

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра «Електротехнічні системи та енергетичний менеджмент»

“Допущено до захисту”

Зав. кафедри ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

_____Петро ПЛЄШКОВ

“ _____ ” 20__ р.

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
за другим (магістерським) рівнем вищої
освіти

на тему:

**«Оптимізація функціонування розосереджених джерел
енергії в локальних електричних системах»**

Виконав здобувач вищої освіти

II курсу, групи *ЕНМ-23М*

ОПП «Енергетичний менеджмент»

спеціальності 141 «Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка»,

_____ Ольга БРАТАНІЧ

« _____ » _____ 2024 р.

Керівник роботи к.т.н., доцент

_____ Катерина ПЕТРОВА

« _____ » _____ 2024 р.

Рецензент _____

Центральноукраїнський національний технічний університет

Факультет будівництва, транспорту та енергетики

Кафедра електротехнічних систем та енергетичного менеджменту

Рівень вищої освіти другий (магістерський)

Галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма Енергетичний менеджмент

ЗАТВЕРДЖУЮ:

завідувач кафедри ЕТС та ЕМ

к.т.н., професор

Петро ПЛЕСХОВ

« 02 » 09 2024 р.

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

Братаніч Ольги Станіславівни

(прізвище, ім'я, по-батькові)

1. Тема роботи Оптимізація функціонування розосереджених джерел енергії в локальних електричних системах

Optimising the functioning of distributed energy sources in local power systems

2. Керівник роботи Петрова Катерина Григорівна, к.т.н., доцент

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

3. Строк подання роботи до захисту 17.12.2024 р.

4. Мета та завдання кваліфікаційної роботи Метою кваліфікаційної роботи є оптимізація експлуатації відновлюваних джерел енергії в розподільних електромережах через вдосконалення методологій та інструментів транспортування виробленої електроенергії. Досягнення поставленої мети було забезпечене вирішенням наступних завдань: 1) дослідження підходів до оптимізації режимів функціонування електромереж з РДЕ; 2) розглянути підходи до інтеграції та виконати раціоналізацію експлуатаційних режимів альтернативних енергоджерел у децентралізованих електромережах; 3) виконати оптимізацію керування відновлюваними енергетичними ресурсами в регіональних електричних мережах; 4) розглянути підходи до вдосконалення інтеграції відновлюваних енергетичних ресурсів у локальні електромережі.

5. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання прийняв
Охорона праці	доц., к.т.н. Савеленко І.В.		

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ	16.09.2024 р.	
2	Оптимізація режимів функціонування електромереж з РДЕ	30.09.2024 р.	
3	Раціоналізація інтеграції та експлуатаційних режимів альтернативних енергоджерел у децентралізованих електромережах	14.10.2024 р.	
4	Інтелектуальна оптимізація керування відновлюваними енергетичними ресурсами в регіональних електричних мережах	28.10.2024 р.	
5	Вдосконалення інтеграції відновлюваних енергетичних ресурсів у локальні електромережі	11.11.2024 р.	
6	Висновки, список використаних джерел	25.11.2024 р.	
7	Оформлення додатків	02.12.2024 р.	
8	Оформлення презентаційної частини КР	05.12.2024 р.	

Дата видачі завдання « ____ » _____ 2024 р.

Підпис керівника _____ Катерина ПЕТРОВА

Завдання прийнято до виконання « ____ » _____ 2024 р.

Підпис здобувача _____ Ольга БРАТАНІЧ

АНОТАЦІЯ

Кваліфікаційна робота: 119 с., 32 рис., 2 табл., 13 джерел

Братаніч О.С. Оптимізація функціонування розосереджених джерел енергії в локальних електричних системах. – Рукопис.

Кваліфікаційна робота за другим (магістерським) рівнем вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньої програми «Енергетичний менеджмент». – Центральноукраїнський національний технічний університет; Кропивницький, 2024 р.

Метою кваліфікаційної роботи є оптимізація експлуатації відновлюваних джерел енергії в розподільних електромережах через вдосконалення методологій та інструментів транспортування виробленої електроенергії.

У роботі проведено комплексний аналіз нормативної бази щодо інтеграції розосереджених джерел у локальні електричні системи; сформовано методологію визначення оптимальних параметрів потужності та локації підключення відновлюваних джерел у локальній електросистемі за інтегральним критерієм ефективності; запропоновано метод оптимізації генерації відновлюваних джерел у добовому розрізі відповідно до прогнозованого споживання електроенергії; удосконалено математичний апарат для оптимізації конфігурації локальних електросистем та механізмів керування схемами видачі потужності; сформульовано алгоритм балансування добового виробництва електроенергії відповідно до прогнозованого навантаження мережі, запропоновано систему автоматизованого керування конфігурацією схем видачі енергії для мінімізації втрат при транспортуванні.

РОЗОСЕРЕДЖЕНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, ЛОКАЛЬНІ ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ, ВІДНОВЛЮВАНІ ДЖЕРЕЛА ЕНЕРГІЇ, СИСТЕМА АВТОМАТИЗОВАНОГО КЕРУВАННЯ

ABSTRACT

Qualification work: 119 p.; 32 fig.; 2 tables; 13 source

Bratanich O.S. Optimising the functioning of distributed energy sources in local power systems. - Manuscript.

Qualification thesis second (master's) level of higher education on speciality
141 "Electrical Energetics, Electrical Engineering and Electromechanics"
professional program "Energy management". – Central Ukrainian National
Technical University; Kropyvnytskyi, 2024.

The purpose of the qualification work is to optimize the operation of renewable energy sources in distribution networks through the improvement of methodologies and tools for transporting the generated electricity.

In the work, a comprehensive analysis of the regulatory framework regarding the integration of distributed sources into local electrical systems is carried out; the methodology for determining the optimal power parameters and connection location of renewable sources in the local electricity system based on the integral criterion of efficiency was formed; a method for optimizing the generation of renewable sources on a daily basis in accordance with the forecasted electricity consumption is proposed; improved mathematical apparatus for optimizing the configuration of local electrical systems and control mechanisms of power output schemes; an algorithm for balancing the daily electricity production in accordance with the forecasted network load was formulated, a system for automated control of the configuration of energy output schemes was proposed to minimize losses during transportation.

DISTRIBUTED ENERGY SOURCES, LOCAL ELECTRICAL SYSTEMS,
RENEWABLE ENERGY SOURCES, AUTOMATED CONTROL SYSTEM

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	8
ВСТУП.....	9
РОЗДІЛ 1. ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ З РДЕ.....	12
1.1. Формування інтелектуальних електричних систем за концепцією Smart Grid.....	12
1.2. Дослідження задач оптимізації розподільчих електричних мереж з ВДЕ	16
1.3. Оптимізаційні задачі функціонування ВДЕ в ЛЕС.....	18
1.4. Аналіз методологій оптимізації роботи альтернативних енергоджерел у децентралізованих електросистемах.....	22
Висновки до розділу 1	27
РОЗДІЛ 2. РАЦІОНАЛІЗАЦІЯ ІНТЕГРАЦІЇ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ РЕЖИМІВ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ЕНЕРГОДЖЕРЕЛ У ДЕЦЕНТРА- ЛІЗОВАНИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ.....	28
2.1. Методологія встановлення раціональних параметрів потужності альтернативних енергоджерел у децентралізованих електромережах за інтегрованими показниками	29
2.2. Методологія оптимального розміщення відновлюваних джерел енергії за критерієм мінімізації втрат потужності в локальних електромережах	41
2.3. Дослідження оптимізаційних стратегій конфігурування ЛЕС з інтегрованими ВДЕ за критерієм мінімізації технологічних електричних втрат.....	46
Висновки до розділу 2	50
РОЗДІЛ 3. ІНТЕЛЕКТУАЛЬНА ОПТИМІЗАЦІЯ КЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИМИ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ РЕСУРСАМИ В	

РЕГІОНАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ.....	52
3.1. Методологія та алгоритмічні підходи до визначення раціональної потужності поновлюваних енергетичних джерел у локальних електромережах.....	53
3.2. Методологія визначення раціонального вузла інтеграції ВЕР у локальних електромережах	63
3.3. Оперативне управління процесом видачі потужності відновлюваних джерел енергії в ЛЕС.....	66
3.4. Інтелектуальна система діагностики та управління потужністю ВДЕ в ЛЕС.....	76
Висновки до розділу 3	83
РОЗДІЛ 4. ВДОСКОНАЛЕННЯ ІНТЕГРАЦІЇ ВІДНОВЛЮВАНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ У ЛОКАЛЬНІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ.....	86
4.1. Комплексне дослідження оптимізаційних стратегій впровадження ВЕР.....	87
4.2. Аналіз результатів дослідження ефективності використання вдосконаленого методу для визначення оптимальних точок приєднання ВДЕ в ЛЕС.....	100
4.3. Результати оптимізації добових режимів генерування ВДЕ та споживачів енергії в ЛЕС	103
Висновки до розділу 4	106
ВИСНОВКИ.....	108
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	110
ДОДАТКИ.....	112
ДОДАТОК А. Охорона праці.....	113

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АЗП	– автомати зворотної потужності;
АСК	– адаптивні автоматизовані системи керування;
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії;
ВЕР	– відновлювані енергетичні ресурси;
ГН	– графік навантажень;
ДЦ	– диспетчерський центр;
ЕЕ	– електрична енергія;
ЕК	– енергетична компанія;
ЕМ	– електрична мережа;
ЛЕС	– локальні електричні системи;
ММ	– математична модель;
МП	– мікропроцесорний пристрій;
ОІК	– оперативно-інформаційний комплекс;
ОпК	– оперативне керування;
ОК	– об'єкт керування;
РЕМ	– районні електричні мережі;
РП	– регулювальні пристрої;
САК	– системи автоматичного керування;
СЕС	– сонячна електростанція;
СКП	– система керування потужністю;
СШ	– система шин;
ЦЖ	– центральне джерело живлення;
ШС	– шафа силова

ВСТУП

Актуальність теми. Глобальні тенденції децентралізації енергозабезпечення, зумовлені зростанням цін на традиційні енергоресурси, характеризуються збільшенням частки розподіленої генерації за рахунок інтенсифікації впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Це створює додаткові виклики у плануванні режимів електроенергетичних систем (ЕЕС) та їх оперативному управлінні. Поєднання цих змін із впровадженням ринкових механізмів та системи двосторонніх договорів вимагає модернізації інформаційної інфраструктури мереж з поетапним впровадженням сучасних концепцій, зокрема Smart Grid.

Державні ініціативи щодо розвитку альтернативної енергетики активізують дослідження у сфері проектування та експлуатації ВДЕ, спрямовані на посилення енергонезалежності країни та екологізацію галузі. Проте аспекти транспортування згенерованої електроенергії та функціонування районних електромереж (РЕМ) у нових умовах часто залишаються поза увагою під час планування розміщення генеруючих потужностей.

Фактична відсутність комплексних досліджень щодо інтеграції ВДЕ в сучасних реаліях, аналізу їх впливу на режими електромереж, невідповідність технічних характеристик обладнання та відсутність стандартизованих рішень з автоматизації генерації ускладнюють прийняття обґрунтованих проєктних рішень та ефективну експлуатацію [2-4]. Це зумовлює необхідність вдосконалення методичного, інформаційного та технічного забезпечення. Ключовим аспектом є системний підхід до оптимізації експлуатаційних параметрів ВДЕ в структурі електромереж.

При розробці схем приєднання альтернативних джерел критичним є узгодження їх роботи з централізованою енергосистемою. Технічне рішення має забезпечувати надійність енергопостачання та мінімізацію втрат шляхом

оптимального розташування генеруючих потужностей відносно центрів споживання.

Оптимізація функціонування ВДЕ в локальних електросистемах охоплює два основні напрями: проектний – визначення оптимальної потужності установок, та експлуатаційний – оптимізація режимів генерування та схем видачі енергії. Такий комплексний підхід сприятиме підвищенню економічної ефективності енергокомпаній через покращення експлуатаційних показників обладнання локальних електричних систем (ЛЕС).

Метою роботи є оптимізація експлуатації відновлюваних джерел енергії в розподільних електромережах через вдосконалення методологій та інструментів транспортування виробленої електроенергії.

Для досягнення поставленої мети визначено такі **ключові завдання**:

- проведення комплексного аналізу нормативної бази щодо інтеграції відновлюваних джерел у локальні електросистеми в контексті впровадження Smart Grid;
- систематизація та оцінка існуючих підходів до оптимізації функціонування електромереж з альтернативними джерелами енергії;
- формування методології визначення оптимальних параметрів потужності та локації підключення відновлюваних джерел у локальній електросистемі за інтегральним критерієм ефективності;
- створення методу оптимізації генерації відновлюваних джерел у добовому розрізі відповідно до прогнозованого споживання електроенергії;
- удосконалення математичного апарату для оптимізації конфігурації локальних електросистем та механізмів керування схемами видачі потужності;
- формування алгоритму балансування добового виробництва електроенергії відповідно до прогнозованого навантаження мережі, створення системи автоматизованого керування конфігурацією схем видачі енергії для мінімізації втрат при транспортуванні.

Об'єктом дослідження виступають усталені режими роботи розподільних електромереж з інтегрованими відновлюваними джерелами.

Предмет дослідження – комплекс методів та засобів оптимізації енергетичних потоків через адаптацію схем підключення генеруючих об'єктів та вдосконалення управління їх експлуатаційними режимами.

Основні тези за результатами кваліфікаційної роботи доповідалися та обговорювалися на Всеукраїнської науково-практичної on-line конференції «Проблеми енергоефективності та автоматизації в промисловості та сільському господарстві», 13-14 листопада 2024 року (Центральноукраїнський національний технічний університет).

РОЗДІЛ 1

ОПТИМІЗАЦІЯ РЕЖИМІВ ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖ З РДЕ

1.1. Формування інтелектуальних електричних систем за концепцією Smart Grid

Глобальні тренди енергетичного сектору орієнтовані на всебічну модернізацію електромереж. Розвинені країни визнають необхідність підвищення енергоефективності в умовах кліматичних змін, стимулюючи впровадження альтернативних джерел, автоматизацію процесів оптимізації та моніторингу мереж, вдосконалення захисних систем [3].

Трансформація енергетичної галузі зумовлює перехід від централізованої генерації до інноваційної моделі з широким застосуванням розподілених енергоджерел та активних мереж з функціями передачі, акумулювання й перетворення енергії. Такі системи демонструють гнучкість у задоволенні потреб усіх учасників ринку – операторів, споживачів та постачальників. Вони становлять фундамент інфраструктури майбутніх інтелектуальних енергосистем, що розвиваються відповідно до принципів Smart Grid [5-6].

Ця концепція характеризується двонаправленими потоками енергії та даних для створення автоматизованої розгалуженої мережі. Інформаційний обмін охоплює домени генерації, транспортування, розподілу та споживання, реалізовані через відповідні системи управління [7]. Окрім двостороннього обміну, парадигма передбачає постійний моніторинг, захист та оптимізацію взаємодії всіх компонентів – від потужних генераторів та відновлюваних джерел до промислових об'єктів, систем накопичення та кінцевих споживачів.

Smart Grid інтегрує не лише енергетичні інновації, але й передові інформаційно-комунікаційні технології: білінг, електронну комерцію, управління доступом, адміністрування мереж, моделювання даних, віртуалізацію, кібербезпеку, розподілені обчислення та обробку інформації в

реальному часі [2]. Фактично, це комплексна методологія створення масштабних інтелектуальних систем на базі новітньої технологічної платформи.

Експерти прогнозують [3], що впровадження сучасних технологій управління разом з інформаційно-комунікаційними рішеннями забезпечить оптимальний баланс попиту та пропозиції на рівні окремих пристроїв. Це дозволить споживачам активно долучитися до функціонування енергосистем, підвищить ефективність використання ресурсів, якість електропостачання та стійкість до зовнішніх загроз. Більше того, така трансформація стимулюватиме розвиток інноваційних продуктів, послуг та формування нових ринкових сегментів

Технологічна платформа Smart Grid базується на комплексній автоматизації процесів виробництва, транспортування та споживання енергії. Ця концепція реалізується через інтегровані програмно-апаратні рішення, спрямовані на оптимізацію енергетичних потоків. Ключовими перевагами такого підходу є:

- розподіл функцій генерації та координація енергетичних та інформаційних потоків;
- економічна оптимізація систем енергопередачі;
- швидке виявлення та усунення технічних проблем;
- забезпечення двостороннього обміну енергією та даними як базової умови для впровадження розподіленої генерації та альтернативних джерел.

Архітектура мережі Smart Grid включає дві взаємопов'язані підсистеми:

- енергетичну інфраструктуру передачі електроенергії;
- комунікаційну платформу обміну даними.

Така структура доповнює традиційні лінії електропередачі інформаційними каналами, що об'єднують всіх учасників енергоринку. Схематичне представлення взаємодії між суб'єктами ринку наведено на рис. 1.1.

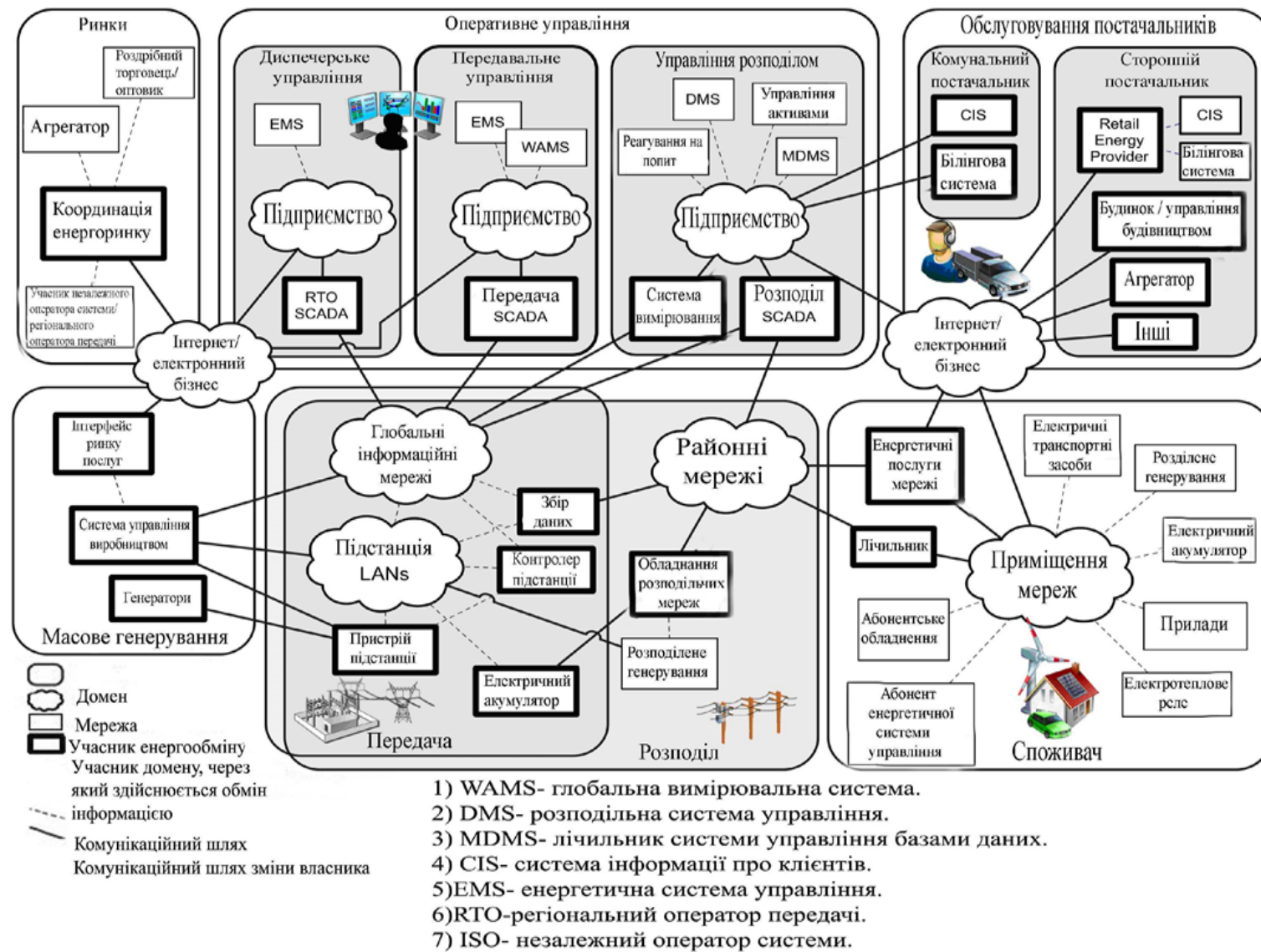


Рис. 1.1. Структурно-функціональна схема інтелектуальної електроенергетичної системи

Практичний досвід впровадження елементів Smart Grid у різних країнах демонструє, що ця технологія створює сприятливі умови для ефективної інтеграції відновлюваних джерел. Це дозволяє вирішувати як локальні завдання (максимізація прибутковості експлуатації), так і системні питання (підвищення якісних показників роботи розподільних мереж). Згідно з концепцією, всі учасники енергообміну групуються за функціональними доменами. Основні функції доменів, що стосуються експлуатації відновлюваних джерел у розподільних мережах, відображено на рис. 1.2.

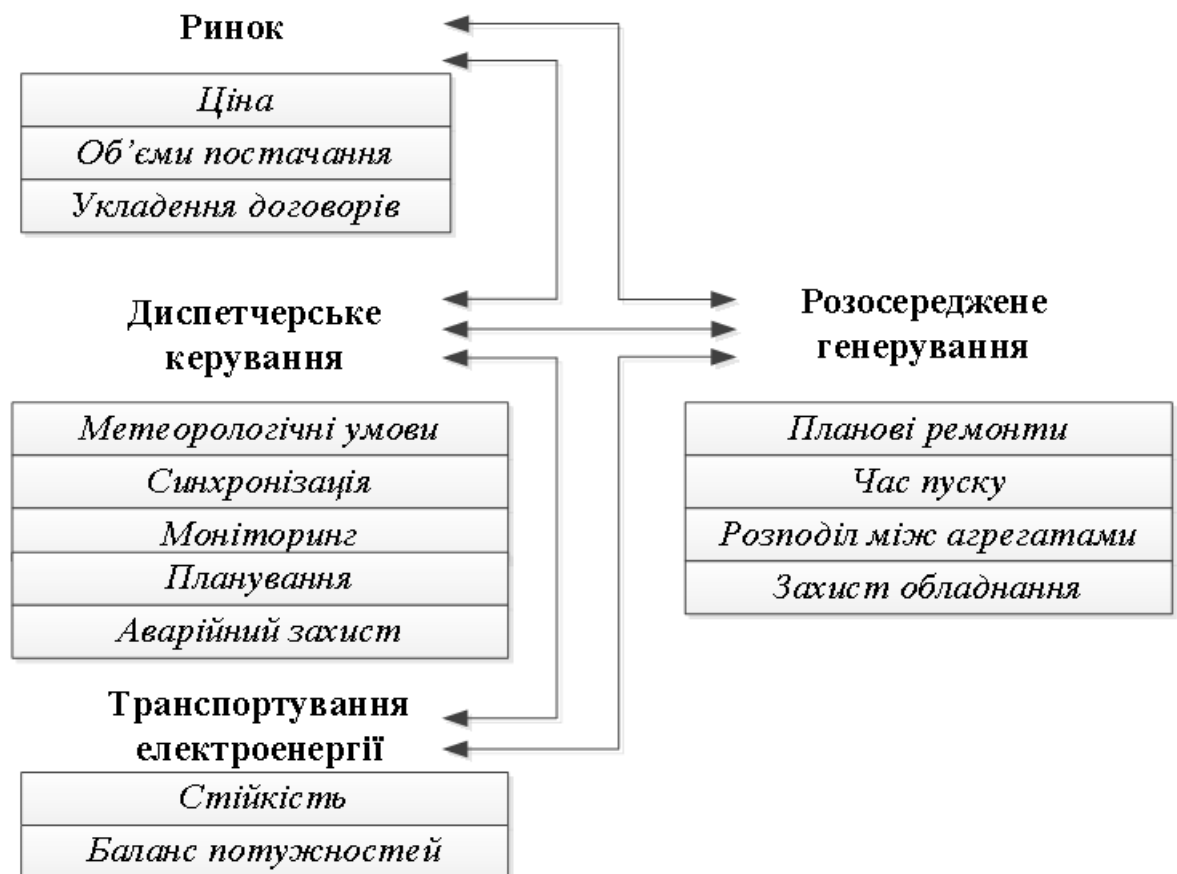


Рисунок 1.2 – Функціональна архітектура компонентів інтелектуальної мережі у контексті інтеграції відновлюваних енергоресурсів

Сектор розподіленої генерації охоплює різноманітні енергогенеруючі об'єкти, включаючи альтернативні джерела, що постачають енергію в локальні мережі. Пріоритетним завданням є максимізація продуктивності таких установок. Особливі виклики постають при оптимізації роботи вітрових

та сонячних станцій через стохастичну природу погодних умов та відсутність можливості накопичення первинного енергоресурсу (на відміну від малих гідроелектростанцій).

Цей структурний компонент взаємодіє через інформаційні канали з підсистемами управління, ринковими механізмами та транспортною інфраструктурою. Комунікація з транспортним сектором має критичне значення, оскільки він забезпечує комплексний моніторинг, технічний захист, аналітику даних та оптимізацію експлуатаційних параметрів у співпраці з іншими елементами системи.

Налагоджені комунікаційні потоки дозволяють диспетчерським службам враховувати специфіку функціонування різних типів альтернативних установок, зокрема вітрових та сонячних станцій, які мають унікальні технологічні та організаційні характеристики генерації. Взаємодія з ринковим сегментом забезпечує узгодження оперативної оптимізації режимів із законтракованими обсягами поставок, поточною ринковою ситуацією, динамікою тарифів та додатковими системними сервісами.

1.2. Дослідження задач оптимізації розподільчих електричних мереж з ВДЕ

Відповідно до досвіду зарубіжних країн в їх інженерній практиці вирішується низка завдань, пов'язаних із оптимізацією розподільчих електричних мереж, які використовують відновлювані джерела енергії. Ці завдання (рис. 1.3) умовно поділяються на ті, що вирішуються на етапах проектування та експлуатації. Зокрема, питання автономної роботи ВДЕ, вибору місця розташування комутаційного обладнання та побудови комунікаційної мережі є взаємопов'язаними, і їх вирішення ускладнене сучасними умовами [8]. Автономність ВДЕ стає неможливою без розвиненої системи комунікацій через непостійність і змінність цих джерел енергії. Наявність таких комунікацій забезпечує двосторонній обмін інформацією між ВДЕ та споживачами, що відповідає концепції Smart Grid, і дозволяє

регулювати споживання електроенергії, підтримуючи умови автономної роботи.

Для вирішення вказаних завдань зазвичай застосовується метод декомпозиції, що дозволяє розподілити їх на окремі підзадачі: оптимізацію функціонування ВДЕ та мережі загалом. Кожна підзадача вирішується на основі різних критеріїв оптимальності, таких як мінімізація втрат енергії, поліпшення її якості, підвищення надійності електропостачання, забезпечення пропускної спроможності, прискорення відновлення напруги, збільшення видачі потужності, максимізація прибутку чи зниження інвестиційних витрат.

Під час вибору критерію оптимізації та формування математичної моделі слід враховувати зміни в економічних умовах функціонування енергетичної галузі. Це стосується діючої моделі оптового ринку, що базується на ринку двосторонніх договорів і балансуючого ринку електроенергії.

Реалізація електропостачання за двосторонніми договорами, у яких ВДЕ постачають енергію в загальну мережу, потребує узгодження їх роботи з централізованою енергосистемою. Це питання стає критичним, коли встановлена потужність ВДЕ перевищує 20% загального навантаження мережі. У таких випадках розподільчі мережі доцільно розглядати як ЛЕС, у яких, окрім традиційних завдань, актуалізуються питання динамічної та статичної стійкості ВДЕ.

З огляду на важливість ефективної інтеграції ВДЕ, особливу увагу слід приділити завданням, які безпосередньо впливають на темпи розвитку відновлюваної енергетики. Рішення таких завдань, разом із підтримкою через «зелені тарифи», створює стійку мотивацію для інвесторів і постачальників енергії.

Одним із ключових завдань є максимізація прибутковості від експлуатації ВДЕ за умов зменшення енергетичних втрат, поліпшення якості електроенергії та підвищення надійності постачання [8]. Оскільки енергія від ВДЕ транспортується через мережі ЛЕС разом із енергією з інших джерел,

важливо виділяти частину загальних втрат, що припадає саме на передачу енергії від ВДЕ.

