досвід впровадження та використання PMUs в ЕО свідчить, що в економічно розвинених країнах, наприклад, США, співвідношення кількості об'єктів, на яких встановлено PMUs, до загальної кількості об'єктів ЕО знаходиться десь на рівні 1/3. Однак такі співвідношення можуть дозволити собі країни з високим рівнем розвитку економіки та інвестицій в ЕО. В Україні доводиться керуватися дещо іншими принципами побудови та функціонування сучасної WAMS [13,14,21]. Система збору та обробки інформації в ОЕС України створена як розподілена. Пристрої об'єктного рівня – комплекси “Регіна-Ч” – встановлено на ряді електричних станцій і підстанцій [29].

Систему створено як розподілену систему на території України: пристрої об'єктного рівня “Регіна-Ч” – комплекси - встановлено на електричних станціях і підстанціях ОЕС України. У 2010 р. кількість об'єктів, на яких встановлено комплекси “Регіна-Ч” і які “охоплено” створеною “Системою”, становила 24. До

складу яких входять дві АЕС (Південноукраїнська та Хмельницька) та 22 Електричних підстанції (ПС) різних класів напруги ,а саме:

ПС 750 кВ: Західноукраїнська,Північноукраїнська,Вінницька,Південнодонбаська,Запорізька, Дніпровська, Донбаська;

- ПС 500 кВ: Победа;

- ПС 400 кВ: Мукачеве;

- ПС 330 кВ: Івано-ранківськ, Котовськ, Усатове, Михайлівка, Ново-Київське, Трихати, Фджалик, Ново-Одеське, Дніпро-Донбас, Львів- Південна, Шостка, Лосеве, Джанкой.

Основними компонентами комплексу “Регіна-Ч” є реєстратори сигналів (РС), які розподілені по об’єкту і утворюють нижній рівень. Верхній рівень комплексу утворює комп’ютер, де знаходиться сервер, модем та блок автозапуску. Приклад структури комплексів “Регіна-Ч” представлено на рис.2.6.

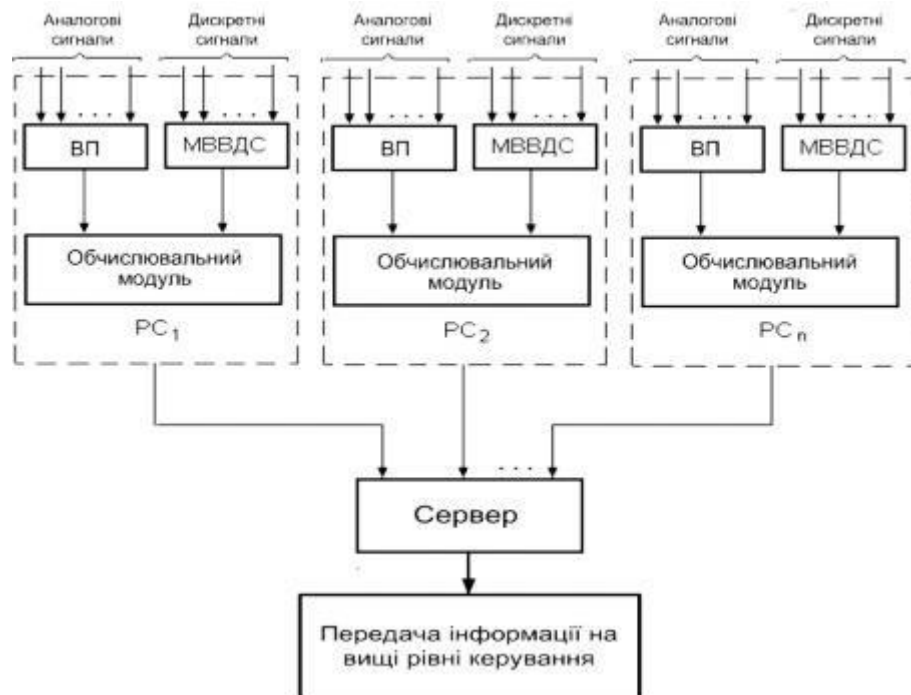


Рисунок 2.6 – Приклад структури комплексів “Регіна-Ч”

Якщо визначати склад основних технічних засобів системи збору та обробки інформації, що забезпечують одержання (реєстрацію) та передавання

інформації, то виділяють два рівні.

1. Рівень об'єкту – один чи декілька РС з блоками вимірювальних перетворювачів (ВП) для вимірювання миттєвих значень фазних струмів і напруги та розрахунку параметрів;

Комунікаційний сервер для збору і архівації даних, які надходять від ВП, прийому сигналів точного часу від GPS-приймача, надання даних за запитами віддаленого комп'ютера, надання інтерфейсів для передачі даних в online та off-line режимах.

Монітор для оперативної візуалізації зареєстрованих та розрахованих параметрів.

Блок гарантованого електроживлення для забезпечення роботи комплексу “Регіна-Ч” під час тимчасових перерв електроживлення.

Комплект виробів (антена, пристрій синхронізації та ін.) для прийому сигналів точного часу від GPS.

Локальна обчислювальна мережа, яка поєднує ВП та інші пристрої моніторингу нижнього рівня і сервер збору даних (Fast Ethernet 100 Мбит/с, TCP/IP).

2. Системний рівень (рівень ЕО) –віддалений комп'ютер верхнього рівня (встановлюється в ДЦ ОЕС України, передбачено також встановлення і в ДЦ відповідних ЕС) для одержання інформації від комунікаційного серверу об'єктного рівня; - програмне забезпечення комп'ютера верхнього рівня для прийому інформації від серверів комплексів “Регіна-Ч”.

До складу кожного РС у загальному випадку входять - ВП, модуль введення-виводу дискретних сигналів (МВВДС) та обчислювальний модуль. Електроживлення кожного РС – 220В може бути як змінним чи постійним струмом. Реєстратор сигналів фіксує електричні сигнали змінного та постійного струму і напруги, а також дискретні сигнали типу “сухий контакт” або потенціальні. Кількість необхідних реєстраторів РС_n визначається кількістю сигналів, що підлягають реєстрації та обробці. Один РС передбачає реєстрацію до 32 аналогових сигналів. Сервер забезпечує зберігання в БД зареєстрованої і

обробленої інформації та її передачу іншим програмам, що безпосередньо не входять до складу комплексу “Регіна-Ч”, а також передачу інформації на будь-які вищі рівні ієрархії керування (сервер комплексу “Регіна-Ч” може також формувати дані і для WEB серверу). Програми, яким може передавати інформацію сервер, можуть входити і до складу засобів автоматизованого робочого місця (АРМ) персоналу, показано на рис.2.7. Там же представлено функціональний зв'язок основних складових комплексу “Регіна-Ч” [29].

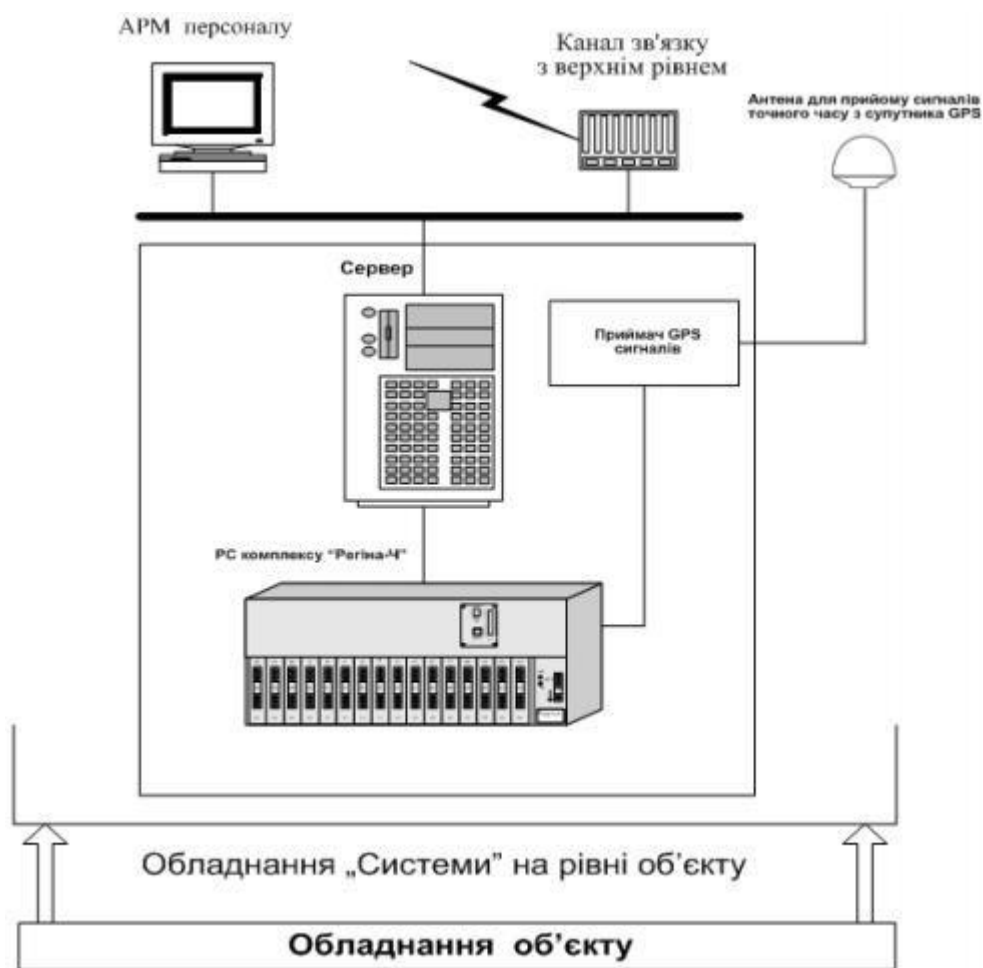


Рисунок 2.7 – Функціональний зв'язок основних складових комплексу “Регіна-Ч”.

При розробці систем збору та обробки інформації передбачається

використання наявних в ОЕС України каналів передачі інформації, що потребує проведення аналізу їх характеристик та визначення часу доставки інформаційних посилок. Відомі підходи до розрахунку часу доставки інформаційних посилок в мережах загального користування, наприклад, апіорі призводять до значної похибки у визначенні часу доставки інформаційних посилок, що є неприйнятним в аспекті реалізації окремих задач оперативного керування ЕО, які виконуються в режимі on-line. Тому використовується більш практичний підхід до визначення відповідності характеристик наявної інформаційної мережі потребам задач, розв'язанню яких підпорядковано створення системи. Насамперед визначається необхідна швидкість передачі інформації, виходячи із умови використання протоколу IEEE C37.118, який орієнтовано на передачу інформації від PMUs. За цим протоколом кількість інформаційних посилок, що передаються протягом секунди, може дорівнювати або 25, або 10 (інші варіанти не передбачено). Якщо апіорі обмежитися 10 посилками (полегшений варіант), то для передачі 32 значень режимних параметрів (один РС комплексу "Регіна-Ч" забезпечує реєстрацію до 32 аналогових сигналів), навіть без урахування обсягів службової інформації за протоколом IEEE C37.118, швидкість передачі даних повинна становити понад 57,6 кбіт/с. Якщо ж орієнтуватися на розв'язання в режимі on-line зазначених вище характерних задач рівня ЕО, розв'язання яких забезпечується з використанням інформації, що реєструється на об'єктному рівні комплексами "Регіна-Ч" і передається на вищий рівень "Системи", то вимоги до каналів передачі даних будуть вищими. Найкращі результати, з точки зору мінімально можливих часових затримок з одержанням інформації на верхніх рівнях системи забезпечують оптоволоконні лінії зв'язку. У разі їх використання можна досягти мінімально можливого часу доставки інформації, який для центрів керування регіональних ЕС оцінюється на рівні ≥ 80 мс (рис. 2). В цілому можна узагальнити вимоги до каналів передачі даних, виходячи із умови: 128 кбіт/с на одне контрольоване електричне приєднання [24].

Аналіз наявних в ОЕС України каналів передачі інформації свідчить, що далеко не всі канали задовольняють вимогам, обумовленим протоколом IEEE

C37.118. Тому, беручи до уваги характеристики наявних каналів передачі даних, крім протоколу IEEE C37.118 реалізовано додаткові засоби, і передача інформації в режимі on-line здійснюється за протоколом IEC 60870-5- 104. Інформація в off-line передається через FTP-сервер. Для взаємодії сервера "Регіни-Ч" з верхнім рівнем системи в режимі off-line є вихід на комутовану телефонну лінію через модем, передбачено використання протоколів: V.32 bis, V.34, V.34+, V.42 bis або V.90. Телефонний канал забезпечує швидкість передачі інформації ≥ 9600 біт/с. На приймальному кінці встановлюється модем, що підтримує ті ж самі протоколи та швидкість передачі інформації [24].

Передача інформації на вищий рівень ієрархії керування ОЕС України виконується засобами об'єктного рівня у фоновому режимі і не перешкоджає процесу реєстрації режимних параметрів. Під час передачі інформації в системі виконується перевірка правильності переданої та прийнятої інформації. Повна аварійна інформація з об'єкту може передаватись в діалоговому режимі, і процесом передачі можна керувати як з об'єктного рівня, так і з рівня ДЦ ОЕС України [24].

2.4 База даних та інтерфейс

Вибір структури БД для накопичення та зберігання інформації, що реєструється комплексами "Регіна-Ч" визначався виходячи із аналізу ряду факторів. По-перше, об'єкти ОЕС України, де встановлено комплекси "Регіна-Ч", розподілені як територіально (географічно), так і організаційно (мають різну підпорядкованість), а це вимагає, щоб БД теж була розподіленою і могла служити для вирішення різнопланових завдань. По-друге, передача інформації в системі відбувається у режимах on-line та off-line, які використовуються "паралельно" й призначені для виконання різних завдань, По-третє, значний обсяг інформації, що обробляється та зберігається в системі залежать від режиму

функціонування ОЕС (нормальний, аварійний чи після аварійний). В четверте, методи обробки і використання інформації вимагають високоточних вимірів та подальшого узгодження даних у часі, що зберігаються на різних ієрархічних рівнях функціонування. Крім того враховувалось, що на роботу системи і способи формування БД так само впливають канали передачі інформації, що мають різні швидкісні характеристики і можуть істотно відрізнятися за надійністю [29].

Враховуючи сказане розроблена БД системи була побудована як багаторівнева. Нульовий рівень – це “технічний” рівень. Він містить первинну інформацію, що одержується безпосередньо від давачів, а також інформацію, що стосується налагоджування та режимів роботи пристроїв системи. Залежно від режиму роботи, первинна інформація подається або у вигляді «зрізів» даних, або у вигляді цифрових реєстрограм. Саме на цьому рівні інформація маркується позначками (мітками) точного часу. Інформація у такому вигляді зберігається безпосередньо на сервері комплексу “Регіна-Ч”[30].

