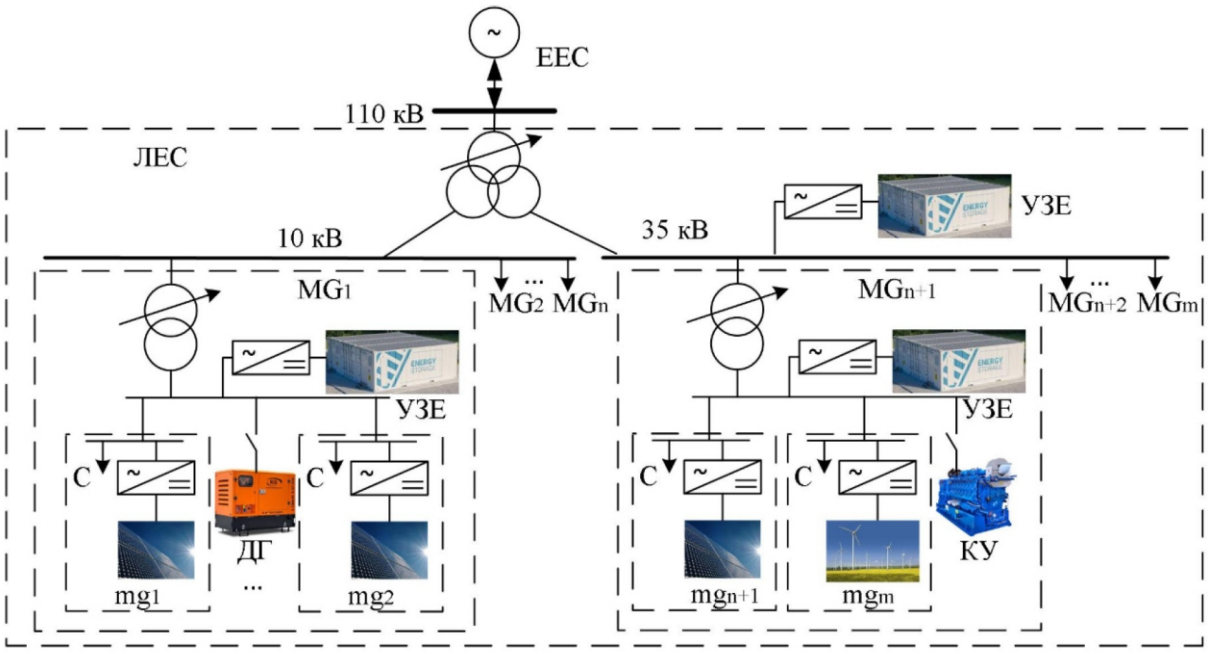
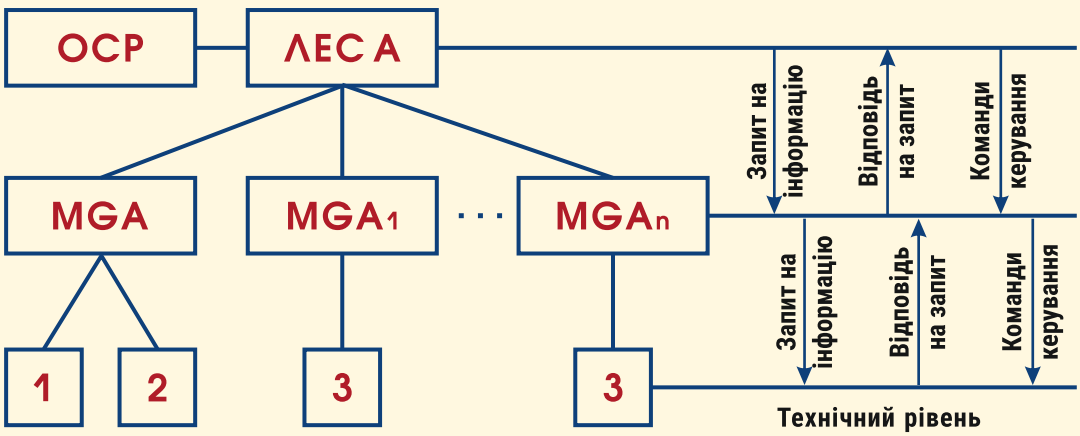
ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

З ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ





Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет

ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ

Монографія

За редакцією професора П. Д. Лежнюка

Вінниця
ВНТУ
2026

УДК 621.316.925
І-73

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 11 від 26.03.2026 р.).

Автори:

І. О. Гунько, В. О. Комар, П. Д. Лежнюк, В. О. Лесько,
Ю. В. Малогулко, В. В. Нетребський, Н. В. Остра, О. Є. Рубаненко,
О. О. Рубаненко, О. В. Сікорська, В. В. Тептя

Рецензенти:

Д. Г. Дерев'янко, доктор технічних наук, професор
В. Г. Петрук, доктор технічних наук, професор

Інтелектуалізація електричних мереж з фотоелектричними станціями : монографія / І. О. Гунько та ін. За ред. проф. П. Д. Лежнюка. Електрон. текст. дані. Вінниця : ВНТУ, 2026. 387 с.

І-73

ISBN 978-617-8163-82-2

В монографії досліджується проблема підвищення балансової надійності локальних електроенергетичних систем з відновлювальними джерелами енергії шляхом їх інтелектуалізації на принципах SMART Grid. Запропоновано методи, математичні моделі та способи підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в балансі електроенергії енергетичних систем. Показана можливість і доцільність децентралізації генерування в ЕЕС у формі локальних електроенергетичних систем з ВДЕ і установок зберігання енергії, а також з використанням інтелектуальних систем керування їх режимами.

Може використовуватись студентами, аспірантами та інженерно-технічним працівникам, які займаються підвищенням балансової надійності локальних електроенергетичних систем з відновлювальними джерелами енергії.

УДК 621.316.925

ISBN 978-617-8163-82-2

© І. О. Гунько, В. О. Комар, П. Д. Лежнюк, В. О. Лесько, Ю. В. Малогулко, В. В. Нетребський, Н. В. Остра, О. Є. Рубаненко, О. О. Рубаненко, О. В. Сікорська, В. В. Тептя, 2026

ЗМІСТ

СКОРОЧЕННЯ ТА УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ 9

ВСТУП..... 10

1 МЕТОД, СПОСІБ І ЗАСОБИ ОЦІНЮВАННЯ ФАКТИЧНОГО ГЕНЕРУВАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ З ВРАХУВАННЯМ ЇХ ДЕГРАДАЦІЇ 13

1.1 Загальні умови функціонування ВДЕ в електричних мережах енергосистеми 14

1.1.1 Особливості функціонування ВДЕ в сучасних умовах 14

1.1.2 Тенденції до зміни встановленої потужності та обсягів генерування електроенергії ВДЕ в умовах реалізації стратегії декарбонізації..... 18

1.2 Балансування потужності та електроенергії в електроенергетичній системі з відновлюваними джерелами енергії..... 23

1.2.1 Забезпечення балансової надійності ЕЕС з ВДЕ та проблеми, що пов’язані з їх реалізацією 23

1.2.2 Вплив відновлюваних джерел енергії на режими електричних мереж ЕЕС 28

1.3 Вплив метеорологічних факторів на енергоефективність ВДЕ 33

1.3.1 Математичне моделювання впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ВДЕ..... 33

1.3.2 Прогнозування генерування електроенергії ВДЕ 40

1.4 Оцінювання технічного стану фотоелектричних станцій під час їх роботи в балансуючій групі..... 49

1.4.1 Аналіз технічного стану фотоелектричних станцій..... 50

1.4.2 Коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ 56

1.4.3 Програмно-апаратний комплекс визначення технічного стану обладнання ФЕС 61

1.4.4 Приклад використання макету апаратно-програмного комплексу оцінювання деградації ФЕМ..... 73

Висновки до розділу 1 77

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ ДО РОЗДІЛУ 1 80

2 АДАПТУВАННЯ КРИТЕРІАЛЬНОГО МЕТОДУ ТЕОРІЇ ПОДІБНОСТІ ДЛЯ АНАЛІЗУ І КОМПЕНСАЦІЇ НЕСТАБІЛЬНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ 90

2.1 Критеріальне програмування в задачі компенсації нерівномірності графіка генерування вде..... 91

2.1.1 Комплексний підхід компенсації нерівномірності графіка генерування ВДЕ..... 91

2.1.2 Критеріальне програмування для розв’язання задачі визначення оптимальних витрат на компенсацію нестабільності ВДЕ 94

2.2 Моделювання витрат на можливі способи резервування 97

2.2.1 Критеріальна модель питомих витрат на резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі 97

2.2.2 Критеріальна модель питомих витрат на резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі та біогазові установки 103

2.2.3 Водневі технології як спосіб компенсації нерівномірності генерування електроенергії відновлюваними джерелами енергії .. 109

2.3 Моделі оцінювання витрат на резервування нерівномірності графіків генерування електроенергії ВДЕ 121

2.3.1 Практичне використання способів компенсації нерівномірності графіків генерування електроенергії ВДЕ 121

2.3.2 Побудова нечіткої моделі витрат на резервування в залежності від питомої вартості та встановленої потужності 137

Висновки до розділу 2 143

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ ДО РОЗДІЛУ 2 145

3 ПРИНЦИП НАЙМЕНШОЇ ДІЇ ЯК МЕХАНІЗМ САМООПТИМІЗАЦІЇ І САМООРГАНІЗАЦІЇ В ТЕХНОЛОГІЇ SMART GRID ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЛЕС 148