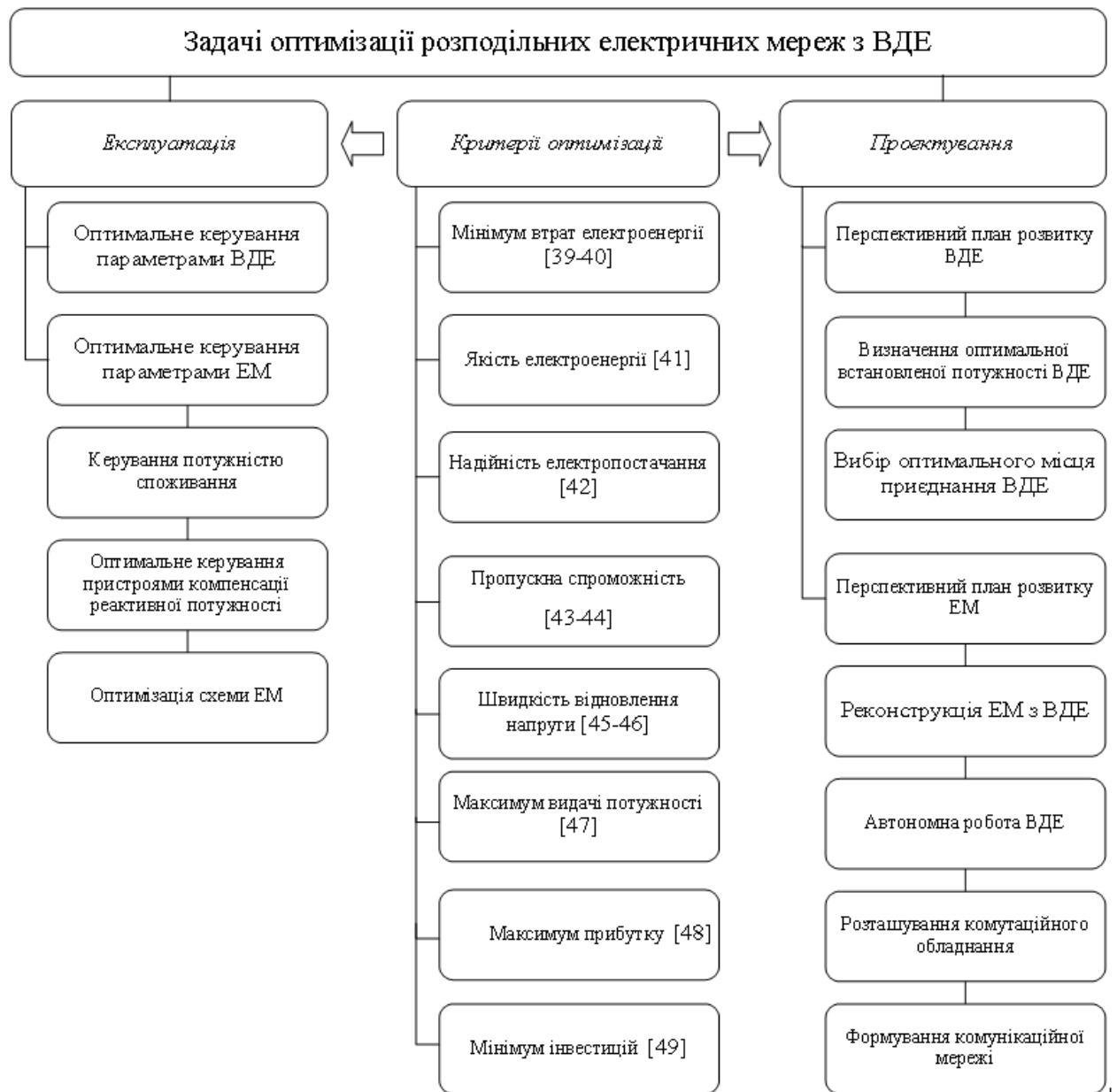


Рисунок 1.3 – Завдання оптимізації розподільчих електричних мереж із ВДЕ

1.3. Оптимізаційні задачі функціонування ВДЕ в ЛЕС

Для визначення умов, які забезпечують ефективну роботу ВДЕ, проведено аналіз специфічних оптимізаційних задач, характерних для

експлуатації таких джерел у ЛЕС. На основі цього аналізу адаптовано перелік завдань оптимізації роботи ЛЕС з ВДЕ до потреб енергетичної галузі України.

1. Оптимізація роботи в нормальних умовах

Забезпечення максимальної економічної ефективності експлуатації ВДЕ передбачає організацію чіткого планування та оперативного управління їхніми режимами. Актуальною є задача оптимального розподілу режимів роботи керованих джерел енергії впродовж доби $P_i(t)$, $i = 1, 2, \dots, n$ (зокрема, малих гідроелектростанцій), враховуючи особливості умовно-керованих джерел, для отримання найбільших фінансових надходжень на енергоринку з багатоступневими тарифами $\varphi(t)$ і з урахуванням технічних обмежень:

$$\int_{t_0}^{t_k} \varphi(t) \sum_{i=1}^n P_i(t) dt \rightarrow \max. \quad (1.1)$$

2. Оптимізація під час нештатних ситуацій

У випадках аварій або локальних порушень у роботі електричної системи оптимізація режиму роботи ВДЕ спрямована на зменшення залежності локальної системи з навантаженням $P_{\text{нав}}(t)$ від централізованого постачання. Основною метою стає мінімізація навантаження ЛЕС на головний центр живлення із дотриманням балансових обмежень:

$$\int_{t_0}^{t_k} P_{\text{ЦЖ}}(t) dt \rightarrow \min$$

$$P_{\text{ЦЖ}}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - P_{\text{нав}}(t) = 0. \quad (1.2)$$

3. Стабільність роботи у пікові періоди

У періоди максимального або мінімального енергоспоживання, а також у разі обмеженої пропускної здатності централізованої мережі, особливо актуальною стає задача зменшення відхилень від заданого графіка генерації

$P_{ВДЕ}(t)$. Оптимізація режимів має враховувати обмеження на параметри режиму та характеристики джерел, а також прогнозу інформацію щодо погодних умов, надану автоматизованими системами управління:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left(P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)^2 dt \rightarrow \min . \quad (1.3)$$

4. Забезпечення рентабельності ВДЕ. Одним із ключових завдань є організація ефективного планування режимів роботи для отримання максимального значення прибутку від реалізації ЕЕ. Використання методів варіаційного числення разом із критеріальними підходами дозволяє розробити універсальні умови оптимальності для задач із відмінностями, що полягають лише у параметрах.

Математична модель функціонування ВДЕ враховує сукупність керованих і умовно-керованих джерел, таких як малі ГЕС, вітроелектростанції (ВЕС), і сонячні електростанції (СЕС). Середня очікувана активна потужність цих джерел визначається як:

$$M_{VAR}(t) = M_{СЕС}\{P(t)\} + M_{ВЕС}\{P(t)\}. \quad (1.4)$$

Для забезпечення максимальної економічної ефективності необхідно визначити оптимальні режими роботи джерел на заданому інтервалі часу:

$$\int_{t_0}^{t_k} \Pi(t) \left[\sum_{i=1}^n P_i(t) + M_{VAR}(t) - k_{\Pi}(t) \cdot \Delta P_{ВДЕ}(t) \right] dt \rightarrow \max , \quad (1.5)$$

де $k_{\Pi}(t)$ – коефіцієнт вартості втрат у мережі, а $\Delta P_{ВДЕ}(t)$ – втрати потужності, спричинені функціонуванням ВДЕ.

Як обмеження розглядаються добові стоки кожної малої гідроелектростанції (МГЕС) $W_i - \int_{t_0}^{t_k} Q_i(t)dt = 0$, а також забезпечення балансу стоків у всьому каскаді. Крім того, необхідно враховувати обмеження у вигляді нерівностей щодо потужності керованих ВДЕ $P_i^{\min} \leq P_i(t) \leq P_i^{\max}$, а також щодо напору $H_i^{\min} \leq H_i(t) \leq H_i^{\max}$. Зазначимо, що вважатимемо граничні значення $P_i(t_0)$ та $P_i(t_k)$ величинами, які нам відомі.

Оптимізація функціонування ВДЕ в ЛЕС здебільшого спрямована на досягнення максимальної генерації електроенергії за рахунок керованих джерел. Це здійснюється незалежно від поточних режимів роботи електромережі та умовно-керованих джерел енергії:

$$\int_{t_0}^{t_k} \alpha(t) k_{\text{тр}} \sum_{i=1}^n P_i(t) dt \rightarrow \max, \quad (1.6)$$

Формула (1.6) відображає цей підхід, включаючи коефіцієнт $k_{\text{тр}}$, який враховує втрати прибутку через компенсацію втрат енергії під час транспортування через електричні мережі.

Детальний аналіз оптимальних режимів експлуатації відновлюваних джерел енергії в ЛЕС виявив, що скорочення втрат електроенергії та підвищення її якості можливі за умови вирішення комплексної задачі. Така задача охоплює оптимізацію структури локальної системи, передбачаючи використання інноваційних технічних рішень. Сюди входить і впровадження систем швидкої реконфігурації схем підключення ВДЕ, які дозволяють підвищити ефективність їх роботи в реальних умовах

1.4. Аналіз методологій оптимізації роботи альтернативних енергоджерел у децентралізованих електросистемах

У зв'язку з нерівномірністю навантаження виникає потреба в оптимізації розподілу енергетичних потоків через модифікацію структури мережі ЛЕС. Процес реструктуризації передбачає зміну архітектури ЛЕС шляхом маніпуляції комутаційними пристроями для досягнення оптимальних експлуатаційних параметрів. Така трансформація спрямована на досягнення кількох ключових цілей: зниження енергетичних втрат, балансування навантаження між фідерами, стабілізацію напруги та ізоляцію пошкоджених сегментів.

Специфіка децентралізованих електромереж зумовлює значні втрати потужності через особливості розподілу напруги. Головне завдання реструктуризації полягає у формуванні радіальної топології, яка забезпечує мінімальні енергетичні втрати за стандартних умов функціонування. Сучасні системи проектуються як взаємоінтегровані мережі, що під час експлуатації набувають радіальної структури з розподілом на підсистеми фідерів, оснащених комбінацією замкнених і розімкнених комутаційних елементів.

З позиції теорії графів, структуру ЛЕС можна представити математичною моделлю $G(N,B)$, де N - позначає множину вузлів (точок живлення та споживання), а B - сукупність з'єднувальних елементів. Радіальність мережі досягається за умови формування деревовидної структури, що гарантує однорідне живлення кожного вузла навантаження. Таким чином, задача реструктуризації трансформується у пошук оптимальної деревовидної конфігурації з мінімальними енергетичними втратами при дотриманні експлуатаційних обмежень.

Наукова спільнота запропонувала різноманітні підходи до вирішення цієї проблеми. Зокрема, були розроблені:

- Методики комбінаторної оптимізації для мінімізації втрат
- Евристичні алгоритми відновлення працездатності та збалансування навантажень

- Модифіковані методи розрахунку потокорозподілу
- Інтелектуальні системи прийняття рішень щодо реконфігурації

Сучасні дослідження пропонують комплексний підхід до реструктуризації ЛЕС, що базується на:

1. Аналізі досвіду експлуатації подібних систем
2. Врахуванні специфіки комутаційних операцій
3. Застосуванні математичних моделей оптимізації
4. Використанні інтелектуальних алгоритмів прийняття рішень

Такий інтегрований підхід дозволяє створити ефективну методологію управління конфігурацією електромереж, що забезпечує оптимальні техніко-економічні показники їх функціонування.

Математичну модель РЛЕС можна описати у вигляді рівняння, яке дозволяє визначити значення струму або потужності, що проходять через вітку системи [4]:

$$M \inf = \sum_{i=1}^{NL} k_l \cdot R_l \cdot \left(\frac{P_l^2 + Q_l^2}{U_l^2} \right), \quad l \in NL. \quad (1.7)$$

При цьому враховуються такі обмеження:

$$k_l |Q_l| \leq Q_{l_{\max}}, l \in NL; \quad (1.8)$$

$$k_l |P_l| \leq P_{l_{\max}}, l \in NL; \quad (1.9)$$

$$U_{l_{\min}} \leq U_i \leq U_{l_{\max}}, i \in N, \quad (1.10)$$

P_l, Q_l, R_l — активна, реактивна потужності та опір першої вітки.

Суть евристичного підходу до перебору віток полягає в оцінюванні змін у втратах потужності, спричинених переключенням пар вимикачів: один з них активується, а інший деактивується [4]. Основною метою цього методу є мінімізація втрат енергії.

Переваги:

- Простота алгоритму та інтуїтивна зрозумілість процесу.

Недоліки:

- Результат залежить від початкового стану реконфігурації;
- Рішення забезпечує лише локальний, а не глобальний оптимум;
- Процес вимагає значних часових витрат для аналізу кожної пари вимикачів та виконання відповідних обчислень поточкорозподілу в радіальній мережі.

Розглянута методика передбачає використання двох різних моделей поточкорозподілу для радіальних мереж, які відрізняються рівнем точності. Крім того, у методі реалізовано алгебраїчні рівняння, що дозволяють оцінити втрати енергії залежно від конкретної топології системи.

Таким чином, підхід забезпечує оптимізацію топології ЛЕС шляхом послідовного аналізу альтернативних варіантів реконфігурації з урахуванням їх ефективності.

Якщо всі повні опори віток у замкненій мережі замінити еквівалентною віткою з активними опорами, то поточкорозподіл, який відповідає законам Кірхгофа, визначається як оптимальний. Такий поточкорозподіл забезпечує мінімальні втрати потужності в електричній мережі. Головна ідея методу полягає у розімкненні певної вітки так, щоб значення струму в контурі було мінімізованим [3].

Переваги підходу:

- Кінцева топологія мережі не залежить від її початкової конфігурації.
- Обчислення виконується значно швидше порівняно з методом простого перебору віток.
- Проблема функціонування вимикача зводиться до евристичної задачі завдяки поетапному розімкненню кожного вимикача.

Недоліки методу:

- Наявність великої кількості розімкнених віток може призводити до створення численних контурів, що ускладнює розрахунки. Остаточне рішення не завжди є глобально оптимальним через взаємодію між контурами.

- Використання методу еквівалентного струму вимагає обчислення матриці опорів, що збільшує складність та час розрахунків навантаження.
- Для кожної операції з розімкнення вимикача потрібно двічі виконувати розрахунок поточкорозподілу: до та після зміни стану вимикача.

Таким чином, модель реконфігурації електромережі, заснована на оптимальному поточкорозподілі, дозволяє знизити втрати енергії. Водночас вона має свої обмеження, зумовлені складністю розрахунків при великій кількості елементів мережі.

Інтегрована схема оптимізації розподілу потоків синтезує методологію двох евристичних підходів [5], однак має обмеження щодо режимів комутації. Зокрема, вона розглядає лише послідовне перемикання окремих вимикачів (замикання одного з одночасним розмиканням іншого), не враховуючи сценарій одночасного замикання всіх нормально-розімкнених комутаційних апаратів. Методологія концентрується переважно на аналізі варіацій втрат енергії, спричинених операціями комутації.

Запропонована модель ефективно нівелює інтерференцію між множинними контурами мережі. Попри залежність процесу конвергенції від початкової конфігурації системи, фінальні результати демонструють стабільність і не залежать від послідовності комутаційних операцій [6]. Серед ключових обмежень методу варто відзначити необхідність подвійного розрахунку поточкорозподілу при кожній парній комутації, а також залежність швидкості досягнення збіжності від обраного порядку перемикачів комутаційних пристроїв.

Порівняно з класичним евристичним підходом, заснованому на переборі віток, комплексний підхід поєднує класичний алгоритм із набором правил, які базуються на практичному досвіді експлуатації системи. Ці правила формуються з урахуванням особливостей функціонування ЛЕС та їхніх технічних вимог.

У рамках цього підходу процес перемикачів віток поділяється на три основні категорії:

1. **Планове обслуговування** – перемикання виконується відповідно до графіка технічного обслуговування, передбаченого на короткі терміни.

2. **Максимальні перетоки** – перемикання відбувається за умов, коли потужність у вітках наближається до 90% їхньої максимальної межі.

3. **Достатня пропускна здатність** – перемикання здійснюється для віток, які забезпечують достатній запас пропускної здатності в межах експлуатаційних умов.

Для реалізації цього підходу запропоновані такі правила модифікованого евристичного алгоритму:

- Якщо перемикання викликає збільшення втрат потужності, такі вітки не піддаються дії.
- Якщо перемикання зменшує втрати потужності, але призводить до перевантаження системи, такі вітки також не використовуються.
- У випадках, коли перемикання відповідає визначеним типам і дозволяє знизити втрати, обирається та вітка, яка забезпечує максимальне зменшення втрат потужності ΔPL_i
- Для 2-го типу перемикань обирається вітка, що забезпечує максимальне зниження втрат потужності ΔPL_{II} .
- У межах 3-го типу перемикань віддається перевага віткам із найбільшим зменшенням втрат ΔPL_{III} .
- Для пунктів в) – г) розрахунок оптимального перемикання здійснюється за наступною формулою:

$$PI_{swi} = \frac{W_i \cdot \Delta PL_i}{W_I \cdot \Delta PL_I + W_{II} \cdot \Delta PL_{II} + W_{III} \cdot \Delta PL_{III}} \cdot i = I, II, III \quad (1.11)$$

де ΔPL_i – різниця втрат потужності до та після перемикання;
 W – ваговий коефіцієнт для кожного типу перемикання (1, 0,6 або 0,3);
 ΔPL_{swi} – індекс ефективності перемикання конкретної вітки.

Запропонований підхід дозволяє оптимізувати режими роботи ЛЕС відповідно до сучасних технологічних вимог. Використання аналітичних умов оптимальності, що враховують якість електроенергії та зменшення понаднормативних втрат, забезпечує досягнення оптимальної роботи мережі в реальному часі. Це сприяє ефективному підключенню відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) до електричних систем та підтримці їх стабільного функціонування.

Висновки до розділу 1

1. Підвищення техніко-економічної ефективності інтеграції ВДЕ з розподільними електромережами потребує комплексного наукового підходу. Дослідження мають бути спрямовані на оптимізацію процесів генерації електроенергії, мінімізацію технологічних втрат та забезпечення стабільної якості електропостачання.

2. Комплексне вивчення особливостей функціонування ВДЕ в структурі ЕЕС дозволить виявити унікальні характеристики та закономірності їхньої взаємодії. Необхідно розробити інноваційні методики визначення раціональної встановленої потужності відновлюваних джерел у ЛЕС з урахуванням добових режимів генерації.

3. Реалізація запропонованих наукових підходів надасть можливість створити комплексну методологію оптимізації сумісного використання відновлюваних джерел енергії в умовах централізованого електропостачання, підвищити ефективність та надійність електроенергетичних систем.

РОЗДІЛ 2

РАЦІОНАЛІЗАЦІЯ ІНТЕГРАЦІЇ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ РЕЖИМІВ АЛЬТЕРНАТИВНИХ ЕНЕРГОДЖЕРЕЛ У ДЕЦЕНТРАЛІЗОВАНИХ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖАХ

Проблематика ефективного впровадження ВДЕ в локальних електричних системах потребує комплексного дослідження. Особливої уваги заслуговують аспекти максимізації економічної ефективності, гарантування належної якості енергопостачання та мінімізації технологічних втрат. Наявні наукові розробки не надають вичерпних відповідей на ці виклики.

Принципово важливим є всебічний аналіз впливу альтернативних енергоджерел на функціонування децентралізованих електромереж з урахуванням взаємозалежності їх технічних параметрів. Сучасна договірна практика часто змушує власників ВДЕ компенсувати завищені нормативні втрати електроенергії. Зокрема, для малих гідроелектростанцій (МГЕС) такі відрахування можуть сягати п'ятої частини згенерованої енергії, що суттєво знижує інвестиційну привабливість проектів.

Для створення оптимальних умов експлуатації необхідно:

1. Визначити раціональні точки підключення ВДЕ за критерієм мінімальних енергетичних втрат
2. Розробити математичні моделі оптимальності режимів роботи за інтегрованими показниками
3. Сформулювати методологію оцінювання чутливості системи до варіацій генерації

Ключовим завданням даного дослідження є встановлення оптимальних параметрів потужності альтернативних енергоджерел та формування науково обґрунтованих рекомендацій щодо їх експлуатації. При цьому враховується комплекс факторів:

- економічна ефективність реалізації ЕЕ;
- стандарти якості енергопостачання;

- оптимізація витрат на транспортування ЕЕ;
- загальна ефективність функціонування системи.

2.1. Методологія встановлення раціональних параметрів потужності альтернативних енергоджерел у децентралізованих електромережах за інтегрованими показниками

Забезпечення економічної ефективності ЛЕС вимагає комплексного підходу до визначення оптимальних характеристик частково регульованих ВДЕ $P_j^{\text{ВДЕ}}$, де $j = 1, 2, \dots, n$. Інтегрований критерій оцінювання має враховувати:

1. Багаторівневу тарифну політику енергетичного ринку u_j ;
2. Техніко-економічні показники функціонування системи;
3. Параметри якості електропостачання;
4. Технологічні втрати при транспортуванні енергії.

Для максимізації прибутку від генерації та реалізації електроенергії необхідно аналізувати:

- Стандарти якості енергопостачання
- Ефективність передачі електроенергії
- Експлуатаційні характеристики мережі
- Економічні показники діяльності

Запропонована методологія дозволяє вирішувати два типи завдань:

1. Проектне планування: розрахунок оптимальної встановленої потужності нових енергогенеруючих об'єктів
2. Експлуатаційна оптимізація: налаштування режимів роботи існуючих альтернативних джерел відповідно до прогнозованих навантажень мережі

Такий двовекторний підхід забезпечує:

- Раціональне проектування нових потужностей
- Ефективне використання наявних ресурсів
- Гнучке реагування на зміни споживання
- Оптимізацію економічних показників системи в цілому

Для визначення раціональних параметрів генеруючих установок за комплексним критерієм, враховуючи особливості забезпечення рентабельності локальних електричних систем (ЛЕС), пропонується використовувати наступну формулу сумарного економічного ефекту від експлуатації інтегрованих відновлюваних джерел енергії (ВДЕ):

$$\Pi^{\text{ВДЕ}} = \sum_{j=1}^n [\pi_j \cdot P_j^{\text{ВДЕ}} \cdot k_{\text{в}j} \cdot T], \quad (2.1)$$

де $P_j^{\text{ВДЕ}}$ – номінальна потужність j -го генератора, кВт; π_j – стимулюючий тариф для j -го енергоджерела, коп/кВт·год; $k_{\text{в}j}$ – коефіцієнт ефективності використання j -го генератора, T – часовий інтервал аналізу навантажень, год.

Цільова функція оптимізації набуває вигляду:

$$\Pi = \Pi^{\text{ВДЕ}} \cdot e^{-z_1} \cdot e^{-z_2} \rightarrow \max \quad (2.2)$$

з обмеженнями:

$$\sum_{j=1}^n P_j^{\text{ВДЕ}} - \sum_{g=1}^m P_{\text{нг}} \leq P_{\text{гр}} \quad (2.3)$$

Де введено наступні параметри:

e^{-z_1} , e^{-z_2} – експоненційні функції впливу складових оптимізаційного критерію;

$z_1 = k_1 \cdot (1 - \bar{P}(U_{\text{доп}}, T))$ – регресійний показник обмеження прибутковості за якісними характеристиками енергії;

$z_2 = k_2 \cdot (1 - \bar{P}(\Delta W_{\text{доп}}, T))$ – регресійний показник впливу транспортних втрат на економічну ефективність;

k_1 , k_2 – вагові коефіцієнти для балансування часткових критеріїв;

$\bar{P}(U_{y_{\text{доп}}}, T)$ – статистична ймовірність дотримання нормативних параметрів напруги;

$\bar{P}(\Delta W_{\text{доп}}, T)$ – статистична ймовірність утримання втрат у допустимих межах;

P_{ng} – енергоспоживання у вузлі g , $g = 1, 2 \dots m$;

$P_{\text{гр}}$ – максимальна пропускна спроможність критичних елементів мережі.

Результатом оптимізаційного розрахунку стане визначення оптимальної потужності альтернативних джерел з урахуванням:

1. багаторівневої тарифної політики;
2. технічних обмежень мережевої інфраструктури;
3. стандартів якості електропостачання;
4. енергоефективності системи в цілому.

Запропонована методологія створює науково-технічне підґрунтя для підвищення ефективності інтеграції відновлюваних джерел у локальні електромережі шляхом:

- Врахування якісних показників електроенергії
- Оптимізації транспортних втрат
- Збалансування частинних критеріїв оптимальності
- Комплексного підходу до проектування енергосистем

Оптимізація режимів роботи ВДЕ відповідно до прогнозованих навантажень ЛЕС потребує комплексного підходу, схематично представленого на рис. 2.1.

Розглядається інтегрована система, що включає:

1. Регульовані енергоджерела (малі гідроелектростанції - МГЕС)
2. Частково регульовані установки: ВЕС та СЕС.

Математична модель очікуваного економічного ефекту від функціонування системи описується формулою:

$$M_t^{\Pi} = c_{\text{СЕС}} M_t^{\text{СЕС}} + c_{\text{ВЕС}} M_t^{\text{ВЕС}}, \quad (2.4)$$

де φ_{BEC} , φ_{CEC} - стимулюючий тариф для вітро- чи сонячної генерації, грн/МВт·год.

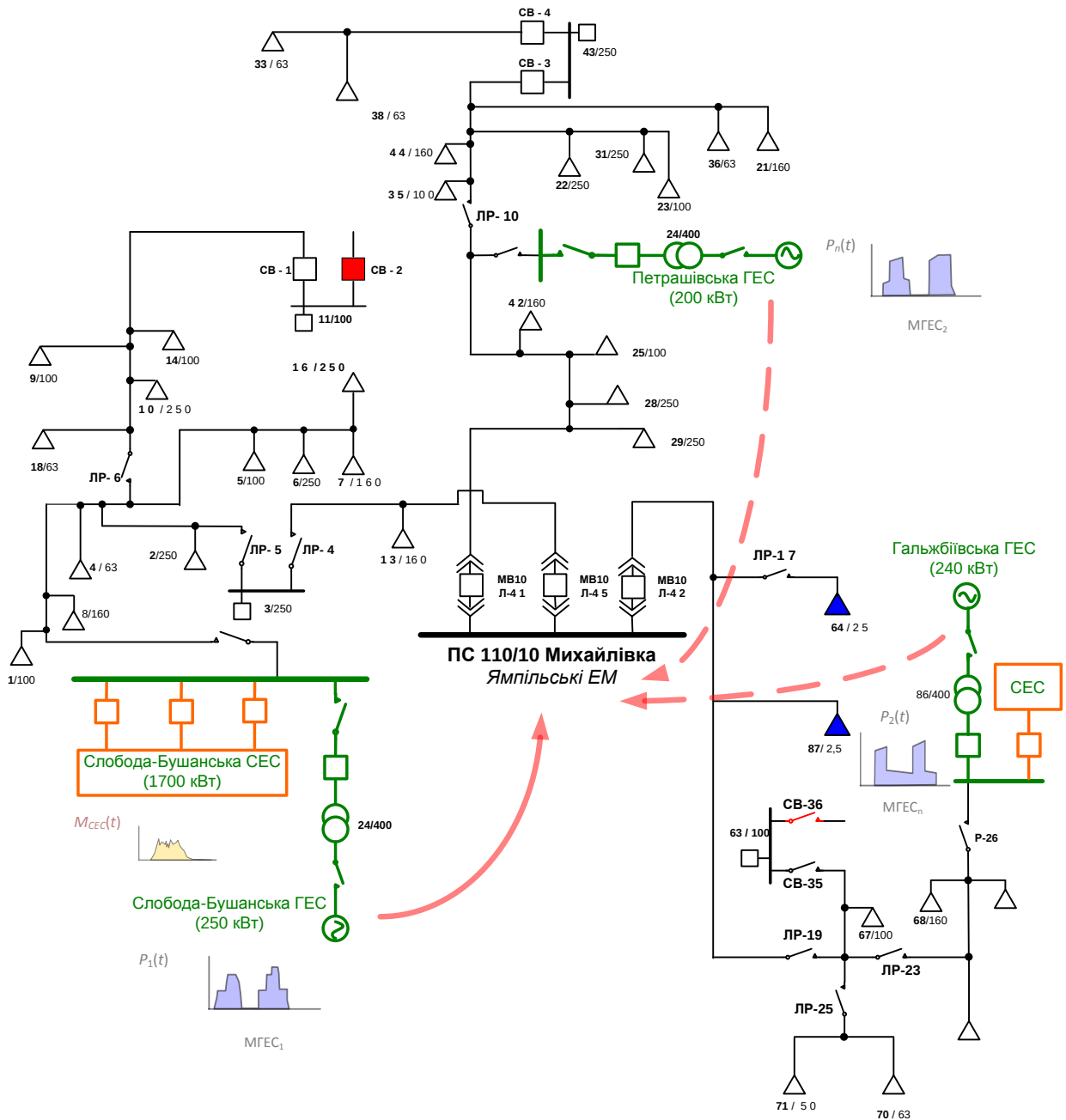


Рисунок 2.1 – Оптимальне керування прибутком від роботи інтегрованого комплексу джерел "зеленої" енергетики

Для джерел з варіативною генерацією (BEC та CEC) в оптимізаційних моделях використовуються статистичні показники M_t^{BEC} , M_t^{CEC} , що відображають очікувані обсяги виробництва електроенергії впродовж часового інтервалу $t \in [t_0; t_k]$.

Особливості методології:

1. Врахування стохастичного характеру генерації;
2. Інтеграція різнотипних енергоджерел;
3. Оптимізація економічних показників;
4. Балансування енергосистеми в цілому;

Запропонований підхід дозволяє:

- Підвищити ефективність використання ВДЕ;
- Забезпечити стабільність електропостачання;
- Оптимізувати економічні показники;
- Покращити керованість системи.

Для визначення змінних керування в задачі обрано електричні потужності малих гідроелектростанцій (МГЕС), оскільки вони менш залежні від впливу зовнішніх факторів і можуть варіюватися в широких межах без значних втрат потенціалу первинного енергетичного носія. Елементи втрат потужності в ЛЕС, обумовлені перетоками потужності ВДЕ та малих ГЕС, залежать від значень електричних потужностей генерування і повинні бути враховані у цільовій функції (2.2) для оптимізації добових режимів.

Задача оптимізації на часовому інтервалі $[t_0; t_k]$ для керованих джерел (наприклад, МГЕС) $P_j^{\text{ВДЕ}}(t)$, $j = 1, 2, \dots, n$ враховуючи режими джерел енергії, перетворюється на рівняння (2.1), яке набуває вигляду:

$$\Pi^{\text{ВДЕ}}(t) = \int_{t_0}^{t_k} \left[\sum_{j=1}^n \Pi_j \cdot P_j^{\text{ВДЕ}}(t) \right] dt + \sum_t M_{\Pi, t} \quad (2.5)$$

Згідно з (2.5) функція задачі оптимізації добових режимів ВДЕ в ЛЕС має форму:

$$\Pi(t) = \Pi^{\text{ВДЕ}}(t) \cdot e^{-z_1(t)} \cdot e^{-z_2(t)} \rightarrow \max \quad (2.6)$$

за наступними обмеженнями:

$$\sum_{j=1}^n P_j^{\text{ВДЕ}}(t) + M_t^{\text{ВЕС}} + M_t^{\text{СЕС}} - \sum_{g=1}^m P_{\text{Hg}}(t) \leq P_{\text{гр}} \quad (2.7)$$

де $z_1(t) = k_1 \cdot (1 - \bar{P}(U_{\text{доп}}, t))$ – коефіцієнт рівняння регресії, що відображає обмеження з урахуванням якості електроенергії на момент часу t ;
 $z_2(t) = k_2 \cdot (1 - \bar{P}(\Delta P_{\text{доп}}, t))$ – коефіцієнт рівняння регресії, що враховує обмеження прибутку з урахуванням втрат потужності на транспортування;
 $\bar{P}(U_{\text{доп}}, t)$ – імовірність дотримання нормативного значення відхилення напруги в момент часу t ;
 $\bar{P}(\Delta P_{\text{доп}}, t)$ – ймовірність дотримання нормативного значення втрат потужності в момент часу t .