Перший рівень – це рівень вузла. Зазвичай він представлений одним або декількома комплексами “Регіна-Ч”, встановленими на об’єкті. На цьому рівні здійснюється первинна обробка даних і перетворення їх до виду, призначеному для зберігання та передачі інформації на інші рівні системи. Перетворені дані являють собою часові «зрізи» параметрів режиму з відповідною (установленою) частотою запису [30].

В PMUs, які експлуатуються в ЕС інших країн світу, використовується два способи формування “зрізу” режимних параметрів з позначкою часу. Обидва способи орієнтовано на одержання “зрізів” з частотою, обумовленою відповідними міжнародними стандартами. У разі використання першого способу позначка часу “прив’язується” до “переходу через нуль” значень вимірюваної напруги однієї із фаз. Інші дані зводяться до цього моменту часу. У разі використання другого способу позначка часу “прив’язується” до ідеальної синусоїди (50 Гц). У розробленій системі використовується другий спосіб. Його перевага полягає у тому, що він дозволяє без додаткових перетворень

синхронізувати дані, одержувані від різних серверів комплексів “Регіна-Ч”, що знаходяться на різних об’єктах [30].

Загальний об’єм (V) основних даних, що формуються на об’єктному рівні “Системи”, становить $V = 4 f T N_{п} N_{пр} \cdot [\text{байт}]$, де f – частота реєстрації [Гц]; T – інтервал реєстрації [с]; $N_{п}$ – кількість вимірюваних параметрів на електричному приєднанні; $N_{пр}$ – кількість електричних приєднань.

Одержуваний “зріз” інформації в режимі on-line безпосередньо передається на верхній рівень системи і накопичується в короткотерміновій (оперативній) БД. При виникненні аварійних подій, відповідно до значень заданих в системі уставок, “зріз” також записується в спеціальну БД аварійних подій.

У короткотерміновій БД дані зберігаються протягом встановленого часу, після чого вони видаляються. Час зазначеного зберігання вибирається так, щоб можна було одержати дані для аналізу навіть у разі, якщо стався пропуск події системою фіксації аварійних подій за уставками. Час зберігання приймається (за замовчуванням) рівним 240 годинам. Строк зберігання аварійних даних не встановлюється. Вони зберігаються до моменту прийняття рішення про те, що потреба в них зникла, але, як правило, не менше року [30].

Другий рівень – це рівень підсистеми. Цей рівень представляється сервером, що збирає інформацію від декількох вузлів і накопичує її в БД. На цьому рівні проводиться аналіз інформації в інтересах відповідної підсистеми. У разі потреби ця інформація передається системі SCADA.

Третій рівень – це рівень системи. Цей рівень містить сервер системи, що збирає та обробляє інформацію від усіх вузлів “Регіна-Ч”. На цьому рівні проводиться аналіз роботи всієї системи і окремих її підсистем. Інформація, що знаходиться в системі, може використовуватися різними програмними засобами як в on-line, так і в off-line режимах функціонування. У разі потреби ця інформація може передаватися системі SCADA.

Другий і третій рівні, з огляду на зберігання даних, мають подібну структуру. Основним елементом такої структури є сервер БД, де зберігається інформація, що надходить в on-line режимі. На цьому ж сервері зберігається

одержана за запитами інформація щодо аварійних ситуацій (режимів).

До БД серверу заноситься інформація, що стосується поточного стану об'єктів ЕС, поточного стану пристроїв, поточних параметрів контрольованих приєднань, змін стану об'єктів за зазначений період часу, змін стану пристроїв за зазначений період часу, динаміки зміни параметрів приєднань у зазначеному інтервалі часу тощо [30].

Для одержання інформації із БД використовуються SQL-запити. Базу даних реалізовано з використанням СУБД MySQL. Ця СУБД є вільно розповсюджуваною і має достатню продуктивність для того, щоб забезпечити потреби системи. У разі необхідності БД може бути налаштованою для використання з іншими СУБД [31].

Для забезпечення можливостей як налаштування пристроїв “Регіна- Ч”, так і візуалізації зареєстрованої і відповідно обробленої інформації на різних рівнях системи, розроблено програмні засоби інтерфейсу користувача та прикладні програми, призначені для забезпечення інформацією як персоналу, так і реалізації різних задач оперативного-диспетчерського керування. Інформація персоналу надається у звичному для нього вигляді. Приклади таких форм показано на рис. 2.8 (значення режимних параметрів, що стосуються різних електричних приєднань) та рис.2.9 (цифрова реєстрограма, одержана від комплексу «Регіна-Ч», що знаходиться на ПС “Західноукраїнська”, і стосується режимних параметрів лінії електропередачі, що з’єднує ПС з Хмельницькою АЕС) [32].

У разі потреби оператор може скористатися програмними засобами одержання та візуалізації інформації, що знаходиться в БД “Системи”. Забезпечується автоматичний контроль її працездатності.

З урахуванням інформаційних потреб актуальних задач оперативного керування та перспектив створення в ОЕС України відповідних систем автоматичного керування (WAPS) та схем захисту рівня енергооб’єднання (WACS) створено систему збору та обробки інформації на базі комплексів “Регіна-Ч”. При цьому забезпечена можливість передачі інформації з рівня об’єктів на рівень ДЦ ОЕС України, використовуючи різні протоколи (IEEE

С37.118, IEC 60870-5-104, V.32bis, V.34, V.34+, V.42bis, V.90 та ін.) – залежно від наявних каналів передачі інформації.

Название	Время	Частота	Фаза	U	I	Q	P	Угол
ВП-500 Донбасская-Нововороне	2010/12/15 11:43:00	50.0032	A	282.376	0.487511	-69.0346	119.1	223.798
			B	286.619	0.464432	-70.1947	113.103	344.236
			C	282.662	0.477033	-72.9554	113.398	104.184
ВП-750 Днепроовская-ВП-750 Заг	2010/12/15 11:43:00	50.0034	A	420.406	0.256937	33.7841	102.62	235.777
			B	422.344	0.271173	37.0034	108.386	355.883
			C	415.56	0.281579	38.3518	110.549	115.988
ВП-330 Ивано-Франковск-ВП-330	2010/12/15 11:43:00	50.0036	A	189.423	0.580133	-14.7607	-108.895	56.3715
			B	194.841	0.600116	-20.4229	-115.13	176.544
			C	190.062	0.591036	-19.0964	-111.333	297.509
ВП-330 Ивано-Франковск-ВП-330	2010/12/15 11:43:00	50.0033	A	189.289	0.240822	-0.680806	45.5798	56.365
			B	193.88	0.254929	2.06342	49.3826	176.553
			C	190.395	0.245794	2.22692	45.7448	297.427
ВП-500 Донбасская-Победа	2010/12/15 11:43:00	50.0035	A	287.9	0.351546	-31.2317	95.2709	224.154
			B	288.797	0.357971	-34.7286	97.373	344.43
			C	286.395	0.367336	-34.174	99.4981	104.607
ВП-750 Днепроовская-ВП-750 ЮА	2010/12/15 11:43:00	50.0031	A	427.962	0.725989	-293.349	102.364	235.732
			B	436.222	0.711806	-288.49	114.836	355.941
			C	411.682	0.704698	-271.278	102.825	115.853
ВП-750 Днепроовская-ВП-750 Заг	2010/12/15 11:43:00	50.0036	A	420.997	1.37996	-11.2871	-580.849	235.607
			B	422.169	1.40693	-11.651	-593.849	355.824
			C	416.702	1.39018	-20.6861	-578.923	115.735
ВП-330 Ивано-Франковск-ВП-330	2010/12/15 11:43:00	50.0033	A	189.115	0.194254	13.8946	34.0074	56.295
			B	194.647	0.200648	15.5461	35.828	176.665
			C	190.302	0.201459	15.4196	35.1004	297.531
ПП-330 Аджалик-Усатово 2	2010/12/15 11:42:00	49.998	A	194.33	0.148829	-5.90639	28.3125	12.942
			B	194.385	0.157471	-10.9177	29.5969	133.281
			C	192.721	0.167423	-6.64699	31.5739	253.395

Рисунок 2.8 – Значення режимних параметрів

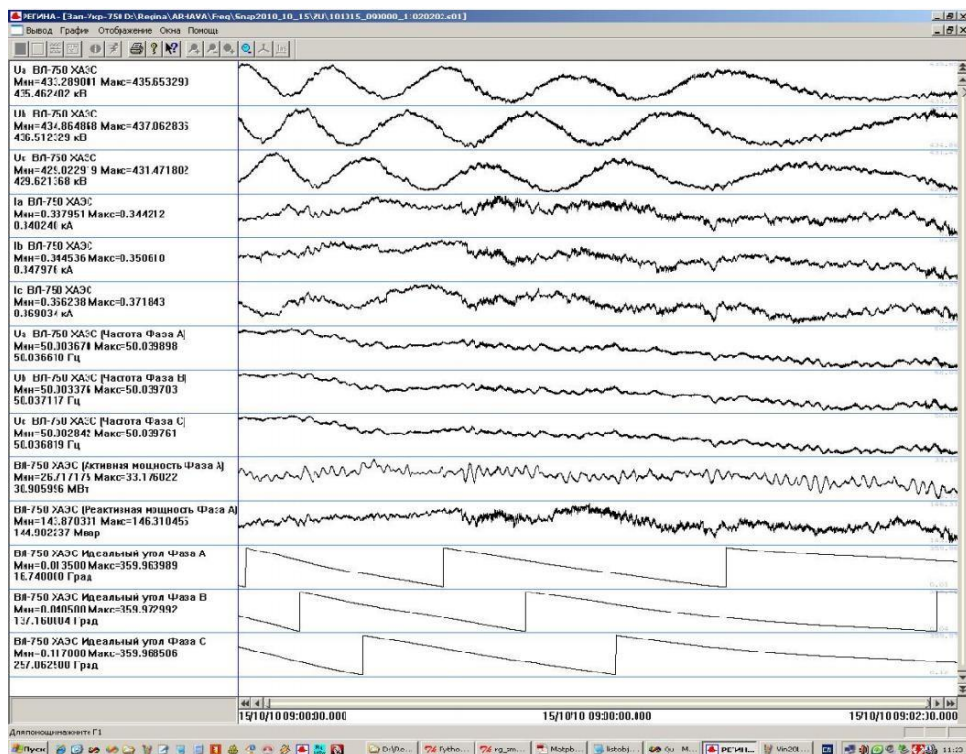


Рисунок 2.9 – Цифрова реєстрограма

РОЗДІЛ 3

ЗАСТОСУВАННЯ ЗАСОБІВ МОНІТОРИНГУ ПЕРЕХІДНИХ РЕЖИМІВ В ОЕС УКРАЇНИ ПРИ РОЗВ'ЯЗАННІ ЗАДАЧ ДИСПЕТЧЕРСЬКОГО КЕРУВАННЯ

Підготовка об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України до паралельної роботи з об'єднанням енергосистем європейських країн потребує розв'язання цілої низки науково-технічних задач. Це пов'язано з тим, що надійну, гнучку і ефективну роботу енергосистеми можна забезпечити при переході на новий рівень інформаційного забезпечення при вирішенні задач оперативного керування. Однією із основних складових такої проблеми є вирішення задачі моніторингу перехідних процесів, що передбачає створення відповідних засобів збору інформації та програмних комплексів для її обробки, які повинні відповідати цілому ряду вимог [38]. Крім того, складовою цієї проблеми є визначення оптимальних, з точки зору спостережуваності, місць розташування нових пристроїв реєстрації інформації. Таким чином, забезпечення необхідного рівня надійності та безпеки функціонування ОЕС України потребує вирішення задачі моніторингу частоти, потужності, струму, напруги та їх кутових параметрів. Її реалізація забезпечить:

- проведення оперативним персоналом НЕК «Укренерго» та енергосистем моніторингу плинних режимів за рахунок динамічного представлення системних параметрів, приведенних до єдиного часу на всіх об'єктах енергосистем;
- перевірку достовірності розрахункових моделей та оцінку результатів

розрахунків режимів;

- створення бібліотеки режимів;
- створення передумов для впровадження АСК ТП енергетичних об'єктів (ЕО) та вдосконалення АСДК енергосистем (ЕС);
- створення інформаційної бази для виконання ефективного комплексу «порадника диспетчера», що діє в режимі, наближеному до реального часу, за рахунок швидкісних синхронізованих у часі телевимірів та даних телесигналізації;
- забезпечення проведення чіткого і достовірного аналізу причин виникнення, розвитку та визначення особливостей ліквідації аварійного режиму.

Таким чином, можна сказати, що створення системи моніторингу технологічних процесів являє собою складну задачу. Її вирішення вимагає застосування найбільш сучасних апаратних засобів, широкого використання математичного апарата, розробки достатньо складного програмного та метрологічного забезпечення. Мова йде про використання нової технології векторного вимірювання режимних параметрів ЕС, яка забезпечує синхронізацію вимірювань шляхом використання супутникової глобальної системи позиціонування (GPS), що надає оперативному персоналу якісно нову інформацію (вектори напруги). Пристрої синхронізованих вимірювань векторів напруги (використовується абревіатура PMU – від Phasor Measurement Unit) надають нові можливості для розв'язання низки задач оперативно-диспетчерського та автоматичного керування ЕС. Протокол обміну інформацією, який використовується в системі збору даних при наявності PMU – IEEE C37.118-2005. Розроблений в ІЕД НАН України реєструючий прилад (РП) «Регіна-Ч» за своїми технічними та функціональними характеристиками не має аналогів в Україні і, як засвідчив досвід практичної експлуатації, нічим не поступається кращим закордонним аналогам, а за окремими показниками перевершує їх. Він забезпечує реєстрацію миттєвих значень струмів і напруги, збереження та обробку результатів вимірювань; їх відображення у вигляді, найбільш інформативному для персоналу (текстові повідомлення, графіки,

таблиці, осцилограми та ін.), а також передачу інформації на будь-який рівень ієрархії керування з її прив'язкою до сигналів точного часу [35].

3.1 Склад системи моніторингу перехідних режимів (СМНР)

Декілька слів про склад системи моніторингу перехідних режимів (СМНР) (рис. 1). Система призначена для постійного спостереження за параметрами режимів електроенергетичних систем, оцінкою та прогнозом розвитку поточних режимів роботи та видачею отриманої інформації в цифровому вигляді системам керування та інформаційним системам, що застосовуються в електроенергетиці [36].