3.1 Принцип найменшої дії в моделях та алгоритмах оптимізації режимів локальної електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії 150

3.1.1 Принцип найменшої дії (ПНД) як метод формування оптимізуючих впливів на режими електроенергетичних систем (ЕЕС) 150

3.1.2 Постановка задачі оптимізації локальних електроенергетичних систем 152

3.1.3 Принцип найменшої дії (ПНД) як метод формування оптимізуючих впливів на режими ЛЕС 153

3.1.4 Організація обчислювального процесу в програмному комплексі оптимізації режимів ЕЕС 156

3.2 Локальні електроенергетичні системи на основі відновлюваних джерел енергії 162

3.2.1 Структура ЛЕС з ВДЕ і системою накопичення енергії 162

3.2.2 Балансування потужності та електроенергії в ЛЕС 164

3.2.3 Оптимізація способів і засобів забезпечення стабільної (стійкої) роботи ВДЕ в ЛЕС 166

3.2.4 Приклад. Визначення способу для підвищення балансової надійності ЛЕС 171

3.3 Балансування режимів локальних електроенергетичних систем по потужності та електроенергії 174

3.3.1 Загальні положення 174

3.3.2 Задача оптимального керування режимів ЛЕС 175

3.3.3 Активно-адаптивне керування потоками потужності в ЛЕС 176

3.3.4 Математична модель оптимізації режимів ЛЕС з використанням принципу найменшої дії 180

3.4 Використання активних споживачів для балансування електроенергії в ЛЕС, які сформовані з розподільних мереж 183
3.4.1 Загальні положення та постановка завдання 183
3.4.2 Активні споживачі в балансі потужності та електроенергії в ЛЕС як в балансуючій групі 186
3.4.3 Узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС для балансування в ній електроенергії 188
Висновки до розділу 3 193
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ ДО РОЗДІЛУ 3 194

4 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ТА АКТИВНИМИ СПОЖИВАЧАМИ 200
4.1 Вплив генерування відновлювальних джерел енергії на режими електричних мереж у формі локальних електроенергетичних систем 201
4.1.1 Оцінювання впливу динаміки зростання ВДЕ на режимні показники роботи електричних мереж 201
4.1.2 Локальні електроенергетичні системи на основі відновлюваних джерел енергії як елемент балансування електроенергії в ЕЕС 206
4.1.3 Інтелектуалізація електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії 209
4.1.4 Способи і засоби компенсування нестабільності генерування ВДЕ в задачах балансування режиму електричних мереж 216
4.2 Втрати електроенергії, викликані перетоками відновлюваних джерел енергії, в балансі електричних мереж 221
4.2.1 Коефіцієнти розподілу втрат потужності у вітках електричної мережі 222
4.2.2 Втрати потужності й електроенергії від потоків ВДЕ 224
4.3 Алгоритмізація методів балансування режимів роботи електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії та активними споживачами 229
4.3.1 Балансування потужності та електроенергії в локальній електроенергетичній системі узгодженням в ній графіків генерування і споживання 229

4.3.2 Оптимізація витрат на резервування потужності ВДЕ в ЛЕС 233
4.3.3 Узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС для балансування в ній електроенергії 240
4.4 Інтелектуальна система керування режимами локальної електроенергетичної системи з microgrid 247
4.4.1 Формування інтелектуальної системи керування режимом ЛЕС в складі електроенергетичної системи 247
4.4.2 Самовідновлення електропостачання в інтелектуальній локальній електроенергетичній системі, сформованій на основі відновлюваних джерел енергії 253
Висновки до розділу 4 261
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ ДО РОЗДІЛУ 4 264
5 АДАПТАЦІЯ СИСТЕМИ БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ ДО АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ СХІДНО-ЄВРОПЕЙСЬКОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ 274
5.1 Математичне моделювання процесу балансування режимів електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії з використанням SMART grid технологій 276
5.1.1 Сучасні тенденції та завдання цифрової трансформації електроенергетики 276
5.1.2 Забезпечення технічної ефективності відновлюваних джерел енергії в електроенергетичних системах 284
5.1.3 Математичне моделювання процесу балансування режимів електроенергетичних систем з ВДЕ 295
5.2 Локальні електроенергетичні системи на основі відновлюваних джерел енергії як елемент децентралізації генерування і балансування 313
5.2.1 Аналіз законодавчої бази у сфері формування ЛЕС 313
5.2.2 ЛЕС з ВДЕ і системою накопичення енергії в ЕЕС 318

5.2.3 Локальна електроенергетична система, яка сформована з microgrid 321
5.2.4 Вдосконалення методів прогнозування відпуску та споживання електричної енергії шляхом агрегації балансуючої групи з ВДЕ... 323
5.3 Апаратно-програмний комплекс інформаційного забезпечення і моніторингу стану microgrid 326
5.3.1 Загальні вимоги та умови оцінювання технічного стану обладнання фотоелектричних станцій..... 326
5.3.2 Кластеризація як засіб визначення фотоелектричних станцій з аномаліями в їх роботі 327
5.3.3 Використання програмно-апаратного комплексу діагностування технічного стану обладнання фотоелектричних станцій 339
5.4 Інтелектуалізація систем керування режимами електричних мереж..... 342
5.4.1 Загальні умови інтелектуалізації електричних мереж енергосистем 342
5.4.2 Оптимізація режимів ВДЕ з метою мінімізації відхилень від заданого централізовано графіка сукупного генерування ВДЕ..... 344
5.4.3 Використання інтелектуальної системи керування режимом ЛЕС в складі електроенергетичної системи 351
5.4.4 Локальна електроенергетична система, яка сформована з microgrid 354
5.4.5 Підвищення ефективності електричних мереж шляхом їх інтелектуалізації..... 357
Висновки до розділу 5 365
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ ДО РОЗДІЛУ 5 367
ВИСНОВКИ..... 376
ДОДАТОК А Оцінювання економічної ефективності локальної електроенергетичної системи 383

СКОРОЧЕННЯ ТА УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

АЕС – атомна електрична станція;

АС – активних споживачів;

АСКОЕ – автоматизована система комерційного обліку електроенергії;

АСК ТП – автоматизована система керування технологічними процесами;

АСПГ – автоматична система прогнозування генерування;

БГУ – біогазова установка;

ВДЕ – відновлювані джерела електроенергії;

ВЕС – вітрова електрична станція;

ВрЕС – віртуальна електростанція;

ГЕС – гідроелектростанція;

ЕЕС – електроенергетична система;

ЕМ – електрична мережа;

ЛЕП – лінія електропередачі;

ЛЕС – локальна електроенергетична система;

МГЕС – мала гідроелектростанція;

ОЕС – Об’єднана енергетична система;

ПК – програмний комплекс;

РГ – розосереджене генерування;

РДЕ – розосереджені джерела енергії;

РЕМ – розподільні електричні мережі;

РП – розподільний пристрій;

СЗЕ – система зберігання енергії;

ТЕС – теплова електрична станція;

ТП – трансформаторна підстанція;

ФЕС – фотоелектрична станція;

ADMS – системи керування розподілом електроенергії;

CFMS – керування мережами в аварійному режимі;

CRM – управління взаємовідносинами з клієнтами;

SCADA – система диспетчерського керування та збору даних;

WAMS – Wide Area Measuring System.

ВСТУП

В Україні структура потужностей генерації електроенергії, передачі та розподілу у теперішній час зазнає істотних змін, які пов’язані як з розвитком нових технологій, зокрема, наростаючих темпів та масштабів розвитку комп'ютерних і інформаційних технологій, так і розв’язанням росією повномасштабної війни проти України. Російська агресія проти України принесла небачену за масштабами соціальну та гуманітарну катастрофу, яка безумовно позначилась на економіці держави. Так, внаслідок масованих атак суттєво зруйнована як критична електроенергетична інфраструктура, так і критична інфраструктура споживачів електричної енергії, що доведеться враховувати у повоєнній розбудові національної електроенергетики.

Характерною особливістю реалізації енергетичного переходу як цифрової трансформації, який природним шляхом розпочався ще в довоєнний час, є значне зростання частки розосереджених, у першу чергу, відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в загальному балансі Об’єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, застосування систем зберігання електроенергії (СЗЕ), електромобілів. Це обумовлює необхідність відповідної перебудови мережевої інфраструктури на основі реалізації положень концепції Smart Grid на фоні загальної тенденції до підвищення рівня автоматизації процесів, зокрема, сучасних технологій «розумних мереж» (в національному трактуванні Smart Grid) та забезпечення гарантованого і стабільного електропостачання об'єктів критичної інфраструктури.

Стратегічною метою сучасного розвитку електроенергетичного комплексу є створення інтелектуальних електроенергетичних систем та мереж як нової бази для управлінських і технологічних інновацій, що забезпечують перехід до нового рівня розвитку електроенергетики – реалізації положень енергетичного переходу на основі «концепції 3D»: Decarbonization, Decentralization, Digitalization.