Вирішенням цієї задачі оптимізації (2.6) є визначення оптимальних потужностей генерації для кожного ВДЕ $P_j^{\text{ВДЕ}}$, що відповідають прогнозованому ГН ЛЕС, з урахуванням комплексного критерію функціонування.

Процес оптимізації добових режимів передбачає використання керованих джерел енергії, таких як МГЕС, для підтримки балансу потужностей, забезпечуючи відповідність оптимальним значенням сумарної потужності всієї системи ВДЕ в ЛЕС, згідно з (2.6).

Для розв’язання (2.2, 2.6) наявні класичні методів і підходів, що широко застосовуються в електроенергетиці для знаходження чисельних рішень на основі заданих вхідних даних (поточних станів системи). Алгоритмічні методи та приклади розв’язків цих задач представлені в наступних розділах.

Коливання напруги визначається індикатором усталеного відхилення δU_y , - це явище виникає внаслідок щоденних, сезонних і виробничих змін електроспоживання, функціонування компенсаційного обладнання, регулювання енергетичних параметрів на електростанціях та підстанціях, а також модифікацій конфігурації електромереж.

Відхилення δU представляє собою диференціал між дійсним U_t і номінальним U_n показниками напруги в абсолютних величинах:

$$\delta U_y = U - U_{\text{ном}}, \quad (2.8)$$

у відсотковому вираженні:

$$\delta U_y = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100. \quad (2.9)$$

Встановлені наступні нормативи: допустимі та граничні значення усталеного відхилення δU_y на входах споживачів становлять $\pm 5\%$ та $\pm 10\%$ від номінального рівня відповідно; параметри напруги в точках приєднання до мереж 0,38 кВ і вище регламентуються договорами електропостачання з урахуванням вимог стандартів.

Середнє значення напруги U_y , обчислюється шляхом агрегації N вимірювань $U_{(1)i}$ за хвилинний інтервал (мінімум 18 замірів):

$$U_y = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^N U_i^2}}{N}, \quad (2.10)$$

де U_i – миттєве значення $U_{(1)i}$ при i -му вимірюванні.

Тобто, параметри якості ЕЕ відповідають стандартам якості, якщо впродовж доби всі виміряні відхилення не перевищують граничних меж, а 95% показників знаходяться в нормативному діапазоні.

Статистичну оцінку надійності підтримання нормативних параметрів пропонується розраховувати за методикою оцінки безвідмовності технічних систем:

$$\bar{P}(t) = \frac{[N_0 - n(t)]}{N_0}, \quad (2.11)$$

де N_0 – загальна кількість контрольованих елементів; $n(t)$ – кількість зафіксованих відмов за період t ;

Застосовуючи формулу (2.11) до усередненої напруги U_y , отримуємо ймовірність дотримання нормативів:

$$\bar{P}(U_y, T) = t_{\text{сум}}(U_{y_{\min}} \leq U_{y_{\text{доп}}} \leq U_{y_{\max}}) / T, \quad (2.12)$$

де $t_{\text{сум}}(U_{y_{\min}} \leq U_{y_{\text{доп}}} \leq U_{y_{\max}})$ – загальний період стабільного утримання параметрів у допустимому діапазоні.

Використання такого імовірнісного показника для (2.6) та (2.2) дозволяє врахувати якість електропостачання при оптимізації прибутковості від експлуатації відновлюваних джерел енергії, що працюють паралельно в локальній електромережі.

Застосування функцій (2.2) та (2.6) вимагає розрахунку ймовірності дотримання нормативних показників енергетичних втрат. Залежно від наявних даних про завантаження мережевих елементів, для визначення втрат електроенергії (ΔW_n) у розподільчих мережах 10 кВ застосовуються такі підходи:

- метод годин максимальних втрат:

$$\Delta W_i = \Delta P_{\max} \tau, \quad (2.13)$$

де $\Delta P_{\max}$ - значення втрат потужності при піковому навантаженні;

- метод усереднених навантажень:

$$\Delta W_n = \Delta P_{\text{ср}} k_{\phi}^2 T, \quad (2.14)$$

де $\Delta P_{\text{ср}}$ – втрати при середньому завантаженні вузлів за період T ; k_{ϕ} – класичний коефіцієнт форми графіка споживання.

Тривалість максимальних втрат:

$$\tau = k_3^2 k_{\phi}^2 T, \quad (2.15)$$

де k_3 – класичний коефіцієнт заповнення, що відображає використання максимальної потужності:

$$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{max}}}, \quad (2.16)$$

де $P_{\text{ср}} = W/T$ – усереднена потужність за інтервал T ; W – спожита електроенергія за період; P_{max} – пікове навантаження.

Для розрахунку енергетичних втрат достатньо визначити один з показників τ або $k_{\text{ф}}$, інший знаходиться через співвідношення (2.15). Зазвичай спочатку обчислюють $k_{\text{ф}}$.

Коефіцієнт форми для i -го елемента:

$$k_{\text{ф}j}^2 = \frac{P_{\text{ср.кв}j}^2}{P_{\text{ср}j}^2}, \quad (2.17)$$

де $P_{\text{ср.кв}j}$, $P_{\text{ср}j}$ – середньоквадратичне та середнє значення потоку потужності.

За відсутності погодинних даних споживання, обчислюється лише для головної ділянки фідера напругою 10(6) кВ. На інших ділянках приймається те ж значення, що призводить до похибок у розрахунках. Особливо значні відхилення виникають у ділянках мережі з двонаправленими потоками потужності через взаємодію централізованого живлення та відновлюваних джерел (рис. 2.2). У таких випадках $k_{\text{ф}j}^2$ може сягати десятків одиниць.

Для ділянок з реверсивним енергопотокотом:

$$|P_{\text{ср}j}| \leq P_{\text{ср}j}^{\text{СП}}; |P_{\text{ср}j}| \leq P_{\text{ср}j}^{\text{ВДЕ}},$$

неврахування форми графіка навантаження спричиняє суттєві похибки в оцінці втрат.

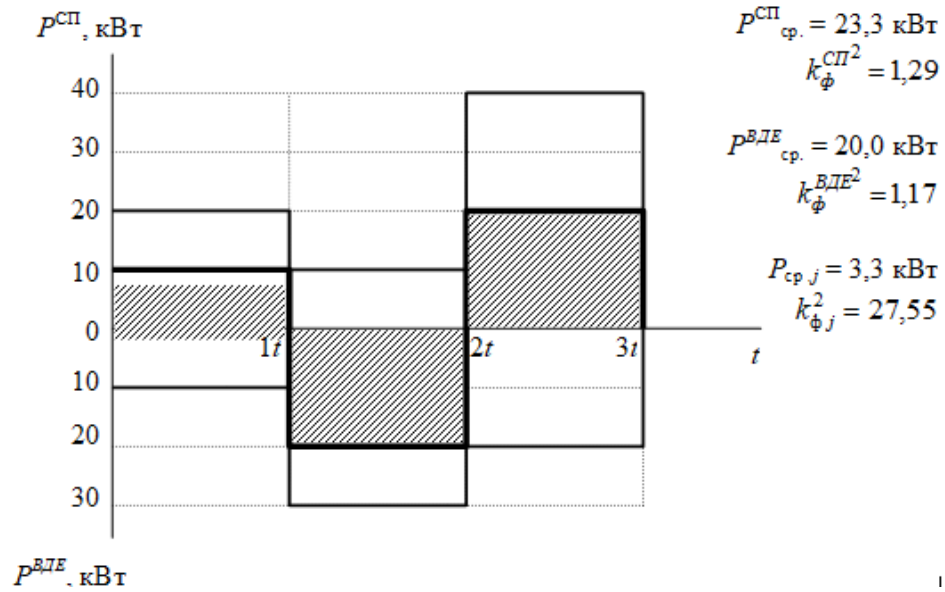


Рисунок 2.2 – Ілюстрація графічної моделі навантаження електричної мережі з реверсивним транспортуванням потужності

Для ділянок з двосторонніми потоками коефіцієнт форми розраховується за формулою:

$$k_{\phi j}^2 \approx \frac{k_{\phi j}^{\text{сп}^2} P_{\text{ср.}j}^{\text{сп}^2} + k_{\phi j}^{\text{вде}^2} P_{\text{ср.}j}^{\text{вде}^2} - 2P_{\text{ср.}j}^{\text{сп}} P_{\text{ср.}j}^{\text{вде}}}{\left[P_{\text{ср.}j}^{\text{сп}} - P_{\text{ср.}j}^{\text{вде}}\right]^2}. \quad (2.18)$$

Ймовірність дотримання нормативних втрат енергії визначається:

$$\bar{P}(\Delta W_{\text{доп}}, T) = t_{\text{сум}}(\Delta W_{\text{факт}} \leq \Delta W_{\text{доп}}) / T, \quad (2.19)$$

де $t_{\text{сум}}(\Delta W_{\text{факт}} \leq \Delta W_{\text{доп}})$ – час перебування втрат у допустимих межах; $\Delta W_{\text{факт}}$, $\Delta W_{\text{доп}}$ – фактичні та нормативні втрати енергії.

Для оцінки ймовірності відповідності втрат потужності нормативам використовується вираз:

$$\bar{P}(\Delta P_{\text{доп}}(t)) = t_{\text{сум}}(\Delta P_{\text{факт}} \leq \Delta P_{\text{доп}}) / T, \quad (2.20)$$

де $t_{\text{сум}}(\Delta P_{\text{факт}} \leq \Delta P_{\text{доп}})$ – час відповідності втрат потужності нормам; $\Delta P_{\text{факт}}$, $\Delta P_{\text{доп}}$ – фактичні та допустимі втрати потужності; ΔT – інтервал опитування системи.

Нормативні показники втрат визначаються згідно постанови НКРЕ та внутрішніх стандартів енергокомпанії на основі аналізу історичних даних.

Використання ймовірнісних показників дозволяє врахувати фактор втрат $\bar{P}(\Delta W_{\text{доп}}, T)$ при оптимізації потужності ВДЕ та режимів їх роботи в локальній електромережі.

Регресійні залежності $e^{-k_1 \cdot (1 - \bar{P}(U_{\text{доп}}, T))}$, $e^{-k_2 \cdot (1 - \bar{P}(\Delta W_{\text{доп}}, T))}$ мають експоненційну природу. Їхні показники степеня враховують обмеження прибутковості ВДЕ через якісні параметри електроенергії та втрати при транспортуванні.

Для визначення вагових коефіцієнтів можна застосовувати різні методи: експертні оцінки, кореляційний аналіз, метод графів, граничні та номінальні значення, регресійний аналіз тощо. Враховуючи експоненційний характер залежностей (2.5) та (2.2), доцільно використовувати методи регресійного аналізу, які базуються на статистичному визначенні вагових коефіцієнтів.

Згідно правил користування електроенергією, при невідповідності якісних параметрів договірним вимогам постачальник відповідає перед споживачем у розмірі 25% вартості такої енергії. Отже, прибуток від експлуатації ВДЕ у такому випадку становитиме 75% від потенційного.

Ваговий коефіцієнт k_1 визначається для крайніх значень $\bar{P}(U_{\text{доп}}, T) = 0$ та $\bar{P}(U_{\text{доп}}, T) = 1$:

$$e^{-k_1 \cdot (1 - 0)} = 0,75; \quad k_1 = -\ln(0,75) = 0,288.$$

При $\bar{P}(U, T) = 1$ (дотриманні нормативів напруги) коефіцієнт не впливає на результати оптимізації.

Перевірка адекватності отриманого коефіцієнта показала високу кореляцію (0,995) між статистичними даними та регресійною моделлю (рис. 2.3).

Коефіцієнт k_2 розраховується з урахуванням методики визначення плати за транспортування електроенергії. Для споживачів II класу (0,4-10 кВ) технологічні витрати визначаються як:

$$E_{\text{втрII/II}} = \frac{E_{\text{снII}}}{1 - k_{\text{ЕКНТВЕ}}} - E_{\text{снII}}, \quad (2.21)$$

де $E_{\text{снII}}$ – значення спожитої ЕЕ; $E_{\text{втрII/II}}$ – обсяг технологічних витрат; $k_{\text{ЕКНТВЕ}}$ – економічний коефіцієнт нормативних втрат.

Аналіз показує, що нормативні технологічні витрати складають $E_{\text{втрII/II}}^* \approx 15\%$ від обсягу споживання для мереж II класу напруги.

Коефіцієнт k_2 визначається для умов $\bar{P}(\Delta W_{\text{доп}}, T) = 0$ (перевищення нормативних втрат на 85%) та $\bar{P}(\Delta W_{\text{доп}}, T) = 1$:

$$e^{-k_2 \cdot (1-0)} = 0,85; \quad k_2 = -\ln(0,85) = 0,163.$$

Кореляція 0,955 між статистичними даними та експоненційною моделлю підтверджує її адекватність (рис. 2.4).

Таким чином, для оптимізації встановленої потужності та режимів роботи ВДЕ рекомендується використовувати коефіцієнти $k_1 = 0,288$ та $k_2 = 0,163$. Під час визначення обсягів втрат необхідно враховувати двонаправленість потоків енергії через коефіцієнт форми графіка навантаження. Для практичної реалізації доцільно застосовувати чисельні методи оптимізації.

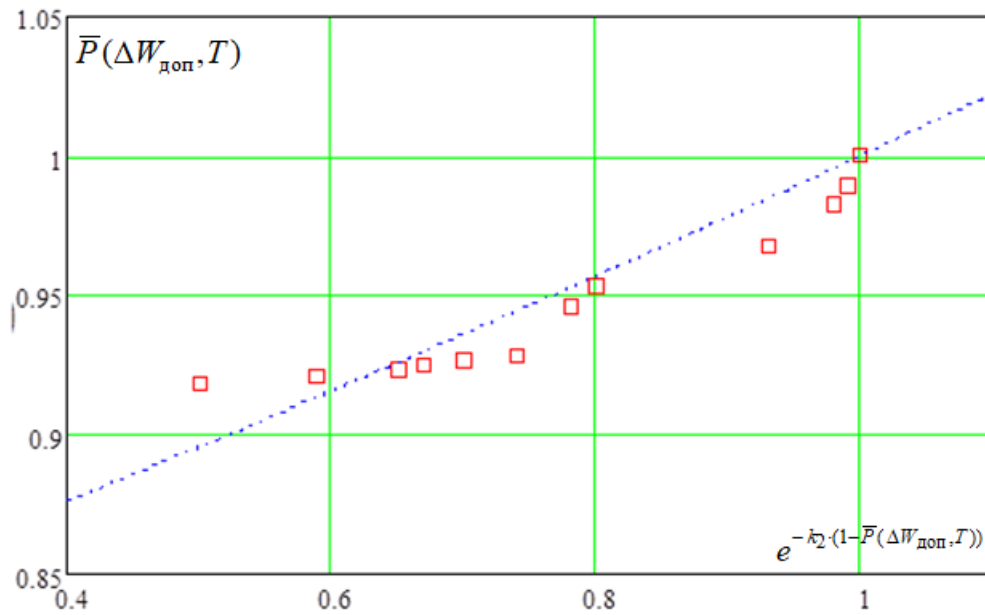


Рисунок 2.4 – Аналітичне представлення статистичної кореляції нормативних втрат електроенергії та розрахованої експоненційної залежності

2.2. Методологія оптимального розміщення відновлюваних джерел енергії за критерієм мінімізації втрат потужності в локальних електромережах

Для визначення оптимальної точки підключення ВДЕ до локальної електромережі за критерієм мінімальних втрат можна застосовувати методи, що враховують як детерміновані, так і ймовірісно-статистичні оцінки втрат. Для врахування нелінійності залежності втрат потужності від генерування ВДЕ використовуються коефіцієнти розподілу втрат потужності.

Вектор $\dot{\mathbf{T}}_i$ складається з коефіцієнтів, що відображають частку сумарних втрат в i -й гілці від протікання потужності через неї від кожного вузла:

$$\dot{\mathbf{T}}_i = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_d^{-1}, \quad (2.22)$$

де $\mathbf{M}_{\Sigma i}$ - i -й вектор-стовпець матриці інциденцій; $\mathbf{U}_t$ - вектор вузлових напруг включно з базисним (транспонований); $\hat{\mathbf{C}}_i$ - i -й вектор-рядок матриці розподілу струмів; $\mathbf{U}_d^{-1}$ - діагональна обернена матриця вузлових напруг.

У базовому вигляді можемо подати:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_b = \dot{\mathbf{T}} \cdot \dot{\mathbf{S}}, \quad (2.23)$$

де $\dot{\mathbf{T}}$ - матриця коефіцієнтів розподілу втрат в залежності від вузлових потужностей; $\Delta \dot{\mathbf{S}}_b$ - вектор втрат потужності в гілках.

Важливо відзначити, що значення коефіцієнтів розподілу втрат залежать від фактичних параметрів елементів схеми заміщення (які можна вважати умовно постійними) та від значень вузлових напруг, які визначаються режимом навантаження та генерування.

Для визначення оптимальної точки підключення ВДЕ необхідно:

1. Сформулювати перелік потенційних вузлів підключення θ_b .
2. Розрахувати вектор коефіцієнтів розподілу втрат:

$$\dot{\mathbf{T}}_{\Sigma} = \dot{\mathbf{T}}^T \cdot \mathbf{n}_a \quad (2.24)$$

де $\mathbf{n}_b$ - одиничний вектор-стовпець розмірністю за кількістю вузлів.

Вектор $\dot{\mathbf{T}}_{\Sigma}$ має розмірність відповідно до кількості вузлів мережі.

Використання запропонованого показника (2.24) надає можливість визначити оптимальний вузол підключення, що забезпечить мінімальну зміну (максимальне зниження) втрат потужності.

Для підтвердження ефективності використання вектора коефіцієнтів розподілу втрат необхідно провести аналіз спадів напруги та втрат потужності та до змін генерування ВДЕ в мережі.

ЛЕС перебуває під впливом зовнішніх збурень, обумовлених центром живлення, а також внутрішніх збурень, зокрема через зміни режимів функціонування ВДЕ. Ці зміни можуть виникати одночасно в декількох точках системи і їхні наслідки можуть варіюватися від кількісних змін параметрів режиму до більш суттєвих якісних змін, таких як втрата стійкості системи.

Основною складністю є те, що реакція параметрів режиму на збурення у різних вузлах та вітках ЛЕС може значно відрізнятись. Це вимагає застосування різних РП для управління параметрами режиму в окремих елементах і підсистемах ЛЕС, а також на загальносистемні характеристики, такі як втрати активної потужності в ЛЕС, наскрізні перетоки потужності, розподіл навантаження між ВДЕ і центром живлення.

Зміни потужності, генерованої ВДЕ, можуть викликати пропорційні зміни втрат потужності в ЛЕС. Це можна описати рівнянням:

$$\delta \Delta \dot{S}_{\Sigma}^{ЛЕС} = \dot{T}_{\Sigma} \delta \dot{S}^{ВДЕ}, \quad (2.25)$$

де $\delta \dot{S}^{ВДЕ} = \dot{S}_{(k)}^{ВДЕ} - \dot{S}_{(k+1)}^{ВДЕ}$ – матриця коефіцієнтів, яка визначає чутливість втрат потужності в ЛЕС до варіації потужності у вузлах з ВДЕ.

Якщо зміни генерованої потужності відбулися тільки в одному вузлі $\delta \dot{S}_j^{ВДЕ}$, то приріст втрат потужності в ЛЕС можна виразити як:

$$\delta \Delta \dot{S}_j^{ЛЕС} = t_{\Sigma j} \delta \dot{S}_j^{ВДЕ}. \quad (2.26)$$

де $t_{\Sigma j} = \frac{\delta \Delta \dot{S}_j^{ЛЕС}}{\delta \dot{S}_j^{ВДЕ}}$ – коефіцієнт чутливості втрат потужності до варіацій значень потужності у j -му вузлі ВДЕ.

Для практичних задач, де змінюється лише активна або реактивна потужність, відповідні зміни у втраті потужності можна описати такими рівняннями:

- для варіації лише активної потужності:

$$\dot{t}_{\Sigma j} = \frac{\delta \Delta P_j^{ЛЕС}}{\delta P_j^{ВДЕ}} + j \frac{\delta \Delta Q_j^{ЛЕС}}{\delta P_j^{ВДЕ}}. \quad (2.28)$$

- для варіації лише реактивної потужності:

$$\dot{t}_{\Sigma j} = \frac{\delta \Delta Q_j^{ЛЕС}}{\delta Q_j^{ВДЕ}} - j \frac{\delta \Delta P_j^{ЛЕС}}{\delta Q_j^{ВДЕ}}. \quad (2.29)$$

Обсяги втрат активної потужності у разі варіацій режиму у вузлах:

$$\delta \Delta P_{\Sigma} = \mathbf{T}'_{\Sigma} \delta \mathbf{P}; \quad \delta \Delta P_{\Sigma} = \mathbf{T}''_{\Sigma} \delta \mathbf{Q}. \quad (2.30)$$

Ці коефіцієнти чутливості є практично сталими для відповідних змін обсягів генерування та навантаження в ЛЕС, оскільки їх значення не змінюється при зміні напруги в системі.

Таким чином, чутливість втрат потужності до зміни напруги в ЛЕС є важливою характеристикою, яку слід враховувати при оптимізації режимів роботи і оцінці ефективності регулювальних заходів в умовах динамічних змін генерування енергії від ВДЕ.

Відповідно до (2.22) елементи матриці чутливості $\dot{\mathbf{T}}$ втрат потужності в загальному випадку залежать від різниці між напругами в вузлах з ВДЕ $\dot{\mathbf{U}}$ і напругою у центральному джерелі живлення (ЦЖ), яка, в свою чергу, змінюється в залежності від потужностей навантаження та генерування в локальній електричній системі (ЛЕС).

У випадку зміни потужності в вузлах з ВДЕ втрати потужності в ЛЕС змінюються, і, на відміну від рівняння (2.26), це відображається за допомогою рівняння:

$$\delta \Delta \dot{\mathbf{S}}^{ЛЕС} = \dot{\mathbf{T}}_{\Sigma(k)} \dot{\mathbf{S}}_{(k)}^{ВДЕ} - \dot{\mathbf{T}}_{\Sigma(k+1)} \dot{\mathbf{S}}_{(k+1)}^{ВДЕ}, \quad (2.31)$$

де $\dot{\mathbf{S}}_{(k+1)}^{BDE} = \dot{\mathbf{S}}_{(k)}^{BDE} + \delta \dot{\mathbf{S}}^{BDE}$ — зміна втрат потужності в ЛЕС,
 $\delta \dot{\mathbf{T}}_{\Sigma(k)} = \dot{\mathbf{T}}_{\Sigma(k)} - \dot{\mathbf{T}}_{\Sigma(k+1)}$ — матриця коефіцієнтів чутливості, а
 $\delta \Delta \dot{\mathbf{S}}^{LEC} = \delta \dot{t}_{\Sigma(k)} \dot{\mathbf{S}}_{(k)}^{BDE} - \dot{t}_{\Sigma(k+1)} \delta \dot{\mathbf{S}}^{BDE}$ — вектор змін потужностей в вузлах з ВДЕ.

Якщо зміни відбуваються тільки в одному вузлі (наприклад, в j -му вузлі), то значення приросту в j -му вузлі буде рівним:

$$\delta \Delta \dot{S}_j^{LEC} = \delta \dot{T}_{\Sigma j(k)} \dot{S}_{j(k)}^{BDE} - \dot{T}_{\Sigma j(k+1)} \delta \dot{S}_j^{BDE}. \quad (2.32)$$

З рівняння (2.26) можна отримати:

$$\dot{T}_{\Sigma j(k+1)} = -\frac{\delta \Delta \dot{S}_j^{LEC}}{\delta \dot{S}_j^{BDE}} + \frac{\delta \dot{T}_{\Sigma j}}{\delta \dot{S}_j^{BDE}} \dot{S}_{j(k)}^{BDE} \quad (2.33)$$

Таким чином, коефіцієнт чутливості відображає залежність приросту втрат потужності в ЛЕС від варіації потужності в конкретному вузлі ВДЕ.

Важливо зазначити, що оптимальність нормальних режимів ЛЕС зазвичай оцінюється через втрати активної потужності. Тому коефіцієнти чутливості активної та реактивної потужності є основними для подальшого аналізу і оптимізації. Зміна активної та реактивної потужностей у вузлах ЛЕС визначатиме загальний приріст втрат активної потужності в системі:

$$\begin{aligned} \delta \dot{\mathbf{T}}_{\Sigma j} &= \dot{\mathbf{T}}_{\Sigma j(k)} - \dot{\mathbf{T}}_{\Sigma j(k+1)} = (\dot{\mathbf{U}}_{t(k)} \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i (\dot{\mathbf{U}}_{\partial(k)})^{-1} \mathbf{n}_B - (\dot{\mathbf{U}}_{t(k+1)} \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i (\dot{\mathbf{U}}_{\partial(k+1)})^{-1} \mathbf{n}_B = \\ &= \hat{\mathbf{C}}_i (\delta \dot{\mathbf{U}}_{\partial(k)} - \delta \dot{\mathbf{U}}_{\partial(k+1)}) \mathbf{n}_B. \end{aligned} \quad (2.36)$$

Враховуючи, що зміни потужності можуть бути пропорційними, коефіцієнти чутливості є стабільними для пропорційних змін потужностей у

вузлах ЛЕС і її навантаженні, що дозволяє визначити оптимальні місця для підключення ВДЕ у системі на етапі проектування.

Приріст коефіцієнтів чутливості також залежить від напруг у вузлах ВДЕ та напруги у точках поточкорозподілу. Встановлення допустимих значень напруги на вводах електроприймачів, а також контроль за спадом напруги у ЛЕС є важливими для забезпечення стабільності системи.

Таким чином, використання коефіцієнтів чутливості для оптимального проектування ЛЕС дає змогу визначити місця для підключення ВДЕ, що забезпечує зменшення втрат потужності і підвищує ефективність експлуатації системи на широкому діапазоні режимів.

2.3. Дослідження оптимізаційних стратегій конфігурування локальних електроенергетичних систем з інтегрованими відновлюваними джерелами за критерієм мінімізації технологічних електричних втрат

При плануванні розвитку електричних мереж у разі необхідності підключення нових потужностей на основі відновлювальних джерел енергії (ВДЕ), необхідно розв'язувати задачу оптимізації реконфігурації локальних електричних систем (ЛЕС), що дозволяє мінімізувати втрати активної потужності під час транспортування електроенергії та забезпечити баланс напруг у вузлах схеми.

Реконфігурація ЛЕС включає такі етапи: – підключення нових потужностей генерації ВДЕ; – зміну схеми розподілу потужності ВДЕ через перерозподіл між різними ЛЕС; – адаптацію схем функціонування ЛЕС через переналаштування абонентських трансформаторних підстанцій (ТП) між різними ЛЕС.

Для оцінки ефективності реконфігурації ЛЕС і її впливу на втрати активної потужності можна використовувати матрицю коефіцієнтів розподілу втрат потужності відповідно до (2.23). Ці коефіцієнти характеризують вплив

потужностей окремих вузлів на втрати потужності у вітках заступної схеми електричної мережі.

Як вже наголошувалось, елементи матриці є коефіцієнтами чутливості втрат потужності в ЛЕС до змін потужностей у конкретних вузлах. Вони дозволяють оцінити, як зміни у потужностях вузлів впливають на сумарні втрати потужності в схемі ЛЕС. Застосування цих коефіцієнтів дає змогу передбачити, наскільки зміняться втрати у мережі після реконфігурації.

Задачу реконфігурації ЛЕС можна сформулювати таким чином: мінімізувати значення втрат активної потужності, що викликані транспортуванням енергії та забезпеченням стабільності напруг у вузлах схеми. Формулювання виглядатиме наступним чином:

мінімізувати:

$$\Delta P = \sum_{j=1}^n P_j (T'_{\Sigma j} - T''_{\Sigma j} \cdot \operatorname{tg} \varphi_j) + \Delta P_{\text{ЦЖ}} + \Delta P_{\text{УК}} \rightarrow \min, \quad (2.37)$$

де P_j — визначена потужність ВДЕ або споживача ($j = 1, 2, \dots, n$); $\operatorname{tg} \varphi_j$ — коефіцієнт потужності джерела енергії чи споживача; $\Delta P_{\text{ЦЖ}}$ — втрати активної потужності в мережі, спричинені перетіканням від основного джерела живлення; $\Delta P_{\text{УК}}$ — втрати активної потужності в мережі, що виникають через перетікання від ВДЕ.

Для вирішення задачі оптимізації реконфігурації необхідно враховувати також балансові обмеження:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^n P_j - P_{\text{ЦЖ}} &= 0; \\ \sum_{j=1}^n (P_j \cdot \operatorname{tg} \varphi_j) - Q_{\text{ЦЖ}} &= 0, \end{aligned} \quad (2.38)$$

де $P_{\text{ЦЖ}}$ та $Q_{\text{ЦЖ}}$ — значення активної та реактивної потужності, що надходять в мережу від основного джерела живлення.

Задачу можна перетворити на функцію Лагранжа для оптимізації, тобто:

$$L = \sum_{j=1}^n P_j (T'_{\Sigma j} - T''_{\Sigma j} \cdot \operatorname{tg} \varphi_j) + \Delta P_{\text{ЦЖ}} + \Delta P_{\text{УК}} + \lambda_P (\sum_{j=1}^n P_j - P_{\text{ЦЖ}}) + \lambda_Q (\sum_{j=1}^n (P_j \cdot \operatorname{tg} \varphi_j) - Q_{\text{ЦЖ}}) \rightarrow \min, \quad (2.39)$$

де λ_P , λ_Q — множники Лагранжа.