Система моніторингу перехідних режимів є глобальною для території України, охоплює ключові вузли ОЕС України і здійснює синхронізований моніторинг та реєстрацію системних параметрів, а саме нормальних (сталих) і аварійних (перехідних) режимів роботи електроенергетичних систем. Вона реалізується на основі високоточних РП «Регіна Ч», які встановлюються на вузлових підстанціях та найбільш відповідальних ЕО[36].

Система на ЕО являє собою один чи декілька реєстраторів сигналів з багатофункціональними вимірювальними перетворювачами (БВП) для вимірювання миттєвих значень фазних струмів і напруги та розрахунку електричних параметрів. Комунікаційний сервер забезпечує збір, реєстрацію і архівацію даних, які надходять від БВП, прийом сигналів точного часу від GPS-приймача, надання даних за запитами віддалених споживачів в on-line та offline режимах. Крім того, передбачена установка монітора для оперативної візуалізації зареєстрованих та розрахованих параметрів, блока гарантованого електроживлення для забезпечення роботи РП «Регіна-Ч» під час тимчасової перерви електроживлення, комплекту виробів (антена, пристрій синхронізації тощо) для прийому сигналів точного часу від GPS та передачі їх в реєстратор. Всі ці прилади об'єднані в локальну обчислювальну мережу, яка поєднує БВП або

інші пристрої моніторингу нижнього рівня та сервер збору даних (Fast Ethernet 100 Мбит/с, TCP/IP). Віддалений комп'ютер верхнього рівня встановлюється в диспетчерському центрі (ДЦ) ОЕС (НЕК «Укренерго») та відповідної ЕС для одержання інформації від комутаційного сервера (рис. 3.1)[36].

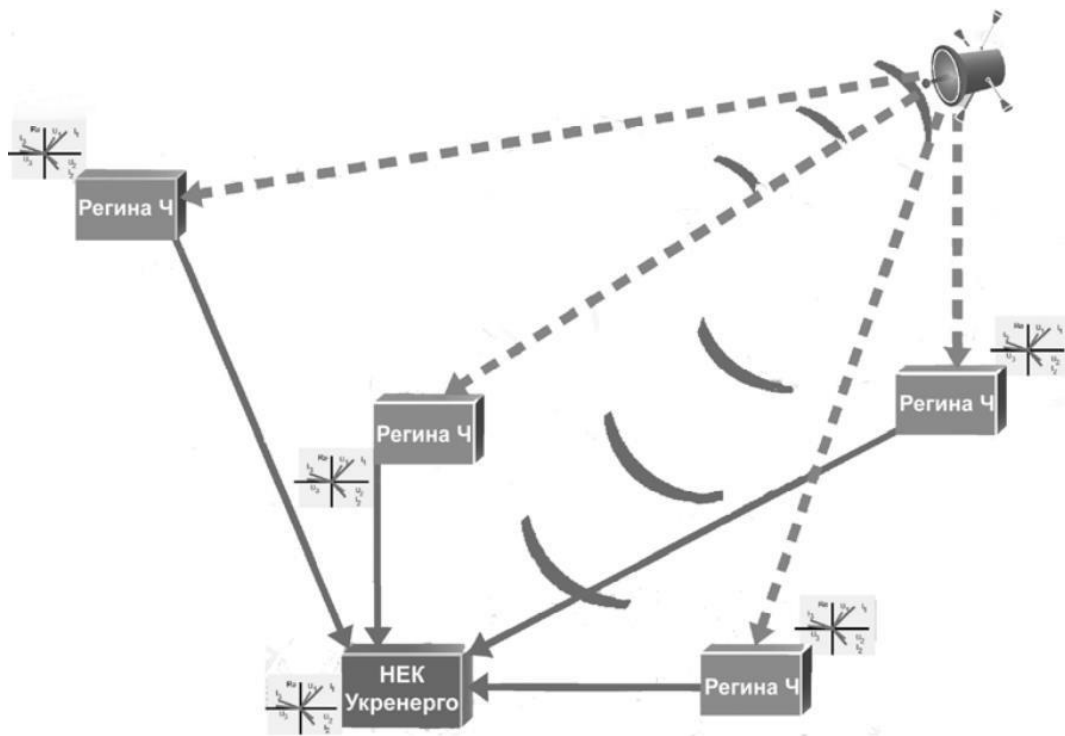


Рисунок 3.1 – Склад системи моніторингу перехідних режимів

Використання інформації, одержуваної від РП «Регіна-Ч», надає нові можливості для розв'язання найбільш актуальних задач системного значення, що розв'язуються в off-line і в on-line режимах, частина яких без таких систем моніторингу не могла бути розв'язана взагалі, а якість результатів розв'язання іншої частини задач не завжди відповідала сучасним вимогам (рис.3.2). Найбільш важливим результатом створення і впровадження вітчизняної системи моніторингу, реєстрації і синхронізації системних режимних параметрів є ціла низка перспектив вдосконалення принципів і алгоритмів автоматичного і оперативного керування режимами роботи ОЕС України. Виділимо деякі з них:

- вичерпний аналіз аварійних подій;
- верифікація моделей ЕС;
- оцінювання стану ЕС;
- моніторинг низькочастотних коливань режимних параметрів для запобігання коливному порушенню стійкості;
- моніторинг допустимості поточних режимів.

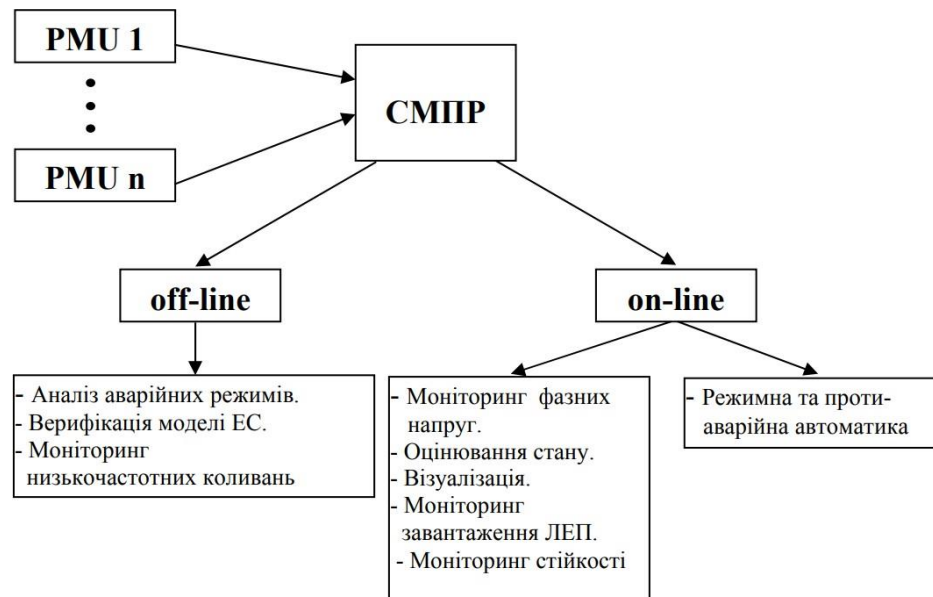


Рисунок 3.2 – Використання інформації одержуваної від РП «Регіна-Ч»

Синхронізація в часі, реєстрація і архівація дискретних подій, що надходять від ЕО (підстанцій, електростанцій), дають змогу аналізувати коректність роботи системної автоматики [38].

До основних технічних характеристик та показників РП «Регіна-Ч» слід віднести час відновлення всього набору даних, що передаються від БВП на сервер і становить 20 мс; інтервал розрахунку середніх значень даних БВП – від одного до 50 періодів частоти мережі з кроком в один період та кількість аналогових входів – один перетворювач забезпечує прийом і вимірювання

чотирьох струмів (три фази і нейтраль) і трьох напруг фаз відносно нуля [38].

Прилад забезпечує при переході на реєстрацію перехідних режимів швидкість вимірювання частоти від 5 мГц/с. При цьому забезпечується можливість формування архівів на сервері з кроком 0,005 Гц, якщо швидкість зміни частоти (зменшення чи збільшення частоти) перевищує уставку 0,005...2 Гц/с чи якщо діюче значення будь-якої з фазних напруг нижче уставки (величина уставки береться з діапазону 0...120 %). Тривалість архівних записів відповідно складає при записі параметрів режиму до аварії – 100 с; аварійний процес – до 1000 с. Запис ведеться безперервно протягом 72 год у режимі самописця (циклічність і кількість записуваних параметрів в архівах налаштовується файлом конфігурації). В системі забезпечуються самоконтроль та діагностування справності технічних засобів, передбачена можливість заміни вмонтованого програмного забезпечення в РС та «прив'язка» усієї інформації до сигналів точного часу, що надходять від GPS-приймача, та виведення її на монітор і принтер у вигляді, який потребує персонал (цифрові масиви та текстові повідомлення, графіки та таблиці), а також передача на будь-який рівень ієрархії керування [38].

Щодо основних метрологічних характеристик слід відзначити, що основна зведена похибка вимірювання і розрахунку електричних величин не перевищує $\pm 0,5$ % в діапазоні 0,2 ...6 А в каналах струму та 0...120 В у каналах напруги; похибка синхронізації вимірювального перетворювача від GPS не перевищує ± 20 мкс (за наявності секундного імпульсу); абсолютна похибка вимірювання частоти не перевищує $\pm 0,001$ Гц; абсолютна похибка вимірювання кута вектора напруги між синусоїдою напруги мережі і синусоїдою 50 Гц, “прив'язаною” до астрономічного часу, складає не більше ± 1 град [38].

Систему обладнано апаратурою для передачі вимірних та розрахованих значень виділеним або комутованим каналом зв'язку. Результати синхронізованих вимірювань та обробки інформації записуються та передаються на вищі рівні ієрархії керування (в ДЦ ЕС та ОЕС України). Аварійна експрес-інформація передається на верхні рівні ієрархії за ініціативою системи

моніторингу, не чекаючи запиту.

Прилад «Регіна-Ч» не має жорстких функціональних обмежень і може використовуватись у складі інформаційно-вимірювальних та керуючих систем різного призначення. Це дозволяє, використовуючи якісно нову інформацію у поєднанні з функціональними можливостями ієрархічного оперативно-керуючого комплексу (ІОКК) автоматизованої системи диспетчерського керування (АСДК) ОЕС України, забезпечити розв'язання широкого спектра задач оперативного керування.

3.2 Основні критерії вибору місць розташування засобів СМПР

Визначення місць розташування РМУ (РП «Регіна-Ч») для створення СМПР з метою одержання інформації, яка забезпечить розв'язання комплексу задач оперативного керування ЕО України, є самостійною задачею. Від вибору місць розташування РМУ залежить як можливість виявлення оперативно-диспетчерським персоналом випадків виникнення аномальних режимів, так і можливість розв'язання задач керування режимами ЕС. Тому крім створення системи одержання якісно нової інформації потребує розв'язання основна задача – створення засобів (зокрема моделей) для використання синхронізованих вимірювань режимних параметрів. Мова йде про величини векторів напруги. Це дозволяє одержати розв'язки найбільш актуальних задач, наприклад, задачі визначення допустимості поточних режимів за запасом статичної стійкості. Але зазначену задачу не можна розв'язувати не прив'язавшись до задачі вибору місць розташування РП «Регіна-Ч» на об'єктах ОЕС України. Тому досягти максимальної ефективності від створення та використання СМПР можливо лише за умов системного використання інформації, яка надходить від РМУ, що потребує і відповідного (оптимального) розташування таких пристроїв [37].

З огляду на велику різноманітність режимів та змін у топології електричної

мережі, відмінностях в інформаційних потребах задач, які наразі розв'язуються засобами ІОКК та будуть розв'язані завдяки надходженню синхронізованих вимірів режимних параметрів, задачу визначення місць розташування РМУ складно формалізувати, проте вже одержано результати, які свідчать про можливість і доцільність використання запропонованого підходу до її розв'язання. Задачі, розв'язання яких стає можливим завдяки інформації, одержуваній від систем моніторингу, реалізованих на базі РП «Регіна-Ч», можна поділити на задачі, пов'язані з аналізом подій, що відбулися в ЕС, та задачі, що безпосередньо стосуються реалізації процесу керування [37].

Задачі, пов'язані з аналізом, виконуються в режимі off-line на базі одержаної «синхронізованої» інформації, яка стосується подій, що мали місце. Завдяки наявності «позначок часу», перш за все біля дискретних сигналів функціонування пристроїв релейного захисту та автоматики (РЗА) та комутаційних апаратів, значно спрощується аналіз послідовності подій, причин та наслідків технологічних порушень і аварій, які мали місце. Результати такого аналізу дозволяють встановити правильність функціонування (і відповідно настройки) пристроїв РЗА [37].

Зареєстрована РП «Регіна-Ч» інформація надає можливість верифікації динамічних моделей ЕС. Завдяки можливості визначення з високою точністю частоти та швидкості її зміни в різних точках ОЕС України з'являється можливість визначення динамічних характеристик ОЕС. З використанням інформації, яка надається СМІР, можна уточнити значення крутизни частотної характеристики ОЕС України, однієї з найважливіших її динамічних характеристик, що безпосередньо враховується в процесі оперативного керування, оскільки саме ця характеристика свідчить про спроможність ЕС відновлювати порушення балансу активної потужності і забезпечувати утримання частоти в допустимих межах. Згідно з вимогами УСТЕ, раптове виникнення у синхронній зоні аварійного небалансу активної потужності величиною в 3000 МВт не повинно призводити до відхилення частоти понад 180 мГц, причому зазначене відхилення мусить бути компенсовано лише самим

первинним регулюванням, без використання інших керуючих впливів. Тому одержання інформації щодо крутизни частотної характеристики важливо і в аспекті інтеграції ОЕС України в UCTE, оскільки дозволяє завчасно визначити рівень відповідності системи первинного регулювання ОЕС України вимогам UCTE (середнє значення крутизни частотної характеристики енергооб'єднання Західної Європи становить 25000 МВт/Гц) [37].

Виконання вимог щодо вимірювання частоти синусоїдального сигналу з абсолютною похибкою, що не перевищує $\pm 0,001$ Гц, можливе лише за умови правильного і раціонального вибору частоти дискретизації сигналу з подальшою апроксимацією переходів синусоїди через нуль, що забезпечує задану точність вимірювань. У результаті досліджень було встановлено, що найприйнятнішою для вимірювання частоти синусоїдального сигналу є частота дискретизації 5 кГц з подальшою апроксимацією переходів синусоїди через нуль степеневим поліномом третього порядку. Перед апроксимацією сигнал піддається фільтрації, в результаті чого виділяється його перша гармоніка, яка і використовується. Діапазон частот, що нормовані для РП «Регіна-Ч», знаходиться в межах від 45 до 55 Гц [37].