Decarbonization («декарбонізація») – перехід до екологічно чистої «безвуглецевої» економіки та енергетики, що виявляється у зростанні частки ВДЕ в енергетичному балансі, збільшенні частки електричного транспорту та відмови від викопних палив. Decentralization («децентралізація») – перехід до територіально розосередженої електроенергетики з великою кількістю різнорівневих генераторів і споживачів, що виражається в зростанні частки, приєднаної до електромереж середньої та низької напруги, щодо малопотужної та різноманітної за своїм характером генерації; появі активних споживачів

(просюмерів) – нового типу суб'єктів електроенергетики, які є одночасно і виробниками та споживачами електроенергії, мають можливість гнучко змінювати профіль свого споживання з мережі. Digitalization («цифровізація») – перехід до повсюдного застосування в електроенергетиці цифрових керованих пристроїв, підключених до інформаційних мереж Інтернету, на всіх рівнях енергосистеми від пристроїв генераторів та електричних мереж до кінцевих пристроїв, у тому числі побутових, споживачів електроенергії, що забезпечує можливість реалізації інтелекту керування енергосистемами, заснованого на міжмашинній взаємодії (Machine to Machine, M2M) та інтернет речей (Internet of Things, IoT).

Згідно Плану дій ЄС «Цифровізація енергетичної системи» [COM(2022) 552], прийнятого Єврокомісією 18 жовтня 2022 р., цифровізація дає змогу суттєво покращити доступність, сталість та стійкість енергетичної системи. Цифровізація стає центральним елементом для сучасного розвитку енергетики, зокрема, за напрямками управління енергією, оптимізації енергетичного балансу, побудови цифрових інтелектуальних мереж. Цифрова мережа є єдиним цифровим середовищем технологічних даних, що забезпечує функції керування технологічним процесом розподілу електроенергії, включаючи вироблення оптимальних управлінських рішень на основі актуальних достовірних даних про стан обладнання.

Реалізація цифрових технологій передбачає перехід до нової функціональної архітектури електроенергетичних систем в ЄС та, відповідно, ОЕС України, розвиток «розумних мереж» (Smart Grid), технологій зберігання енергії, а також появу нових форм взаємодії учасників ринку електричної енергії, зокрема, віртуальних електростанцій (ВрЕС), локальних електроенергетичних співтовариств (ЛЕС), активних споживачів (АС), балансуючих груп та агрегаторів задля підвищення ефективності процесів керування енергетичними системами та ринками електричної енергії.

Передумовою широкого запровадження цих процесів стало формування відповідних умов, стимулів, мотивацій, попиту та потреб побудови і експлуатації «розумних мереж», розвиток сучасних ринкових відносин в енергетичній галузі, зокрема, за рахунок збільшення частки ВДЕ в загальному балансі ОЕС України, впровадження пілотних проєктів із застосуванням сучасних технологій цифровізації моніторингу та керування електричними системами і мережами, оптимізації попиту та пропозиції, розвитку нормативно-технічного забезпечення функціонування систем передачі та розподілу електроенергії на основі цифрових технологій, впровадження відповідних європейських та міжнародних стандартів

в Україні, розвиток навчальних програм для студентів і підвищення кваліфікації фахівців в сфері «розумних» мереж та ринків електричної енергії.

Наукові напрацювання за останні роки дозволили вирішити низку важливих задач адаптації політики Європейського Співтовариства (ЄС) у сфері цифровізації та цифрової трансформації в Україні, зокрема, визначення цілей цифрової трансформації в галузі електроенергетики, як вищого рівня розвитку концепції Smart Grid (Smart Grid 3.0), аналізу впливу цифровізації на процеси розвитку електричних мереж, підприємств галузі, ринок електричної енергії. Визначено пріоритетні напрямки нормативного забезпечення у сфері «розумних мереж» як складової цифрової трансформації енергетики України, вперше розроблено структуру, обґрунтовано та визначено об'єкти встановлення обладнання для пілотних проєктів системи моніторингу режимів ОЕС України, автоматизованих систем керування технологічними процесами на підстанціях 110-750 кВ, забезпечено організацію впровадження систем Wide Area Measuring System (WAMS), виконано науково-організаційний супровід впровадження пілотних проєктів «розумного обліку» в операторах систем розподілу із застосуванням систем збору даних про параметри споживання електроенергії, у тому числі параметрів якості і надійності електропостачання.

Звіт за 2021–2025 роки складається з окремих п'яти частин, які відповідають (скорочено) щорічним звітам, а саме:

1. Метод, спосіб і засоби оцінювання фактичного генерування фотоелектричних станцій з врахуванням їх деградації.

2. Адаптування критеріального методу теорії подібності для аналізу і компенсації нестабільності генерування відновлюваних джерел енергії.

3. Принцип найменшої дії як механізм самооптимізації і самоорганізації в технології SMART Grid для автоматизації локальних електроенергетичних систем.

4. Автоматизація та інтелектуалізація електричних мереж з відновлюваними джерелами та активними споживачами.

5. Адаптація системи балансування режимів електроенергетичної системи з відновлювальними джерелами енергії до автоматизованої системи керування східно-європейської електроенергетичної системи.

1 МЕТОД, СПОСІБ І ЗАСОБИ ОЦІНЮВАННЯ ФАКТИЧНОГО ГЕНЕРУВАННЯ ФОТОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ З ВРАХУВАННЯМ ЇХ ДЕГРАДАЦІЇ

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) в розподільних електричних мережах вже є невід'ємним елементом електроенергетичних систем (ЕЕС), який задіяний для керування її режимами. Очевидно, що ВДЕ мають оптимально інтегруватися в електричні мережі, нарощуючи потужність генерування та покращуючи техніко-економічні показники електричних мереж, що можливо досягти за рахунок підвищення енергоефективності ВДЕ. В Україні понад 50% електромереж потребують капремонту, реконструкції та повної заміни через їх значну зношеність та недофінансування робіт з оновлення. Зношеність окремого обладнання енергетичної інфраструктури деяких операторів систем розподілу (ОСР) досягає 70%. За умов зростання кількості та потужності ВДЕ, приєднаних до зношених розподільних мереж, призводить до зростання пошкоджуваності обладнання цих мереж, що, в свою чергу, призводить також до зменшення енергоефективності ВДЕ. В звітах про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) за останні роки зазначено, що технічний стан інфраструктури галузі наближається до критичного через високий ступінь зношеності обладнання, застарілість технологій, відсутність достатнього рівня інвестицій. На більшості електричних станцій технічний ресурс обладнання вже вичерпано і воно експлуатується понад парковий термін експлуатації. Так, наприклад, із 75 енергоблоків генеруючих компаній теплових електростанцій 68 енергоблоків (16962 МВт або 78,7 %) експлуатується понад парковий термін експлуатації, 2 енергоблоки (600 МВт або 2,8 %) експлуатується понад граничний термін експлуатації і 5 енергоблоків (4000 МВт або 18,6 %) експлуатується понад проектний термін експлуатації. При цьому у 2018 році було виведено із експлуатації 8 енергоблоків. Також в звіті за 2019 р. наголошено, що порівняно з країнами ЄС показники SAIDI і SAIFI в Україні є значно вищими, що зумовлено високим рівнем зносу електричних мереж в Україні. Тому актуальною є задача підвищення енергоефективності ВДЕ для, по-перше, заміни генеруючих потужностей, що використовують органічні види палива, на станції, що використовують відновлювальні види енергії, а по-друге, сприяння забезпечення надійного електропостачання споживачів.

Збільшення потужностей ВДЕ, зокрема фотоелектричних і вітрових електростанцій (ФЕС і ВЕС), малих гідроелектростанції (МГЕС) впливає на

процес балансування режимів ЕЕС, що, в свою чергу, через їх нестабільність генерування створює суттєві проблеми. Залежність від метеорологічних умов ФЕС, ВЕС та МГЕС потребує значного резервування потужностей, наразі це можливо лише завдяки ТЕС і ГЕС. Балансування Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України забезпечується за рахунок ГЕС/ГАЕС та ТЕС. При потужності ВДЕ більше 3000 МВт, подальше балансування без розвантаження атомних електричних станцій (АЕС) неможливе, по-іншому приходиться обмежувати потужність ВДЕ, що практикується зараз. Тому актуальною є задача підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії в ЕЕС, а особливо це стосується ВЕС і ФЕС, які мають нерівномірний графік генерування.

На сьогодні енергосистема найбільше потребує швидкодіючих резервів первинного та автоматичного вторинного регулювання, зокрема – високоманевреного генерування з швидким стартом/зупинкою і широким діапазоном регулювання потужності. Так, за даними НЕК «Укренерго», потреба в додатковій маневреній потужності оцінюється в 500 МВт уже в поточному році і до 2,5 ГВт – протягом наступних п'яти років. Цей обсяг може бути отриманий або шляхом розширення діапазону регулювання існуючих енергоблоків, або введенням в експлуатацію нового високоманевреного генерування.

ВДЕ як і всі електростанції планують погодинний графік вироблення електроенергії на наступну добу, який передається Гарантованому покупцеві для балансування потужності та електроенергії в ОЕС України. ВДЕ, щоб не отримувати штрафних санкцій, мають прогнозувати погодинний графік генерування на наступну добу з допустимою точністю. На похибку в прогнозуванні, в першу чергу, впливає неточність прогнозу погодних умов на наступну доба, а також технічний стан ВДЕ. Для ФЕС технічна готовність щодо виконання заявленого графіка генерування визначається технічним станом фотоелектричних модулів (ФЕМ). Це вимагає дослідження впливу на вироблення електроенергії ФЕМ окремих їх дефектів, як заводських, так і експлуатаційних.