Досягнення мінімуму функції Лагранжа реалізується при умові рівності нулю її часткових похідних:

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial \operatorname{tg} \varphi_j} &= -\sum_{j=1}^n P_j \cdot T''_{\Sigma j} + \lambda_Q \sum_{j=1}^n P_j = 0; \\ \frac{\partial L}{\partial P_j} &= T'_{\Sigma j} - T''_{\Sigma j} \cdot \operatorname{tg} \varphi_j + \lambda_P + \lambda_Q \cdot \operatorname{tg} \varphi_j = 0. \end{aligned} \quad (2.40)$$

З рівнянь (2.40) випливає, що оптимальні рішення передбачають рівність коефіцієнтів розподілу втрат потужності в мережі:

$$T'_{\Sigma j} = -\lambda_P = \operatorname{idem}; \quad T''_{\Sigma j} = \lambda_Q = \operatorname{idem}. \quad (2.50)$$

Отже, для вибору оптимальної реконфігурації ЛЕС необхідно оцінювати ступінь наближення коефіцієнтів розподілу втрат потужності до середнього значення у кожному з варіантів. Це дозволить вибрати найбільш ефективну конфігурацію мережі.

Оскільки вектори коефіцієнтів розподілу $\mathbf{T}'_{\Sigma}$, $\mathbf{T}''_{\Sigma}$ є багатомірними, для їх порівняння слід ввести узагальнений показник, що дозволяє звести ці вектори $\mathbf{T}'_{\Sigma}$, $\mathbf{T}''_{\Sigma}$ до числового значення, забезпечуючи об'єктивне оцінювання різних варіантів реконфігурації. Для цього вектори подають як

функціональні метричні множини, що відповідають умовам аксіом метричного простору.

Довжини цих векторів, відповідно до [92], визначаються за формулами:

$$dP' = |\mathbf{T}'_{\Sigma}| = \left[\sqrt{\sum_{j=1}^n T_{\Sigma j}'^2} \right]; \quad dP'' = |\mathbf{T}''_{\Sigma}| = \left[\sqrt{\sum_{j=1}^n T_{\Sigma j}''^2} \right]. \quad (2.51)$$

Векторні величини dP' , dP'' вимірюються в одиницях відносних величин і мають фізичний зміст, що характеризує вклад окремих вузлів у зміни втрат потужності в мережі. Це дозволяє використовувати їх як індикатори впливу різних параметрів на оптимальність режиму електричної мережі.

Графічно цей показник можна продемонструвати на прикладі електричної мережі з трьома вузлами, де видно, як зміна коефіцієнтів чутливості впливає на величину втрат (рис.2.5.).

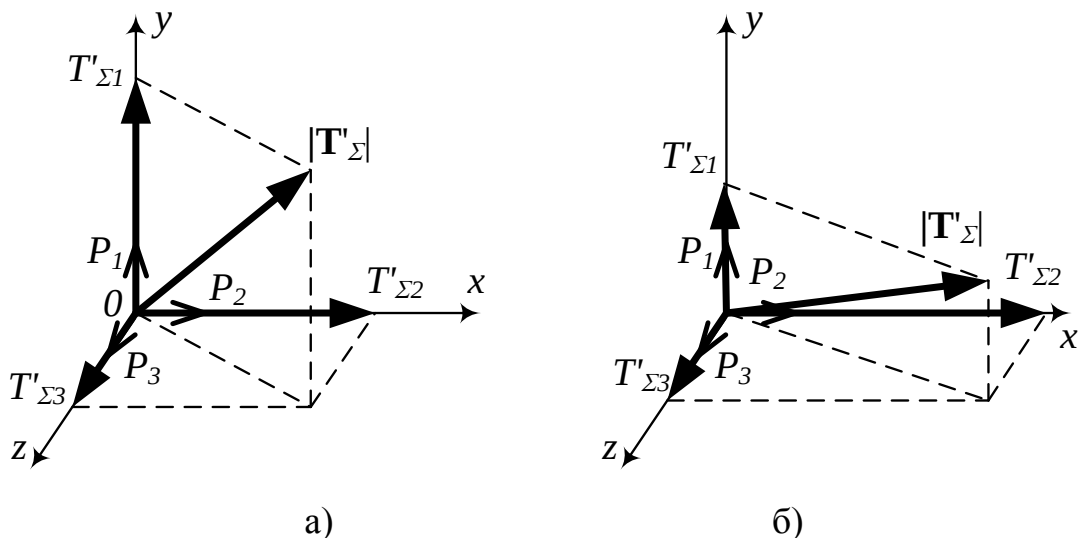


Рисунок 2.5 – Декомпозиція та графічна інтерпретація векторних коефіцієнтів розподілу потужності $|\mathbf{T}'_{\Sigma}|$ в ортогональному просторі: порівняльний аналіз однорідних (а) та диференційованих (б) компонентів

Таким чином, розрахунок значень векторів dP' , dP'' дозволяє об'єктивно оцінювати ефективність різних варіантів реконфігурації ЛЕС, даючи змогу вибрати оптимальний варіант на основі порівняння числових значень.

Висновки до розділу 2

1. Завдання визначення оптимальної потужності ВДЕ в рамках ЛЕС доцільно вирішувати з використанням комплексного критерію, що враховує не лише економічні вигоди від встановлення ВДЕ, а й відповідні показники якості ЕЕ, а також втрати, що виникають при її транспортуванні через мережі ЛЕС. Важливою складовою цього підходу є оцінка ймовірності забезпечення допустимих відхилень напруги і втрат енергії для визначеного звітного періоду. Це дозволяє мінімізувати потенційні недоліки в проектних рішеннях і суттєво підвищити ефективність роботи ЛЕС.

2. Застосування запропонованого методу для визначення оптимальної потужності ВДЕ сприяє підвищенню загальної ефективності роботи ЛЕС, шляхом точного коригування встановленої потужності ВДЕ з урахуванням критеріїв якості ЕЕ та зменшення втрат потужності на етапі проектування та визначення топології мережі.

3. Методика визначення оптимального місця для підключення ВДЕ, орієнтуючись на мінімізацію втрат потужності в ЛЕС, дозволяє провести оцінку чутливості загальних втрат потужності в мережі ЛЕС як індикатора оптимальності її режимів. Також цей підхід враховує вплив зміни рівня генерації у вузлах з ВДЕ на втрати потужності в окремих гілках мережі.

4. Аналіз чутливості коефіцієнтів, що відповідають за розподіл втрат потужності, показав, що в межах проектних рішень припущення стабільності цих коефіцієнтів під час змін рівнів напруги у вузлах схеми ЕМ є цілком обґрунтованим. Тому використання запропонованого методу для визначення оптимальних точок підключення ВДЕ дає змогу на етапі вибору проектних

рішень оцінити найкращі вузли для введення потужностей ВДЕ, що відповідають вимогам експлуатації ЛЕС в різних режимах.

5. Аналітичні умови оптимальності, що стосуються розподілу активних і реактивних навантажень, дозволяють ефективно вирішити задачу щодо вибору оптимального місця для підключення ВДЕ або реконфігурації ЛЕС з критерієм мінімізації втрат потужності, не погіршуючи економічної вигоди ЕК.

6. Подано узагальнені індикатори ефективності реконфігурації ЛЕС, що відображають приріст втрат потужності в результаті перетікання активної і реактивної потужності. Ці індикатори можуть бути використані для якісної оцінки впливу параметрів окремих вузлів або гілок ЛЕС на загальну оптимальність її режиму. Використання таких узагальнених показників дає змогу порівнювати різні варіанти реконфігурації ЛЕС та чітко визначити оптимальні з них.

РОЗДІЛ 3

ІНТЕЛЕКТУАЛЬНА ОПТИМІЗАЦІЯ КЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИМИ ЕНЕРГЕТИЧНИМИ РЕСУРСАМИ В РЕГІОНАЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Сучасний процес модернізації функціонування ВДЕ у локальних електромережах вимагає впровадження інноваційних автоматизованих систем управління. Метою такого підходу є комплексне підвищення ефективності виробництва та розподілу електричної енергії з використанням передових технологій Smart Grid.

Впровадження інтелектуальних систем не лише спрощує технологічні процеси, але й створює передумови для формування високотехнологічних інтегрованих мережових рішень. Найбільш перспективними в цьому контексті виступають АСК, здатні забезпечувати стабільну роботу в умовах обмеженості або неточності первинної інформації.

Розроблені методологічні підходи дозволяють:

- Визначати оптимальну встановлену потужність відновлюваних енергетичних ресурсів
- Обирати найефективніші місця приєднання ВДЕ
- Здійснювати оптимізацію добових режимів генерування електроенергії

Запропоновані алгоритми базуються на інноваційній концепції Smart Grid та призначені для впровадження в системах автоматизованого керування режимами ЛЕС з метою підвищення загальної енергетичної ефективності.

Ключовим елементом дослідження є розробка та впровадження інтелектуальних алгоритмів керування реконфігурацією схем видачі потужності, що забезпечує максимальну адаптивність та гнучкість регіональних електричних мереж.

3.1. Методологія та алгоритмічні підходи до визначення раціональної потужності поновлюваних енергетичних джерел у локальних електромережах

У попередньому розділі представлено науковий підхід щодо встановлення оптимальної потужності ВДЕ в локальній ЕС з урахуванням інтегрального критерію ефективності, який базується на показниках якості та втратах електроенергії.

Розроблений алгоритм послідовно розкриває ключові етапи дослідження та оптимізації. Принципова схема алгоритму представлена на рисунку 3.1.

Процес розпочинається з підготовчого етапу введення вихідних параметрів, що не потребує складних обчислювальних операцій. До початкових даних входять:

- вагові коефіцієнти регресійної залежності (зокрема, k_1 та k_2);
- коефіцієнт використання встановленої потужності (k_b);
- тривалість графіка навантажень (T);
- запланована кількість приєднань ВДЕ ($N^{\text{ВДЕ}}$);
- загальне навантаження локальної ЕС (ΣP_n);
- максимальна потужність основної ділянки фідера ($P_{\text{гр}}$);
- граничні умови для цільової функції ($\Pi_{\text{max}}=0$, $\Pi_{\text{опт}}=0$);
- точність ітераційних розрахунків (ξ)

Другий етап передбачає визначення:

- граничних значень встановленої потужності $P_{j \min}^{\text{ВДЕ}}$, $P_{j \max}^{\text{ВДЕ}}$);
- значення кроку покоординатного спуску ($dP_j^{\text{ВДЕ}}$);
- тарифів на ЕЕ для кожного ВДЕ (c_j).

Наступний алгоритмічний крок передбачає циклічне моделювання приєднання ВДЕ з поступовою зміною встановленої потужності в межах від мінімального до максимального значення з визначеним кроком $dP_j^{\text{ВДЕ}}$.

Такий методологічний підхід дозволяє комплексно оцінити та оптимізувати параметри ВДЕ в ЛЕС.

На етапі первинної оцінки аналізується сумісність приєднаної потужності з технічними обмеженнями пропускної спроможності електричної системи. За умови дотримання нормативних параметрів здійснюється розрахунок сукупного економічного ефекту $\Pi^{ВДЕ}$ від впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) встановленої потужності $P^{ВДЕ}$.

Дослідження режимів функціонування передбачає:

- моделювання роботи ВДЕ з визначеною потужністю у конкретній точці приєднання;
- врахування тривалості навантажувального графіка;
- проведення імітаційних розрахунків для встановлення нормативних параметрів.

На наступному етапі виконується розрахунок кількісних параметрів цільової функції $\mathcal{C}$ з урахуванням комплексного критерію. У разі перевищення поточного значення над попередніми результатами відбувається:

- Переприсвоєння максимального показника ($\mathcal{C}_{max} = \mathcal{C}$)
- Фіксація оптимальної потужності приєднання ($P_j^{ВДЕ} = P^{ВДЕ}$)

Алгоритм передбачає покрокове нарощування встановленої потужності $P^{ВДЕ}$ до моменту:

- досягнення максимально допустимих значень ($P^{ВДЕ} > P_{j\ max}^{ВДЕ}$);
- настання критичних обмежень пропускної здатності;

Послідовність дій для кожного приєднання ВДЕ включає:

- покрокове збільшення потужності;
- розрахунок цільової функції;
- визначення оптимальної встановленої потужності за максимальним значенням.

Критерій завершення ітераційного процесу визначається умовою $|\Pi_{\max} - \Pi_{\text{опт}}| > \xi$, де $\Pi_{\text{опт}}$ дорівнює нулю. Методика передбачає виконання мінімум двох ітераційних циклів.

Підсумковий етап алгоритму передбачає:

- формування результативних показників;
- виведення оптимальної встановленої потужності $P^{\text{ВДЕ}}$;
- презентація відповідного значення цільової функції $\Pi_{\text{опт}}$.

Загалом, розроблений науково-методичний підхід дозволяє:

- здійснювати комплексну оцінку встановленої потужності ВДЕ;
- враховувати специфіку локальної електричної системи
- вналізувати показники якості та втрат електроенергії
- забезпечувати ефективність впровадження відновлюваних джерел енергії.

Оригінальність методики полягає в інтегральному підході до оптимізації параметрів електроенергетичних систем з урахуванням багатofакторних технічних та економічних критеріїв.

Попередній алгоритм розрахунку значення оптимальної встановленої потужності базується на часовому інтервалі T , який відповідає тривалості ГН за визначений період. Традиційні підходи проектування зазвичай орієнтуються на характерні (зокрема, сезонні або річні ГН), що створює методологічні обмеження для оперативної оптимізації режимів генерування ВДЕ впродовж доби.

Мета розробленої методики полягає в:

- Створенні інноваційного алгоритму оптимізації добових режимів
- Забезпеченні ефективного керування відновлюваними джерелами
- Врахуванні комплексних критеріїв енергетичної системи

Ключові особливості методологічного підходу:

1. Часові параметри дослідження: проміжок часу $t \in [t_0; t_k]$; інтервал оптимізації Δt ; орієнтація на оперативне управління енергетичними режимами.

2. Діапазонні характеристики:

- межі регулювання керованих ВДЕ ($P_{j \min}^{\text{ВДЕ}}, P_{j \max}^{\text{ВДЕ}}, dP_j^{\text{ВДЕ}}$);
- тарифікація електроенергетичного виробництва (c_j).

Первинні наближення формуються на основі:

- поточних значень потужності керованих ВДЕ ($P_j^{\text{ВДЕ}}$);
- математичного очікування сукупного прибутку (M_t^{Π});
- ретроспективної інформації за попередній період (Δt).

Додаткові параметри моделювання:

- статистика ймовірності дотримання нормативних відхилень ($\bar{P}(\Delta P_{\text{доп}}, t - \Delta t)$ та $\bar{P}(U_{\text{доп}}, t - \Delta t)$).

- цільова функція попереднього періоду ($\Pi_{\text{опт}}(t - \Delta t)$).

Алгоритмічна послідовність оптимізації:

1. Циклічне моделювання:

- імітація генерування керованими ВДЕ $P^{\text{ВДЕ}}$;
- варіювання потужності в діапазоні $P_{j \min}^{\text{ВДЕ}} - P_{j \max}^{\text{ВДЕ}}$;
- покроковий рух з інтервалом $dP_j^{\text{ВДЕ}}$.

2. Перевірка системних обмежень, тобто: аналіз сумісності приєднаної потужності; оцінювання пропускної здатності ЛЕС; розрахунок сукупного економічного ефекту.

3. Режимне налаштування: моделювання роботи ВДЕ з конкретною потужністю; визначення місця приєднання; уточнення ймовірнісних характеристик.

До критеріїв оптимізації належить: забезпечення нормативних відхилень ЕЕ, контроль параметрів напруги, формування цільової функції з урахуванням експоненційної залежності.

Перевага розробленого алгоритму полягає в комплексному підході до оперативного керування режимами генерування, що враховує технічні, економічні та системні обмеження ВДЕ.

Методологія оптимізації потужності відновлюваних джерел енергії передбачає комплексний підхід до розрахунку та управління параметрами генерування. Алгоритмічне дослідження розпочинається з детального кількісного аналізу цільової функції для конкретного часового моменту з урахуванням комплексного критерію та обмежень локальної електричної системи.

Ключова особливість методики полягає в покроковій оптимізації встановленої потужності з поступовим нарощуванням та контролем граничних меж. Процес передбачає переприсвоєння максимальних показників при перевищенні поточних значень над попередніми результатами, що дозволяє динамічно налаштовувати режими генерування відновлюваних джерел енергії.

Алгоритм забезпечує одноразовий прохід з максимально оперативним керуванням за визначений часовий інтервал. Важливим елементом методики є збереження проміжних результатів у базі даних оперативно-інформаційного комплексу, що створює можливість для подальшого аналізу та коригування параметрів.

Функціонування підсистеми реалізується через постійний моніторинг активності та готовності системи. Передбачено різні сценарії роботи: автоматичний режим з часовою затримкою, очікувальний режим та ручне керування за запитом оператора. Це забезпечує гнучкість та адаптивність системи управління.

Методологічні переваги розробленого підходу полягають у врахуванні математичного сподівання генерування, динамічному налаштуванні режимів та комплексній оцінці параметрів відновлюваних джерел енергії. Алгоритм дозволяє здійснювати інтеграцію з системами автоматизованого керування, що підвищує загальну ефективність локальної електричної системи.

Унікальність науково-методичного підходу виявляється в багатофакторному аналізі, врахуванні технічних обмежень та забезпеченні максимальної адаптивності генеруючих потужностей. Практичне значення

методики полягає в оптимізації добових режимів, мінімізації системних втрат та підвищенні ефективності використання відновлюваних джерел енергії.

Запропонований алгоритм створює принципово новий механізм оперативного керування, який забезпечує комплексну оптимізацію параметрів локальних електричних систем з урахуванням сучасних вимог до енергетичної ефективності та маневреності генеруючих потужностей.

Ключова мета методики - досягнення максимальної результативності та адаптивності системи управління відновлюваними джерелами енергії через застосування інноваційних алгоритмічних рішень та врахування багатофакторних параметрів генерування.

Методологія визначення раціонального місця приєднання відновлюваних джерел енергії в локальних електричних системах базується на комплексному підході, що враховує багатофакторні параметри та системні обмеження.

Сучасні наукові підходи передбачають інтегральне використання різноманітних методів оптимізації, кожен з яких має специфічні переваги та обмеження. Принципово важливим аспектом є розроблення універсального критерію переходу між методичними стратегіями, що дозволить максимізувати ефективність впровадження відновлюваних джерел енергії.

Ключовим індикатором оптимізації виступає перевищення встановленої потужності відновлюваних джерел над сумарним навантаженням локальної електричної системи. Це дозволяє здійснювати диференційований підхід до вибору місця приєднання генеруючих потужностей.

Алгоритм визначення оптимальної точки підключення передбачає два принципові сценарії:

Перший сценарій застосовується, коли встановлена потужність відновлюваних джерел не перевищує сумарне навантаження споживачів. У цьому випадку пріоритетним критерієм виступає мінімізація коефіцієнтів розподілу потужності. Точка поточкорозподілу формується в проміжку між

центром живлення та приєднаним джерелом генерації, що знаходиться в центральній частині локальної електромережі.

Науковий аналіз чутливості показує стабільність коефіцієнтів розподілу потужності для широкого спектру експлуатаційних режимів. Це створює додаткові передумови для ефективного впровадження відновлюваних джерел енергії.

Другий сценарій передбачає використання критерію мінімізації втрат електроенергії при перевищенні встановленої потужності відновлюваних джерел над сумарним навантаженням локальної системи.

Методологічна унікальність підходу полягає в:

- Комплексній оцінці параметрів електричної системи
- Врахуванні динамічних характеристик генерування
- Забезпеченні гнучкості підключення відновлюваних джерел

Практичне значення розробленої методики виявляється в можливості:

- Оптимізації місць приєднання генеруючих потужностей
- Мінімізації системних енергетичних втрат
- Підвищення загальної ефективності локальних електричних мереж

Запропонований науково-методичний підхід створює принципово новий алгоритм вибору точок підключення відновлюваних джерел енергії, що забезпечує максимальну адаптивність та результативність локальних електроенергетичних систем.

Ключова мета методики - формування інтелектуальної стратегії впровадження відновлюваних джерел енергії через застосування багатокритеріальної оптимізації та врахування унікальних параметрів локальних електричних мереж.

Якщо потужність відновлюваного джерела енергії ($P^{ВДЕ}$) перевищує сумарне номінальне навантаження ($\sum P^*_{н}$), то оптимальне місце підключення визначається за критерієм мінімізації узагальненого показника ефективності. Це пов'язано з тим, що інтеграція такого генеруючого об'єкту спричиняє

трансформацію розподілу електричних потоків у ЛЕС, що призводить до суттєвих змін у розподілі втрат потужності.

Розроблений алгоритм визначення раціонального місця приєднання відновлюваних джерел енергії включає послідовність взаємопов'язаних кроків. Процес розпочинається з введення вихідних параметрів характерного режиму ЛЕС та формування переліку потенційних вузлів підключення. Наступним етапом виступає моделювання електричного режиму без врахування нових генеруючих потужностей.

За результатами первинного розрахунку здійснюється формування матриці коефіцієнтів розподілу електричних втрат та проводиться перевірка співвідношення потужностей. Для вибору найбільш оптимальної точки приєднання розраховується інтегральний вектор розподілу втрат потужності у різних гілках електромережі, що базується на транспонованій матриці.

Унікальність методики полягає у виборі вузла з мінімальним значенням коефіцієнта втрат з переліку допустимих приєднань. Номер такого елемента безпосередньо вказує на найбільш раціональне місце підключення відновлюваного джерела енергії. Далі проводиться серія розрахунків усталених режимів для кожного потенційного вузла.

Кінцевий етап передбачає визначення узагальненого показника ефективності dP_j^{BD} від перетікань активної потужності. Мінімальне значення цього показника остаточно підтверджує оптимальність обраного місця приєднання ВДЕ потужністю P^{BDE} .

Алгоритм визначення оптимальної інтеграції відновлюваних джерел енергії в локальну електричну систему (ЛЕС) представляє собою комплексний методологічний інструмент, спрямований на підвищення ефективності електроенергетичної інфраструктури.

Розроблена методика передбачає багатокритеріальний аналіз потенційних сценаріїв реконфігурації електромережі шляхом впровадження інноваційних генеруючих потужностей. Основним концептуальним підходом

виступає знаходження варіанту підключення, що характеризується мінімальними втратами та максимальною стабільністю електропостачання.

Унікальність запропонованого рішення полягає в його адаптивності до динамічних трансформацій електроенергетичного середовища. Алгоритм забезпечує отримання результатів, які практично не залежать від флуктуацій режимних параметрів електромережі, що принципово відрізняє його від традиційних підходів.

Завдяки впровадженій методиці досягається комплексний ефект: суттєве зменшення технологічних втрат електроенергії, підвищення якісних характеристик напруги та загальної стійкості локальної електричної системи. Кінцева мета розробленого алгоритму - створення максимально оптимізованої конфігурації електромережі з мінімальними енергетичними деградаційними процесами.

Процедура завершується формуванням графічної та аналітичної звітності, що надає повну картину потенційних змін в електроенергетичній інфраструктурі. Представлені результати дозволяють особам, які приймають рішення, здійснювати обґрунтований вибір напрямків модернізації та розвитку локальних електричних систем.

3.2. Методологія визначення раціонального вузла інтеграції ВЕР у локальних електромережах

Існуючі підходи до встановлення оптимальної точки приєднання ВДЕ мають різноманітні методологічні особливості, що зумовлює доцільність їх комплексного застосування. Ключовим завданням постає розроблення інтегрованого критерію послідовного переходу між методиками аналізу.

Визначальними критеріями можна вважати перевищення розрахункової потужності ВДЕ ($P^{ВДЕ}$) відносно сумарного навантаження ЛЕС (ΣP_n).

За умови, коли потужність ВДЕ не перевищує електричне навантаження споживачів, оптимізація здійснюється через мінімізацію коефіцієнтів розподілу технологічних витрат. Це пояснюється особливостями

потокорозподілу електроенергії: точка підключення формується між центром живлення та приєднаним відновлюваним джерелом.

Якщо потужність ВДЕ ($P^{ВДЕ}$) перевищує сумарне навантаження (ΣP_n), визначення раціонального вузла інтеграції потребує застосування узагальненого показника ефективності. Такий підхід зумовлений необхідністю врахування динамічних змін у конфігурації електромережі та потенційного впливу на режими електропередачі.

Принципова відмінність полягає в трансформації розрахункових параметрів: при менших потужностях коефіцієнти залишаються стабільними, а при перевищенні навантаження виникає потреба в комплексній оптимізації архітектури локальної електричної системи.

Запропонована методологія дозволяє здійснювати диференційований підхід до вибору точки приєднання ВДЕ з урахуванням специфіки навантажень та режимів функціонування електромережі.

Розроблена методологія визначення оптимальної інтеграції ВДЕ представлена блок-схемою алгоритму (рис. 3.3), що охоплює послідовність наукоємних етапів дослідження локальної електричної системи (ЛЕС).

Алгоритм розпочинається з формування первинної інформаційної бази, яка включає:

- вихідні параметри характерного режиму електромережі;
- формування переліку потенційних вузлів θ_v для підключення ВДЕ;
- створення розрахункової математичної моделі.

На попередньому етапі виконується моделювання базового режиму ЛЕС без впровадження відновлюваних генеруючих потужностей. Результатом стає розрахунок матриці коефіцієнтів розподілу технологічних втрат за спеціалізованою методикою з подальшою перевіркою умови $P^{ВДЕ} < \Sigma P_n$.

Ключовим моментом є визначення оптимальної точки приєднання через:

- формування вектора розподілу втратної потужності у елементах схеми;

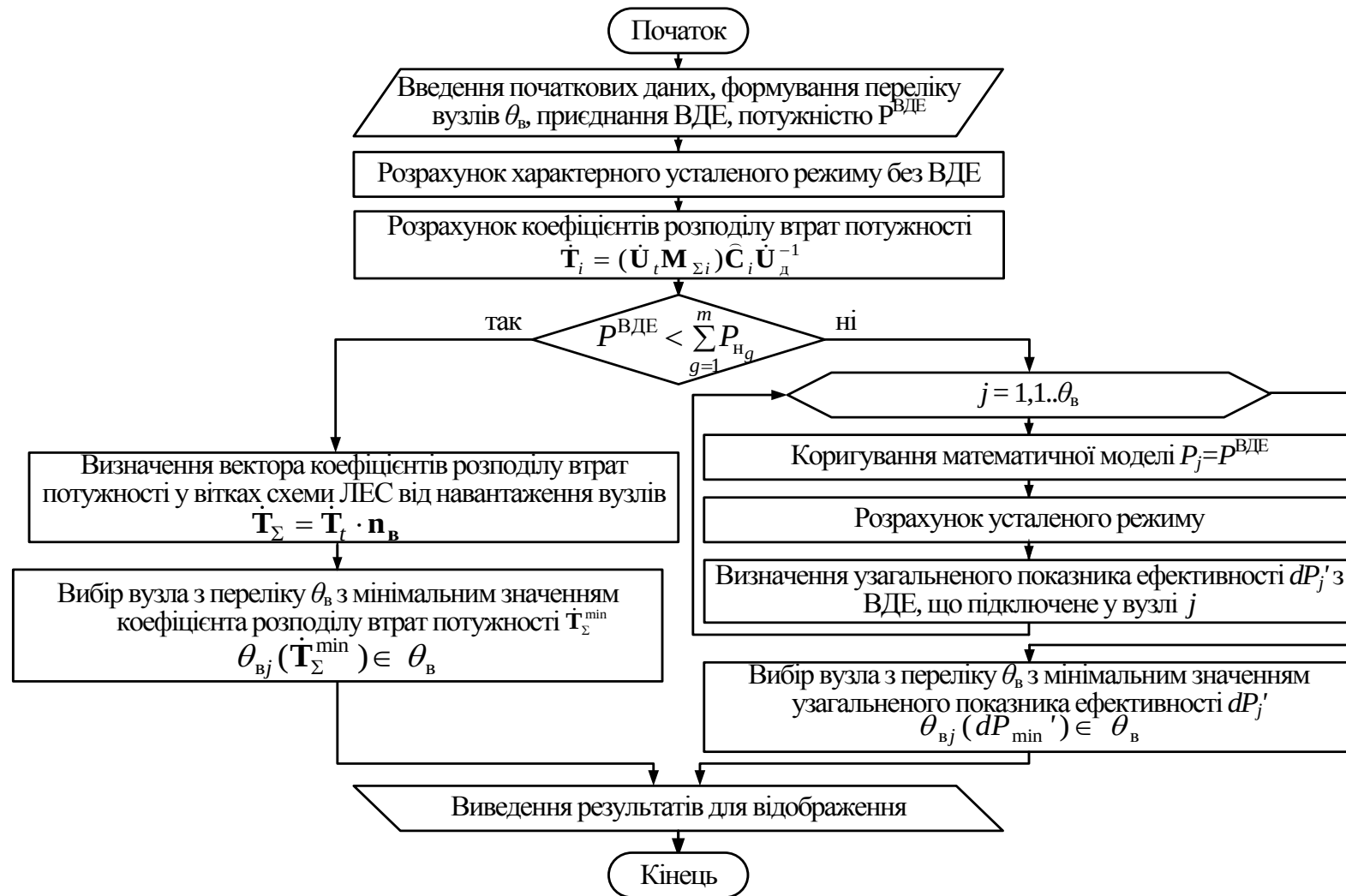


Рисунок 3.3 – Багатокритеріальна стратегія вибору раціональної точки підключення генеруючих потужностей в ЛЕС з урахуванням системних обмежень

- Транспонування матриці T з послідовним аналізом її стовбців;
- Ідентифікацію мінімального значення серед допустимих вузлів інтеграції.

За умови перевищення потужності ВДЕ над сумарним навантаженням проводиться багатоваріантне моделювання усталених режимів. Критерієм оптимальності слугує мінімальне значення узагальненого показника ефективності dP' , що характеризує перетікання активної потужності.

Завершальна стадія алгоритму передбачає:

- Графічну інтерпретацію отриманих результатів
- Визначення раціональної конфігурації ЛЕС
- Оцінювання потенціалу зниження електричних втрат

Запропонований підхід забезпечує:

- Мінімальну залежність від режимних флуктуацій
- Зниження технологічних витрат електроенергії
- Підвищення якісних параметрів електропостачання

Методологія характеризується високою адаптивністю та може бути успішно імплементована в різних ЛЕС з відновлюваною генерацією.