Задачі, які безпосередньо пов'язані з оперативним керуванням і виконуються в режимі on-line, можна поділити на задачі моніторингу та задачі оцінювання поточних режимів. Завдяки можливості візуалізації інформації щодо поточного режиму ОЕС України, одержаної від систем моніторингу різних електроенергетичних об'єктів, диспетчерський персонал має можливість контролювати та правильно його оцінювати. Особливо важливе значення для розв'язання задач оцінювання та діагностування режимів ЕС мають синхронізовані вимірювання фазних кутів напруги, практичне одержання та використання яких із впровадженням РП «Регіна-Ч» стало можливим [37].

Фазні кути напруги на системах шин підстанцій є найбільш «важливими» змінними вектора стану, оскільки ці кути пов'язані з межами статичної стійкості, перетоком потужності по ЛЕП. Постійна реєстрація синхронізованих змінних стану системи (включаючи фазні кути) дозволяє також

проводити верифікацію і уточнення розрахункових моделей мережі і результатів математичного моделювання [36].

Таким чином, володіючи точними синхронізованими параметрами режиму, легко визначити й інші параметри мережі.

Аналіз архівів синхронізованих вимірювань фазних кутів у «ключових» точках ЕС до і після аварійних відключень (блоків, ліній) дає змогу також сформулювати висновки щодо наявності резервів в енергосистемі для реагування на різні порушення режиму[36].

Внаслідок того, що СМПП дозволяє отримати раніше недоступну інформацію про значення точно вимірних фазних кутів напруги у різних точках ОЕС України, з'являється інформаційна база для принципового вдосконалення систем підтримки диспетчера в аварійних ситуаціях і, надалі, систем автоматизованого протиаварійного управління режимами.

Першим кроком у цьому напрямі, на наш погляд, може бути створення на базі синхронізованих вимірювань з ЕО, ЕС бібліотеки алгоритмів, що ідентифікують різні аварійні й близькі до аварійних ситуації, такі як поділ системи, коливання, наближення до граничних меж потужності, що передається по перетинах, та ін. Один з перспективних підходів до розв'язання цієї задачі може бути знайдений на шляху застосування теорії розпізнавання образів і технологій штучних нейронних мереж[36].

Наслідком використання даних, що надходять з РП «Регіна – Ч» у нормальних режимах, є покращення результатів розв'язання задачі оцінювання стану ЕС (завдяки використанню вимірів фазових кутів напруги) в ІОКК АСДК, призначеному для комплексного розв'язання задач оперативного розрахунку і оптимізації поточних режимів, у тому числі в умовах неповноти та невисокої точності вихідної інформації[36].

Однією із задач, розв'язання якої на базі системи проблемно-орієнтованого моніторингу сприяє підвищенню ефективності режимів ОЕС України, є задача забезпечення ефективного використання пропускної спроможності міждержавних та внутрішніх електричних зв'язків ОЕС України.

Ефективність використання пропускну́ї спроможності перетинів основної електричної мережі ОЕС України залежить від можливості реалізації режимів з максимальними перетоками активної потужності за умови, що величини перетоків ще залишаються допустимими з точки зору порушення стійкості ОЕС. Обмеження зазначених перетоків обумовлюється вимогами забезпечення стійкості ОЕС України у відповідності з чинними керівними вказівками [36], якими передбачено визначення максимально допустимих перетоків активної потужності в контрольованих перетинах, виходячи з найбільш несприятливих (в аспекті запасів стійкості) змін режимів. У результаті для кожного перетину використовується мінімальне з усіх значень максимально допустимих перетоків, одержаних у результаті обважніння режимів у різний спосіб. Використання синхронізованих вимірювань векторів напруги дало підстави для створення у формі поліному Колмогорова-Габора моделей моніторингу допустимості поточних режимів ОЕС за запасами статичної стійкості [38].

Зазначені моделі забезпечують можливість класифікації режимів в on-line режимі надходження інформації від РП «Регіна-Ч», розташованих на заздалегідь визначених об'єктах ОЕС України.

Використання СМПР разом з іншими задачами дає змогу також вирішити проблему моніторингу низькочастотних коливань режимних параметрів з метою унеможливлення коливального порушення стійкості. Загроза коливального порушення стійкості ЕО виникає внаслідок зростання у часі амплітуди таких коливань. Небезпечні низькочастотні коливання пов'язані з протифазними коливаннями на домінуючих власних частотах ЕО (домінуючі власні частоти «належать» домінуючим модам) певних груп синхронних машин (СМ). Вони можуть виникати при появі навіть малих збурних сил, періодична зміна яких відбуватиметься з частотою, близькою до однієї із домінуючих власних частот ЕО. Внески таких домінуючих мод у результуючі амплітуди коливань режимних параметрів ЕО будуть значно більшими від внесків інших мод. Тому сам факт об'єднання ЕС на паралельну роботу (прикладом чого є підготовка ОЕС України до паралельної роботи з УСТЕ) ап'орі є тим чинником, який може призводити

до зміни характеру проблеми стійкості, найбільш суттєво впливаючи на умови функціонування, перш за все, міжсистемних електричних зв'язків [37].

Таким чином, були визначені основні критерії вибору місць розташування засобів СМПП. По-перше, забезпечення спостережуваності, вирішення задач візуалізації, аналізу (online) та оцінювання стану ЕС з необхідною точністю та за умови достатньої обґрунтованості рішень, що приймаються. По-друге, можливість оцінки допустимості плинного режиму за критерієм забезпечення запасу статичної аперіодичної стійкості за активною потужністю в найбільш «слабких» перетинах ОЕС України. І, зрештою, необхідність попередження небезпечного збільшення амплітуд низькочастотних коливань режимних параметрів, що призводить до коливального порушення стійкості ЕС [37].

Для дослідження режимів роботи ЕС крім їх моделювання традиційно використовуються натурні експерименти – як пасивні (до таких можна зарахувати і контрольні вимірювання режимних параметрів ЕО у період зимового максимуму та літнього мінімуму навантажень, результати обробки яких використовуються як інформаційна основа для планування електричних режимів), так і активні. Натурні експерименти завжди слугували засобом перевірки адекватності моделей ЕС, їх здатності відтворювати реальну «поведінку» ЕС. Інша справа, не всі результати моделювання можуть бути перевірені шляхом безпосередніх, прямих натурних випробувань. Тому дослідження режимів ЕС шляхом поєднання математичного моделювання та натурних (пасивних і активних) експериментів залишається до цього часу найбільш конструктивним шляхом одержання інформації щодо властивостей ЕС, їхньої «поведінки» при виникненні різних схемно-режимних умов [37].

При цьому важлива роль відводиться дослідженню умов виникнення низькочастотних коливань режимних параметрів, які безпосередньо пов'язані з динамічними властивостями ЕО, що «проявляються», перш за все, через домінуючі власні частоти ЕС. Визначення таких частот для базових схемно-режимних умов функціонування ОЕС України є лише першою в низці задач, метою розв'язання яких є забезпечення ефективного демпфірування небезпечних

коливань режимних параметрів та унеможливлення коливального порушення стійкості ЕЕО. Крім того, попереднє визначення згаданих вище груп СМ (протифазні коливання яких можуть відбуватися на домінуючих власних частотах) впливає і на вибір місць розташування пристроїв синхронізованих вимірювань режимних параметрів (перш за все, векторів напруги в різних точках ЕО) [38].

Вичерпну відповідь (за винятком особливих випадків за О.М. Ляпуновим) щодо стійкості «в малому» та частот власних коливань вільного руху ЕС за відповідного усталеного режиму можна одержати в результаті визначення власних чисел характеристичної матриці, що відповідає запису в нормальній формі лінеаризованих рівнянь збуреного руху ЕС. Проте можливий і інший підхід, який, на відміну від зазначеного вище, крім визначення (off-line) власних частот ЕО передбачає також можливість використання обчислювальних процедур обробки інформації (on-line) при створенні засобів контролю параметрів поточних режимів з метою унеможливлення коливального порушення стійкості ЕС [38].

За реальних умов функціонування ЕС моніторинг їх домінуючих власних частот (в аспекті виявлення загрози коливального порушення стійкості ЕС) можна забезпечити шляхом спектрального аналізу вибірок даних – результатів «синхронізованого моніторингу» режимних параметрів, що стосуються тих ліній електропередачі (ЛЕП), по різні боки яких (в різних частинах ЕС) знаходяться згадувані вище групи СМ. Проте це потребує попереднього (off-line) визначення як домінуючих власних частот, так і відповідних ЛЕП ЕС [38].

Для досягнення зазначеної мети перевірено можливість одержання інформації про домінуючі власні частоти ЕС та ЛЕП, що розділяють відповідні групи СМ, шляхом спектрального аналізу вибірок миттєвих значень режимних параметрів, одержаних у результаті моделювання електромеханічних перехідних процесів в ЕС. Зазначені процеси обумовлювалися виникненням малих збурень в електричній мережі ЕС. Одержані в результаті такого моделювання вибірки даних містять інформацію, яка позбавлена впливу різних чинників, що мають

місце за реальних умов функціонування ЕС. Слід зазначити, що у вибірках даних, які формуються під час «синхронізованого моніторингу» режимних параметрів, відтворюється вплив багатьох чинників. Це потребувало додаткового дослідження різних методів спектрального аналізу в аспекті їх придатності для використання в on-line режимі функціонування системи моніторингу. Мова йде про дослідження їх швидкодії та «розрізняючої спроможності», особливо необхідної в разі наявності близьких домінуючих власних частот ЕС [38].

На першому етапі працездатність даного підходу було перевірено на тестових схемах ЕС. Одержані результати дали цілком задовільну збіжність з одержаними раніше (іншими методами) значеннями домінуючих власних частот ЕС. При моделюванні електромеханічних перехідних процесів в ЕС збурення початкового режиму в різних точках ЕС здійснювалося у вигляді трифазних коротких замикань різної тривалості, починаючи з 0,02 с. Тривалість перехідних процесів становила 20 с, крок чисельного інтегрування брався рівним 0,02 с, формування вибірок режимних параметрів здійснювалося з дискретністю 0,02 с. У подальшому даний підхід було також застосовано для перевірки можливості визначення домінуючих власних частот ОЕС України. Попередній аналіз одержаних результатів дав можливість виділити окремі домінуючі власні частоти, які присутні в частотному спектрі коливань потоків активної потужності по ЛЕП, що входять до складу різних контрольованих перетинів електричної мережі ОЕС України [34].

У подальшому при виконанні більш масштабних досліджень електромеханічних перехідних процесів в ОЕС України з'являються підстави для визначення перетинів основної мережі, які в першу чергу потребуватимуть реалізації «синхронізованого моніторингу» режимних параметрів і таким чином будуть розширені місця встановлення РМУ [34].

В НЕК «Укренерго» за досвітом експлуатації вважають найбільш напруженими, за тих чи інших умов, зокрема, у ремонтних режимах, шість основних перетинів ОЕС України. Це перетин Захід–Вінниця, який забезпечує видачу потужності Хмельницької та Рівненської АЕС у дефіцитний регіон і далі

на схід; Вінниця – Південно-Українська АЕС; південний перетин, який відділяє від ОЕС частину Дніпровської та Південної енергосистеми з Кримською енергосистемою; зв'язки ОЕС – Одеса з Молдовою та ОЕС – Крим і, зрештою, Дніпро – Донбас.

Крім зазначених вище першочергових задач, розв'язання яких стає можливим внаслідок створення і впровадження СМІР, з'являється також можливість реалізації моніторингу (перш за все, відповідних моделей) допустимості поточних режимів за умовою забезпечення динамічної стійкості і тепер вже практично може ставитися питання про створення якісно нових систем протиаварійної автоматики.

Таким чином, беручи до уваги зазначене вище, перший етап масштабного впровадження РМУ в ОЕС України був підпорядкований розв'язанню найбільш актуальних задач оперативного керування шляхом створення засобів та елементів проблемно-орієнтованої системи моніторингу її режимів [33, 34]. До таких задач слід віднести оцінювання стану ЕС та ОЕС України, визначення допустимості плинних режимів ОЕС за запасами статичної стійкості та попередження зростання амплітуд небезпечних в аспекті порушення стійкості низькочастотних коливань режимних параметрів, обумовлених зростанням амплітуд відповідних складових, частоти яких відповідають домінуючим власним частотам вільних коливань ОЕС України [34].

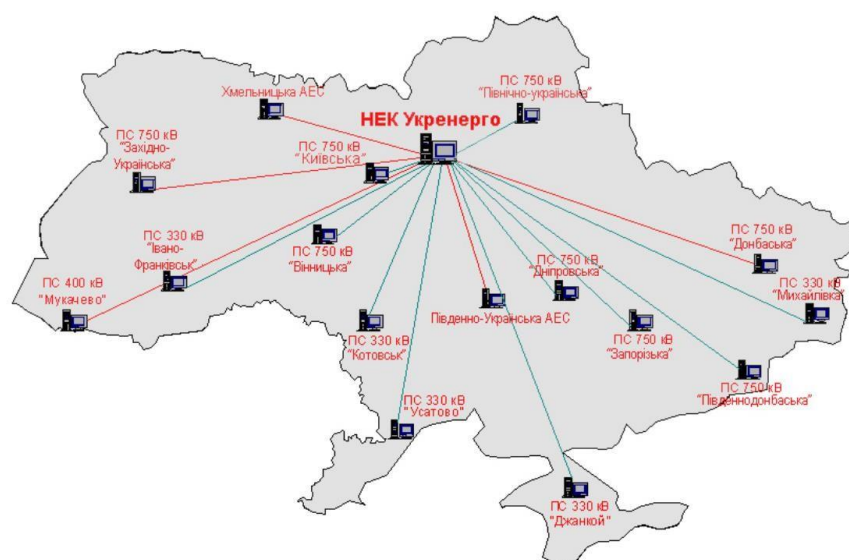


Рисунок 3.3– Місця розстановки реєстраторів для першої черги СМІР

Відповідно до інформаційних потреб зазначених задач були визначені основні критерії вибору місць розташування засобів СМПП. На рис. 3.3 вказані місця розстановки реєстраторів для першої черги СМПП.