1.1 Загальні умови функціонування ВДЕ в електричних мережах енергосистеми

1.1.1 Особливості функціонування ВДЕ в сучасних умовах

За даними Міжнародного агентства з відновлюваної енергетики (IRENA – міжурядової організації, яка підтримує країни в їх переході до сталого енергетичного майбутнього і досліджує всі типи відновлюваних джерел енергії, включаючи біоенергетику, геотермальну, гідравлічну, океанічну, сонячну та вітрову енергію, для досягнення сталого розвитку, доступу до електроенергії,

енергетичної безпеки та використання безвуглецевих технологій генерування електроенергії) зазначено швидкі темпи нарощування встановленої потужності відновлюваних джерел енергії [1], в тому числі і ВДЕ з нерівномірним графіком генерування. В нормативному документі СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 «Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище» під електростанцією негарантованої потужності розуміють електростанцію, яка використовує нестабільний природний енергоресурс, в результаті чого вона має обмежену можливість або зовсім не має можливості регулювати свою потужність у відповідності із заданим добовим графіком [2], тобто має природно нерівномірний графік генерування.

У вимогах до вітрових (ВЕС) та фотоелектричних станцій (ФЕС) при їхній роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою (ОЕС) України зазначено, що ВЕС та ФЕС прийнято вважати електростанціями з природно нерівномірним графіком генерування електроенергії за певних погодних умов, тобто існує можливість припинення видавання ними активної потужності в мережу для ВЕС при швидкості вітру менше 3-5 м/с, а для ФЕС при сонячній радіації менше 200 Вт/м^2 [3].

В статті [4] автор згадує про нерівномірність графіку генерування ВЕС і ФЕС, що зумовлена природними умовами, а також наголошує на ролі ВДЕ в балансі електроенергії ЕЕС. Зокрема, в статті [4] зазначено, що з метою декарбонізації, тобто зменшення викидів усіх видів парникових газів від спалювання викопного палива, в першу чергу вугілля, при виробництві теплової та електричної енергії, що становлять близько 40 % загального обсягу світових викидів просувалась ідея тотального домінування відновлюваних джерел електроенергії над традиційною енергетикою. Але на думку автора це призводить до руйнування надійних енергетичних систем. Також, поняття ВДЕ з нерівномірним графіком генерування, як джерела живлення, використовується в зарубіжній науковій статті [5], в якій автор наголошує, що розвиток (ВДЕ) значно впливає на традиційне генерування, особливо на забезпечення надійності та статичної стійкості системи. Причину в цьому вбачає в живленні від генераторів перервної потужності, що вимагає постійно ввімкненої резервної потужності в мережу, яка не перевищує 20 %. Аналіз літературних джерел дозволив сформувати основні особливості функціонування електричних мереж в сучасних умовах, що впливають на енергоефективність ВДЕ в Україні (рис. 1.1.) [6–10].

Оскільки ВДЕ інтегровані в переважній більшості в розподільні електричні мережі (РЕМ), хоча їх експлуатація має вплив на ОЕС в цілому, то розглянуто особливості функціонування РЕМ в сучасних умовах, які впливають на енергоефективність ВДЕ в балансі електроенергії в ЕЕС.

Якісне функціонування РЕМ підвищить ефективність використання ВДЕ та інтерес власників ВДЕ до нарощування їх встановленої потужності, тому це питання потребує більш детального дослідження [11]. Зокрема в [9] зазначено, що швидке збільшення встановленої потужності ВДЕ обумовлює проблеми розподіленого енергопостачання та розвитку електромереж. Врахування типу джерела живлення, рівня напруги, графіку споживання дасть змогу досягти максимальних результатів при коригування енергетичної стратегії та розвитку енергетики конкретного регіону чи міста.

Робочий стан електромереж є важливою умовою для реалізації ефективного використання ВДЕ, що зумовлює інтерес до адаптації розподільної мережі до нових просьюмерів, тому більш ретельно почали контролюватись показники надійності, коефіцієнт навантаження, струм короткого замикання, якість електроенергії [12].

Наразі 50 % обладнання електричних мереж потрібно оновити чи відремонтувати, а у окремих операторів системи розподілу зношеність обладнання електричних мереж сягає 70 % [13]. В статті [8] проаналізовані основні характеристики функціонування РЕМ України, які негативно впливають на розвиток ВДЕ, зокрема на залучення іноземних інвестицій (див. рис. 1.2).

Екологічні проблеми пов’язані з видобуванням викопного палива, зменшення запасів викопних енергоносіїв, перевантаження електричних мереж низької напруги та погіршення показників їх якості функціонування є мотивацією інтегрування джерел (малих генерувальних потужностей) розподіленого генерування (ДРГ) та перетворення існуючої електроенергетичної системи в реструктуризовану. Тобто, йдеться про створення локальних електричних систем і мікроелектромереж, які б сприяли підвищенню енергоефективності ВДЕ під час їх експлуатації [9].

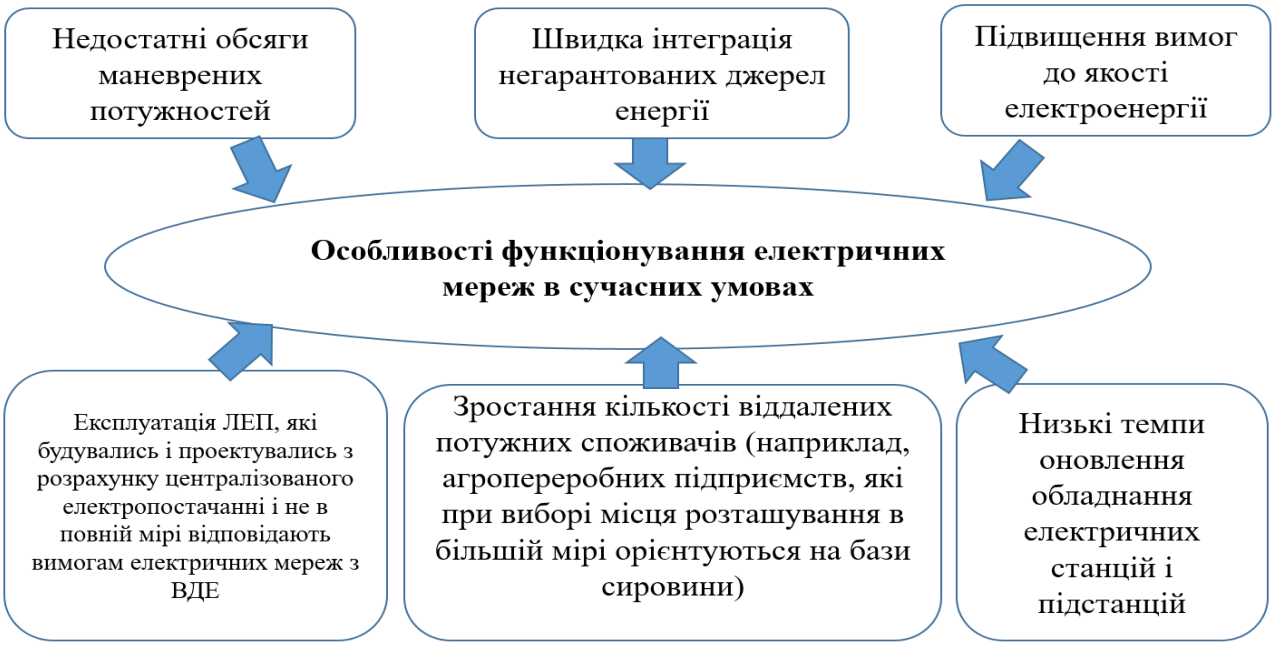


Рисунок 1.1 – Особливості функціонування електричних мереж з ВДЕ в сучасних умовах



Рисунок 1.2 – Негативні характерні ознаки розподільних електричних мереж України що зменшують енергоефективність ВДЕ

Оптимізація режимів роботи таких мереж, які виникають внаслідок швидкого інтегрування ВДЕ, є викликом для операторів електричних мереж (ОМ). Наразі гостро стоїть проблема якості електроенергії. Якість електроенергії є дуже важливою характеристикою систем з ВДЕ. Сьогодні споживачі є більш чутливими до збурень в мережі. Хаотичне інтегрування ВДЕ та нелінійність навантаження більшості потужних споживачів є поширеним явищем в РЕМ, що негативно впливають на енергоефективність ВДЕ з природно нерівномірним графіком генерування електроенергії [14].

На особливості якості функціонування електричних мереж з ВДЕ в сучасних умовах впливає також тип ВДЕ та його режими роботи [9]. Тому для формування стратегії підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії ЕЕС потрібно дослідити тенденції зміни встановленої потужності ВДЕ та обсягів генерування електроенергії ними [15].

1.1.2 Тенденції до зміни встановленої потужності та обсягів генерування електроенергії ВДЕ в умовах реалізації стратегії декарбонізації

З часів індустріальної революції більшість країн світу все ще залежні від викопних видів палива. Ця залежність спричиняє серйозні наслідки для клімату, а також для здоров'я людини. Три чверті глобальних викидів парникових газів є результатом спалення викопного палива для генерування електроенергії. Також, використання викопного палива призводить до забруднення повітря і щороку призводить до щонайменше 5 мільйонів передчасних смертей [16]. Зокрема в [16] зазначено, щоб зменшити викиди CO_2 та забруднення повітря, світ повинен швидко перейти до низьковуглецевих джерел енергії – ядерних та відновлюваних технологій. Найпопулярнішими ВДЕ є: сонячна енергія, енергія вітру, гідроенергія, енергія припливів, геотермальна енергія, енергія біомаси.