3.3. Оперативне управління процесом видачі потужності ВДЕ в ЛЕС

Для забезпечення належної ефективності в роботі умовно-керованих ВДЕ, таких як сонячні електростанції, важливо враховувати їхній вплив на стабільність енергопостачання споживачів і підтримку належної якості електричної енергії. Це завдання є досить складним через ймовірнісний характер роботи таких джерел енергії, оскільки вони залежать від погодних умов та інших факторів.

Ймовірнісний характер генерування енергії істотно ускладнює організацію оперативного управління режимами локальних електричних систем, оскільки умовно-керовані ВДЕ не можуть стабільно дотримуватися

визначеного графіка видачі потужності, що ускладнює прогнозування та планування.

Відповідно до типової схеми підключення СЕС (рис. 3.4) передавання потужності здійснюється через інвертори, з'єднані паралельно до шин 0,4 кВ. Цей спосіб підключення дає можливість керувати режимами окремих інверторів, але тільки за рахунок неефективного використання сонячної енергії, що не є оптимальним з економічної точки зору, оскільки знижує рентабельність експлуатації.

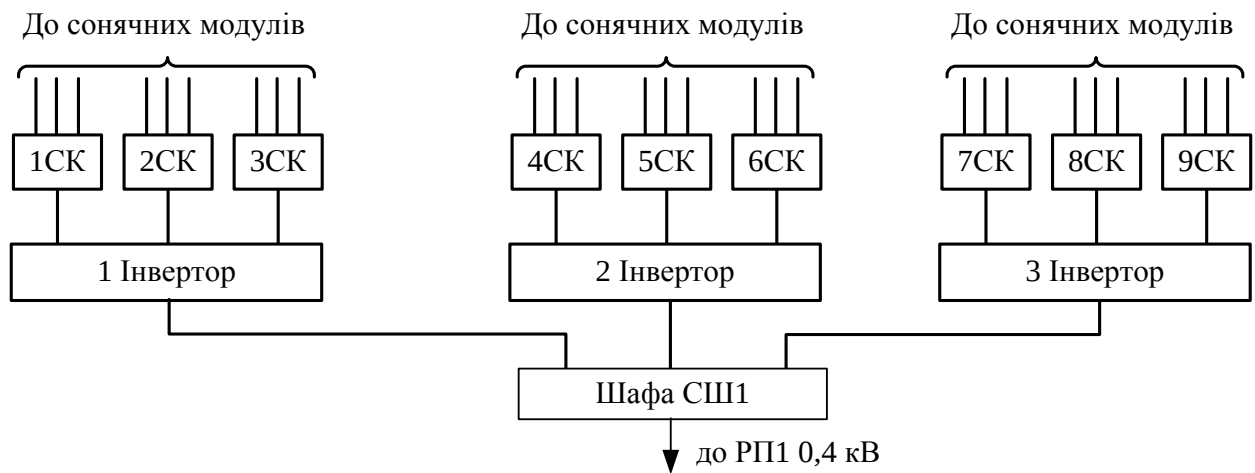


Рисунок 3.4 – Структурна архітектура СЕС з високоінтегрованою системою перетворення електроенергії

Збільшення потужності ВДЕ у певних місцях приєднання може призвести до проблем із видачею ЕЕ без погіршення її якості. Щоб вирішити цю проблему, власники таких джерел енергії вимушені інвестувати в розширення мережі електропередач, що фактично передбачає розподіл генерованої енергії між різними фідерами ЛЕС. Тому, структурні схеми (рис. 3.5) можуть бути варіативними.

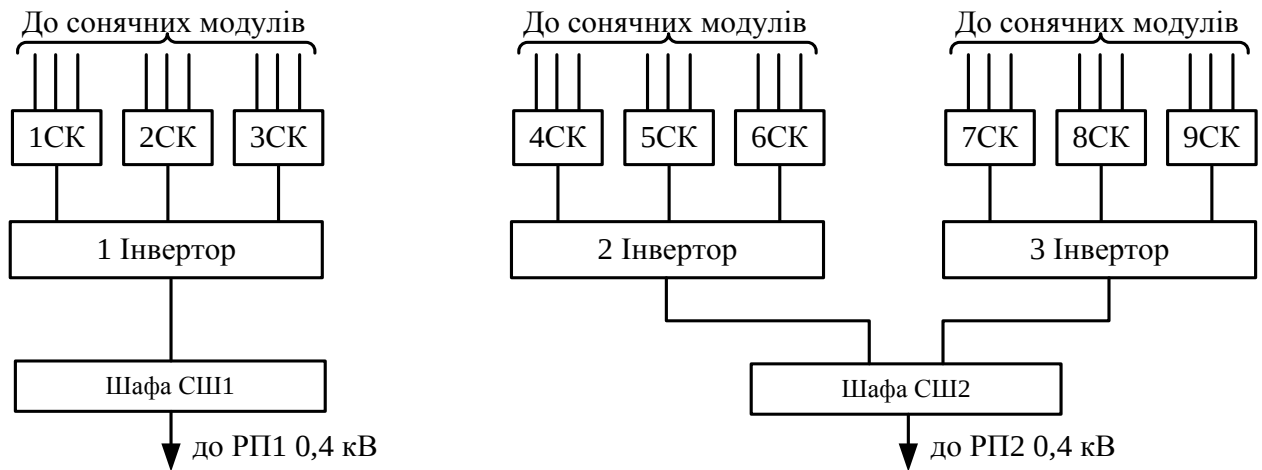


Рисунок 3.5 – Інтегрована архітектура СЕС з багаторівневою системою резервування

Для оптимізації узгодження графіків генерування енергії СЕС з електроспоживанням у ЛЕС запропоновано метод оперативного коригування схеми підключення інверторів, що включає зміну схеми видачі потужності до ЕМ. В залежності від поточної потужності, виробленої СЕС, а також навантаження споживачів, на регульовану СШ підключається необхідна кількість інверторів, здатних забезпечити енергоспоживання в ЛЕС із збереженням високої якості електричної енергії та мінімізації її втрат. У разі надлишкового виробництва електроенергії, її перенаправляють до центру живлення, який з'єднаний окремим фідером з іншою нерегульованою СШ.

Для реалізації цієї технології пропонується використання електронних ключів відповідної потужності або керованого комутаційного обладнання на рівні 0,4 кВ, яке встановлюється у ШС. На рис.3.6 наведено приклад додаткового інтегрування АЗП.

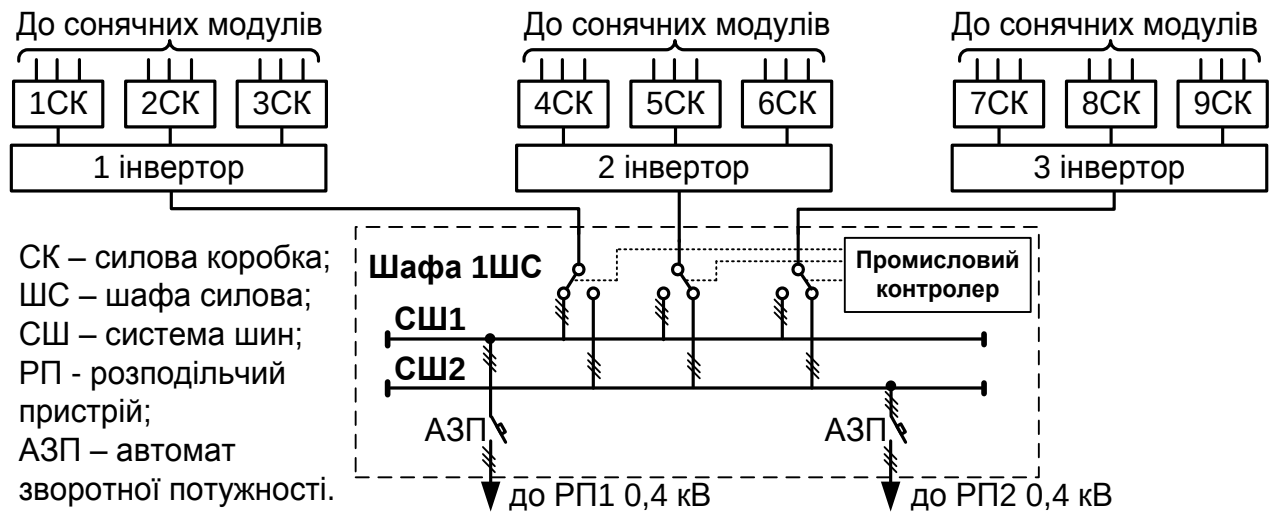


Рисунок 3.6 – Інтегрована архітектура СЕС з інтелектуальною СКП

Схема, представлена на рис. 3.6, забезпечує ефективне узгодження графіків видачі потужності на одній з СШ з локальним навантаженням завдяки автоматичному перерозподілу енергії між СШ, що підключені до інверторів СЕС. Для цього використовуються мікропроцесорні пристрої локальної САК та канал зв'язку з ОІС ЛЕС, через який з бази даних зчитуються актуальні значення оптимальної потужності ВДЕ.

В умовах такої організації, одна з секцій шин працюватиме в базовому режимі, тобто відповідно до поточного графіка місцевого електроспоживання. Надлишки електроенергії, які генерує сонячна електростанція та не відповідають потребам місцевого споживання, будуть направлятися на іншу секцію шин, що з'єднана безпосередньо з головною підстанцією РМ.

Застосування запропонованого методу синхронізації графіків генерування ВДЕ з місцевими потребами у ЕЕ дозволить значно підвищити надійність функціонування ЛЕС, поліпшити якісні характеристики ЕЕ та забезпечити можливість ефективного управління режимами роботи РДЕ без зниження їх економічної ефективності.

Підвищення ефективності роботи ВДЕ пропонується здійснити шляхом мінімізації втрат ЕЕ в ЕМ, пропонується здійснювати вимірювання струму на високовольтних шинах СЕС. На основі значень оптимальної потужності, визначеної за допомогою алгоритму оптимізації добових режимів

генерування ВДЕ, передбачається можливість зміни кількості підключених інверторів (N_B), що працюють на першій або другій СШ (див. рис. 3.6). Це дозволить підтримувати напругу на шинах в межах допустимих значень, що забезпечує стабільність роботи системи.

Виходячи з наведеного обґрунтування та для реалізації методу узгодження графіків генерування СЕС із споживанням, закон оптимального керування для комутаційних апаратів, що реконфігурують схему видачі потужності, має вигляд (3.1). До основних параметрів, наведених у (3.1) належать: N_B – кількість інверторів, підключених до регульованої СШ; $\Delta i(t)$ – величина відхилення струму з урахуванням змін напруги на шинах ВДЕ; $i_{н.з.}$, $i_{в.з.}$ – границі нечутливості, зокрема нижня та верхня зони; $I_{уст}$ – значення струмової уставки, характерне оптимальній потужності ВДЕ та може коригуватися залежно від параметрів режиму ЛЕС, відпускної ціни тощо; $U_{уст}$ – уставка по напрузі; $I(t)$, $U(t)$, $n(t)$ – вимірювання значень струму, напруги та визначення кількості увімкнених інверторів за визначений проміжок часу t ; K_1 – визначений коефіцієнт підсилення, що визначає чутливість регулятора до відхилень струму; K_2 – значення еквівалентної провідності; $I_{ог}$ – значення огинаючої сумарного струму інверторів $I(t)$; τ_z – час затримки сигналу; n_{max} – максимальна кількість інверторів, котрі теоретично можуть бути під'єднані до регульованої СШ – формула (3.1).

Цей підхід дозволяє забезпечити оптимальну роботу системи, ефективно керуючи потужністю, що генерується ВДЕ, з мінімізацією витрат і втрат електроенергії в процесі розподілу на локальні споживчі ланки.

Кожен додатковий інвертор буде підключатися до регульованої системи шин, якщо відхилення струму $\Delta i(t)$ буде менше нижньої межі зони нечутливості (наприклад, $\Delta i(t) = -6A$, а межа $i_{н.з.} = -5A$), при цьому напруга повинна бути нижчою за максимальну, кількість ступенів не перевищуватиме дозволenu межу, а струм ВДЕ має тенденцію до зниження. У зворотному випадку, коли відхилення струму $\Delta i(t)$ перевищує верхню межу зони нечутливості (наприклад, $\Delta i(t) = +6A$, а межа $i_{в.з.} = +5A$), напруга буде

$$\Delta i(t) = K_1 [I(t) - I_{уст}) - K_2 (U(t) - U_{уст})];$$

$$N_B = \begin{cases} n(t) + 1, & \text{якщо} \begin{cases} \Delta i(t) \leq i_{H.3}; \\ \Delta i(t - \tau_3) \leq i_{H.3}; \\ U(t) \leq U_{max}; \\ \frac{dI_{ор}}{dt} \leq 0; \\ n(t) + 1 \leq n_{max}; \end{cases} \\ n(t), & \text{при } i_{H.3} < \Delta i(t) < i_{B.3}; \\ n(t) - 1, & \text{якщо} \begin{cases} \Delta i(t) \geq i_{B.3}; \\ \Delta i(t - \tau_3) \geq i_{B.3}; \\ U(t) \geq U_{min}; \\ \frac{dI_{ор}}{dt} \geq 0; \\ n(t) - 1 \geq 0; \end{cases} \end{cases} \quad (3.1)$$

більшою за максимальну, кількість ступенів не повинна бути меншою за мінімальне значення, а струму ВДЕ характерна тенденція до зростання. У такому випадку інвертор перемикатиметься з регульованої системи шин на нерегульовану, щоб забезпечити стабільність режиму та відповідність технічним вимогам.

Для автоматизації процесу керування складовими схеми видачі потужності ВДЕ та інтеграції керуючих впливів з оперативним управлінням, розроблено спеціальний алгоритм функціонування МП. Цей пристрій здійснює групове управління інверторами СЕС та працює відповідно до запропонованої раніше моделі оптимального керування для реконфігурації схеми видачі потужності ВДЕ в ЛЕС (рис. 3.7).

Початковий етап роботи алгоритму включає ініціалізацію, зчитування та перезапис значень у внутрішні регістри, а також тестування основних

функціональних блоків пристрою. Крім того, здійснюється перевірка наявності зв'язку з ОІК та засобами регулювання, що забезпечують коректну взаємодію з іншими елементами системи.

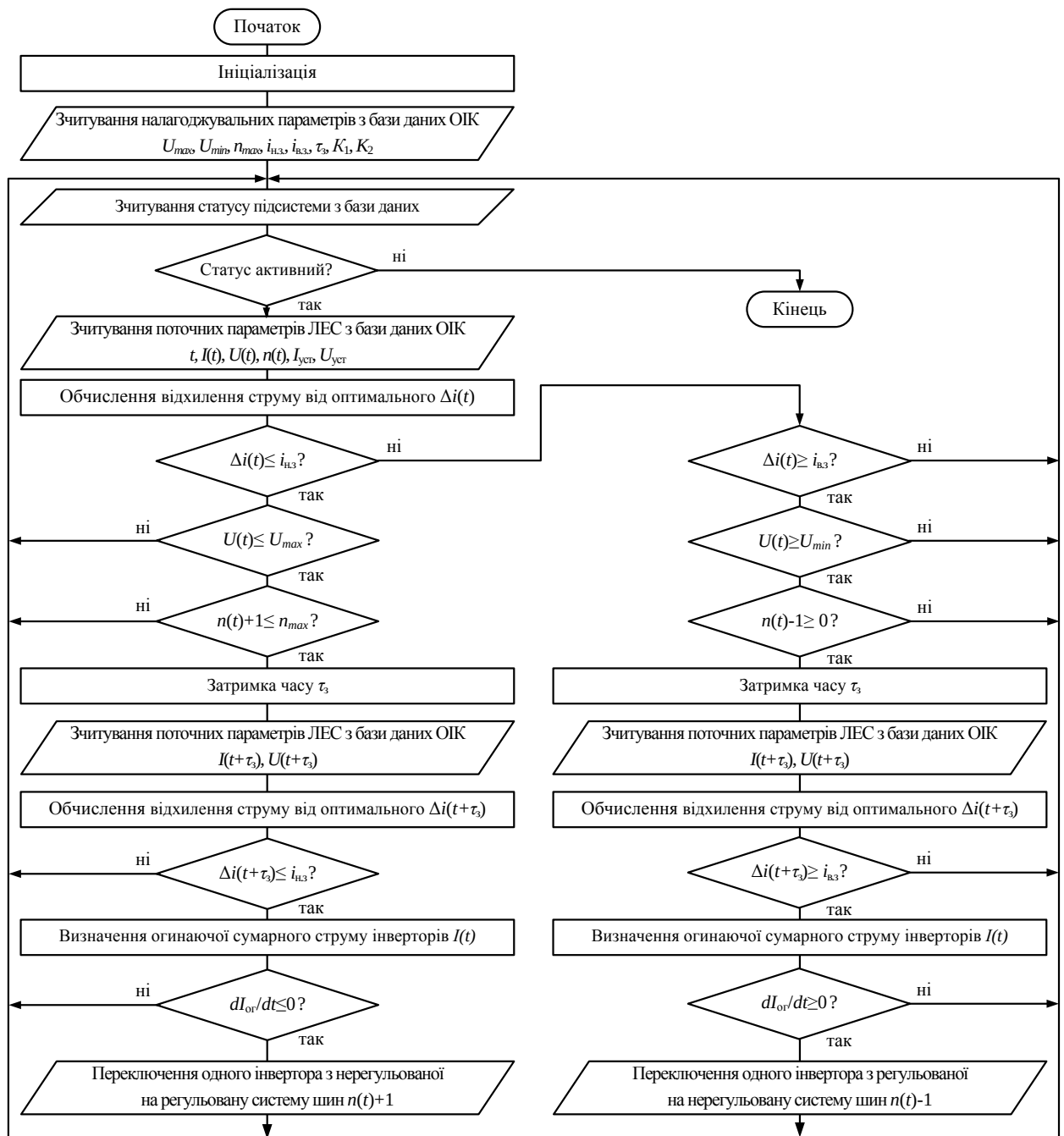


Рисунок 3.7 – Алгоритм роботи мікропроцесорного пристрою

Процес налаштування параметрів здійснюється через зчитування необхідних даних з бази ОІК ЛЕС. Встановлені параметри включають межі

регулювання напруги на шинах підстанції ВДЕ, такі як U_{max} , U_{min} , максимальну кількість інверторів, підключених до регульованої шини (n_{max}), а також межі зони нечутливості ($i_{н.з.}$, $i_{в.з.}$). Окрім того, враховуються час затримки сигналу (τ_3), а також значення вагових коефіцієнтів (K_1 і K_2), які визначають чутливість системи.

Після отримання налаштувань з бази даних ОІК, здійснюється перевірка стану САК конфігурацією схеми видачі потужності, для чого зчитується відповідний прапор з бази даних. Якщо статус підсистеми активний, алгоритм продовжує свою роботу. На цьому етапі також зчитуються параметри режиму ЛЕС, зокрема струм $I(t)$ та напруга $U(t)$ для поточного часу t . Додатково визначається кількість інверторів, що підключені до регульованої шини $n(t)$, а також уставки струму $I_{уст}$ і напруги $U_{уст}$ для шин підстанції ВДЕ. Якщо статус підсистеми неактивний, її робота припиняється, і подальший запуск можливий лише за запитом оператора.

Наступний етап передбачає визначення значення відхилення струму від оптимального значення за заданою формулою:

$$\Delta i(t) = K_1 [I(t) - I_{уст}] - K_2 (U(t) - U_{уст})$$

Порівнявши отримане значення з межами зони нечутливості (нижньою $i_{н.з.}$ і верхньою $i_{в.з.}$), алгоритм визначає, чи є відхилення значним. У разі значного відхилення здійснюється перевірка на можливість перемикання інверторів між шинами, а також перевіряється, чи залишається напруга в межах допустимих значень.

Після затримки, яка відповідає часу τ_3 , алгоритм повторно порівнює відхилення струму з границями зони нечутливості. У випадку, якщо значення відхилення перевищує межі цієї зони, визначається огинаюча сумарного струму інверторів та її похідна $dI_{ог}/dt$. У залежності від знаку цієї похідної $dI_{ог}/dt$ система генерує сигнал, що вказує на необхідність збільшити чи

зменшити кількість інверторів, підключених до регульованої системи шин СЕС.

Алгоритм функціонування МП для управління схемою видачі потужності ВДЕ в ЛЕС, представлений на рис. 3.7, ілюструє наявність у базі даних ОІК налаштувань, що визначають параметри пристрою. Ці налаштування дозволяють встановлювати зону нечутливості МП, застосування якої допомагає зменшити кількість перемикачів і підвищити стабільність роботи системи керування.

Для вирішення задачі зменшення обсягів додаткових втрат, спричинених перетоками від ВДЕ в ЛЕС за допомогою автоматичного управління, виникає проблема визначення області можливих варіацій параметрів (сумарного струму інверторів, що підключені до регульованої шини), що оптимізуються, при заданому відхиленні цільової функції.

Обчислення фактичного відхилення цільової функції від попередньо визначеного оптимуму при варіюванні аргументів навколо оптимального значення можна за допомогою розв'язання задачі чутливості оптимальних рішень. Зворотна задача чутливості дозволяє визначити межі зони нечутливості.

Як відомо [2], критерії оптимальності в ММ задач ОК для нормальних режимів ЕЕС можна визначити лише числовими методами, і вони не мають аналітичного виразу. Для визначення аналітичної залежності критерію керування від параметрів регулювальних пристроїв можна застосувати апроксимацію статистичних даних, пов'язаних з обраним критерієм. Створення такої залежності є доцільним у відносних одиницях, де за базу приймаються параметри регулювальних пристроїв та значення показників якості ЕЕ для оптимального режиму функціонування.

Щоб отримати набір статистичних даних для побудови аналітичної залежності $C_*=f(I_*)$, проводиться обчислювальний експеримент на ЕОМ. У цьому експерименті знімаються всі параметри моделі, за винятком одного

параметра, чутливість якого безпосередньо й досліджується. Це дозволяє накопичити необхідні дані для апроксимації.

У цьому контексті апроксимаційними даними є загальне значення струму інверторів, підключених до регульованої системи шин, а також результати розрахунків значення цільової функції (2.6) для локальної електричної системи, виконаного за алгоритмом, представленим на рис. 3.2. На основі цих даних будується залежність $\Pi_* = f(I_*)$, і виконується пошук апроксимуючого виразу:

$$\Pi_* = a \cdot I_*^\alpha + b \cdot I_*^\beta, \quad (3.2)$$

де $\Pi_* = \Pi/\Pi_0$, $I_* = I/I_0$ — відносні значення цільової функції та значення загального струму інверторів, підключених до регульованої СШ; Π_0 , I_0 — поточні значення критерію якості керування та сумарного струму інверторів;

Π , I — базові значення цільової функції та струму інверторів; a , b , α , β — постійні коефіцієнти, які визначають характер залежності між параметрами I_* та Π_* .

Визначені на рис.3.7 межі зони нечутливості МП $i_{н.3}$ і $i_{в.3}$, що характерні заданому значенню зони нечутливості для критерію оптимальності $\delta\Pi_*$, визначаються за допомогою таких виразів:

$$i_{н.3} = \left[\frac{-(1 + \delta\Pi_*)\beta}{a(\alpha - \beta)} \right]^{1/\alpha}; \quad i_{в.3} = \left[\frac{(1 + \delta\Pi_*)\alpha}{b(\alpha - \beta)} \right]^{1/\beta}. \quad (3.3)$$

За допомогою рівнянь (3.3) визначаються межі допустимих ззначень відхилень сумарного струму інверторів, які підключені до регульованої СШ, від його оптимального значення (рис. 3.7). Якщо відхилення струму знаходиться в межах $i_{н.3} \div i_{в.3}$, то коригування кількості підключених інверторів до СШ є непотрібним. В іншому випадку параметр I_* слід змінити таким чином, щоб його значення потрапило в зону оптимальності.

3.4. Інтелектуальна система діагностики та управління потужністю ВДЕ в ЛЕС

Для успішної реалізації комплексу завдань з оптимального керування ВДЕ в ЛЕС необхідно забезпечити можливість централізованого управління об'єктами в реальному часі. Однак це завдання ускладнюється через просторову розподіленість ОК та обмежену надійність каналів зв'язку між ними та ДЦ. У зв'язку з цим АСК, яка повинна включати необхідний набір функцій для ефективного управління, може бути побудована на принципах централізованої організації адаптивного управління з делегуванням допоміжних операцій у системах моніторингу реального часу через використання локальних САК.

Зважаючи на складність структури та апаратного забезпечення такої системи, а також на жорсткі фінансові обмеження, які існують при її проектуванні, реалізації та супроводі, АСК повинна будуватися на основі ієрархічної структури з виділенням трьох основних рівнів:

- 1) диспетчерський центр централізованого керування;
- 2) «опорні» керовані ВДЕ, що підпорядковуються першому рівню, виконують керування відновлюваними джерелами на третьому рівні, ретранслюючи команди або коригуючи налаштування, отримані від вищого рівня;
- 3) ВДЕ, оснащені засобами локальної автоматизації управління з мінімальною інтелектуалізацією і максимальною автономністю, що виконують команди з вищих рівнів і адаптують їх до конкретних місцевих умов.

Ця структура сприяє значному зменшенню витрат на реалізацію апаратно-програмного забезпечення АСК. Згідно з описаною вище архітектурою та запропонованим методом синхронізації графіків генерування СЕС із локальними електроспоживаннями, на рис. 3.8 представлено ключові аспекти апаратної реалізації системи керування для СЕС. На діаграмі показано взаємодію підсистеми обміну даними між розрахунково-

диспетчерським центром (РДЦ) локальної електричної мережі (перший рівень) та САК СЕС в рамках автоматизованої системи управління.

Згідно із запропонованим методом оперативного коригування потужності, схема підключення до енергетичного менеджменту (ЕМ) передбачає використання керованих контакторів. Базові характеристики цих апаратів визначаються на основі номінальної потужності інверторів, встановлених на СЕС.

Керування цими комутаційними пристроями здійснюється через промисловий контролер, що працює згідно з алгоритмом, представленим на рис. 3.7, на основі закону керування відповідно до (3.1). Функціональний промисловий контролер порівнює фактичні значення напруги та струму на шинах СЕС із оптимальними потужностями, які обчислюються за алгоритмом на рис. 3.2 і зберігаються у базі даних ОІК РДЦ. Поточні показники струму та напруги зчитуються з цієї бази даних, а також з комунікаційних виходів інверторів, що дозволяє забезпечити точний моніторинг і коригування параметрів управління.

Відповідно до результатів роботи алгоритму визначається кількість інверторів, які підключаються до регульованої СШ та здатні забезпечити необхідне електроспоживання в ЛЕС, при цьому дотримуючись вимог до якості та мінімальних втрат енергії. У разі надлишку виробленої електроенергії вона перенаправляється на нерегульовану систему шин.

Застосування описаної апаратної реалізації САК дозволяє вдосконалити поточну систему за допомогою дискретного управління. Це сприяє підвищенню ефективності роботи локальної електричної мережі, поліпшенню показників якості електроенергії та забезпечує здатність оперативного керування режимами роботи РДЕ без шкоди для їх прибутковості.

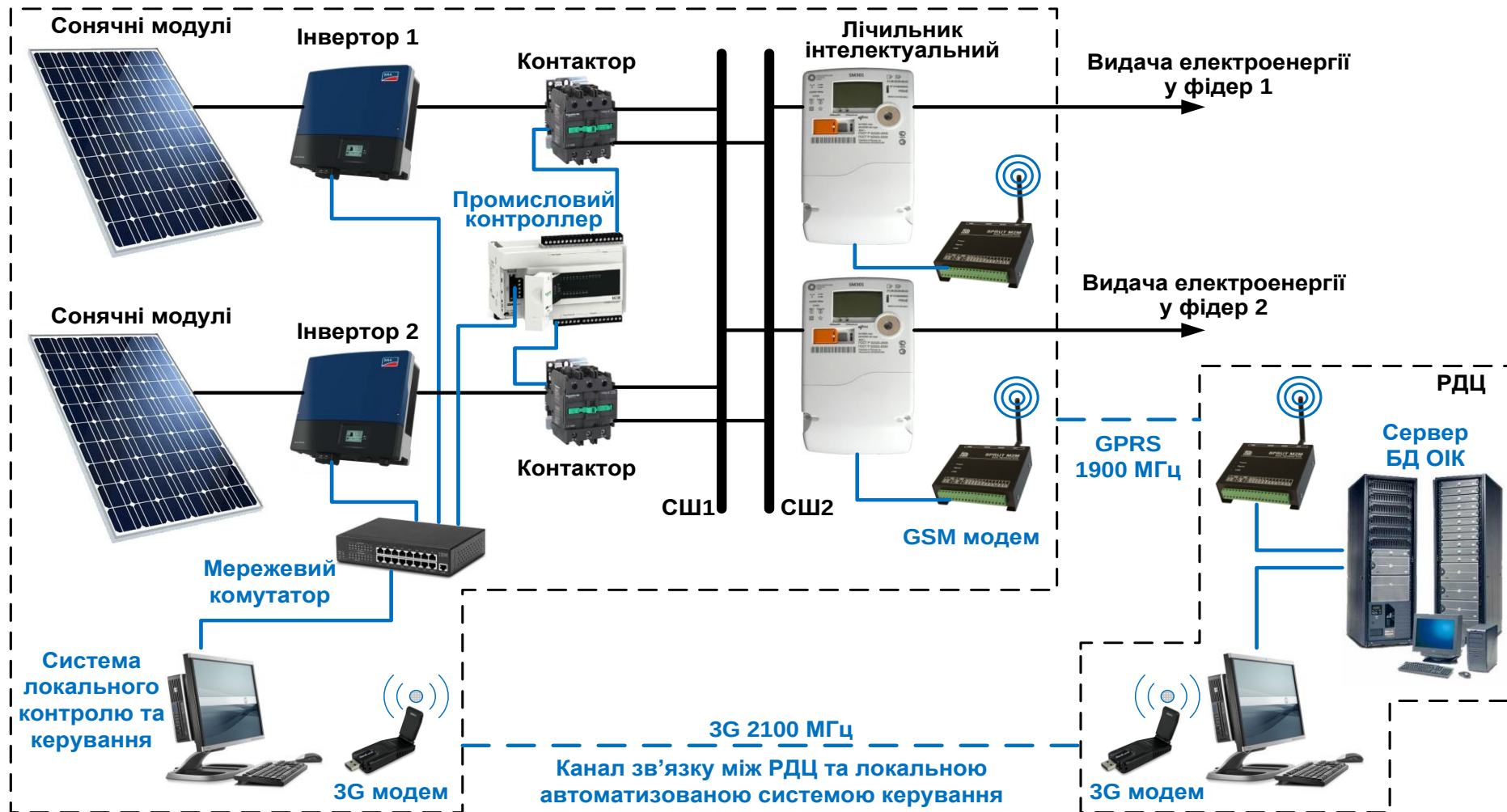


Рисунок 3.8 – Реалізація АСК схемою видачі потужності ВДЕ

Отже, пропонована САК СЕС (рис. 3.8) спирається на принципи, характерні для концепції Smart Grid, що передбачають глибоку інтеграцію та автоматизацію всіх процесів від генерування до передавання та споживання ЕЕ. Завдяки інформаційним з'єднанням із інтелектуальним вимірювальним і керувальним обладнанням, а також з базою даних ОІК, диспетчерське управління здатне враховувати специфіку експлуатації РДЕ та ЛЕС, що дозволяє досягати оптимальних результатів при забезпеченні стабільної роботи ЕМ.