Впровадження в ОЕС України РП «Регіна-Ч» дало змогу створити передумови для розвитку технології організації керування на основі величин, отриманих при організації векторного вимірювання параметрів режимів ЕЕС з високою точністю та дискретністю і з синхронізацією вимірювань з використанням супутникової GPS. Це забезпечило можливість надання оперативному персоналу якісно нової інформації (вектори напруги), яка характеризує завантаження ЛЕП, проведення вичерпного аналізу аварійних подій. Використання даних вимірів фазних кутів напруги дозволило значно підвищити надійність АСДК при відмовах окремих каналів одержання інформації; поліпшити обґрунтованість рішень у процесі «відбраковки» результатів вимірювань, які мають значні похибки; підвищити ймовірність прийняття правильних рекомендацій при перевірці стану топології мережі; підвищити стійкість обчислювального процесу за рахунок поліпшення властивостей матриць Якобі (внаслідок використання прямих вимірювань незалежних змінних). Таким чином, більш висока точність додаткових вимірювань сприяла одержанню і більш адекватної оцінки режимів у цілому. В кінцевому результаті створені передумови для розробки та впровадження в ОЕС України СМПП і, таким чином, забезпечена можливість ефективного використання пропускної спроможності електричних мереж, визначаючи допустимість поточних режимів за умовою забезпечення їх стійкості [34].

3.3 Вдосконалення методу визначення місця однофазного замикання на землю в лініях електропередачі

Наведено подальший розвиток методу визначення місця замикання на

землю на повітряних лініях сигналізації, централізації та автоблокування залізниць, запропонованого авторами й заснованого на дистанційному принципі. Показано, що нестаціонарна зміна параметрів режиму лінії суттєво ускладнює використання методу, через що його точність не завжди задовольняє вимогам. Узагальнено отриманий досвід об'єднання у методі одночасно трьох алгоритмів для визначення місця замикання відповідно для кожної фази лінії. З метою підвищення точності методу запропоновано вдосконалити його за рахунок введення додаткової операції уточнення значення вектору падіння напруги на опорі фази до місця пошкодження. Авторами раніше доведено, що у якості вхідних параметрів методу необхідно використовувати значення коригованих перших гармонік струмів та напруг, які визначаються за виміряними за допомогою трансформаторів струму та напруги. Проведено експерименти, що дають змогу оцінити підвищення точності вимірювання струмів за рахунок використання трансформаторів струму більш високого класу точності й вимірювання напруги за допомогою дільників з активних опорів. Проведено розрахункові дослідження з визначення значення ємностей, що включаються між кожною фазою лінії та землею для зменшення електромагнітного впливу на лінію, який виникає за рахунок близького розташування лінії два проводи-рейка та контактної мережі.

Значна кількість методів визначення місця замикання на землю однієї фази ліній заснована на використанні так званого дистанційного принципу [39-43], тобто у цих методах подібно дистанційному захисту визначається опір до місця пошкодження й через нього визначається відстань до пошкодження. Вказаний опір розраховується на підставі виміряного падіння напруги на опорі фази лінії до місця замикання та виміряного струму фази лінії. Нестационарна зміна параметрів, що вимірюються в аварійному режимі замикання на землю лінії сигналізації, централізації та автоблокування (СЦБ) залізниць, вимагає використання складних методів визначення місця пошкодження. Але точність визначення місця пошкодження у разі використання навіть цих складних методів не завжди задовольняє вимогам [39].

Тому автори поставили метою подовжити пошук заходів з підвищення точності визначення місця пошкодження та провести їхню оцінку й необхідні дослідження.

Нижче розглядається метод, який був представлений в [39, 40]. Вдосконаленню саме цього методу присвячено розділ. На рис. 3.4 наведено блок-схему умовно-інтелектуального методу визначення відстані замикання фази на землю. З нього видно, що визначення відстані до точки замикання виконується різними способами для кожної фази. У [40] доведено, що у алгоритмі необхідно використовувати кориговані значення струмів та напруг. Коригування амплітуди струмів та напруг виконується шляхом ділення амплітуд перших гармонік струмів та напруг на значення частки першої гармоніки у повному значенні відповідного струму або напруги (тут і далі під «повним» значенням розуміється значення, в якому враховано усі гармоніки). Результати розрахунків відстані замикання з використанням коригованих та некоригованих значень параметрів режиму показують, що похибка визначення відстані може складати значно більше, ніж 10%. З метою зменшення діапазону запропоновано умовно-інтелектуальний метод визначення відстані замикання фази на землю, основою якого є автоматичний вибір способу розрахунку в залежності від фази лінії, в якій виникло замикання, від плинних значень частки першої гармоніки у напрузі пошкодженої фази (контролюється за допомогою допустимих значень $U_{1допа}$, $U_{1доп1с}$, $U_{1доп2с}$), а також з урахуванням результатів співставлення результатів визначення відстані за трьома способами (рис.3.4). У фазі В досліджуваної лінії СЦБ залежність рівня першої гармоніки від відстані до місця замикання майже лінійна, а тому для фази В використовується тільки один спосіб розрахунку відстані (рис.3.4) [40].

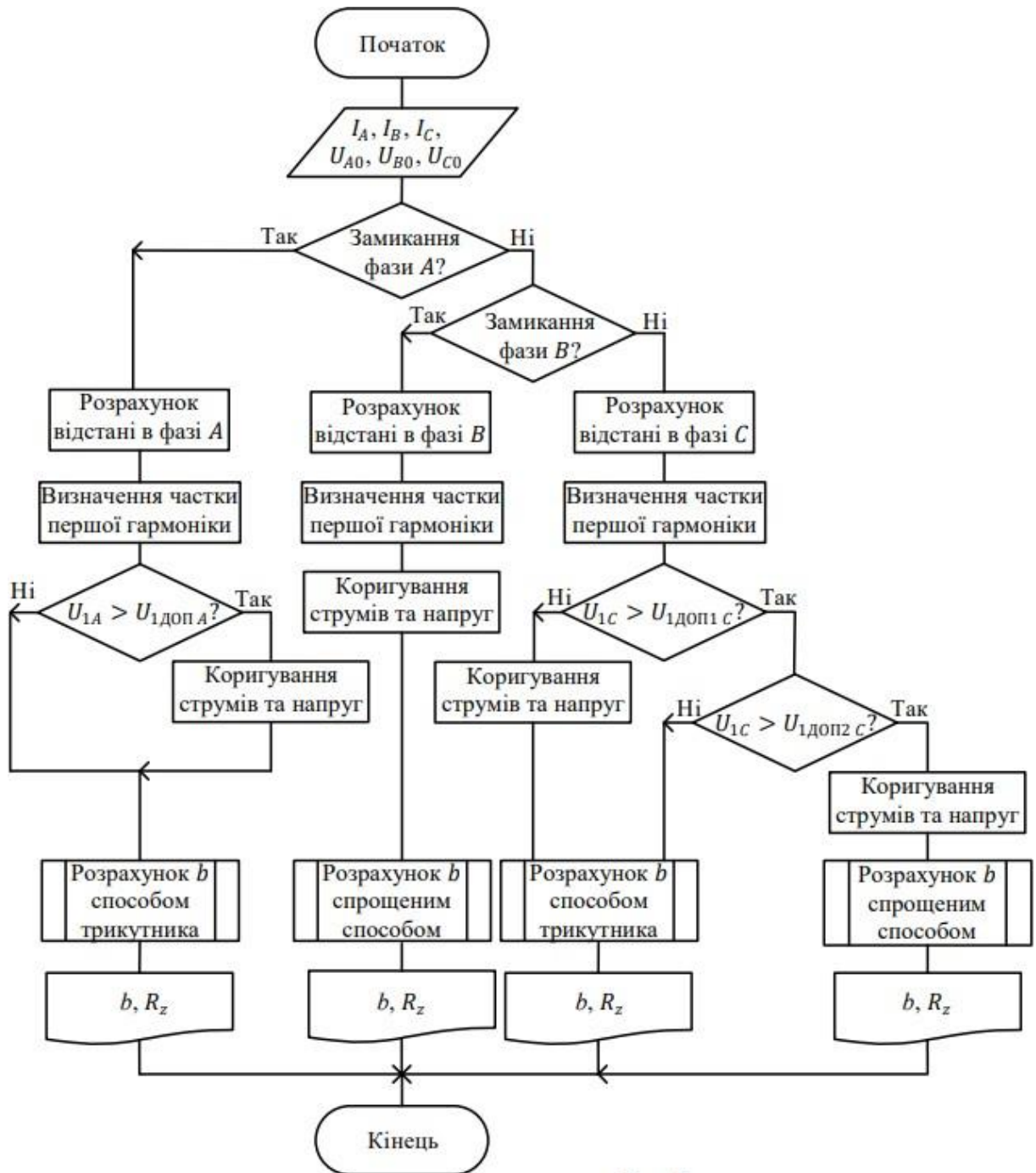


Рисунок 3.4 – Способи розрахунку відстані

На рис. 3.4 прийняті наступні позначення: $I_A, I_B, I_C, U_{A0}, U_{B0}, U_{C0}$ -дієві значення струмів та напруг фаз лінії, отримані шляхом перетворення їхніх аварійних миттєвих значень; b – відстань до місця замикання; $U_{1допA}, U_{1допB}, U_{1допC}$ – допустимі значення першої гармоніки напруг відповідно фази A та фази C, що дозволяють врахувати нелінійність розподілу першої гармоніки

відповідних напруг вздовж лінії, а конкретні допустимі значення обираються на підставі схеми розташування однофазних трансформаторів вздовж лінії або на підставі експериментальних даних; b_{rA} , b_{rB} , b_{rC} – розрахункові відстані до місця замикання відповідно фази А, В, С; R_z – опір між фазою й землею у місці замикання.

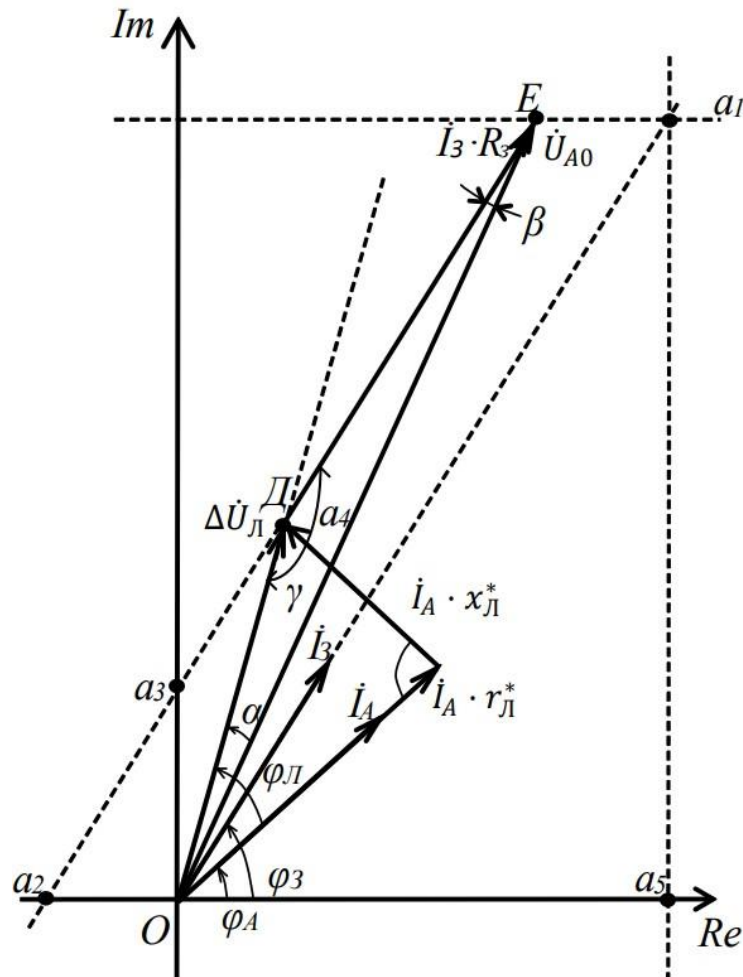


Рисунок 3.5 – Трикутник векторів напруг

Спосіб, за яким відстань визначається на підставі ділення уявної частини вектору коригованої напруги пошкодженої фази на уявну частину вектора коригованого струму цієї фази, позначено як спрощений спосіб. Спосіб, за яким відстань визначається на підставі ділення модуля вектору падіння коригованої напруги пошкодженої фази, який визначено з трикутника векторів напруг (рис. 3.5), на модуль вектору коригованого струму цієї фази, названо як спосіб трикутника [40].

З метою додаткового визначення причин виникнення похибки розрахунку відстані до місця замикання на лінії СЦБ проведено аналіз нових результатів експериментальних досліджень режимів замикання фази на землю лінії СЦБ на підстанції. Аналіз проведено за наступними напрямками:

- перевірка осцилограм на відповідність режиму (тобто у разі замикання фази А струм цієї фази повинен збільшитись, а напруга – зменшитись);
- візуальна перевірка форми струмів та напруг, їхніх періодичності та відхилення форми від синусоїди;
- оцінка результатів розрахунків відстані до місця замикання на підставі використання розробленого алгоритму, вхідними даними для якого приймались параметри режимів, що отримані в експериментах (використовувались повні значення параметрів режиму або їхні перші гармоніки);
- оцінка результатів математичного моделювання робочих режимів та режимів замикання на землю, що співпадають з умовами проведення експериментальних досліджень;
- візуалізація отриманих розрахункових та експериментальних даних у вигляді векторних діаграм і їхнє використання для додаткової перевірки правильності розрахунків відстані [40].

На підставі проведеного аналізу визначені найбільш ймовірні причини виникнення значної похибки результатів розрахунків відстані до місця замикання на лінії СЦБ. Усі причини умовно поділені на дві групи: традиційні та специфічні.

До традиційних причин віднесено:

- а) недосконалість реалізації методу;
- б) похибки вимірювання струмів фаз та напруг фаз по відношенню до землі;
- в) наявність опору у місці замикання;
- г) можлива неоднорідність параметрів лінії вздовж лінії СЦБ, що обумовлено різним виконанням лінії (тип та марка проводу, різне взаємне розташування проводів) та використання діляниць з кабелем.

Специфічні причини, притаманні повітряній лінії СЦБ:

а) відсутність розгалуженої мережі, із-за чого у разі замикання на землю виникають незначні зміни струмів, які є недостатніми для забезпечення необхідної точності вимірювання струмів;

б) навантаження лінії є неоднорідним (різна потужність та вид – однофазне та трифазне) й нерівномірно розподілене вздовж всієї лінії СЦБ;

в) електромагнітний вплив напруги лінії «два проводи-рейка (ДПР)», із-за чого наводяться напруги на кожній фазі лінії СЦБ і змінюються напруги фаз по відношенню до землі;

г) періодична зміна параметрів режиму замикання на землю усіх трьох фаз (струми та напруги фаз змінюються з періодом приблизно 0,75 секунди), що приводить до неоднозначних результатів розрахунків віддаленості місця замикання;

д) загальні порушення співвідношень кутів між струмами та напругами у різних фазах, а також амплітуд струмів та напруг (при замиканнях на однаковій відстані у різних фазах очікуються однакові співвідношення) у порівнянні з співвідношеннями, які мають місце у разі підключення до симетричної системи напруг живлення, а також неоднакові порушення співвідношень між параметрами фаз А, В, С (тобто порушення є у всіх фазах, але у разі замикань різних фаз вони відрізняються від іншої фази) [40].