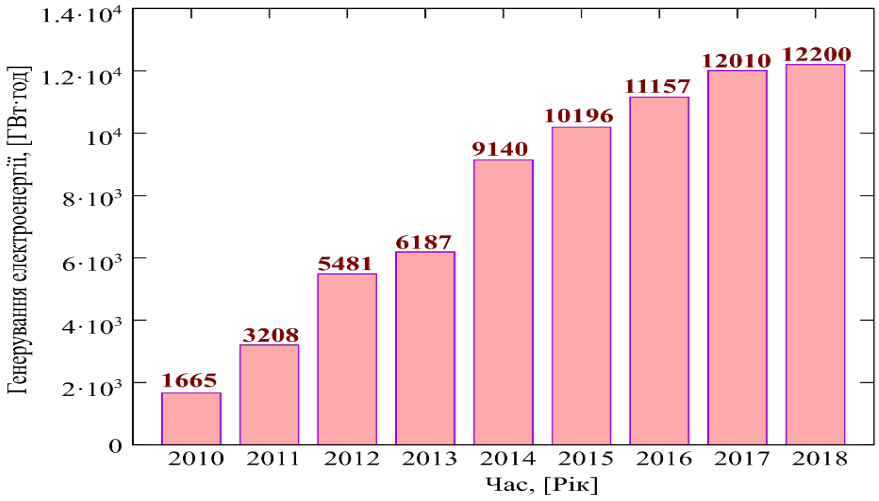
Стати першим у світі кліматично нейтральним континентом до 2050 року є метою Європейської енергетичної стратегії зеленого курсу, найамбітнішого пакету заходів, який повинен дозволити європейським громадянам та бізнесу отримати вигідні умови для реалізації стратегії сталого розвитку. Використання відновлюваної енергії має багато потенційних переваг, включаючи зменшення викидів парникових газів, диверсифікацію енергопостачання та зменшення залежності від вартості викопного палива (зокрема, нафти та газу).

Швидкі темпи будівництва нових об'єктів ВДЕ може також стимулювати зайнятість населення в Європейському Союзі (ЄС) шляхом створення робочих місць у нових «зелених» технологіях.

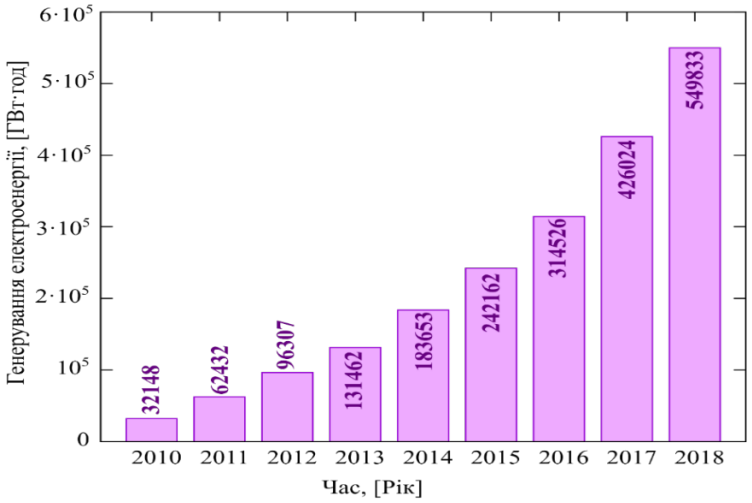
Останні статистичні дані щодо частки енергії з відновлюваних джерел загалом та у трьох секторах споживання (електроспоживання, опалення та

охолодження, транспорт) у ЄС подано в [17]. За даними NREL (National Renewable Energy Laboratory) за одну годину на Землю надходить більше енергії сонця, ніж використовується населенням Землі за один рік. Сьогодні використовується енергія сонця по-різному – для обігріву будинків і підприємств, для нагрівання води або генерування електроенергії [18]. За оцінками Міжнародного енергетичного агентства попит на ВДЕ зростає, незважаючи на негативний вплив ситуації, викликаної COVID-19 [19].

За даними IRENA з кожним роком зростає світове генерування електроенергії ВДЕ. Одними з найпопулярніших видів ВДЕ є сонячна та вітрова енергія, про що свідчить світова тенденція збільшення генерування електроенергії ФЕС і ВЕС (рис. 1.3) [1].



а)



б)

Рисунок 1.3 – Тенденція збільшення генерування електроенергії за даними IRENA в світі: а) сонячні термальні станції; б) ФЕС

В Україні, як і в світі спостерігається десятирічна тенденція стрімкого зростання потужностей відновлюваної енергетики (рис. 1.4) [20].

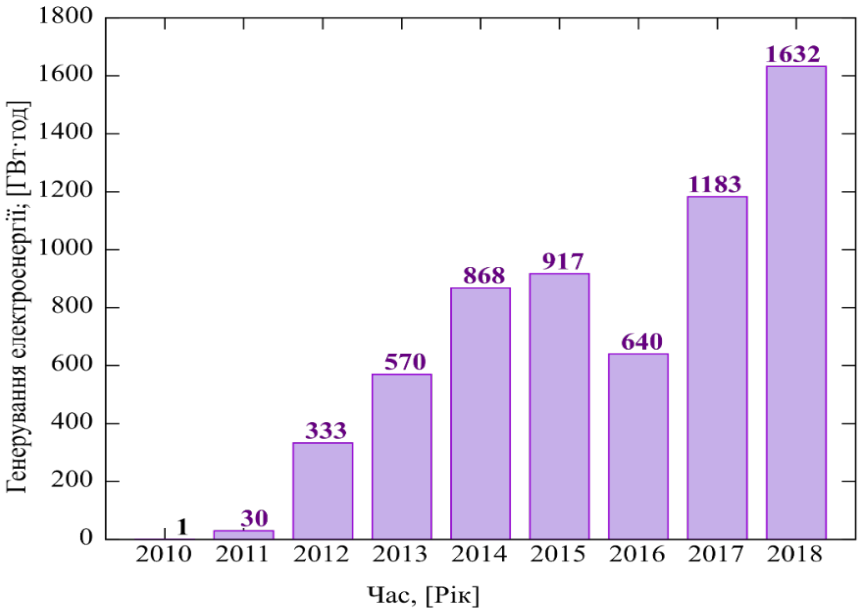


Рисунок 1.4 – Тенденція збільшення генерування електроенергії ФЕС в Україні за даними IRENA

Щорічне світове збільшення на 7,9 % встановленої потужності було забезпечено введенням в експлуатацію ФЕС та ВЕС, частка яких склала 84 % від усіх типів ВДЕ. Загальна потужність виробництва енергії з ВДЕ в світі досягла 2551 ГВт на кінець 2018 року. Спостерігається стабільна тенденція до стрімкого зростання темпів приросту приєднання до електричних мереж ОЕС України об’єктів відновлюваної енергетики. Загальна встановлена потужність об’єктів електроенергетики, що виробляють електричну енергію з альтернативних джерел енергії та яким встановлено «зелений» тариф, в порівнянні з 2017 роком збільшилась на 742,5 МВт (з яких ВЕС – 67,7 МВт, СЕС – 646,4 МВт, біомаса/біогаз – 24,4 МВт, мікро-, міні- та малі гідроелектростанції – 4 МВт) та становить 2117,2 МВт.

Загальна встановлена потужність генеруючих установок приватних домогосподарств зросла у 3 рази: з 51 МВт станом на кінець 2017 року до 157 МВт наприкінці 2018 року. Встановлена потужність ВДЕ в Україні за даними НЕК «Укренерго» представлена на рис. 1.5. Тенденція збільшення встановленої потужності ВДЕ в Україні, які реалізовують генеровану потужність за «зеленим» тарифом за даними Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП), показана на рис. 1.6.