На рис. 3.8 наведена структура реалізації САК схемою видачі потужності ВДЕ в ЛЕС, що містить сукупність взаємопов'язаних та узгоджених апаратно-програмних засобів, призначених для передавання, зберігання та обробки цифрової інформації. Вони з'єднані комунікаційними лініями, що дозволяє ефективно вирішувати різноманітні задачі контролю та керування режимами роботи ВДЕ.

На разі важливо забезпечити стійку роботу підсистеми обміну інформацією в САК ВДЕ. Функціональна стійкість є здатністю технічної системи продовжувати виконувати основні функції навіть за наявності дестабілізуючих факторів, що можуть погіршити її ефективність або якість роботи.

Для досягнення цієї мети необхідно організувати збір, обробку і аналіз даних з автоматичним виявленням потенційних позаштатних ситуацій, а також формувати рекомендації щодо дій в таких умовах. Забезпечення функціональної стійкості досягається через надмірність різних видів, таких як структурна, апаратна, часова та інформаційна. Першочергово, заходи з підвищення функціональної стійкості фокусуються на поліпшенні відмовостійкості та живучості системи, хоча це не завжди має на меті поліпшення надійності окремих компонентів.

До наявних причин виникнення функціональної нестійкості складних технічних систем під час позаштатних ситуацій є недостатня готовність обчислювальних систем до розпізнавання і реагування на непередбачувані

умови. Це може проявлятися у тому, що система не враховує весь спектр можливих ситуацій, або ж сигнал сповіщення щодо порушення режиму ЛЕС чи роботи ВДЕ недостатньо швидко сприймається, що ускладнює виявлення та реагування на відмову. Важливою ознакою є відсутність алгоритмів для розпізнавання відмов та обмеження дій у випадку таких ситуацій.

Функціонування САК схемою видачі потужності ВДЕ в умовах позаштатної ситуації передбачає наступні етапи:

1. Виявлення відхилень між фактичними параметрами та заданими;
2. Ідентифікація найбільш ймовірної групи відмов;
3. Формування повного образу можливих відмов;
4. Спостереження за інформацією на основі еталонного методу для точного визначення ситуації.

Для забезпечення безперервної роботи системи необхідно, щоб інформація могла передаватися між будь-якими вузлами. Проте, функціонування в умовах дестабілізуючих факторів потребує виявлення надмірностей у системі для збереження її працездатності. Таким чином, дослідження структури підсистеми обміну інформацією в автоматизованій системі є доцільним для забезпечення функціональної стійкості.

Для виявлення необхідної надмірності пропонується розв'язання зворотної задачі, яка полягає в синтезі надмірної структури з заданими властивостями функціональної стійкості, що враховує вартість побудови та експлуатації системи. Для оцінки рівня функціональної стійкості пропонується використовувати узагальнений ймовірнісний показник $F_{АСК}$, що обчислюється як згортка матриці ймовірностей зв'язності:

$$P_{3B} = \begin{bmatrix} 0 & P_{12} & P_{13} & \dots & P_{1n} \\ P_{21} & 0 & P_{23} & \dots & P_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ P_{n1} & P_{n2} & P_{n3} & \dots & 0 \end{bmatrix};$$

$$F_{ACK} = F(P_{3B}) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1, j \neq i}^n w_{ij} \cdot P_{ij}, \quad (3.4)$$

де n — кількість вузлів комутації в підсистемі обміну інформацією автоматизованої системи керування схемою видачі потужності ВДЕ; P_{ij} — ймовірність зв'язності між вузлами v_i та v_j ; w_{ij} — вагові коефіцієнти для ліній зв'язку, що визначаються на основі заданої інтенсивності передачі інформації ρ_{ij} між вузлами v_i та v_j :

$$w_{ij} = \begin{cases} 2, & \text{при } \rho_{ij} \geq M[\rho]; \\ 1, & \text{при } 0,1M[\rho] \leq \rho_{ij} < M[\rho]; \\ 1/2, & \text{при } \rho_{ij} < 0,1M[\rho]. \end{cases}$$

Математичне очікування інтенсивності передачі інформації $M[\rho]$ у системі передачі даних автоматизованої системи керування схемою видачі потужності ВДЕ розраховується згідно з наведеним виразом:

$$M[\rho] = \frac{1}{n(n-1)} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1, j \neq i}^n \rho_{ij} \quad (3.5)$$

Ймовірність зв'язності P_{ij} обчислюється на основі таких вихідних даних:

1. структури системи передачі даних АСК схемою видачі потужності ВДЕ, яка задана матрицею зв'язків A_{3B} ;
2. коефіцієнта готовності передачі інформації K_{rij} по лінії зв'язку l_{ij} .

Таким чином, маємо задачу синтезу функціонально стійкої підсистеми обміну інформацією в рамках АСК схемою видачі потужності ВДЕ. Тобто, необхідно визначити оптимальну структуру графа $G_{\xi}(V, E)$, $\xi = 1, 2, \dots, N$, що відповідає вимогам:

$$F_{ACK} = f(P_{ij}) \rightarrow \max, \quad (3.6)$$

за умови обмежень:

$$C_{\xi} = \sum_i \sum_j C_{ij}(l_{ij}, \rho_{ij}, h_{ij}) \leq C_{ДОП\xi}; \quad i, j = 1, 2, \dots, N; \quad (3.7)$$

$$\chi(G) \geq 2; \quad \lambda(G) \geq 2; \quad G_0(V, E) \subseteq G_{\xi}(V, E).$$

У запропонованому підході до оптимізації структури підсистеми обміну інформацією автоматизованої системи керування схемою видачі потужності ВДЕ, метою є досягнення максимального значення функціональної стійкості при дотриманні обмежень на вартість системи. Такий підхід можна трактувати як прагнення створити структуру системи, здатну ефективно протидіяти як зовнішнім, так і внутрішнім дестабілізуючим впливам за рахунок закладеної надмірності.

Індекс ξ у рівнянні (3.7) вказує на необхідність пошуку кількох варіантів структур для заданої вартості $C_{ДОП}$, з метою оптимізації та нарощування архітектури системи. З метою досягнення результату, в роботі запропоновано рішення, яке полягає в розв'язанні кількох однокритеріальних задач оптимізації для конкретних значень $C_{ДОП}$, оскільки розв'язання багатокритеріальної задачі на графах є значно складнішим та практично недосяжним.

Передбачається низка важливих умов:

1. Структури $G_{\xi}(V, E)$, $\xi = 1, 2, \dots, 5$ не повинні містити кратних ребер.
2. У пошукових структурах не існує заборонених ліній зв'язку. Припускаємо, що з кожного вузла v_i до будь-якого вузла v_j можна протягнути лінію зв'язку $e_{ij}(v_i, v_j)$, яка має довжину l_{ij} і вартість витрат C_{ij} на капітальні вкладення та експлуатацію.

3. Пропускна здатність окремого каналу передачі інформації повинна бути $\rho_{ij} > h_{ij}$, де h_{ij} — інтенсивність інформаційного обміну між вузлами v_i і v_j .

4. Вартість капітальних вкладень і експлуатації кожної структури $G_{\xi}(V,E)$ обчислюється згідно з відомими емпіричними залежностями.

5. Вагові коефіцієнти w_{ij} у рівнянні (3.4), що використовуються при обчисленні узагальненого показника функціональної стійкості $F_{\text{АСК}}$, мають суб'єктивний характер і повинні визначатися за допомогою методу експертних оцінок після ранжування різних напрямків передачі даних за важливістю.

Аналіз значень функціональної стійкості дозволяє порівнювати різні структури системи. Чим більший показник $F_{\text{АСК}}(P_{ij})$, тим вищий рівень захищеності системи від збоїв, відмов та пошкоджень завдяки структурній надмірності.

Зменшення значень коефіцієнта K_r веде до послаблення вимог до фізичних каналів передачі інформації, але вимагає додаткових витрат на прокладання додаткових ліній зв'язку для забезпечення стабільної роботи розподіленої автоматизованої системи керування.

Крім того, показник K_r відображає не лише фізичну природу каналу зв'язку (кабельний, радіо, оптоволоконний тощо), а й комплекс заходів для забезпечення надійності цього каналу. Тому іншим напрямком підвищення функціональної стійкості є покращення значень коефіцієнта K_r для кожної окремої лінії зв'язку. Очевидно, що заходи, спрямовані на покращення живучості каналів, також впливають на їх вартість, що, зрештою, вимагає вирішення нової задачі вибору оптимального варіанту удосконалення підсистеми обміну інформацією в рамках АСК схемою видачі потужності ВДЕ.

Висновки по розділу 3.

1. Задачі, що стосуються визначення оптимальної встановленої потужності та оптимізації добових режимів генерації відновлюваних джерел енергії, мають бути розв'язані окремо як проектні та експлуатаційні завдання для конкретної локальної електричної системи, з метою досягнення

максимального ефекту. Відповідно, алгоритмічна реалізація цих задач повинна бути проведена для кожної оптимізованої електричної мережі.

2. Розроблено алгоритм для визначення оптимальної встановленої потужності відновлюваних джерел енергії в локальній електричній системі, що базується на комплексному критерії. Застосування цього алгоритму дозволяє вирішити задачу оптимального визначення потужності умовно-керованих відновлюваних джерел на етапі проектування, з урахуванням показників якості електроенергії. Якщо ці показники не враховуються, розв'язок може значно відхилитися від оптимального.

3. Розроблено алгоритм для оптимізації добових режимів генерування відновлюваних джерел енергії відповідно до прогнозованих графіків навантажень за комплексним критерієм. Це дає можливість ефективно підтримувати оптимальну потужність умовно-керованих відновлюваних джерел під час їх експлуатації з урахуванням показників якості електроенергії. Використання цього алгоритму в автоматизованих системах керування (АСК) схемою видачі потужності ВДЕ дозволяє отримувати оптимальні значення потужності на виходах джерел енергії та застосовувати їх для оптимального керування.

4. Комбінований алгоритм для визначення оптимального місця підключення відновлюваних джерел енергії в локальних електричних системах дозволяє отримати рішення, яке практично не залежить від змін режиму електричної мережі (ЕМ), знижує втрати електроенергії і покращує якість напруги для всіх ймовірних режимів роботи локальної електричної системи (ЛЕС).

5. Запропоновано метод та закон оптимального керування схемою приєднання інверторів, що включає зміни у схемі видачі потужності до електричної мережі. Алгоритм реалізації цього способу використовується для узгодження графіків генерації сонячних електростанцій (СЕС) з локальним споживанням електроенергії в автоматизованих системах керування схемою видачі потужності ВДЕ. Також, відповідно до розробленого методу,

запропоновано алгоритм функціонування мікропроцесорного пристрою керування схемою видачі потужності в локальних електричних системах.

6. Запропоновано варіант апаратної реалізації автоматизованої системи керування схемою видачі потужності відновлюваних джерел енергії у локальних електричних системах. Розроблена система базується на принципах функціонування Smart Grid, що передбачає високий рівень інтеграції та автоматизації процесів генерації, передачі та споживання енергії.

7. Запропоновано новий підхід до визначення показників та критеріїв оцінки функціональної стійкості підсистеми обміну інформацією в автоматизованій системі керування схемою видачі потужності ВДЕ. Цей підхід базується на декомпозиції процедури забезпечення функціональної стійкості на більш прості етапи, а також використовує методику розрахунку узагальненого показника функціональної стійкості, що є результатом згортки матриці зв'язності структури. Використовуючи запропоновані показники та критерії, можна ефективно оцінювати та порівнювати різні структури підсистеми обміну інформацією у автоматизованій системі керування.

РОЗДІЛ 4

ВДОСКОНАЛЕННЯ ІНТЕГРАЦІЇ ВІДНОВЛЮВАНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ РЕСУРСІВ У ЛОКАЛЬНІ ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ

Попередні дослідження розкрили інноваційні підходи та методологічні рішення для оптимізації впровадження ВДЕ в ЛЕС на етапах планування та експлуатації. Представлений розділ демонструє результати практичних випробувань, що підтверджують валідність запропонованих наукових розробок та їхню практичну працездатність.

Дослідження проводилися на прикладі електромережевої інфраструктури 10 кВ Ямпільської міської територіальної громади Могилів-Подільського району Вінницької області, вибір якого обумовлений стратегічними чинниками. Зокрема, розглянуті мережі характеризуються значною концентрацією різнотипних відновлюваних генеруючих потужностей, співмірних або навіть превалюючих над традиційними навантаженнями електромережі. Додатковим аргументом слугує розташування Цекинівської сонячної електростанції, що здійснює електропостачання одночасно на два незалежні фідери, один з яких функціонує без проміжних потужнісних відборів.

Верифікація розроблених науково-технічних рішень здійснена шляхом комплексного обчислювального експерименту. Дослідження базується на реальних кейсах відновлюваної генерації та розподільних електромереж, демонструючи ефективність запропонованих методологічних підходів. Проведено поглиблений аналіз з визначення оптимальної встановленої потужності ВДЕ за інтегральним критерієм, що враховує параметри електроенергетичної якості та технологічних втрат.

Окрема увага приділена дослідженню ефективності вдосконаленої методики ідентифікації найбільш раціональних точок приєднання відновлюваних джерел у локальних електросистемах. Виконано деталізовану оптимізацію добових режимів генерування Цекинівської сонячної

електростанції з урахуванням особливостей енергоспоживання в мережах Ямпільської територіальної громади.

Відповідно до запропонованої архітектурної структури автоматизованої системи керування проведено поглиблений аналіз функціональної стійкості інформаційно-комунікаційної підсистеми та розроблено рекомендації щодо забезпечення її надійності через резервування комунікаційних каналів.

4.1. Комплексне дослідження оптимізаційних стратегій впровадження відновлюваних енергетичних ресурсів

Дослідження ефективності використання встановленої потужності ВДЕ проведено на базі Цекинівської сонячної електростанції, розташованої в електромережевому комплексі Ямпільської територіальної громади.

Основні параметричні характеристики об'єкта дослідження:

- Дата введення в промислову експлуатацію – 28 грудня 2011 року;
- Структура встановленої потужності:

СЕС №1: 1,430 МВт; СЕС №2: 1,430 МВт; СЕС №3: 0,250 МВт.

Електрична топологія станції представлена графічними схемами на рис.

4.1-4.2.

Генерована електроенергія надходить безпосередньо до розподільної електромережі 10 кВ через два незалежні фідери Ф-31 та Ф-35 підстанції 35/10 кВ «Слобода Підлісівська».

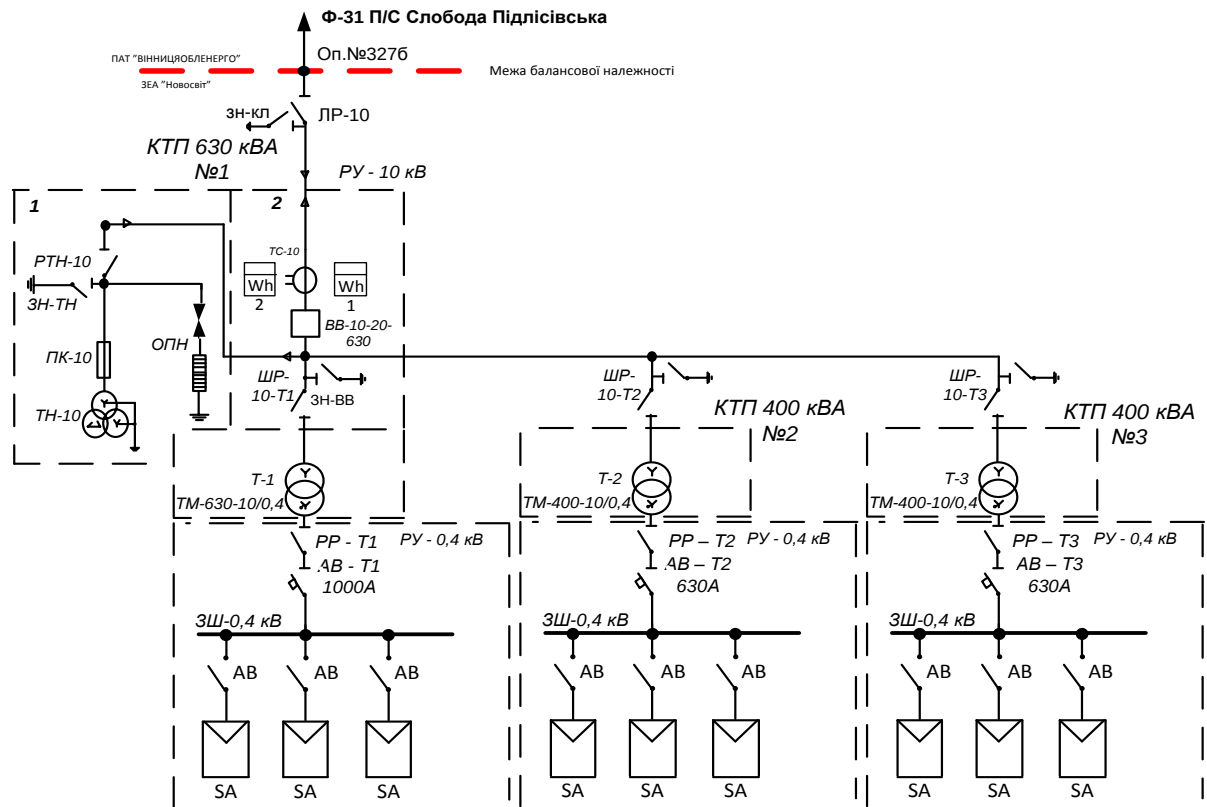


Рисунок 4.1 – Топологічна структура електричних з'єднань фотоелектричної Цекинівської СЕС №1

Архітектура приєднання характеризується наступними технічними особливостями:

- Для забезпечення електропередачі через фідер Ф-35 використовується повітряна лінія електропередачі протяжністю 12 кілометрів, виконана проводом марки АС-70;
- Загальна протяжність фідера ПС 35/10 «Слобода Підлісівська» (ф.№31) становить 21,3 кілометра;
- Топологічна структура фідера включає: 40 вузлових точок підключення; 18 трансформаторних підстанцій; 8 роз'єднувачів (один з яких перебуває в нормально розімкненому стані); 2 високовольтних вимикача; Одну сонячну електростанцію Цекинівська СЕС №1 потужністю 1,430 МВт.

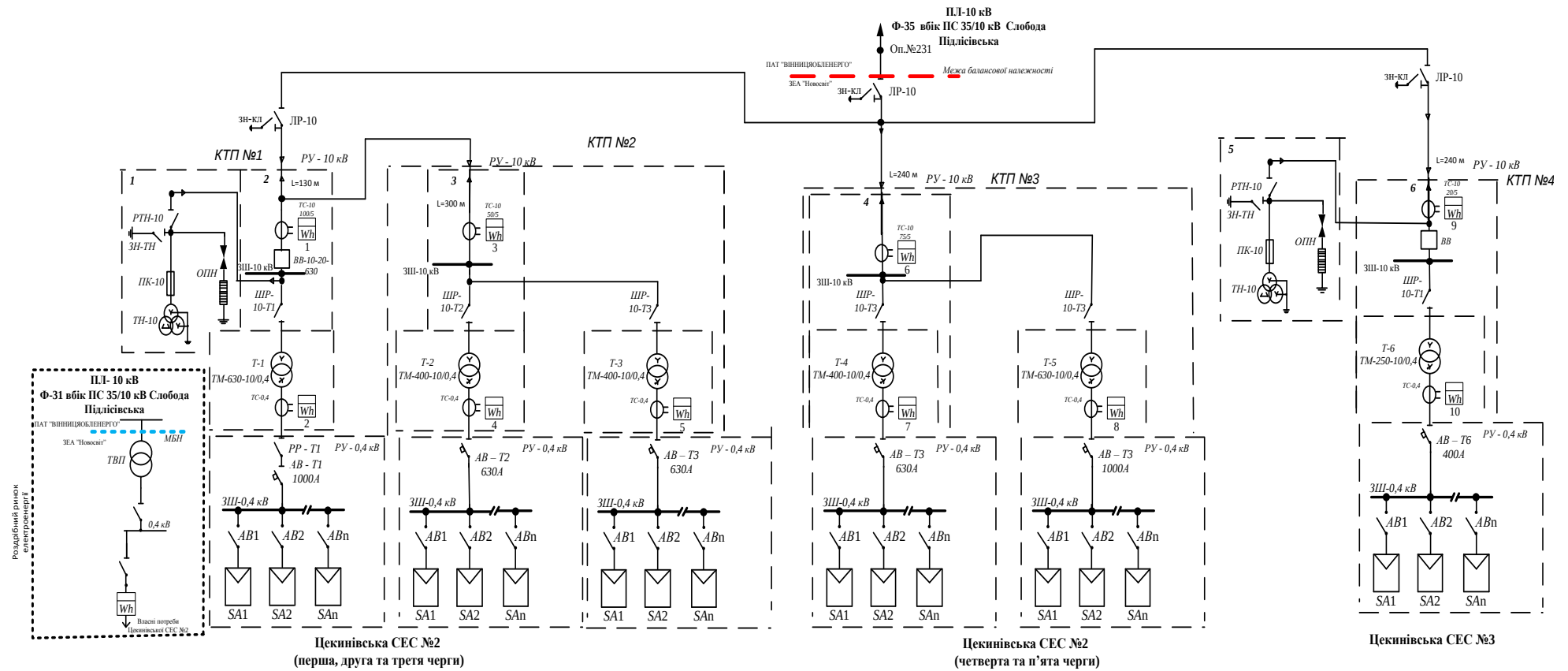


Рисунок 4.2 – Топологічна структура електричних з'єднань фотоелектричної Цекинівських СЕС №2 та №3

Рисунок 4.3 – Трансформаторна підстанція 35/10 кВ «Слобода-Підлісівська»: топологія електроенергетичної інфраструктури та схемні особливості фідерних ліній №31 та №35

Методологія дослідження передбачає комплексний аналіз впливу сонячної електростанції на електроенергетичні режими мережі шляхом поглибленого вивчення характерних графіків навантажень. Зокрема, особливу увагу приділено співвідношенню графіків потужності, генерованої Цекинівською СЕС №1, №2 та №3, та сумарного навантаження фідера Ф-31 в режимі максимальних електроспоживань (графічна візуалізація представлена на рис. 4.4-4.5).

Критичний аналіз представлених графіків навантажень дозволяє виявити наступні принципові закономірності:

1. Сумарне навантаження фідера Ф-31 у реак-режимі перевищує потенційну потужність генерування, приєднану до досліджуваного сегменту електромережі.
2. Частина електрогенеруючої потужності транслюється безпосередньо на шинні конструкції підстанції 35/10 кВ «Слобода-Підлісівська» через альтернативний фідер Ф-35.
3. Наявна топологія електропередачі потребує поглибленої оптимізації схеми приєднання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) до локальної електричної інфраструктури.

Методологічний підхід вимагає проведення комплексної оптимізаційної процедури, спрямованої на:

- Мінімізацію технологічних втрат
- Підвищення енергетичної ефективності
- Забезпечення стабільності електропостачання
- Раціоналізацію схемних рішень підключення генеруючих потужностей

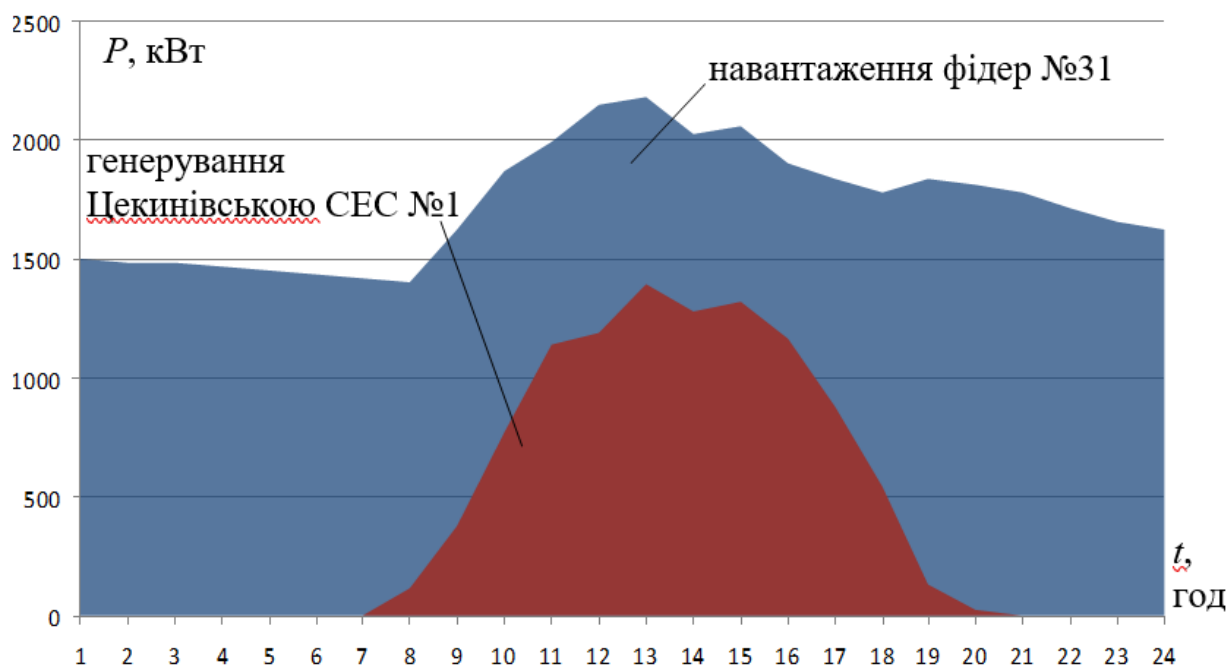


Рисунок 4.4 – Порівняльна динаміка електрогенерації геліоелектростанції №1 та сумарного навантаження трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Слобода Підлісівська» (фідер №31) у режимі пікового електроспоживання

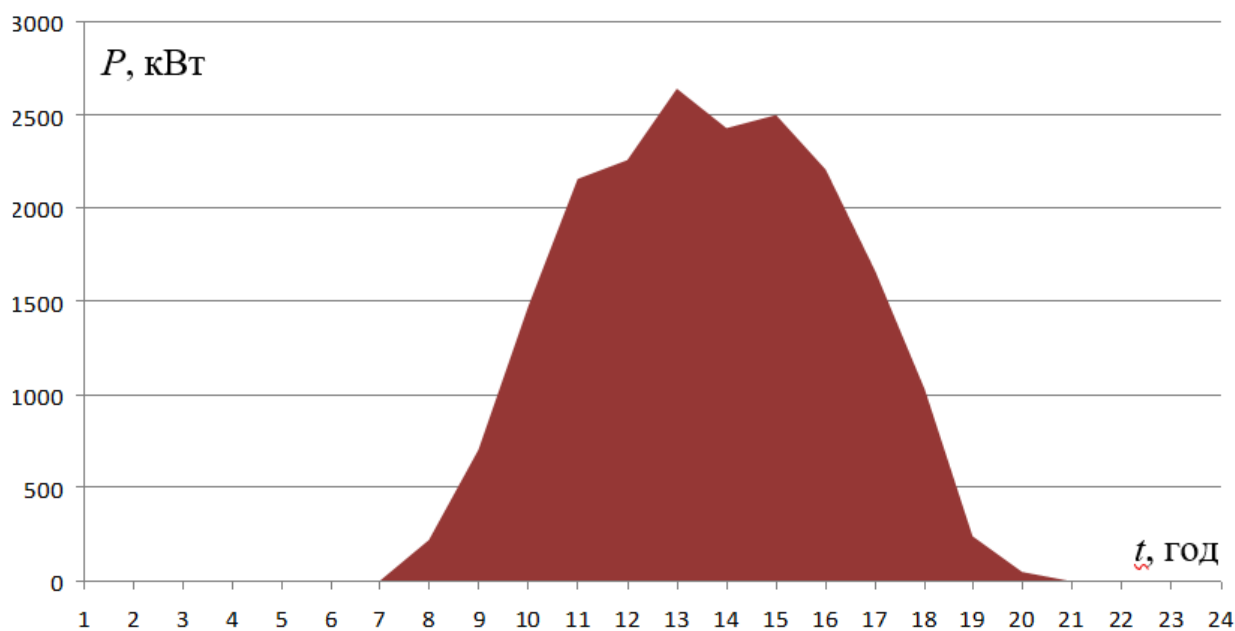


Рисунок 4.5 – Графоаналітичне представлення потужнісних характеристик Цекинівської сонячної електростанції №2 та №3 в умовах максимального навантаження електричної мережі

Дослідження проводилося з використанням методики, описаної в розділі 2.1, та спеціальної комп'ютерної програми «ВТРАТИ-10/0,4 (РДЕ)», яка допомагає аналізувати втрати електроенергії.