Зміна параметрів режиму відбувається, наприклад, таким чином: у фазі С на протязі 180 мс співвідношення між векторами струмів та напруг відповідають таким, які є у разі симетричного живлення і тому є можливість на підставі використання цих значень виконати розрахунок усередненого значення відстані; далі на протязі 220 мс вказане співвідношення не виконується, а потім на протязі 280 мс знову виконується співвідношення і далі знову можна визначати усереднене значення відстані за якийсь проміжок часу, оскільки у кожному розрахунку для нового значення часу значення відстані змінюється. Практичне використання такої зміни параметрів неприпустиме із-за неможливості визначення у конкретному випадку вказаних діапазонів й визначення проміжку

часу, у якому будуть отримані результати, які відповідають дійсному місцю замикання, та визначення проміжку часу, у якому будуть отримані хибні результати.

Підключення ємностей до фаз лінії СЦБ призводить до збільшення струмів замикання, а також до поліпшення симетрії напруг фаз, що в цілому позитивно впливає на підвищення точності розрахунку відстані до місця замикання, але не усуває нестационарних змін параметрів режиму (необхідно відмітити, що у дослідах, які проведені раніше, також є нестационарні зміни параметрів режиму) [38].

На підставі проведеного аналізу визначені наступні шляхи підвищення точності розрахунків відстані до місця замикання:

- вдосконалення запропонованого методу визначення відстані за рахунок заміни спрощеного перетворення векторів на більш точне перетворення;
- використання тільки перших гармонік струмів та напруг для визначення відстані;
- автоматичний вибір для розрахунків відстані таких ділянок (частин осцилограми) зміни параметрів режиму, коли кутові співвідношення між вектором струму пошкодженої фази, вектором напруги пошкодженої фази та вектором струму у місці замикання відповідають очікуваним при замиканні відповідної фази лінії (тобто отриманим на підставі математичного моделювання);
- використання дільників напруги, що виконані за допомогою активних опорів, замість електромагнітних вимірювальних трансформаторів напруги та доцільності використання трансформаторів струму більш високого класу точності;
- визначення усіх усереднених кутів та модулів векторів параметрів режиму відносно вектору напруги пошкодженої фази замість визначення кутів відносно вектору напруги фіксованої фази лінії;
- збільшення значення ємності з $2 \times 0,64$ мкФ до $3 \times 0,64$ мкФ або більше на фазу.

На підставі моделювання з використанням математичної моделі лінії СЦБ отримано оцінку методичної похибки запропонованого методу визначення відстані замикання фази на землю. Результати показали, що така похибка у найбільш ймовірних умовах замикання не перевищує 1%. Враховуючи це, було прийнято рішення про доцільність використання методу в реальних умовах. Моделювання проводилося за умови симетричної системи напруг живлення. Підключення трьох ємностей до фаз лінії СЦБ суттєво зменшує існуючу несиметричність і вирівнює напруги фаз по відношенню до землі, але не повністю. Залишкова несиметрія є одним із факторів впливу на точність визначення відстані до місця замикання [38].

У зв'язку з тим, що у запропонованому методі визначення відстані до місця замикання використовуються модулі векторів струмів та напруг, на точність визначення відстані впливають похибки розрахунків значень модулів та кутів векторів струмів й напруг. Щоб знайти найбільш досконалий спосіб визначення векторів на підставі обробки відповідних послідовностей дискретних значень параметрів режиму, які визначались в експериментах, розглянуто три варіанти виконання розрахунків. У всіх трьох варіантах вхідною інформацією є миттєві значення струмів й напруг, що отримані після аналого-цифрового перетворення вихідних значень вимірювальних трансформаторів струму (ТС) та напруги. Необхідність розгляду декількох варіантів обумовлена нестаціонарністю зміни параметрів режиму роботи лінії СЦБ [38].

Перший варіант. Для визначення векторів виконуються розрахунки діючих значень струмів та напруг, а також усереднених за 20 мс значень кутів напруг і струмів по відношенню до вектору напруги фази А. На підставі отриманих даних визначаються відповідні вектори [388].

Другий варіант. Визначаються перші гармоніки струмів та напруг, далі – діючі значення перших гармонік струмів, напруг і усереднені значення кутів та на підставі отриманих даних – вектори струмів і напруг по відношенню до вектору напруги фази А [38].

Третій варіант. Визначаються усереднені значення (за 20 мс) кутів між векторами струмів і напруг по відношенню до вектору напруги фази А. Для визначення векторів струмів та напруг використовуються миттєві значення повних струмів та напруг вимірювані кожної мілісекунди. У разі аналізу режиму замикання на землю фази А вектори параметрів режиму визначаються по відношенню до вектору напруги фази В, що пов'язано із значним спотворенням напруги пошкодженої фази А (через мале значення напруги збільшується похибка вимірювання трансформатором напруги) [43]. Варіанти вхідних даних для визначення векторів струмів та напруг наведено у табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Варіанти вхідних даних для визначення векторів струмів та напруг.

Варіант	Кути визначаються за:	Максимуми векторів визначаються за:
Перший варіант	діючими значеннями повних струмів та напруг	діючими значеннями повних струмів та напруг
Другий варіант	Діючими значеннями перших гармонік струмів та напруг	діючими значеннями перших гармонік струмів та напруг
Третій варіант	діючими значеннями повних струмів та напруг	миттєвими значеннями повних струмів та напруг

На підставі співставлення результатів визначення векторів за варіантами табл. 3.1 попередньо прийнято рішення про доцільність використання другого варіанту.

У запропонованому методі відповідно до дистанційного принципу визначається опір до місця пошкодження через падіння напруги на пошкодженій ділянці. Нижче розглядається послідовність операцій з підвищення точності розрахунку вектору падіння напруги на ділянці лінії СЦБ за рахунок вдосконалення розрахунків векторів. На векторній діаграмі замикання фази А (рис. 3.5) трикутник ОДЕ створений трьома векторами напруги: сума складових

вектору падіння напруги на опорі ділянки лінії ОД ($I_A \cdot \underline{Z}_L$) та вектору падіння напруги на опорі у місці замикання ДЕ ($I_A \cdot \underline{R}_3$) дорівнює вектору напруги фази по відношенню до землі ОЕ (U_{A0}) [40].

У методі вектор падіння напруги на ділянці лінії СЦБ визначається за формулою, отриманою виходячи з теореми синусів для трикутника ОДЕ

$$\Delta \dot{U}_L = \dot{I}_A \cdot \underline{Z}_L = \dot{U}_{A0} \frac{\sin \beta}{\sin \gamma}, \quad (3.1)$$

З якої видно, що напрям вектору падіння напруги на опорі ділянки лінії такий же, як напрям вектору напруги U_{A0} . Кут має мале значення, але не врахування цього кута є причиною похибки визначення відстані [40].

Проблема полягає в тому, що на підставі наявних даних не має можливості прямо визначити вектор падіння напруги U_L , але є можливість визначити координати точки перетину вектору падіння напруги на активному опорі замикання R_3 (співпадає з напрямом вектору струму замикання I_3) та вектором падіння напруги на опорі лінії U_L (напряму вектору падіння напруги визначається через напрям вектору струму фази I_A та параметри лінії). Для усунення складової похибки визначення вектору U_L , яка виникає у цьому випадку, розроблено алгоритм врахування кута, що забезпечує визначення вектору падіння напруги U_L . Напряму цього вектору відповідає напрямку вектору падіння напруги на опорі лінії, а не співпадає з напрямом вектору напруги U_{A0} . На рис. 2 на площині комплексних координат наведена векторна діаграма струмів та напруг у разі замикання на землю фази А (вісь дійсних значень суміщається з віссю x декартової системи координат, вісь уявних значень – з віссю y декартової системи координат) [40,42].

Задача полягає у знаходженні координат точки D , яка утворюється внаслідок перетину вектора падіння напруги на ділянці лінії U_L і вектору падіння напруги на перехідному опорі у місті замикання $I_3 R_3$. Для цього використовується метод координат на площині та деякі дії виконуються з векторами, що задані координатами. Спочатку записуються рівняння прямих

$Y_1 = f(\operatorname{Re}(I_3 R_2))$ та $Y_2 = f(\operatorname{Re}(U_L))$. Координати точки D перетину цих двох прямих задовольняють обидва рівняння. Внаслідок розв'язання системи з двох рівнянь визначаються координати кінця вектора $I_A \cdot Z_L^*$. Координати допоміжних точок a_1, a_2, a_3, a_4 та a_5 записуються як звичайні координати для i -тої точки $a_i(x_i, y_i)$ [44].

На підставі вимірної напруги пошкодженої фази A по відношенню до землі U_{A0} необхідно визначити вектор падіння напруги U_L на ділянці лінії від її початку до точки замикання, тобто вектор OD , який є стороною трикутника EDO . Трикутник спирається на вектор напруги U_{A0} . Друга сторона трикутника розташована на прямій лінії, що співпадає з напрямом вектору падіння напруги на опорі лінії СЦБ U_L . Цей напрям визначається шляхом додавання до кута вектору струму I_A кута лінії $\varphi_{\text{ЛПН}} = 23,75^\circ$ (відношення індуктивного до активного опору лінії дорівнюється тангенсу кута лінії, який визначено для реальних значень активного й індуктивного опору досліджуваної лінії СЦБ). Напрямок третьої сторони трикутника DE визначається напрямом вектору струму замикання I_3 , з яким співпадає вектор падіння напруги на опорі R_3 від струму замикання I_3 . Ця сторона отримана внаслідок проведення прямої лінії через точку E паралельно вектору I_3 . Координати точки a_4 перетину другої і третьої сторони трикутника – це координати кінця вектору падіння напруги U_L [44].

Для проведення через точку E лінії паралельно напрямку вектору I_3 створюється паралелограм Ea_1Oa_2 (лінія DE продовжується до перетину з віссю дійсних значень у точці a_2 , лінія вектору I_3 продовжується до перетину в точці a_1 з прямою лінією, що проведена паралельно осі дійсних значень і проходить через кінець вектору U_{A0} точку E). Сторона Ea_1 розташована паралельно осі дійсних значень, тобто паралельно стороні паралелограма Oa_2 . Уявна координата точки a_1 дорівнює уявній координаті кінця вектору напруги \bar{U}_{A0} , тобто

$$e_1 = \operatorname{Im}(\bar{U}_{A0}). \quad (3.2)$$

Дійсна координата точки a_1 визначається з прямокутного трикутника a_1Oa_5 з урахуванням того, що кут вектору струму \bar{U} відомий.

$$\operatorname{tg} \varphi_3 = \frac{y_1}{x_1} = \frac{\operatorname{Im} I_3}{\operatorname{Re} I_3} \quad (3.3)$$

Підставивши (3.2) у (3.3) отримаємо:

$$X_1 = \frac{\operatorname{Im}(U^* A_0) \operatorname{Re}(I_3)}{\operatorname{Im}(I_3)} \quad (3.4)$$

Виходячи з рівності сторін паралелограму Oa_2 та Ea_1 , знаходимо дійсну координату точки a_2

$$x = \operatorname{Re}(U^* A_0) - x \quad (3.5)$$

Щоб записати рівняння лінії Ea_2 , необхідно визначити уявну координату точки перетину a_3 . Кут між лінією Ea_2 та віссю Re дорівнює куту вектора струму замикання \bar{I} , а тому

$$\operatorname{tg} \varphi_3 = y_3 / x_2 \quad (3.6)$$

Виходячи з (5), уявна координата точки a_3

$$y_3 = \operatorname{tg} \varphi_3 \cdot x_2 \quad (3.7)$$

Розглянемо елементи векторної діаграми у декартовій системі координат. Рівняння прямої, що проходить через точку a_3 (падіння напруги на опорі в місці замикання від струму замикання у залежності від значення цього опору), у залежності від аргументу x

$$Y_1 = x \cdot \operatorname{tg} \varphi_3 + y_3 \quad (3.8)$$

Рівняння прямої лінії, що відповідає залежності вектора падіння напруги на опорі ділянки лінії від довжини цієї ділянки, отримуємо шляхом повороту вектора струму фази A на кут лінії $\varphi_{\text{ЛН}}$

$$Y_2 = x \cdot \operatorname{tg}(\varphi_A + \varphi_{\text{ЛН}}) \quad (3.9)$$

Оскільки метою є визначення координат точки перетину прямих $Y_1 = f(x)$ та $Y_2 = f(x)$, то напишемо, що у точці перетину значення цих функцій рівні між собою, тобто $Y_1 = Y_2$, або з урахуванням (3.7) та (3.8)

$$x \cdot \operatorname{tg} \varphi_3 + y_3 = x \cdot \operatorname{tg} (\varphi_A + \varphi_{\text{ЛПН}}). \quad (3.10)$$

Після визначення дійсної координати кінця вектору падіння напруги U_L з рівняння (3.7) у разі підстановки $x = x_4$ знаходиться уявна координата y_4 точки a_4 , тобто знаходиться уявна складова значення вектору падіння напруги U_L .

Розглянутий алгоритм врахування кута (у різних експериментах кут складає до 9-12 град.), що забезпечує підвищення точності визначення місця замикання до 5,5%.

Додатково до дії, що розглянута вище, на підвищення точності визначення місця замикання також впливає точність вимірювання струмів та напруг за допомогою вимірювальних трансформаторів. З метою оцінки технічної доцільності використання трансформаторів струму класу 0,2 замість класу 0,5 виконана на підставі експериментальних даних дев'яти дослідів замикань на лінії СЦБ у різних фазах на різній відстані (табл. 3.2). Відхилення значень струму у фазах трансформаторів струму класу 0,5 розраховані з урахуванням прийнятого припущення про те, що вимірювання струмів за допомогою ТС класу 0,2 дає точніші значення струмів. У табл. 3.2 наведені діючі значення струму фази, що замкнулась на землю, (повні значення) в амперах. З даних таблиці видно, що найбільше відхилення з трьох трансформаторів дає трансформатор струму у фазі А.

Таблиця 3.2 – Експериментальні дані.