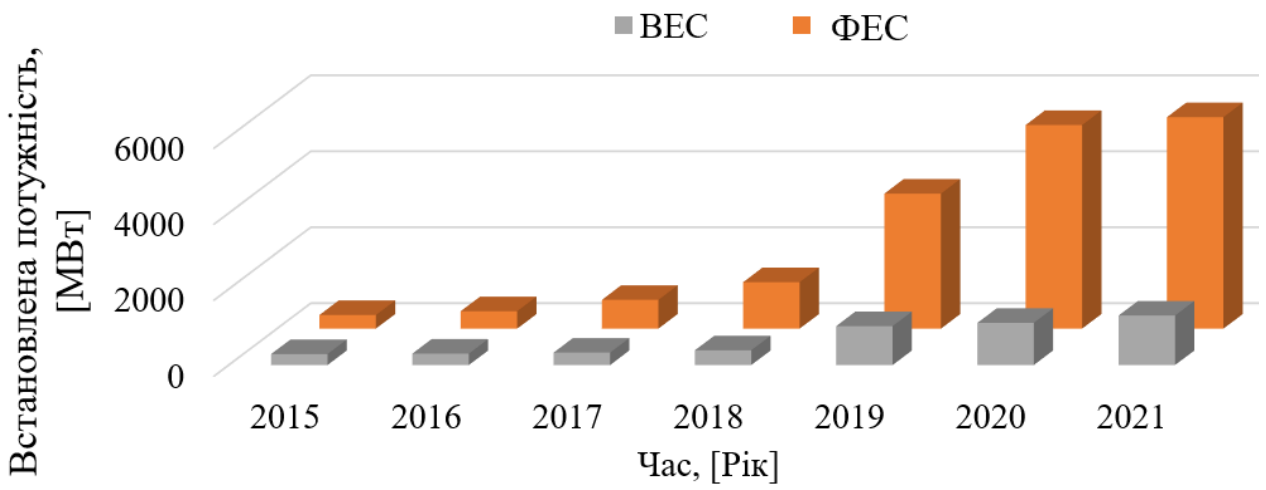
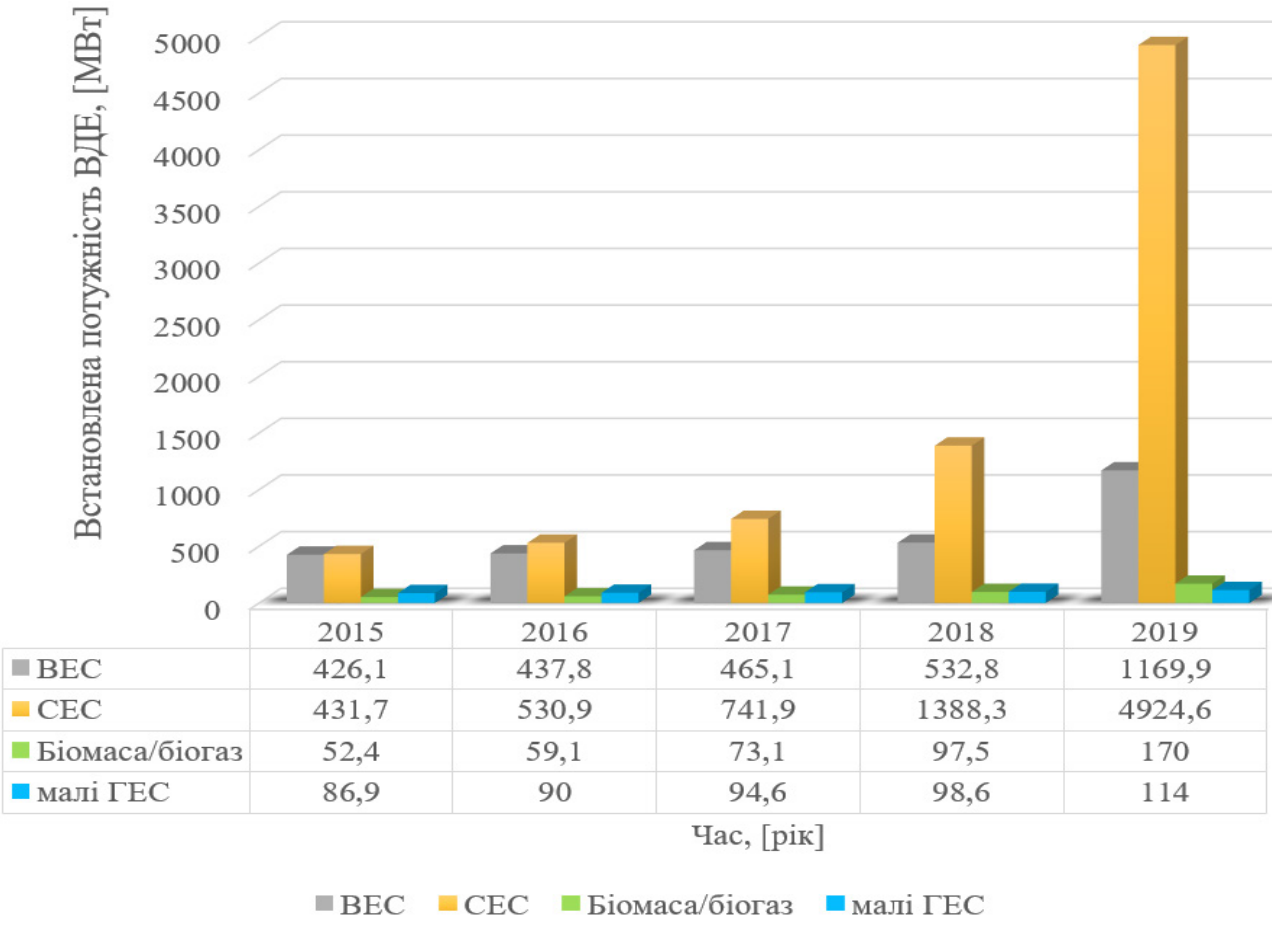


Рисунок 1.5 – Встановлена потужність ВДЕ в Україні за даними НЕК «Укренерго»



	2015	2016	2017	2018	2019
ВЕС	426,1	437,8	465,1	532,8	1169,9
СЕС	431,7	530,9	741,9	1388,3	4924,6
Біомаса/біогаз	52,4	59,1	73,1	97,5	170
малі ГЕС	86,9	90	94,6	98,6	114

Рисунок 1.6 – Тенденція збільшення встановленої потужності ВДЕ в Україні, які реалізовують генеровану потужність за «зеленим» тарифом за даними НКРЕКП

План реалізації стратегії збільшення використання ВДЕ вимагає врахування нових підходів до системи контролю параметрів ВДЕ. За даними НЕК «Укренерго» у 2020 році структура встановленої потужності в енергетичному секторі України змінилася порівняно з 2019 роком таким чином: зросла частка електричних станцій з нерівномірним графіком генерування, тобто ВЕС і ФЕС і склала разом 6473,8 МВт (що на 1893,4 МВт більше ніж у 2019 році). У 2020 році також зросла частина ВЕС та ФЕС у структурі генерування електроенергії майже вдвічі – до 6,8% (3,3% у 2019 р.).

ГЕС, ГАЕС та ТЕС відіграють ключову роль у покритті пікового навантаження та компенсації нерівномірності генерування ВЕС і ФЕС, що зменшує їх енергоефективність [21]. Оскільки малі гідроелектростанції потребують значних інвестицій та особливих природних умов, то ВЕС та ФЕС доступні для більшості [20]. Про системи та концепції керування в електромережах з малими ГЕС та ФЕС проведено багато досліджень, які представлені в роботах [22-27]. Але для електромереж України також актуальні дослідження щодо ВЕС [28].

З рис. 1.6 видно, що найбільша частина ВДЕ є ФЕС і ВЕС, які належать до джерел енергії з нерівномірним графіком генерування, оскільки суттєво залежать від погодних умов. Енергетична система України – одна з найменш гнучких у світі. У ній критично не вистачає маневрових потужностей для компенсації нерівномірності графіків генерування ВЕС і ФЕС. У разі прийняття Україною нових зобов'язань згідно з вимогами Паризької угоди запланованих 20 % ВДЕ у 2035 році стане недостатньо [29]. Використання ГЕС частково допоможе вирішити дану проблему. В найближчі роки вся енергетична база планети зміниться [30, 31]. Екологічні проблеми, які необхідно терміново вирішити для зменшення викидів CO_2, стали потужним поштовхом для розвитку ВДЕ. До 60 % електроенергії до 2030 року буде вироблятися за рахунок ВДЕ в європейських електромережах. Енергетична стратегія країни до 2035 року передбачає, що ВДЕ становитимуть 25 % в енергетичному балансі. Також, прогнозується, що інвестиції у ВДЕ в Європі до 2035 р. будуть більшими ніж інвестиції в ТЕС і АЕС, більше ніж у три рази [32].

В сучасних умовах задача підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в балансі потужності та електроенергії ЕЕС є актуальною і її вирішення забезпечить сталий розвиток ВДЕ та виконання зобов'язань щодо курсу декарбонізації. В Україні спостерігаються проблеми балансування в електроенергетичних системах. Цей дисбаланс потужності спричинений збільшенням потужності ВЕС і ФЕС та недостатнім обсягом

маневреної потужності для балансування. Нажаль, ці процеси – розбудова ВДЕ і збільшення маневреної потужності в ЕЕС, не розвивалися паралельно. Така ситуація в електричних мережах на тлі тенденцій щорічного збільшення встановленої потужності та генерування електроенергії ВДЕ ставить нові виклики та задачі.

1.2 Балансування потужності та електроенергії в електроенергетичній системі з відновлюваними джерелами енергії

1.2.1 Забезпечення балансової надійності ЕЕС з ВДЕ та проблеми, що пов'язані з їх реалізацією

1.2.1.1 Основні технологій забезпечення балансу електроенергії в ЕЕС з ВДЕ

Наразі існує потреба розвитку нових генеруючих потужностей із необхідними для енергосистеми динамічними характеристиками, зокрема – високоманеврового генерування. Це дозволить забезпечити балансову надійність ЕЕС з ВДЕ в умовах стрімкого розвитку відновлюваної енергетики з нерівномірним графіком відпуску електроенергії, а також створить умови для ефективного і продуктивного використання ВДЕ [33]. Надто тоді, коли в ЕЕС, згідно балансуючому ринку, вимагається планувати погодинний графік генерування ВДЕ на наступний день.

Основні технології забезпечення балансової надійності ЕЕС в умовах інтеграції ВДЕ з природно нерівномірним графіком генерування станом на 2021 рік показані на рис. 1.7.

Сучасні програми прогнозування, хоча і дозволяють передбачити очікувану генерацію та споживання на добу вперед і навіть на годину, проте не забезпечують повний контроль над цим процесом. В умовах дії балансуючого ринку забезпечується процес балансування, що складається з трьох основних етапів: оператор системи передачі визначає потреби в балансуючих резервах; оператор системи передачі закуповує необхідні балансуючі потужності; оператор системи передачі закуповує необхідну балансуючу енергію. Проблема забезпечення балансуючого резерву постає особливо гостро. Є ризик, що інвестори не встигнуть зреагувати на зростання попиту на нову потужність і в стислі терміни забезпечити уведення необхідного обсягу балансуючих резервів, особливо на початковому етапі функціонування оптового ринку з уведеними обмеженнями [33].