Для аналізу були використані графіки навантажень електричних ліній Ф-31 та Ф-35, представлені на рис.4.6-4.7. Особливість Цекинівської СЕС полягає в тому, що її потужності №2 та №3 передаються у фідер №35 підстанції без проміжних відборів. Через це графік навантажень має специфічні особливості - від'ємні значення на рис. 4.7.

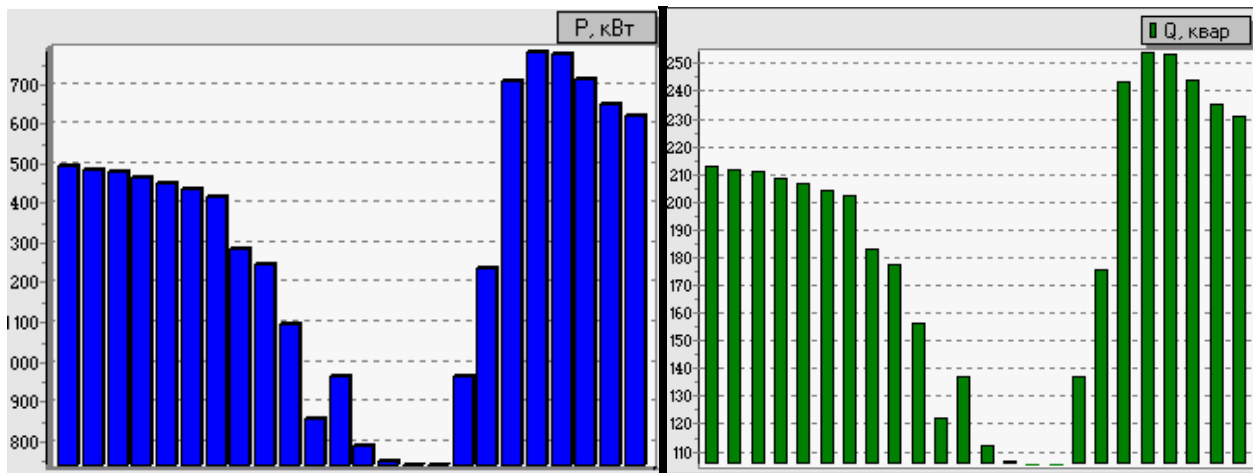


Рисунок 4.6 – Добова динаміка електроенергетичних навантажень за активною та реактивною потужностями фідера №31 трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Слобода-Підлісівська»

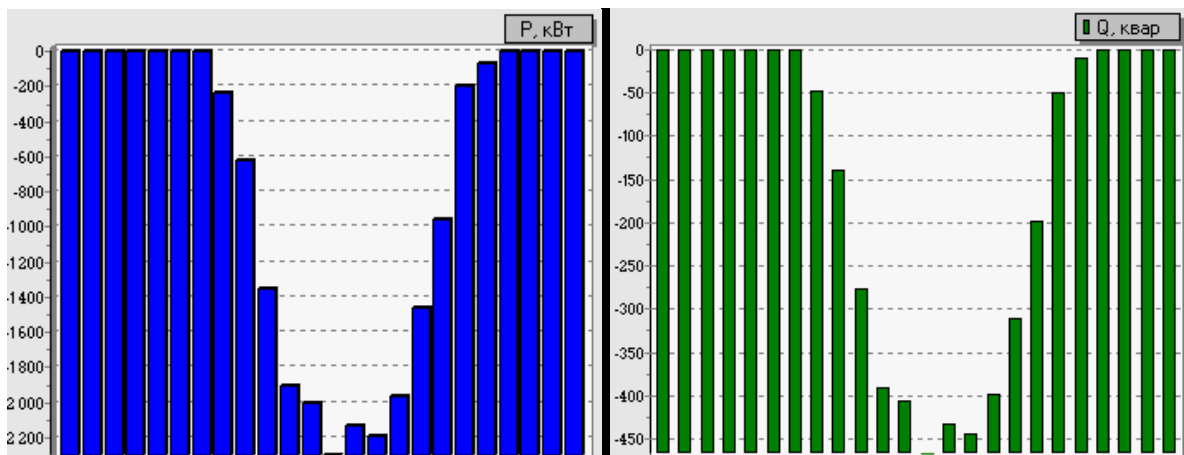


Рисунок 4.7 – Часова характеристика електроспоживання за активною та реактивною складовими фідера №35 підстанції 35/10 кВ «Слобода-Підлісівська»

Методологія введення параметрів електроенергетичної інфраструктури:

1. Параметризація підстанційного обладнання (рис. 4.8):

- Встановлення середньозваженого значення струмового навантаження в магістральній ділянці фідера
- Деталізація схемотехнічних параметрів електромережі:
- Характеристики електропровідних елементів
- Топологія роз'єднувачів
- Конфігурація комутаційного обладнання

2. Інструментарій аналізу:

- Спеціалізований програмний комплекс «ВТРАТИ-10/0,4 (РДЕ)»
- Функціональні можливості:
 - Розрахунок сумарних втрат по підстанціях
 - Диференційована оцінка втрат за кожним фідером
 - Деталізований аналіз електроенергетичних режимів

3. Динамічні характеристики моделювання:

- Автоматична адаптація струмового навантаження
- Кореляція з графіками електроспоживання (рис. 4.6-4.7)
- Врахування змінних режимів електропередачі

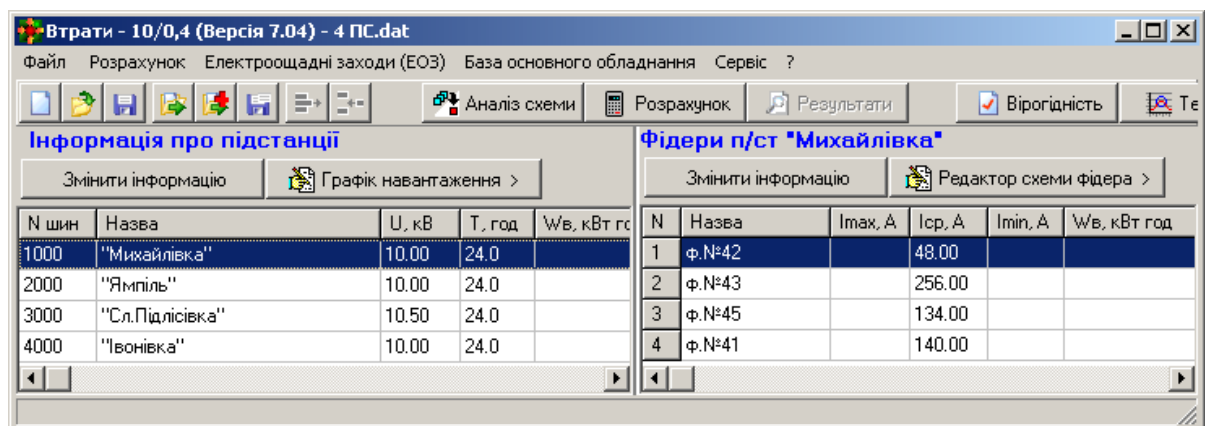


Рисунок 4.8 - Інтерфейс системи моніторингу електроенергетичної інфраструктури в програмному комплексі «ВТРАТИ-10/0,4 (РДЕ)»

Для типового режиму роботи локальної електричної системи ми провели розрахунки ймовірностей дотримання:

- Нормативних показників втрат електроенергії
- Припустимих відхилень напруги

Дослідження виконане за допомогою спеціальної комп'ютерної програми «ВТРАТИ-10/0,4 (РДЕ)».

Графічні результати дослідження представлені на рис. 4.9-4.12, які демонструють:

- Статистичні закономірності електроспоживання
- Потенційні режими навантаження
- Характеристики електромережевої інфраструктури

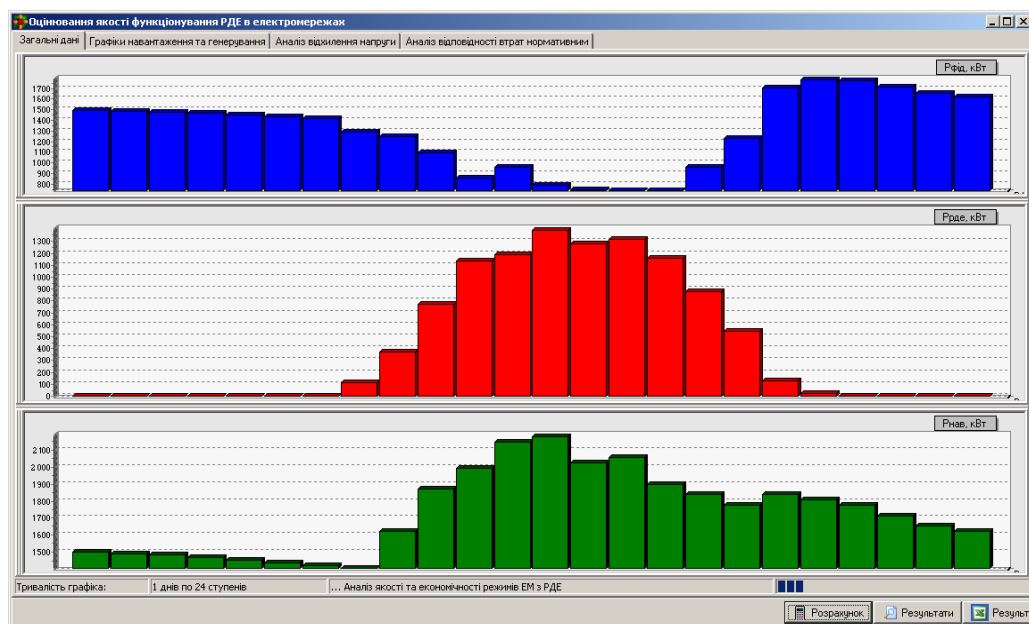


Рисунок 4.9 – Вихідні параметри електроенергетичної інфраструктури трансформаторної підстанції 35/10 кВ «Слобода-Підлісівська» (фідер №31)

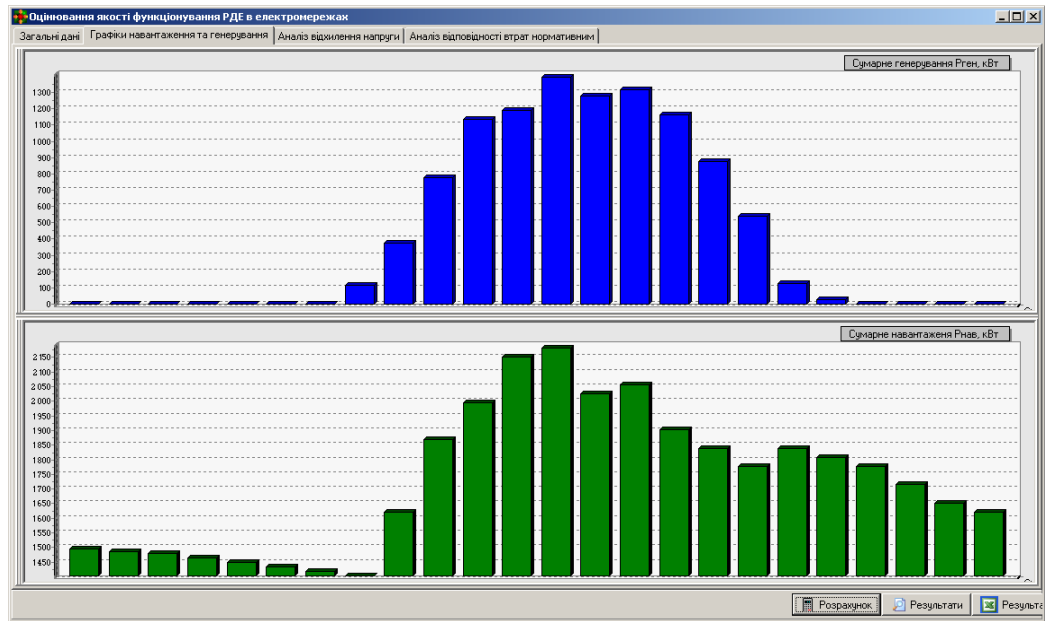


Рисунок 4.10 – Динаміка електрогенерації та навантаження підстанції 35/10 кВ «Слобода-Підлісівська» (фідер 31)

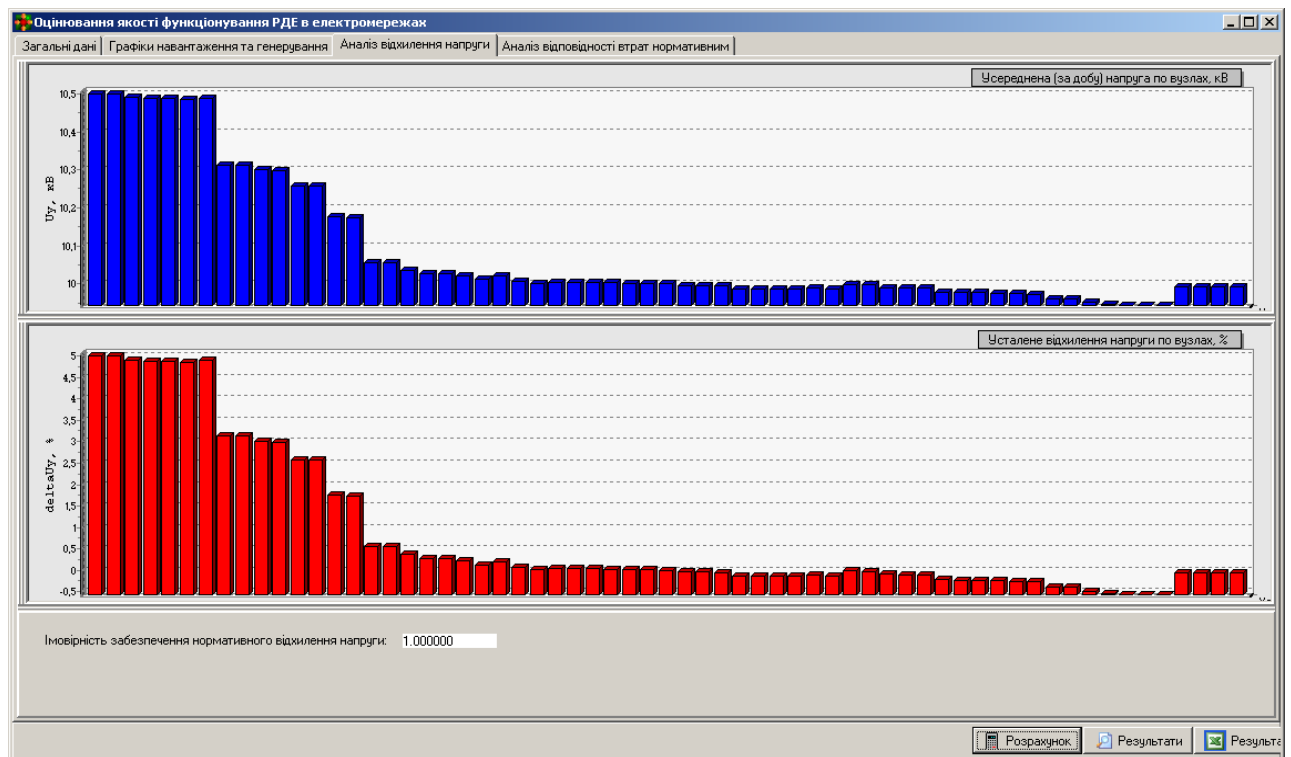


Рисунок 4.11 – Статистичний аналіз стабільності напружної характеристики вузлових точок фідера Ф-31

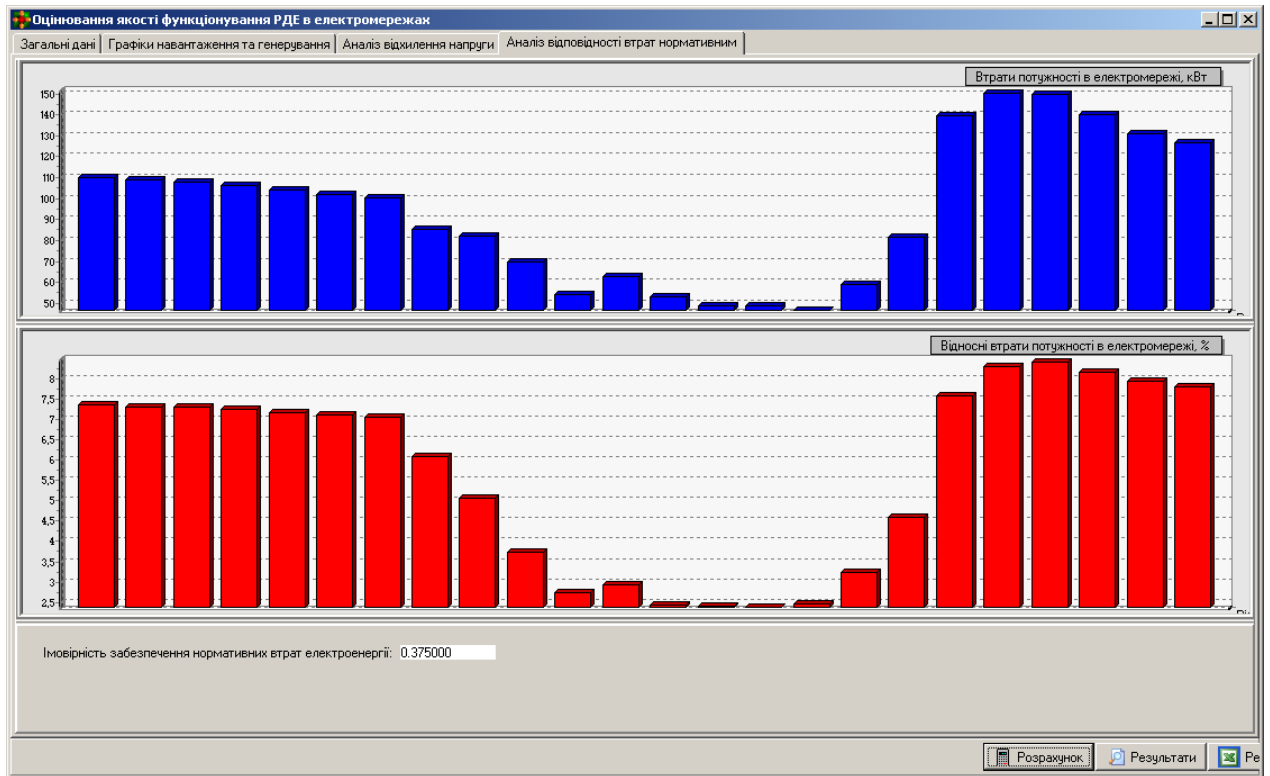


Рисунок 4.12 – Ймовірнісна оцінка дотримання нормативних показників електроенергетичних втрат

Аналіз графічних даних демонструє, що усереднене добове значення відхилення напруги для всіх вузлів локальної електричної системи (ЛЕС) залишається в припустимих межах, не перевищуючи критичної позначки 5%. Базуючись на математичній моделі, представлений виразом (2.12), можна стверджувати про імовірність забезпечення нормативного відхилення напруги, яка дорівнює 1 в.о.

Детальне дослідження графіку втрат електричної потужності виявило, що відносні значення втрат у розрахунковій локальній електричній системі перевищують попередньо встановлені параметри протягом п'ятнадцяти годин доби. Для кожної районної електричної мережі (РЕМ) здійснюється індивідуальне нормування. Відповідно до математичної формули (2.19), розраховано імовірність забезпечення нормативного відхилення потужності, яка становить 0,375 в.о.

Для визначення числового значення цільової функції (2.2) використано тарифні показники на виробництво електроенергії Цекинівської сонячної електростанції (СЕС), що базуються на офіційній постанові Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики (НКРЕ) № 1072 від 31 липня 2014 року «Про встановлення «зелених» тарифів на електричну енергію». Деталізовані тарифні показники представлені у відповідній таблиці 4.1, яка розкриває особливості ціноутворення у сфері альтернативної електроенергетики.

Таблиця 4.1 – Деталізовані тарифні показники

№ з/п	ЕК Цекинівська СЕС	Значення тарифу, грн/МВт·год
1	Цекинівська СЕС № 1	1153,03
2	Цекинівська СЕС № 2 (1-3 черги введення в експлуатацію)	1153,03
3	Цекинівська СЕС № 2 (4-5 черги введення в експлуатацію)	840,75
4	Цекинівська СЕС № 3	840,75

Значення загального прибутку від роботи Цекинівської СЕС №1, що підключена до паралельної роботи в Ямпільських ЕМ, можна виразити наступним чином:

$$\Pi_{ВДЕ} = \sum_{i=1}^n u_i \cdot P_{ВДЕ_i} \cdot k_{\epsilon_i} \cdot T = 1153,03 / 100 \cdot 1430 \cdot 0,8 \cdot 24 = 200964 \text{ грн.}$$

Результуюче значення загального прибутку від роботи Цекинівської СЕС №1, що підключена до паралельної роботи в Ямпільських ЕМ, можна виразити наступним чином:

$$\begin{aligned} \Pi &= \Pi_{ВДЕ} \cdot e^{-k_1 \cdot (1-\bar{P}(U_{\text{доп}}, T))} \cdot e^{-k_2 \cdot (1-\bar{P}(\Delta W_{\text{доп}}, T))} = \\ &= 200964 e^{-0,288(1-1)} \cdot e^{-0,163(1-0,375)} = 181647 \text{ грн.} \end{aligned}$$

Отже, невідповідність нормативним втратам потужності призводить до зниження сумарного прибутку від експлуатації Цекинівської СЕС №1 на 9%. Вказаний результат може змінюватися в залежності від варіацій вагових коефіцієнтів k_1 та k_2 . У розділі 2 наведено обґрунтування доцільності вибору значень $k_1=0,288$ в.о. та $k_2=0,163$ в.о. для оптимального результату.

Розрахунок оптимальної встановленої потужності відновлюваних джерел енергії за комплексним критерієм в ЛЕС на прикладі Цекинівської сонячної електростанції №1

Для визначення оптимальної потужності відновлюваних джерел енергії з урахуванням якості електроенергії та мінімізації втрат, застосовувався розроблений метод, описаний у п.п. 2.1, на прикладі Цекинівської СЕС №1. Процес включав зміну встановленої потужності станції шляхом її збільшення за алгоритмом, представленим на рис. 3.1, через приєднання частини потужностей від Цекинівської СЕС №2. Це призвело до коригування графіків навантаження фідерів №31 і №35. Результати розрахунку надані в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Результати обчислення оптимальної встановленої потужності першої черги Цекинівської сонячної електростанції на основі комплексного критерію

Цекинівська СЕС №1, кВт	$\Delta W_{\text{факт}}, \%$	$\bar{P}(\Delta W_H, T)$, в.о.	$\bar{P}(U_y, T)$, в.о.	$P_{ВДЕ}$, млн. грн/рік	Ц, млн. грн/рік
2710,00	9,20	0,350	0,6	105,60	84,70
2080,00	7,90	0,470	1,0	93,80	86,10
1680,00	8,210	0,420	1,0	86,10	78,40
1430,00	8,470	0,380	1,0	73,30	66,20

Згідно з результатами дослідження, найбільш ефективним варіантом є підключення потужності 2080 кВт до фідера №31 Слобода-Підлісівської підстанції. Однак, подальше збільшення встановленої потужності може спричинити ймовірне погіршення якості напруги, що, у свою чергу, негативно позначиться на ефективності роботи локальної електричної системи.

4.2. Аналіз результатів дослідження ефективності використання вдосконаленого методу для визначення оптимальних точок приєднання відновлюваних джерел енергії в локальних електричних системах

Для перевірки адекватності запропонованих аналітичних умов для схем транспортування електричної енергії в локальних електричних системах (див. п.п. 2.3) з критерієм мінімізації втрат електроенергії, а також для підтвердження ефективності удосконаленого методу для визначення оптимальних місць приєднання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) (див. п.п. 2.2), був використаний приклад локальної електричної системи з ВДЕ Слобода-Бушанського комплексу. Система включала сонячну електростанцію (СЕС) потужністю 1881 кВт та міні-ГЕС (МГЕС) потужністю 250 кВт, які були приєднані до підстанції ПС 110/10 «Михайлівка» Ямпільських електричних мереж, як показано на рис. 4.13.

Під час проведення розрахунків за запропонованим алгоритмом (рис. 3.3) було виявлено, що встановлена потужність ВДЕ перевищує оптимально визначене значення. Тому для більш точного визначення найефективнішої точки приєднання рекомендується використовувати узагальнений показник ефективності dP' (2.51).

У рамках цієї схеми електричної мережі було виконано серію розрахунків за різними значеннями потужності генерування Слобода-Бушанської СЕС у визначеному вузлі приєднання. На основі отриманих результатів побудовано графіки залежностей узагальнених показників ефективності для локальної електричної системи (ЛЕС), як показано на рис.

4.14, а також графіки середньоквадратичного відхилення напруги в різних вузлах схеми від потужності генерування ВДЕ (рис. 4.15).

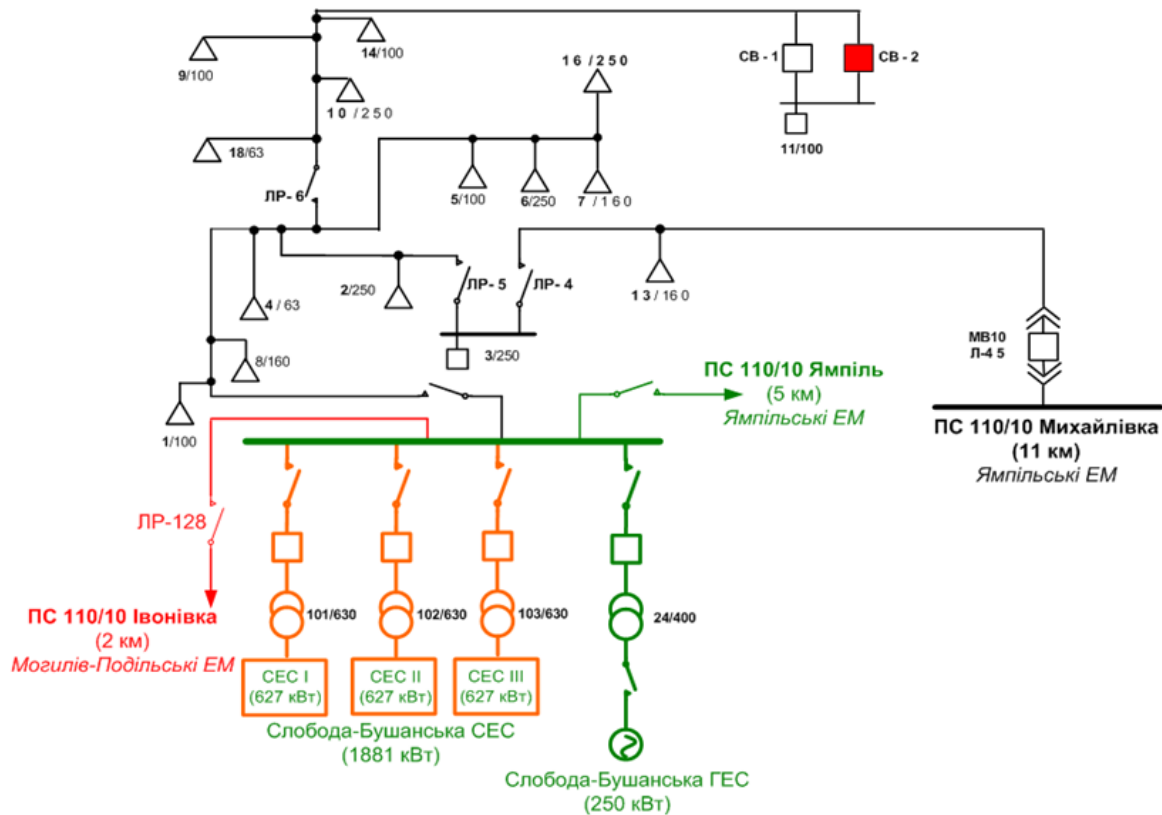


Рисунок 4.13 – Можливі варіанти підключення Слобода-Бушанського комплексу відновлюваних джерел енергії до енергетичних мереж

Розрахунки, представлені на рисунку 4.14, демонструють залежність узагальнених показників ефективності ЛЕС (dP' , dP'') від генерування потужності ВДЕ, при цьому значення реактивної потужності залишалося незмінним, а активна потужність поступово збільшувалась до встановлених параметрів. Аналіз отриманих результатів показує, що оптимальний режим роботи ВДЕ-комплексу, який забезпечує ефективність ЛЕС без порушення критеріїв оптимальності та не створює труднощів для подальшого розвитку електричних мереж, передбачає потужність на рівні 371 кВт. Підвищення генерування потужності призводить до збільшення втрат у ЛЕС, що в свою чергу ускладнює подальше розширення ВДЕ в цій системі.