Фаза	Вимір	Відстань до точки замикання, в.о.		
		0,167	0,39	0,62
A	ТС 0,2	7,730	7,909	7,794
	ТС 0,5	7,681	7,859	7,748
	Відхилення значення струму %	0,634	0,632	0,59
B	ТС 0,2	7,837	7,980	8,399
	ТС 0,5	7,843	7,981	8,410
	Відхилення значення струму %	-0,077	-0,013	-0,131
C	ТС 0,2	7,577	7,763	7,509
	ТС 0,5	7,584	7,768	7,512
	Відхилення значення струму %	-0,092	-0,064	-0,04

Проведені розрахунки на підставі даних табл. 3.2 показали, що відхилення значення струму у фазі A дає похибку у визначенні відстані замикання від 0,038 км до 0,132 км (0,1- 0,3%). Таким чином підтверджена технічна доцільність використання ТС класу 0,2 (економічне обґрунтування не проводилось).

Співставлення результатів вимірювання напруг за допомогою три фазного трансформатору та дільників, що складені з активних опорів, проведено на підставі даних тих же експериментів. Аналіз результатів табл. 3.2 не дав однозначної відповіді про доцільність використання одного чи другого варіанту вимірювання. Але розрахунки гармонійного складу напруг пошкоджених фаз вказують на перевагу використання трансформатору напруги типу НТМІ, оскільки дільники з активних опорів іноді дають занижені значення першої гармоніки (табл. 3.3, гармонійний склад напруги пошкоджених фаз, %) [40].

Таблиця 3.3 Гармонійний склад напруги пошкоджених фаз.

0	Тип перетворювача напруги	Номер гармоніки	Відстань до місця замикання, в.о.					
			0,167		0,39		0,62	
			До зам.	При зам.	До зам.	При зам.	До зам.	При зам.
А	Дільник з активних опорів	0*	1,0	49,9	0,7	14,3	0,6	9,6
		1	95,2	36,5	95,6	25,2	95,9	21,7
	НТМІ	0*	0,6	15,8	0,2	9,8	0,2	7,4
		1	95,7	77,7	96,0	56,3	96,1	8,2
В	Дільник з активних опорів	0*	1,0	8,2	0,7	6,0	0,4	3,5
		1	96,0	84,6	93,4	71,0	92,5	57,3
	НТМІ	0*	1,1	23,5	0,8	21,8	0,6	6,6
		1	95,9	69,0	93,5	50,2	92,8	40,7
С	Дільник з активних опорів	0*	0,4	1,5	0,3	0,9	0,1	1,4
		1	94,6	81,3	88,6	76,8	95,2	64,5
	НТМІ	0*	0,3	0,9	0,1	0,4	0,0	0,5
		1	94,5	81,6	89,1	80,0	95,3	58,1

Цілоком зрозуміло, що значення ємностей, що включаються між фазами та землею, впливає на точність визначення відстані до точки замикання. Розрахунки режиму замикання й похибки визначення відстані до точки замикання проведені за допомогою математичної моделі реальної лінії СЦБ. У табл. 4 наведені результати розрахунків похибки визначення відстані замикання на землю (%) у залежності від значення ємності, включеної між фазами лінії СЦБ та землею. Аналіз отриманих результатів дозволяє визначити необхідне значення ємності, виходячи із допустимого значення похибки. При цьому необхідно також враховувати допустимість зростання напруг фаз лінії СЦБ, що виникає внаслідок збільшення ємностей [40].

Як вже було зазначено, включення ємностей між фазами та землею

позитивно впливає на точність визначення відстані до місця замикання й разом з тим поліпшує якість електричної енергії за рахунок часткового вирівнювання фазних напруг. У зв'язку із цим були розглянуті й інші подібні заходи підвищення якості електричної енергії лінії СЦБ. Вибір потрібного заходу проведено на підставі розгляду варіантів з'єднання нейтралі силового трансформатора лінії СЦБ з землею (через активний, індуктивний або ємнісний опір) або з'єднання фаз лінії СЦБ із землею за допомогою ємностей. При цьому оцінювались: коефіцієнти несиметрії напруг за зворотною та нульовою послідовністю, допустимість збільшення струмів фаз лінії в нормальному режимі та в режимі замикання на землю, а також вплив заходів на точність визначення відстані до місця замикання на землю.

Таблиця 3.4 Результати розрахунків похибки визначення відстані замикання на землю (%).

Ємність, мкФ	Відстань до місця замикання, в.о.										
	0,01	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,99
0	50,0	4,7	2,23	1,42	1,02	0,8	0,66	0,58	0,53	0,51	0,51
1x0,64	-93,9	-8,7	- 4,02	- 2,56	- 1,91	- 1,62	-1,5	-1,52	-1,61	-1,77	-1,96
2x0,64	-22,8	- 2,05	- 0,93	-0,6	- 0,47	- 0,43	- 0,44	0,48	-0,56	-0,65	-0,75
3x0,64	-12,8	- 1,11	- 0,49	- 0,32	- 0,26	- 0,26	- 0,28	-0,33	-0,4	-0,48	-0,57
4x0,64	-8,74	- 0,74	- 0,32	- 0,21	- 0,18	- 0,19	- 0,22	-0,27	-0,34	-0,42	0,5
5x0,64	-6,58	- 0,54	- 0,23	- 0,15	- 0,13	- 0,15	- 0,19	-0,24	-0,31	-0,38	-0,46

3.4 Визначення відстані до місць однофазних замикань на повітряних лініях

Замикання однієї фази на землю є одним з розповсюджених пошкоджень повітряних ліній незалежно від рівня напруги та режиму заземлення нейтралі.

Але у мережі з заземленою нейтраллю не виникає значних проблем у разі визначення місця виникнення пошкодження. В основному це пов'язано з тим, що значення струмів пошкодження на декілька порядків перевищують значення струмів нормального режиму. Навіть у кабельних мережах з ізольованою нейтраллю у більшості випадків проблема пошуку місця замикання знаходить рішення завдяки тому, що струми нульової послідовності пошкодженої лінії значно перевищують ці самі струми у нормальному режимі. Інформативною складовою також є наявність у струмі нульової послідовності вищих гармонік. Найскладніше визначати місце замикання у повітряних лініях з ізольованою нейтраллю. Крім величини струму на розв'язання цієї задачі у більшості випадків впливає наявність перехідного опору у місті замикання, а також наявність навантаження лінії й несиметрія напруг фаз джерела живлення або вплив напруги ліній, що близько проходять. Прийнятну точність для повітряних ліній з ізольованою нейтраллю забезпечують методи, засновані на короткочасному відключенні пошкодженої лінії. Для відповідальних споживачів таке рішення не може використовуватися. Достатню точність забезпечує метод короткочасного з'єднання нейтралі лінії з замиканням фази із землею. Недоліками цього методу є небезпека переходу замикання у багатофазне коротке замикання та деякі інші [42].

Виникнення замикань на землю призводить до появи струмів нульової послідовності. Значна кількість методів визначення місця замикання на землю засновується на вимірюванні цих струмів. У зв'язку з тим, що у повітряних ліній напругою до 110 кВ незначна ємність фаз, струми нульової послідовності невеликі, забезпечити необхідну точність їхнього вимірювання дуже важко. На величину струмів також впливає кількість ліній, які підключені до збірних шин [42].

Для збільшення струмів нульової послідовності або для їхнього створення у разі підключення до шин однієї лінії авторами пропонується включити на початку лінії ємності між кожною фазою і землею. Завдяки використанню реактивного опору виключаються активні втрати електричної енергії [42].

Основа алгоритму визначення місця замикання полягає у тому, що при величині опору всієї лінії \underline{z}_l визначається опір ділянки лінії від початку лінії (місце встановлення трансформаторів струму) до місця замикання $\underline{z}_l^* = r_l^* + jx_l^*$.

Потім необхідно розділити отримане значення \underline{z}_l^* на питомі параметри лінії й таким чином визначити відстань l_3 до місця замикання [42].

Опір \underline{z}_l^* розраховується шляхом ділення падіння напруги на цьому опорі $U_{A0}^{\&}$ на струм лінії у пошкодженій фазі $I_A^{\&}$. Схема заміщення, яка відповідає цьому випадку, наведена на рис. 3.6 (активні опори ємностей невраховані). Відповідно до цієї схеми на підставі закону Кірхгофу рівняння для напруги пошкодженої фази лінії на початку лінії (без врахування зміни значення струму I_A впродовж лінії через наявність на ній розподіленого навантаження) запишеться так:

$$U_{A0}^{\&} = I_A^{\&} \cdot \underline{z}_l^* + I_3^{\&} \cdot R_3. \quad (3.11)$$

У рівнянні (11) є дві невідомі величини: \underline{z}_l^* та R_3 . Але завдяки тому, що у рівнянні входять комплексні величини, воно може бути розв'язано.

Для розв'язання рівняння (11) необхідно знати не тільки напругу $U_{A0}^{\&}$ та струм I_A , які безпосередньо вимірюються за допомогою вимірювального трансформатора напруги та вимірювального трансформатора струму, а ще й струм I_3 , який проходить через перехідний опір R_3 у місці замикання. Цілком зрозуміло, що безпосередньо струм I_3 неможливо вимірювати [42].

Згідно з класичним підходом вважається, що через місце замикання проходить струм нульової послідовності $3I_0$ [6], який може бути визначений шляхом підсумовування векторів струмів трьох фаз

$$3I_0^{\&} = I_A^{\&} + I_B^{\&} + I_C^{\&}. \quad (3.12)$$

Але з іншого боку це не зовсім відповідає дійсності. Необхідно уточнити (12). Розглянемо складові струму замикання за допомогою схеми заміщення, наведеної на рис. 3.6 (без врахування впливу власної ємності фази A лінії), де місця вимірювання струмів фаз відповідають місцям встановлення трансформаторів струму [47].

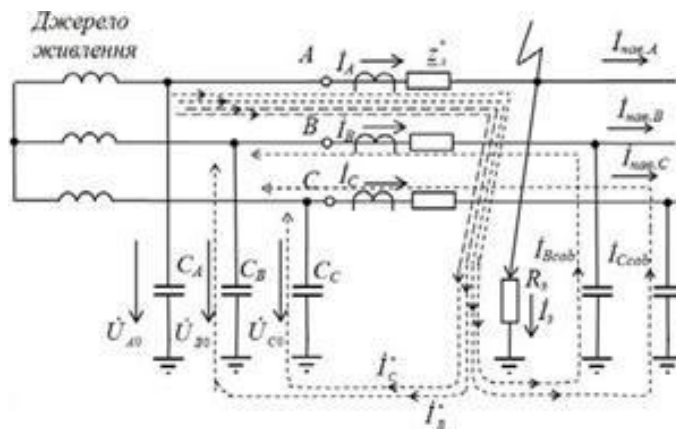


Рисунок 3.6 – Схема заміщення.

Вектор струму фази A складається з наступних складових: векторів струмів I_{B^*} та I_{C^*} , що обумовлені зосередженими (додатковими) ємностями відповідно C_B та C_C ; векторів струмів I_{Bcob} та I_{Ccob} , що обумовлені власними ємностями фаз B та C лінії по відношенню до землі, та векторе струму навантаження фази $I_{нав.A}$.

Вектор струму, що проходить через місце замикання, на підставі аналізу схеми заміщення і розподілу струмів (рис. 3.6) дорівнює

$$I_3^{\&} = I_{B^*}^{\&} + I_{C^*}^{\&} + I_{Bcob}^{\&} + I_{Ccob}^{\&} \quad (3.13)$$

При цьому струми фаз визначаються наступним чином:

$$I_A = I_{нав.A} + I_{B^*}^{\&} + I_{C^*}^{\&} + I_{Bcob}^{\&} + I_{Ccob}^{\&}, \quad I_B = I_{нав.B} - I_{Bcob}^{\&}, \quad I_C = I_{нав.C} - I_{Ccob}^{\&} \quad (3.14-3.16)$$

Підставимо (14) – (16) у (12)

$$3I_0 = I_{нав.A} + I_{нав.B} + I_{нав.C} + I_{B^*}^{\&} + I_{C^*}^{\&} \quad (3.17)$$

Навантаження лінії не зв'язане з землею, а тому не створює струмів нульової послідовності і сума струмів навантаження фаз в (17) дорівнює нулю.

Тоді з (17) отримаємо

$$3\dot{I}_0 = I_B^{\&*} + I_C^{\&*}. \quad (3.18)$$

Порівняння (18) з (13) показує, що для визначення струму, що проходить через перехідний опір R_3 , до струму $3\dot{I}_0$ необхідно додати струми \dot{I}_{Bcob} та \dot{I}_{Ccob} , тобто рівняння (13) слід записати у такому вигляді:

$$\dot{I}_3 = 3\dot{I}_0 + \dot{I}_{Bcob} + \dot{I}_{Ccob}. \quad (3.19)$$

Ємнісні струми, що обумовлені власною ємністю фаз B і C по відношенню до землі, визначаються з урахуванням реальних напруг відповідних фаз, які збільшуються при замиканні однієї з фаз

$$\dot{I}_{Bcob} = U_{B0}^{\&} \cdot (-j\omega \dot{I}_{Bcob}), \dot{I}_{Ccob} = U_{C0}^{\&} \cdot (-j\omega \dot{I}_{Ccob}). \quad (3.20)$$

Розглянемо один з варіантів розв'язання рівняння (11). При цьому враховується, що перехідний опір R_3 – активний, а тому напрямок напруги на ньому збігається з напрямком вектору струму \dot{I}_3 . Напрямок падіння напруги на опорі лінії визначається напрямком вектору струму фази A , а також кутом лінії φ_L . Значення кута φ_L може бути однаковим впродовж всієї лінії, або змінюватися на окремих ділянках. У будь-якому випадку цей кут визначається з виразу

$$\operatorname{tg} \varphi_L = X_L / R_L. \quad (3.21)$$

Зобразимо на комплексній площині (рис. 3.7) векторну діаграму, що відповідає рівнянню (3.20) та рис.3.6. Розрахунок відстані до точки замикання полягає у визначенні кутів трикутника ОДЕ, з якого знаходиться сторона ОД і далі опір ділянки лінії до точки замикання. У разі необхідності перехідний опір у місці замикання знаходиться з (3.22):

$$R_3 = (U_{A0}^{\&} - I_A^{\&} \cdot z^*) / I_3^{\&}. \quad (3.22)$$

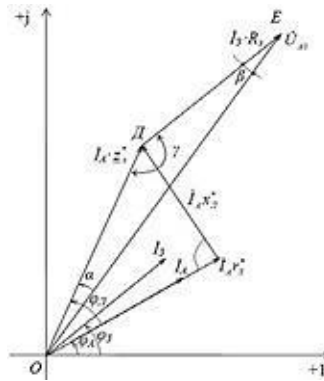


Рисунок 3.7 – Векторна діаграма

На рис. 3.8 наведено результати розрахунків на математичній моделі похибки Δb визначення місця замикання на землю при різних режимах роботи лінії у залежності від відстані l при опорі у місці замикання $R_3 = 10$ Ом: 1 – ізольована нейтраль (існуюча схема); 2 – нейтраль ізольована, включені ємності 0,64 мкФ; 3 – нейтраль ізольована, включені ємності $2 \cdot 0,64$ мкФ; 4 – заземлена нейтраль. Аналіз результатів показує, що у разі використання ємностей $2 \cdot 0,64$ мкФ похибка не перевищує 1%. У разі наявності несиметрії напруг фаз по відношенню до землі використання ємностей забезпечує майже симетричні напруги фаз.