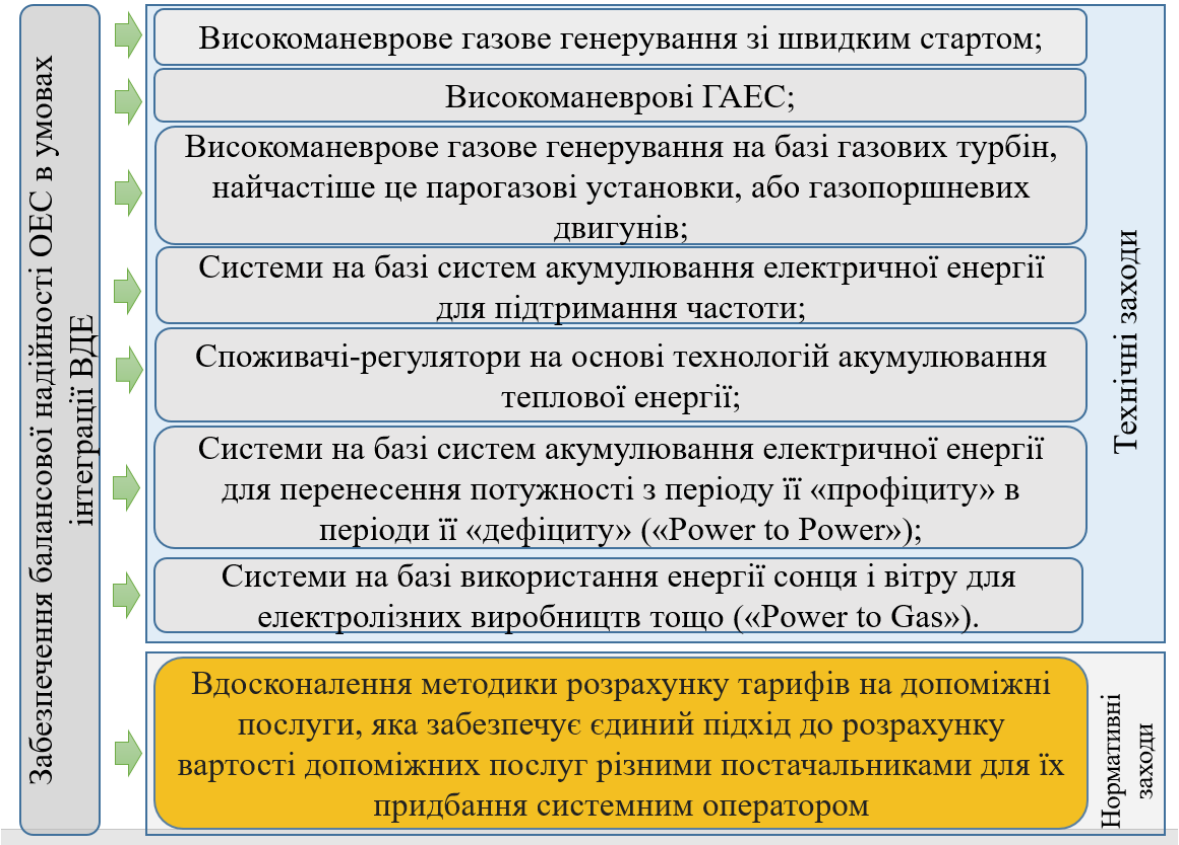


Рисунок 1.7 – Технології підвищення енергоефективності ВДЕ в балансі електроенергії енергетичних систем

Тобто при використання ВДЕ потрібно мати балансуючий резерв системи, який забезпечується не лише ГЕС і ГАЕС, а також і ТЕС. Зараз в умовах дефіциту маневрених потужностей, зменшення навантаження енергосистеми покривається за рахунок вугільних ТЕС. Внаслідок роботи в непередбачених проєктом умовах, а саме їх непроєктні пуски і зупинки пришвидшують зменшення ресурсного терміну експлуатації, підвищується аварійність блоків і супроводжується понаднормативним споживанням палива [34, 35]. Все це призведе також до додаткових затрат на ремонт та обслуговування. Тільки на пуск одного енергоблоку потужністю 300 МВт витрачається 70 т мазуту, а середні перевитрати палива на 1 кВт·год, згенерованої таким чином електроенергії, складають від 10 до 30 %. Очевидно, що це призводить до надлишкового забруднення навколишнього середовища.

Згідно звіту НКРЕП за 2018 рік більшість блоків ТЕС потребують заміни або реконструкції, оскільки відпрацювали свій нормативний ресурс або наближаються до нього. Так, наприклад, із 75 енергоблоків генеруючих компаній теплових електростанцій 68 енергоблоків (16962 МВт або 78,7 %) експлуатується понад

парковий термін експлуатації, 2 енергоблоки (600 МВт або 2,8 %) експлуатується понад граничний термін експлуатації і 5 енергоблоків (4000 МВт або 18,6 %) експлуатується понад проєктний термін експлуатації [20]. Очевидно, що такий стан теплових електростанцій, які в основному створюють системний резерв щодо компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ, не дозволяє надіятися на те, що ТЕС можуть бути надійним резервом ВДЕ досить тривалий час. Необхідно шукати інші способи резервування ВДЕ під час роботи в складі ЕЕС [27].

Наприклад, одним з відомих, але досі не реалізованих напрямків помітного зменшення витрат енергосистеми на виробництво електроенергії є вирішення задачі узгодження нерівномірності графіків електричного навантаження енергосистеми з графіками генерування ВДЕ. У поєднанні з існуючими в ЕЕС маневреними потужностями це може забезпечити нормальний режим роботи ВДЕ на першому етапі, поки не будуть введені інші способи резервування, які вимагають суттєвих капіталовкладень. Це можуть бути накопичувачі електроенергії хімічного типу, водневі технології, біогазові установки, тощо [36].

Регулювання потужності для забезпечення стабільної роботи ЕЕС вимагає врахування особливих умов режимів роботи електричних станцій. Основна властивість електроенергії це одночасність споживання і генерування, а для збереження балансу, споживання і генерування мають бути рівними. Тому, з врахуванням графіків споживання відповідно формуються режими роботи електричних станцій та їх графіки генерування. Технологічні властивості всіх електричних станцій різні, наприклад АЕС з блоками ВВЕР технологічно не придатні для поточного регулювання потужності [37], тому вони постійно працюють з номінальною потужністю і покривають базис графіка навантаження. Відповідно до цього гостро постає проблема компенсації небалансу потужності між генеруванням і споживанням усіма наявними для цього засобами. В першу чергу використовуються такі накопичувачі електроенергії як Дністровська, Ташликська ГАЕС.

Наразі ВДЕ (особливо ФЕС і ВЕС) є повноправними учасниками надання послуг по виробництву електроенергії, але їхня залежність від метеопараметрів та зміни потужності від нуля до номінальної ускладнює роботу системи в цілому. Неконтрольоване встановлення та генерування ВДЕ, відсутність будь-яких обмежень з боку ЕЕС, тобто вся вироблена електроенергія видавалась в електричні мережі без всяких обмежень [37, 38], наряду з позитивом викликало нові проблеми балансування режимів ЕЕС. Тому перед великими компаніями, які надають послуги по встановленню і обслуговуванню ВДЕ, та власниками потужних ВДЕ стоїть задача створення систем накопичення енергії (СНЕ). Це новий вид послуг, який допоможе врегулювати питання балансування

потужності в ЕЕС і забезпечить енергоефективність ВДЕ. Ринок давно потребує послуг, що можуть надавати накопичувачі на балансуючому ринку та ринку допоміжних послуг. Необхідно створити законодавче та регуляторне поле, яке дозволить ідентифікувати учасника ринку – оператора системи накопичення енергії, вирішити питання приєднання електроустановок СНЕ до електричних мереж операторів систем та основних споживачів, а також визначити технічні вимоги до таких установок в частині надання відповідних послуг. Впровадження системи накопичення енергії стратегічно важливе завдання, яке необхідно вирішити для підвищення гнучкості об'єднаної електроенергетичної системи України, що в подальшому дасть можливість збільшити обсяги генерації чистої електроенергії з відновлюваних джерел енергії [39].

Також, одним із перспективних напрямків розвитку є використання біогазових технологій, що особливо актуально в умовах стрімкого розвитку аграрного комплексу України [40-44]. Потужні агропромислові комплекси, займають значні території, їх будують ближче до сировини, тому електропостачання здійснюється від мереж 10-0,4 кВ, в окремих випадках 110 кВ. З метою забезпечення якісного тепло- та електропостачання підприємства АПК все частіше використовують ВДЕ, які є не тільки різних різновидів (СЕС, ВЕС, малі ГЕС, біогазові установки), а й мають широкий діапазон потужностей генераторів.

Використання альтернативних джерел енергії, забезпечить не лише енергетичну незалежність підприємств АПК, а стане додатковим джерелом доходу, що регламентується Законом України «Про електроенергетику» та Законом України «Про альтернативні джерела енергії» (зі змінами, внесеними Законом України «Про ринок електричної енергії»), в яких передбачено механізм стимулювання розвитку виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії шляхом встановлення «зеленого» тарифу [40].