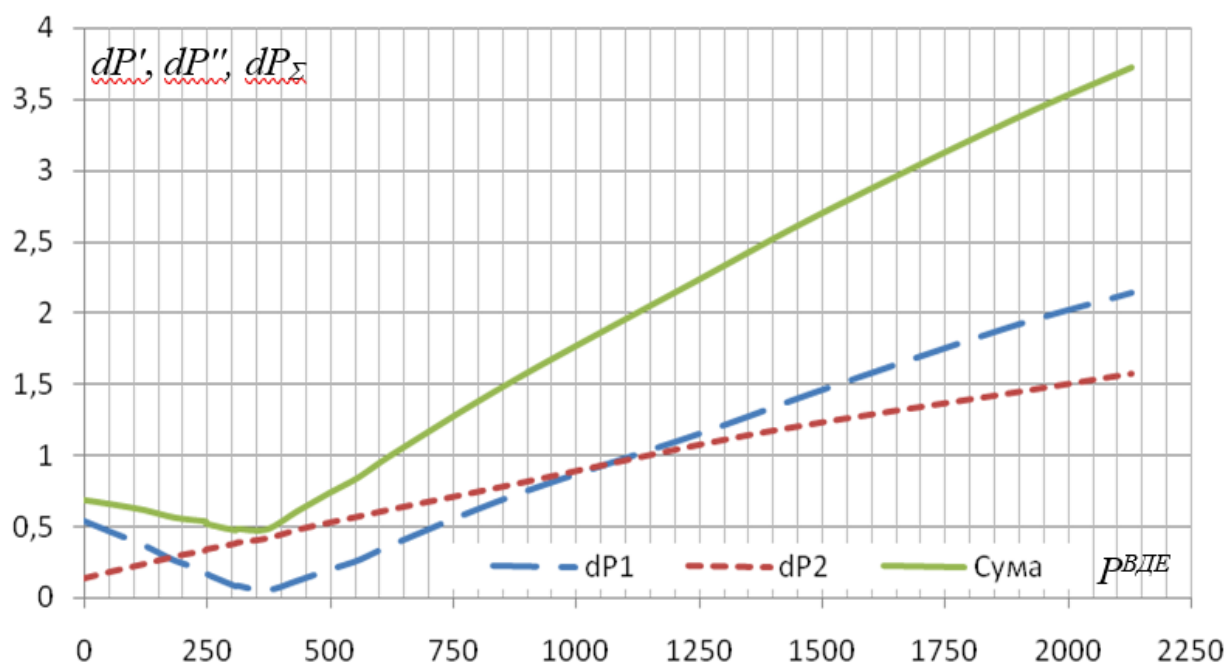


Рисунок 4.14 – Залежності узагальнених показників ефективності ЛЕС від потужності Слобода-Бушанського комплексу ВДЕ

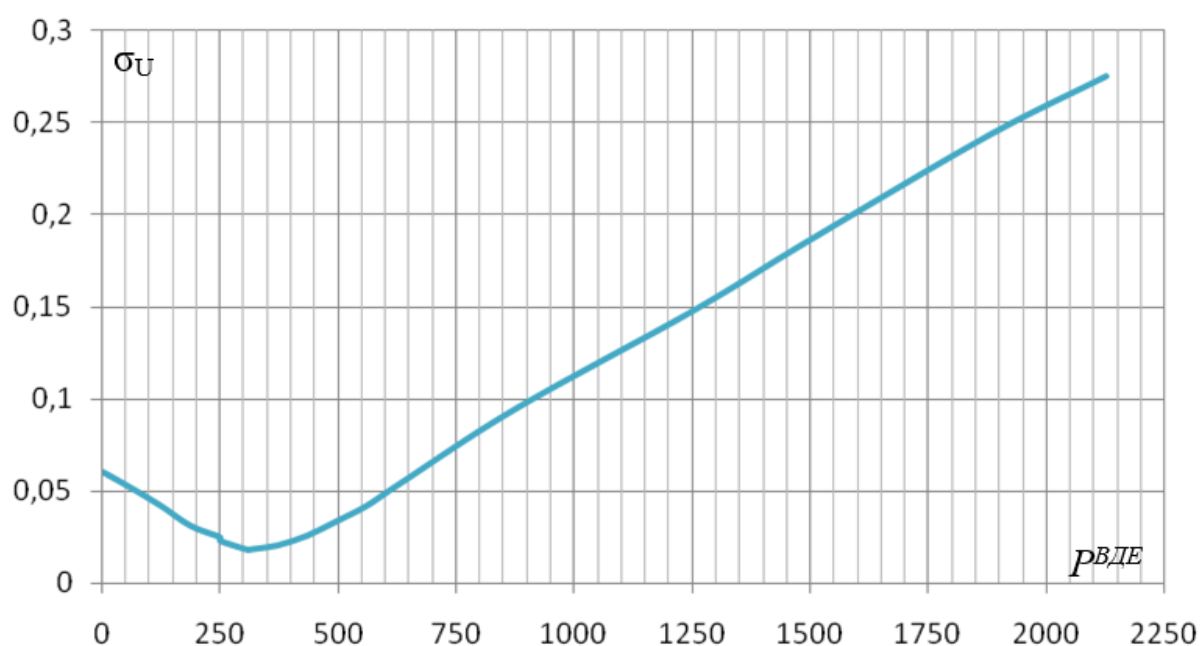


Рисунок 4.15 – Залежність середньоквадратичного відхилення напруги в мережі від потужності генерування Слобода-Бушанського комплексу ВДЕ

Отже, для ПС 110/10 «Михайлівка» Ямпільських електричних мереж оптимальним є приєднання ВДЕ потужністю близько 400 кВт. Подібні результати отримано й за допомогою методу визначення еквівалентних опорів для вузлів приєднання ВДЕ в електричних мережах, згідно з дослідженнями [3]. Транспортування максимальної потужності Слобода-Бушанського комплексу до енергетичного ринку призводить до додаткових втрат потужності, аналогічних втратам, що виникають при генеруванні Слобода-Бушанської ГЕС. Тому у проекті передбачено транспортування частини електричної енергії через інші електричні мережі, зокрема до шини ПС 110/10 «Івонівка» Могилів-Подільських ЕМ (на відстані 2 км).

Загальна залежність узагальнених показників (dP' , dP'') має схожу форму і мінімум із графіком середньоквадратичного відхилення напруги від потужності генерування, що представлено на рисунку 4.15. Це дозволяє зробити висновок, що оптимізація схеми видачі електроенергії з використанням таких показників дозволяє досягти результатів, які забезпечують вимоги до якості ЕЕ.

4.3. Результати оптимізації добових режимів генерування ВДЕ та споживачів енергії в локальних електричних системах

Для оцінки ефективності запропонованого методу узгодження графіків генерування енергії від відновлюваних джерел та енергоспоживання в локальних електричних системах (детальніше у п.п. 3.3) та для перевірки закону оптимального керування через реконфігурацію схеми видачі потужності ВДЕ, було проведено розрахунки добових режимів роботи Цекинівської СЕС в електричних мережах Ямпільського району.

На рисунку 4.16 представлено порівняння добових режимів генерування енергії всіма чергами Цекинівської СЕС та споживання енергії в умовах максимальних навантажень на фідер №31 ПС 35/10 «Слобода Підлісівська».

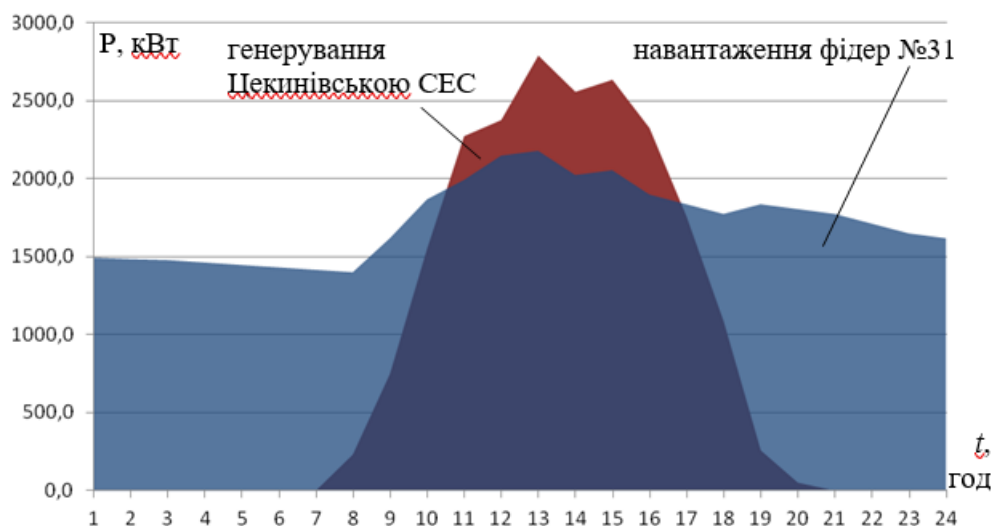


Рисунок 4.16 – Співвідношення добових режимів генерування Цекинівської СЕС та споживання енергії в локальній електричній системі

Було проведено обчислювальний експеримент, в якому потужність генерації Цекинівської СЕС (всі черги разом) подавалась до центру живлення виключно через фідер №31. Результати розрахунку втрат потужності для умов максимальних навантажень на фідер Ф-31 ПС 35/10 «Слобода Підлісівська» та графік покриття енергоспоживання від центру живлення наведені на рис.4.17.

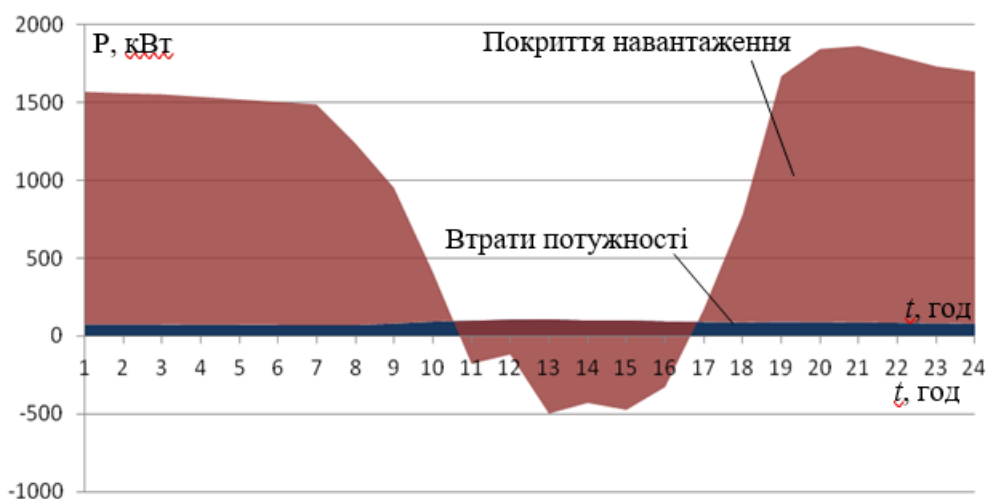


Рисунок 4.17 – Співвідношення втрат потужності фідера Ф-31 та покриття його навантаження на ПС 35/10 «Слобода Підлісівська»

Аналізуючи представлені на рисунку 4.17 дані, можна зробити висновок, що період, коли енергія від Цекинівської СЕС (з 11:00 до 17:00) спрямовується до центру живлення, призводить до збільшення втрат потужності в локальній електричній системі. Для перевірки ефективності запропонованого методу оптимізації перетікань потужностей за допомогою узгодження графіків генерування ВДЕ та споживання енергії у локальних системах, були проведені розрахунки оптимальних керувальних впливів відповідно до розробленого закону оптимального керування, що забезпечує реконфігурацію схеми видачі потужності ВДЕ в ЛЕС.

Результати цих розрахунків відображені в графіках зміни кількості інверторів, які можуть бути включені в регульовану (фідер Ф-31) та не регульовану (фідер Ф-35) системи шин протягом доби (рис. 4.18, а і 4.18, б). В ході обчислювального експерименту було зафіксовано зниження втрат потужності в ЛЕС для стандартних режимів, що досягає до 10%.

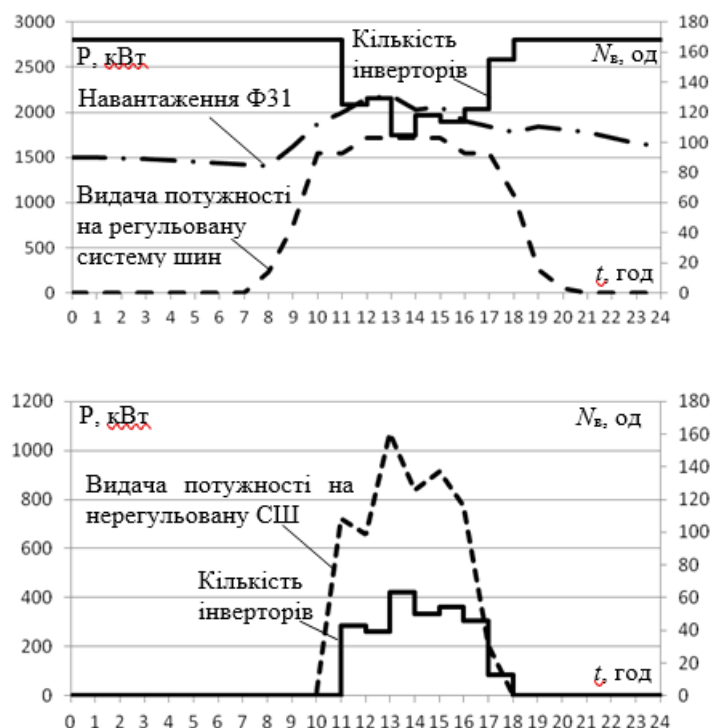


Рисунок 4.18 – Результати оптимізації добових режимів генерування Цекинівської СЕС та споживачів енергії ПС 35/10 «Слобода Підлісівська»: а) фідер №31 б) фідер №35

Таким чином, методи та алгоритми, запропоновані в роботі для оптимізації добових режимів генерації ВДЕ та енергоспоживання в локальних електричних системах, можуть бути успішно використані для зменшення втрат потужності в розподільчих мережах, а їх інтеграція з локальним регулятором дозволяє автоматизувати цей процес.

Висновки до розділу 4.

1. Дослідження функціональної стійкості інформаційної підсистеми локальної електричної системи демонструє комплексний підхід до оптимізації керування відновлюваними джерелами енергії з урахуванням сучасних технологічних викликів електроенергетичної галузі.

2. Розроблені алгоритми визначення оптимальної встановленої потужності та місць приєднання відновлюваних електрогенеруючих установок забезпечують системний підхід до перспективного планування розвитку електричних мереж. Науково обґрунтовані методики дозволяють підвищити ефективність інтеграції альтернативних джерел енергії в локальні електроенергетичні комплекси.

3. Експериментальні дослідження на базі Цекинівської сонячної електростанції підтвердили високу достовірність запропонованих математичних моделей та алгоритмічних рішень. Імітаційне моделювання впровадження керувальних впливів продемонструвало суттєвий потенціал оптимізаційних заходів у контексті підвищення ефективності електроенергетичних систем.

4. Функціональна стійкість інформаційної підсистеми автоматизованої системи керування забезпечується інноваційними механізмами резервування комунікаційних каналів. Багаторівнева архітектура з диверсифікованими інформаційними магістралями дозволяє підтримувати стабільність передачі

даних навіть за умов виходу з ладу найбільш навантажених комунікаційних ліній.

5. Ключовою перевагою запропонованого рішення є можливість забезпечення неперервності інформаційного обміну через впровадження резервних маршрутів та багатоканальних комунікаційних систем. Технологічні рішення передбачають використання дротових та бездротових інтерфейсів, що створює додаткові механізми відмовостійкості.

6. Архітектура підсистеми включає промислові контролери, системи локального моніторингу, серверні компоненти, мережеві комутатори та інтелектуальні вимірювальні пристрої. Така структура дозволяє реалізувати гнучкі механізми керування режимами роботи розподілених електрогенеруючих установок.

7. Наукова новизна дослідження полягає у комплексному підході до забезпечення функціональної стійкості інформаційних систем в умовах динамічного розвитку відновлюваної електроенергетики, що демонструє перспективність запропонованих технологічних рішень.

ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі досліджено комплексне вирішення актуальної проблеми оптимізації функціонування розосереджених джерел енергії в локальних електричних системах. Запропонована методологія охоплює ключові аспекти інтеграції альтернативної електрогенерації, включаючи визначення оптимальної встановленої потужності, вибір раціональних схем приєднання та автоматизацію керування режимами роботи.

Основною відмінністю дослідження є розроблення комплексного підходу до оптимізації електроенергетичних режимів з урахуванням багатокритеріальної оцінки ефективності. Запропонована методика дозволяє мінімізувати втрати електроенергії, підвищити якість електропостачання та забезпечити економічну результативність впровадження відновлюваних джерел.

Методологічний інструментарій включає використання сучасних математичних методів, зокрема методу невизначених множників Лагранжа для знаходження оптимальних схем транспортування електроенергії. Науковий підхід передбачає багаторівневе моделювання та врахування складних взаємозв'язків між генеруючими та споживаючими елементами електричної системи.

Ключовою перевагою розроблених алгоритмів є можливість динамічної реконфігурації схем приєднання відновлюваних джерел енергії залежно від поточних режимних параметрів. Така технологія забезпечує адаптивне керування електроенергетичними режимами з урахуванням стохастичної природи альтернативної генерації.

Експериментальна верифікація запропонованих рішень здійснена на базі реальної електроенергетичної інфраструктури ПАТ «Вінницяобленерго». Практичні результати впровадження демонструють суттєвий економічний ефект: зменшення технологічних втрат електроенергії на 5-10% та забезпечення нормативних параметрів електропостачання.

Наукова значущість дослідження полягає в розвитку теоретико-методологічних основ інтеграції відновлюваних джерел енергії в локальні електричні системи. Запропоновані підходи створюють методологічне підґрунтя для подальшого вдосконалення технологій керування розподіленою генерацією.

Перспективними напрямками подальших досліджень є розвиток інтелектуальних систем керування, впровадження адаптивних алгоритмів прогнозування та оптимізації режимів роботи відновлюваних джерел енергії з використанням сучасних інформаційних технологій.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Основи ефективного використання електричної енергії в системах електроспоживання промислових підприємств : навч. посіб. / [Соловей О. І., Розен В. П., Плешков П.Г. та ін.] ; М-во освіти і науки України, Кіров. нац. техн. ун-т. – Черкаси: видавець Чабаненко Ю., 2015. – 316 с.

2. Кваліфікаційна робота магістра: метод. рекомендації до змісту, структури та оформлення кваліфікаційної роб. : для студ. спец. 141 - Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад. П. Г. Плешков, К. Г. Петрова, Н. Ю. Гарасьова та ін.] ; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. - Кропивницький : ЦНТУ, 2023. - 74 с. Режим доступу: <https://dspace.kntu.kr.ua/handle/123456789/13066>.

3. Бурикін О.Б. Стандартизація функціонування локальних енергосистем при їх інтеграції у системи централізованого живлення на базі концепції Smart Grid [Текст] / О.Б. Бурикін, Ю.В. Томашевський, Ю.В. Малогулко // Енергетика и электрификация. – 2012. – № 12. – С. 46-48. – ISSN 0424-9879.

4. Рубаненко О.Є. Вдосконалення математичного забезпечення комп'ютерних систем оптимізації режимів локальних електричних систем з відновлюваними джерелами енергії [Текст] / О.Є. Рубаненко, О.Б. Бурикін, Ю.В. Малогулко // Науковий вісник Чернівецького університету. Серія «Комп'ютерні системи та компоненти». – 2014. – №2 (5). – С. 85-93. – ISSN 2311-9276.

5. Кулик В.В. Дослідження ефективності сумісної експлуатації локальних електричних мереж з ВДЕ та систем централізованого електропостачання [Текст] / В.В. Кулик, О.Б. Бурикін, Ю.В. Малогулко // Вісник Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут». Серія «Гірництво». Електрифікація та автоматизація гірничих робіт». – 2014. – Вип. 25. – С. 113-120. – ISSN 2079-5688.

6. Лежнюк П.Д. Оптимізація функціонування розосереджених джерел енергії в локальних електричних системах. енергії [Текст] / П.Д. Лежнюк, О.Є. Рубаненко, Ю.В. Малогулко // Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». – 2014. – №60 (1102). – С. 68-77. – ISSN 2079-4525.

7. Sharat Ranjan. DECENTRALISED POWER GENERATION AND DISTRIBUTION // Proceedings of the Himalayan Small Hydropower Summit. – Dehradun, India. – 2016. – P. 147-155.

8. IEC Standard for Instrument Transformers - Part 9: Digital Interface for Instrument Transformers, IEC 61869-9, Part 13: Standalone Merging Unit, IEC 61869-9. – 2021.

9. Walid El-Khattam, Kankar Bhattacharya, Yasser Hegazy and M. M. A. Salama, “Optimal Investment Planning for Distributed Generation in a Competitive Electricity Market”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 3, pp. 1674-1684, August 2004. Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems.

10. Chin, P. H., & Aydin, M. (2023). Optimizing Microgrid Operation: Integration of Emerging Technologies and Artificial Intelligence for Energy Efficiency. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 15(3), 123-135. – ISSN 1941-7012.

11. Sundararajan, V., et al. (2023). Advances in Distributed Energy Resources Integration into Microgrids. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 116, 1045-1055. – ISSN 0142-0615

12. Patel, A., & Zhang, X. (2022). Real-Time Control Strategies for Distributed Energy Systems in Microgrids. IEEE Transactions on Smart Grid, 13(4), 1571-1580. – ISSN 1949-3053.

13. Wang, J., & Xu, Z. (2023). Renewable Energy Optimization in Smart Microgrids Using Machine Learning. Energy Reports, 9, 1010-1021. – ISSN 2352-4847.

ДОДАТКИ

Додаток А. Охорона праці

А.1. Організація охорони праці під час експлуатації РДЕ

Розосереджені джерела енергії (РДЕ) набувають все більшого поширення, що висуває нові вимоги до організації охорони праці при їхньому проектуванні, монтажі та експлуатації. Важливість питань безпеки пояснюється як високими ризиками, пов'язаними з електротехнічним обладнанням, так і специфікою роботи в локальних електричних системах.

Основні завдання охорони праці у сфері РДЕ включають створення безпечних умов роботи, запобігання професійним захворюванням та зниження ризиків аварій. Для цього необхідно забезпечити комплексний підхід, що охоплює технічні, організаційні та екологічні аспекти.

Експлуатація РДЕ та робота в локальних електричних системах пов'язані з наступними ризиками:

1. Електричні ризики:

- Ураження електричним струмом при роботі з обладнанням високої напруги.

- Перенапруження та короткі замикання.

2. Механічні небезпеки:

- Травматизм під час монтажу або обслуговування обладнання (падіння, удари, порізи).

- Механічний вплив рухомих частин обладнання.

3. Шум і вібрація:

- Тривалий вплив на працівників під час роботи генераторів чи іншого обладнання.

4. Електромагнітне випромінювання:

- Підвищені рівні випромінювання інверторів та систем управління.

5. Теплові фактори:

- Підвищення температури робочих зон через функціонування РДЕ.

6. Пожежна небезпека:

- Можливість займання електрообладнання через несправність чи неправильну експлуатацію.

7. Психофізіологічні фактори:

- Висока напруженість праці, необхідність тривалого зосередження та відповідальність за прийняття рішень.

З метою запобігання зазначеним ризикам слід реалізувати низку організаційних заходів:

1) Розробка інструкцій з охорони праці: створення документів, що регламентують безпечне виконання робіт на кожному етапі.

2) Навчання персоналу: проведення інструктажів, курсів підвищення кваліфікації та регулярної перевірки знань з охорони праці.

3) Атестація робочих місць: оцінка умов праці та ідентифікація небезпечних факторів для їхньої мінімізації.

4) Контроль за дотриманням вимог безпеки: регулярний моніторинг роботи працівників та перевірка технічного стану обладнання.

Ефективне забезпечення охорони праці неможливе без впровадження сучасних технічних рішень:

1. Засоби захисту від ураження струмом:

- Встановлення пристроїв захисного відключення (ПЗВ) та автоматичних вимикачів.

- Заземлення обладнання.

- Використання діелектричних засобів захисту (килимків, рукавичок, взуття).

2. Зниження рівня електромагнітного випромінювання:

- Екранування джерел випромінювання.

- Використання спеціалізованих кабелів із низьким рівнем випромінювання.

3. Контроль теплових умов:

- Охолодження компонентів РДЕ за допомогою систем вентиляції або рідинного охолодження.

4. Системи пожежної безпеки:

- Встановлення автоматичних систем пожежогасіння.
- Застосування вогнетривких матеріалів для будівельних конструкцій.

5. Моніторинг стану мережі:

- Використання засобів моніторингу для контролю параметрів мережі (напруги, частоти, струму).

Процеси оптимізації функціонування РДЕ включають розробку програмного забезпечення. Організація роботи з комп'ютерними системами повинна відповідати таким вимогам:

- Забезпечення ергономіки робочого місця, включно з правильним розташуванням монітора та клавіатури.

- Освітлення робочої зони має бути рівномірним і достатнім.

- Забезпечення регулярних перерв для зниження втоми.

Особлива увага повинна бути приділена запобіганню пожежам, які можуть виникнути через:

- Перегрів обладнання.

- Замикання в електричних ланцюгах.

- Витік паливно-мастильних матеріалів.

Для зниження ризику необхідно:

- Регулярно проводити перевірку обладнання.

- Використовувати вогнезахисні матеріали.

- Оснащувати приміщення вогнегасниками.

РДЕ, зокрема фотоелектричні панелі та акумулятори, можуть негативно впливати на навколишнє середовище, якщо їхнє використання та утилізація організовані неправильно. Заходи для мінімізації екологічного впливу:

- Організація збору та утилізації використаних батарей.

- Використання екологічно чистих матеріалів.

- Зниження шуму та вібрації шляхом ізоляції обладнання.

Робота у сфері РДЕ потребує підвищеної уваги, тому працівникам слід забезпечити:

- Регулярні перерви для відпочинку.
- Ротацію обов'язків для зниження монотонності.
- Психологічну підтримку у стресових ситуаціях.

Забезпечення належного рівня охорони праці при роботі з розосередженими джерелами енергії є критично важливим. Дотримання законодавчих вимог, регулярний контроль і впровадження сучасних технічних засобів дозволять забезпечити безпеку працівників та підвищити ефективність функціонування локальних електричних систем.

A.2. Розрахунок заземлення

У відповідності з ПУЕ, всі металеві частини електроустановок, які в процесі роботи не мають з'єднання з струмопровідними частинами, але можуть потрапити під напругу, повинні бути заземлені.

Трансформаторні підстанції напругою 10/0,4 кВ на стороні 0,4 кВ мають глухозаземлену нейтраль. З'єднання обмоток цехових трансформаторів - Δ/Y з нулем. Струм замикання на землю 27 А. Для цехового обладнання використовується заземлення. Цехові підстанції отримують живлення від 2 кабелів, що прокладені в одній траншеї.

Ґрунт – супісь , другий кліматичний район.

Розрахунок зводиться до визначення вертикальних заземлювачів і довжини з'єднувальної смуги з розміщенням на плані.

1. Визначається норма на опір заземлення R_3^H .

Якщо заземлюючий пристрій використовується одночасно для електроустановок напругою до 1000 В та вище:

$$R_3 \leq \frac{125}{I_3} = \frac{125}{27} = 4,63 \text{ Ом}$$

Згідно ПУЕ , так як сумарна потужність струмоприймачів більш 100 кВА то R_3 повин бути не більше 4 Ом. Приймається $R_3 = 4$ Ом.

2. Визначається розрахунковий питомий опір ґрунту:

$$\rho_p = \rho_{табл} \cdot \psi = 250 \cdot 1,4 = 350 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

де $\rho_{табл}$ - табличне значення, для супіску $\rho_{табл} = 250 \text{ Ом} \cdot \text{м}$;

ψ - підвищуючий коефіцієнт, для України, для стержньових заземлювачів $\psi = 1,4$.

3. Опір одинарного вертикального заземлювача:

$$\begin{aligned} R_o &= 0,366 \frac{\rho_{розр}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right) = \\ &= 0,366 \frac{350}{5} \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{2,5} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 20,361 \text{ Ом}, \end{aligned}$$

де l – довжина заземлювача, приймається 5 м; d – діаметр заземлювача (приймаються стрижні діаметром 2,5 см).

$$t = h + \frac{l}{2} = 0,5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м},$$

де h – глибина прокладки смуг (згідно ПУЕ – 0,5...0,8 м).

Приймаються електроди прокладені по замкнутому контуру згідно плану та визначається орієнтовна кількість заземлювачів:

$$n_o = \frac{R_o}{R_3^H \cdot \eta_t} = \frac{20,361}{4 \cdot 0,59} = 8,628 \approx 9 \text{ шт}$$

де η_o – коефіцієнт використання ряду заземлювачів, для $a/l=4/5=0.8$, $\eta_o = 0,59$.

де $a = 4$ м – відстань між електродами.

4. Довжина горизонтальної з'єднувальної смуги:

$$l_n = 1,05a \cdot n = 1,05 \cdot 4 \cdot 9 = 37,8 \text{ м.}$$

5. Опір смуги з урахуванням екранування:

$$R_n = 0,366 \frac{\rho_{\text{розр}}}{l_n \cdot \eta_n} \lg \frac{2l_n}{b \cdot n} = 0,366 \frac{350}{37,8 \cdot 0,59} \lg \frac{2 \cdot 37,8^2}{0,01 \cdot 0,5} = 24 \text{ Ом,}$$

де η_n – коефіцієнт використання з'єднувальної смуги шириною $b = 10$ мм та товщиною 5 мм.

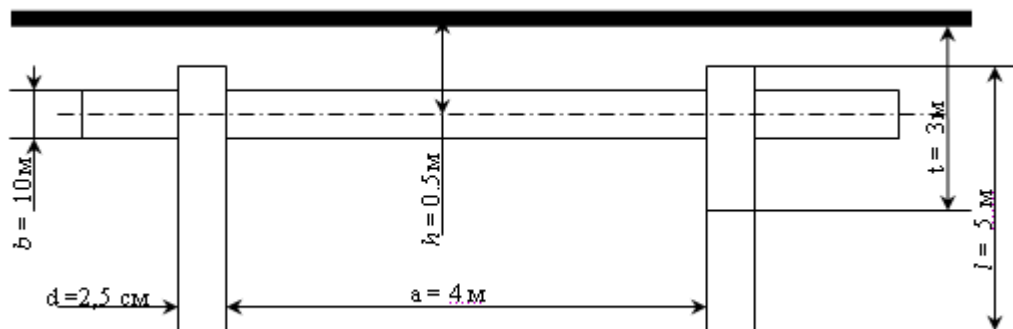


Рис. А. 1 - Схема прокладення заземлення

6. Необхідний опір вертикальних заземлювачів з урахуванням опору з'єднувальної смуги:

$$R_{mp} = \frac{R_n \cdot R_z^H}{R_n \cdot R_z^H - 4} = \frac{24 \cdot 4}{24 - 4} = 4,8 \text{ Ом.}$$

7. Остаточна кількість заземлювачів:

$$n = \frac{R_o}{R_{mp} \cdot \eta_o} = \frac{20,361}{4,8 \cdot 0,59} = 7,49 \approx 8 \text{ шт.}$$

8. Проводиться перевірка опору заземлювача і порівнюється отримане значення з нормованим:

$$R_z = \frac{1}{\frac{1}{R_{mp}} + \frac{1}{R_n}} = \frac{1}{\frac{1}{4,8} + \frac{1}{24}} = 4 \text{ Ом.}$$

Дійсний опір заземлюючого пристрою з 8-ма заземлювачами не перевищує нормуючого значення.