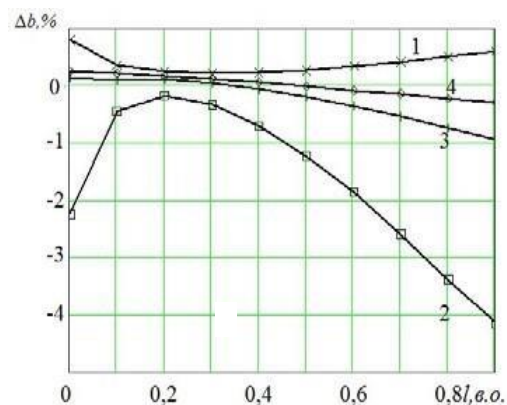


Рисунок 3.8 Результати розрахунків

Випробування у промислових умовах проведені на повітряній лінії 10 кВ довжиною більш 30 км: виконувалися металеві замикання на землю на різній відстані, фіксувалися параметри режимів і на цій підставі роз раховувалися відстані до місця замикання. Похибка визначення відстані у восьми проведених дослідах не перевищила 4% (у разі підбору значення напруги компенсації).

Таким чином, запропонований метод визначення відстані до точки замикання на землю для повітряних ліній у нерозгалуженій мережі з ізольованою нейтраллю. Метод заснований на використанні параметрів режиму (струми та напруги фаз по відношенню до землі) і не потребує відключення лінії. Точність визначення місця замикання на землю значно підвищується при наявності ємностей, що підключені до кожної фази та землі. Підключення ємностей позитивно впливає на вирівнювання значень напруг фаз лінії у нормальному режимі. За наявності розгалуженої мережі ці ємності можна не використовувати.

ВИСНОВКИ

На основі дослідження літературних джерел показано, що системи моніторингу параметрів режимів функціонування та діагностування обладнання на рівні електроенергетичних об'єктів дозволяють своєчасно виявити загрози його пошкодження і запобігти виникненню великих системних аварій.

Визначено основні методи інтелектуального управління в інтелектуальній енергетичній системі (ІЕС), які з широким впровадження систем FACTS, а також Smart Grid дозволяють забезпечити формування системи передачі електроенергії з новою якістю.

Сформульовано сучасне розуміння моніторингу в електроенергетиці зокрема, визначено його основні завдання та особливості. Наведено також класифікацію моніторингу.

Розглянуто систему моніторингу перехідних режимів, яка охоплює ключові вузли ОЕС України і здійснює синхронізований моніторинг та реєстрацію системних параметрів, а саме нормальних (сталих) і аварійних (перехідних) режимів роботи електроенергетичних систем.

Розглянуто метод визначення місця замикання на землю в лініях електропередачі заснований на дистанційному принципі, який вдосконалено з метою підвищення точності за рахунок введення додаткової операції уточнення значення вектору падіння напруги на опорі фази до місця пошкодження.

Досліджено метод визначення відстані до точки замикання на землю для повітряних ліній у нерозгалуженій мережі з ізольованою нейтраллю.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Кириленко О.В. Сучасні тенденції побудови та керування режимами електроенергетичних мереж / О.В. Кириленко, С.П. Денисюк // Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. – 2014. – № 9 (том 2). – С. 82–94.
2. Конспект лекцій з дисципліни «Надійність і діагностика електрообладнання» для студентів за напрямом 6.050702 “ Електромеханіка”/ Укл.: к.т.н., доцент Ключев О.В. - Дніпродзержинськ: ДДТУ,2013, 143 стор.
3. Кириленко О.В., Денисюк С.П. Сучасні тенденції побудови та керування режимами електроенергетичних мереж // Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит. – 2014. – № 9 (том 2). – С. 82–94.
4. Кириленко А. В. Интеллектуальные электроэнергетические системы: элементы и режимы / под общ. ред. акад. НАН Украины Кириленко А. В. Киев : Ин-т электродинамики НАН Украины, – 2014.– 408 с.
5. Биконя О.С. Шляхи впровадження Smart Grid в країнах світу/ Економічний вісник Донбасу –№ 1 (27),– 2012 – С. 217-222.
6. Кучанський В., Малахатка Д. (2020). Оптимізація режимів роботи неоднорідних електричних мереж керованими пристроями компенсації реактивної потужності. Збірник наукових праць ЛОГОС, 40-44. <https://doi.org/10.36074/24.07.2020.v2.13>
7. Мороз О. М. Використання технологій Smart Grid для підвищення ефективності електропостачання споживачів / О. М. Мороз, М. М. Черемісін, О. А. Савченко, С. А. Попадченко, С. В. Дюбко // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2017. – № 3. – С. 82-86. – Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/eete_2017_3_11.
8. Оцінка стану та реалізації концепцій розвитку "інтелектуальних" електромереж у світовій практиці. – Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/01/3.-Smart-Grid.pdf>

9. Попадченко С. А. Аналіз світових тенденцій модернізації електричних підстанцій на сучасному етапі розвитку. Енергетика та електрифікація. 2016.– № 9. – С. 46-49.
10. Інтелектуальні системи керування потоками електроенергії у локальних об'єктах [Текст] : монографія/ О. В. Кириленко[та ін.] ; Ін-т електродинаміки НАН України, " Київський політехнічний ін – т", Нац . техн . ун – т України . - Київ : Медіа ПРЕС, 2005. - 212 с.
11. ZANHRAN MOHAMED Smart Grid Technology, Vision, Management and Control. Режим доступу: <https://pdfs.semanticscholar.org/fdaa/55679374a78b8ff6d94c5d4dfd31edd5bc3c.pdf>
12. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими: За заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка / Інститут електродинаміки НАН України. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, – 2016. – 400 с.
13. Буткевич О.Ф. Проблемно-орієнтований моніторинг режимів ОЕС України // Техн. електродинаміка. – 2007, № 5. – С. 39-52.
14. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Рибіна О.Б., Чижевський В.В. Деякі питання розвитку системи керування режимами ОЕС України // Техн. електродинаміка. Темат. випуск: „Силова електроніка та енергоефективність”. Ч. 1. – 2010. – С. 165-168.
15. Буткевич О.Ф., Левконюк А.В., Зорін Є.В., Буланая В.С. Про використання синхронізованих вимірів кутів напруги з об'єктів ОЕС України при визначенні допустимості її поточних режимів за запасами статичної стійкості // Техн. електродинаміка. – 2010, № 6. – С. 51-58.
16. Моніторинг та діагностування електроенергетичних об'єктів та систем України на базі комплексів “Регіна” / О.Ф. Буткевич, В.Л. Тутик // Гідроенергетика України. — 2010. — № 3. — С. 46-49.
17. Бондаренко С. Smart Grid в забезпеченні інтелектуалізації енергосистеми України // Social development & Security. - 2019. - Vol. 9, Iss. 1. - С. 26–39. / Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/socdevsec_2019_9_1_5.
18. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Левітський В.Г.

Інформатизація та інтелектуалізація електроенергетики: пріоритети та практичні доробки // Праці Інституту електродинаміки НАН України, 2002, № 3 (3). – С. 4-18.

19. Стогній Б.С., Сопель М.Ф., Слинько В.М. та ін. Створення технічних засобів системи моніторингу перехідних режимів енергосистем та їх метрологічне забезпечення // Праці Ін-ту електродинаміки НАНУ. – 2007. – № 1 (16). – С. 16-22.

20. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Денисюк С.П. Інформатизація електроенергетичних систем та електричних об'єктів // Праці Ін-ту електродинаміки НАН України, 2007, № 1 (16), ч. 1. – С. 9-15.

21. Матвієнко С. В. Моніторинг технічного стану електричних мереж з ізольованою нейтраллю на основі розподіленої системи RC-фільтрів з обмежувачами перенапруг та телеметрією напруг / С.В. Матвієнко, В.П. Янович, О.О. Рубаненко, В.В. Явдик // Збірник наукових праць ВНАУ: Серія техніка, енергетика, транспорт АПК. – 2018. – № 2. – С. 48 – 53.

22. Стогній Б.С., Кириленко О.В., Буткевич О.Ф., Сопель М.Ф. Застосування засобів моніторингу перехідних режимів в ОЕС України для розв'язання задач диспетчерського керування // Праці Інституту електродинаміки НАН України, 2009, вип. 23. – С. 147-155.

23. Arango O. J., Sanchez H.M., Wilson D. H. Low Frequency Oscillations in the Colombian Power System – Identification and Remedial Actions // CIGRE Session 2010, Paris. Paper C2-105.

24. Mark S., Radford D. Communication system Requirement for Implementation of Large Scale Demand Side Management and Distribution Automation // IEEE T-PD. – 1996. No 2. – Pp. 683-690.

25. Денисюк С.П. Формування складових інтелектуальної платформи керування енергетичними системами та мережами/ С.П. Денисюк , Р. Стшелецькі// Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2019. – № 3. – С.7-22. Режим доступу: https://ela.kpi.ua/bitstream/123456789/37320/1/eete2019-3_01.pdf

26. Тлумачний словник з інформатики / Г.Г. Півняк, Б.С. Бусигін, М.М. Дівізінюк. – Д., Нац. гірнич. ун-т, 2010. – 600 с.
27. Шлезінгер М.І., Мацелло В.В. Розпізнавання образів // У кн.: Стан розвитку інформатики в Україні. – Київ: Наук. думка, 2010. – С. 523–528.
28. Буткевич О. Ф., Кириленко О. В. Першочергові завдання проблемно-орієнтованої системи моніторингу режимів ОЕС України // Вісн. Нац. ун-ту "Львівська політехніка". – 2007. – № 597. – С. 129–135.
29. Стогний Б. С., Буткевич А. Ф., Зорин Е. В., Левконюк А. В., Чижевський В. В. Проблемно-орієнтований моніторинг режимів енергооб'єднання // Техн. електродинаміка. – 2008. – №6. – С. 52–59.
30. Стогний Б. С. Система глобального моніторинга, синхронізація і реєстрація системних параметрів ОЭС України – основа нового качества автоматизированного и оперативного управления / Б. С. Стогний, К. В. Ущাপовський, А. Н. Мольков та інші // Энергетика та електрифікація. – 2006. – № 4. – С. 8-11.
31. ГКД 34.20.575-2002. Стійкість енергосистем. Керівні вказівки. – К.: КВІЦ, 2002. – 48 с.
32. Butkevych O., Kyrylenko O. Power System Operation Control Based on Synchronized Phasor Measurements // Przegląd Elektrotechniczny. – 2008. – № 4. – P. 77–79 (Poland)
33. UCTE Operation Handbook: <http://www.ucte.org/>, UCTE, Brussels, 2004.
34. Izykowski J. Fault location on power transmission lines. Oficyna Wydawnicza Politechniki Wroclawskiej. Wroclaw.– 2008. – 221 p.
35. Saha M.M., Izykowski J., Rosolowski E. Fault Location on Power Networks. Springer-Verlag, London Limited.– 2010.– 424 p.
36. Миронов О. С., Дяченко М. Д., Бурлака В. В., Бублик С. К. Спосіб визначення відстані до місця однофазного замикання на землю або дефекту ізоляції в електричних мережах з ізолюваною та компенсованою нейтраллю: патент на винахід №94145 Україна, МПК G01R 31/08; заявл. 03.08.2009; опубл. 11.04.2011, Бюл. №7.

37. Swagata Das, Surya Santoso, Anish Gaikwad, Mahendra Patel. Impedance-Based Fault Location in Transmission Networks: Theory and Application. IEEE Access, Vol. 2. – 2014. – Pp. 537-557.

38. Стогній Б.С., Гребченко М.В., Максимчук В.Ф. Моніторинг стану ліній 10(6) кВ сигналізації, централізації та блокування електрифікованих залізниць. Техн. електродинаміка. – 2016. – № 1. – С. 40-46. Режим доступу: <https://doi.org/10.15407/technd2016.01.040>

39. Сопель М. Ф., Гребченко М. В., Максимчук В. Ф., Пилипенко Ю. В. Визначення місця однофазного замикання на землю в умовах електромагнітного впливу на повітряних лініях сигналізації, централізації та блокування залізниць. Техн. електродинаміка. – 2019. – № 1. С. 50 - 54. Режим доступу: <https://doi.org/10.15407/technd2019.01.050>

40. Гребченко М.В., Максимчук В.Ф., Пилипенко Ю.В. Визначення відстані до місць однофазних замикань на повітряних лініях. Техн. електродинаміка. – 2016. – № 4. – С. 83-85. Режим доступу: <https://doi.org/10.15407/technd2016.04.083>

41. ДСТУ EN 50160:2014 (EN 50160:2010, IDT). Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності [Чинний з 1.10.2014] – Київ: Держстандарт України, 2014. – 27 с.

42. Баран П.М., Кідиба В. П., Равлик О. М. Визначення виду та місця пошкодження на лініях з відгалуженням // Електроенергетичні та електромеханічні системи. – 2008. – № 615. – С. 8-13.

43. Гребченко М.В., Бельчев І. В. Спосіб визначення відстані до місця виникнення локального дефекту ізоляції та опору цього дефекту у розподільних мережах. Патент України. № 100180. G01R31/08, – 2012.

44. Зайцев Є. О., Антоненко, А. В., Березниченко В. О., Закусило С. А. SMART засоби визначення аварійних станів у розподільних електричних мережах міст. Таврійський науковий вісник. Серія: Технічні науки, (5), 3-12. - 2022. Режим доступу: <https://doi.org/10.32851/tnv-tech.2022.5.1>

45. Деклараційний патент на корисну модель 41967 Україна, МПК G06F 11/00. Комп'ютерна система моніторингу і визначення місця аварії силових мереж сцб / Б. С. Стогній (UA); М. Ф. Сопель (UA); О. І. Стасюк (UA); В. Л. Тутик (UA); І. О. Щербакова (UA); А. Л. Желєзняк (UA); Л. Л. Гончарова (UA); Є. Г. Подлесних (UA). — № u20080819; заявл17.06.2008; опубл. 25.06.2009, Бюл. № 12. — 12 с.