1.2.1.2 Відповідальність виробників ВДЕ за небаланси

Відповідальність виробників електроенергії ВДЕ стимулює до пошуку шляхів підвищення їх енергоефективності та регламентується нормативними документами, а саме: Законом України «Про ринок електричної енергії»; Постановою НКРЕП «Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом та аукціонною ціною» № 641 від 26.04.2019 р. та Постановою НКРЕП «Про затвердження правил ринку» № 307 від 14.03.2018 р. Згідно аналізу цих документів можна виділити три основні базові принципи врегулювання відповідальності, які представлені на рис. 1.8.

Під відповідальністю за баланс, розуміють зобов'язання учасників ринку повідомляти і виконувати погодинні графіки електричної енергії відповідно до обсягів купленої та проданої електричної енергії та нести фінансову відповідальність за врегулювання небалансів. Під небалансом електричної енергії розуміють, розраховану, відповідно до правил ринку, для кожного розрахункового періоду різницю, між фактичними обсягами відпуску або споживання, імпорту, експорту електричної енергії, сторони відповідальної за баланс, та обсягами купленої чи проданої електричної енергії, зареєстрованої відповідно до правил ринку. Розмір відповідальності за небаланси виробників перед гарантованим покупцем показаний на рис. 1.9. Ця відповідальність виникла ще 1 липня 2019 року для виробників електроенергії з альтернативних джерел енергії, фінансова відповідальність учасників балансуючої групи перед гарантованим покупцем виникла з 1 січня 2021 року.

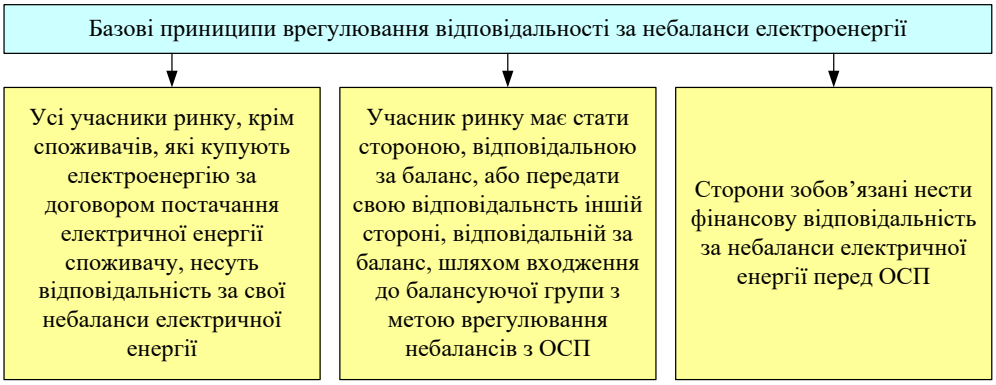


Рисунок 1.8 – Базові принципи врегулювання відповідальності за небаланси електроенергії

Важливу роль відіграє допустима похибка прогнозування (Tolerance margin), а саме до 31 грудня 2029 року відшкодування суб'єктам господарювання, який виробляє електричну енергію на об'єктах електроенергетики, що використовують енергію сонячного випромінювання і вітру та входить до складу балансуючої групи гарантованого покупця, здійснюється у разі відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії такого об'єкта господарювання від його погодинного графіку відпуску електричної енергії більш як на 5 % (для ВЕС – 10 %). Очікується зменшення похибки прогнозування, оскільки накопичується база даних, досвід програмування, нові програмні засоби та адаптація існуючих та підвищується енергоефективність самих ВДЕ.

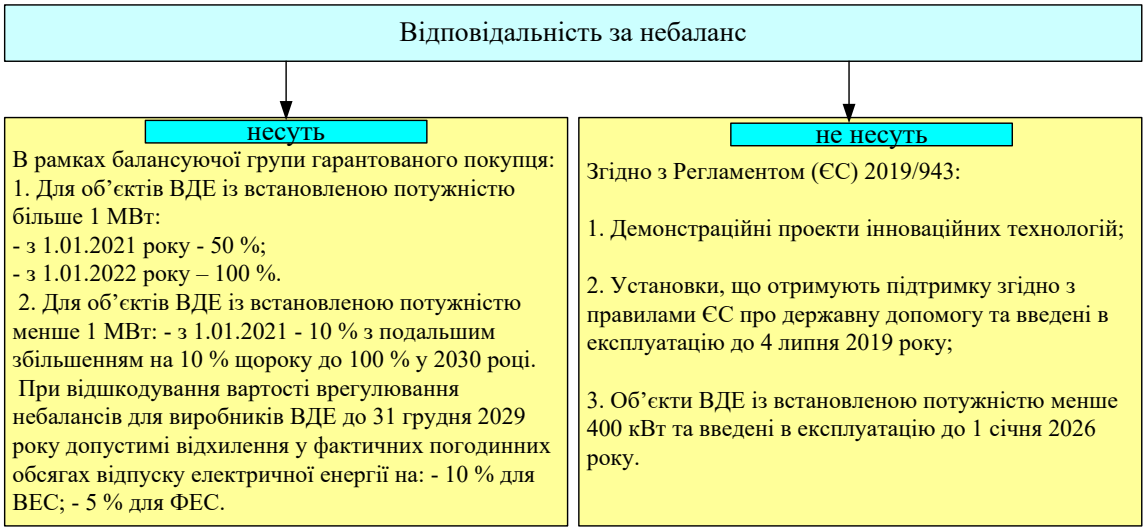


Рисунок 1.9 – Відповідальність за небаланс об'єктів енергетики

1.2.2 Вплив відновлюваних джерел енергії на режими електричних мереж ЕЕС

1.2.2.1 Задача оптимального керування параметрами електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії

Задача оптимального керування параметрами нормального режиму ЕЕС з високим рівнем інтеграції відновлюваних джерел енергії з нерівномірним графіком генерування може бути описана інтегральним критерієм та в загальному випадку сформульована як задача теорії оптимального керування з квадратичним критерієм якості [45-48]:

мінімізувати функцію керування

$$F(u) = \int_{t_0}^{t_k} \left[\mathbf{x}_t(t)\mathbf{H}\mathbf{x}(t) + \mathbf{u}_t(t)\mathbf{L}\mathbf{u}(t) \right] dt , \qquad (1.1)$$

в просторі станів системи

$$\frac{dx}{dt} = \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t); \quad \mathbf{x}(t_0) = \mathbf{x}_0, \qquad (1.2)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{C}\mathbf{x}(t) + \mathbf{D}\mathbf{u}(t), \qquad (1.3)$$

де $\mathbf{x}(t)$, $\mathbf{u}(t)$, $\mathbf{y}(t)$ – відповідно вектори стану, керування і спостереження; **A**, **B**, **C**, **D**, **H**, **L** – матриці постійних коефіцієнтів, за фізичним змістом узагальнені параметри ЕЕС; t_0, t_k – початок і кінець інтервалу часу, при якому мінімізується функція керування (для ЕЕС це зазвичай 15 хв.); $\mathbf{x}_0$ – початкове значення вектору стану.

$$\mathbf{x}(t)=\begin{bmatrix}\dot{\mathbf{J}}(t)\\ \dot{\mathbf{U}}_{\Delta}(t)\\ U_{\delta}\end{bmatrix},\quad \mathbf{y}(t)=\begin{bmatrix}\dot{\mathbf{S}}_{в}(t)\\ \dot{\mathbf{I}}_{в}(t)\\ \dot{\mathbf{U}}(t)\\ \dot{\mathbf{S}}_{ВДЕ_план}(t)\end{bmatrix},\ \mathbf{u}(t)=\begin{bmatrix}\mathbf{k}(t)\\ \mathbf{Q}_{ДРП}(t)\\ \dot{\mathbf{S}}_{ВДЕ}(t)\\ \mathbf{P}_{НЕ}(t)\\ \mathbf{S}_{ВУ,Біо}(t)\end{bmatrix},\qquad (1.4)$$

де $\dot{\mathbf{J}}(t)=\hat{\mathbf{U}}_{\partial}^{-1}(t)\,\hat{\mathbf{S}}(t)$ – вектор струмів у вузлах ЕЕС; $\dot{\mathbf{U}}_{\partial}(t)$– діагональна матриця вузлових напруг; $\dot{\mathbf{S}}(t)=\mathbf{P}+j\mathbf{Q}$ – вектор потужностей у вузлах; $\dot{\mathbf{U}}_{\Delta}(t)$ – вектор напруг вузлів відносно базисного; U_{δ}– напруга базисного вузла; $\dot{\mathbf{U}}(t)$– вектор напруг вузлів; $\dot{\mathbf{S}}_{в}(t)=\mathbf{P}_{в}+j\mathbf{Q}_{в}$, $\dot{\mathbf{I}}_{в}(t)$ – вектори потужностей і струмів у вітках ЕЕС, де здійснюються телевиміри; $\dot{\mathbf{S}}_{ВДЕ_план}(t)$ – вектор прогнозованих значень потужностей генерування ВДЕ; **k**(t), **Q**(t), $\dot{\mathbf{S}}_{ВДЕ}(t)$, $\mathbf{P}_{НЕ}(t)$ – вектори коефіцієнтів трансформації, навантажень джерел реактивної потужності, ⎪⎪⌡∫⌠⌠⌇⌡⌡∫∑⌈ ВДЕ і накопичувачів електроенергії; $\mathbf{S}_{ВУ,Біо}(t)$ – вектор потужності водневих і біогазових установок.

При цьому основні елементи критерію оптимальності при керуванні можуть бути узагальнені, як показано на рис. 1.10 [49].

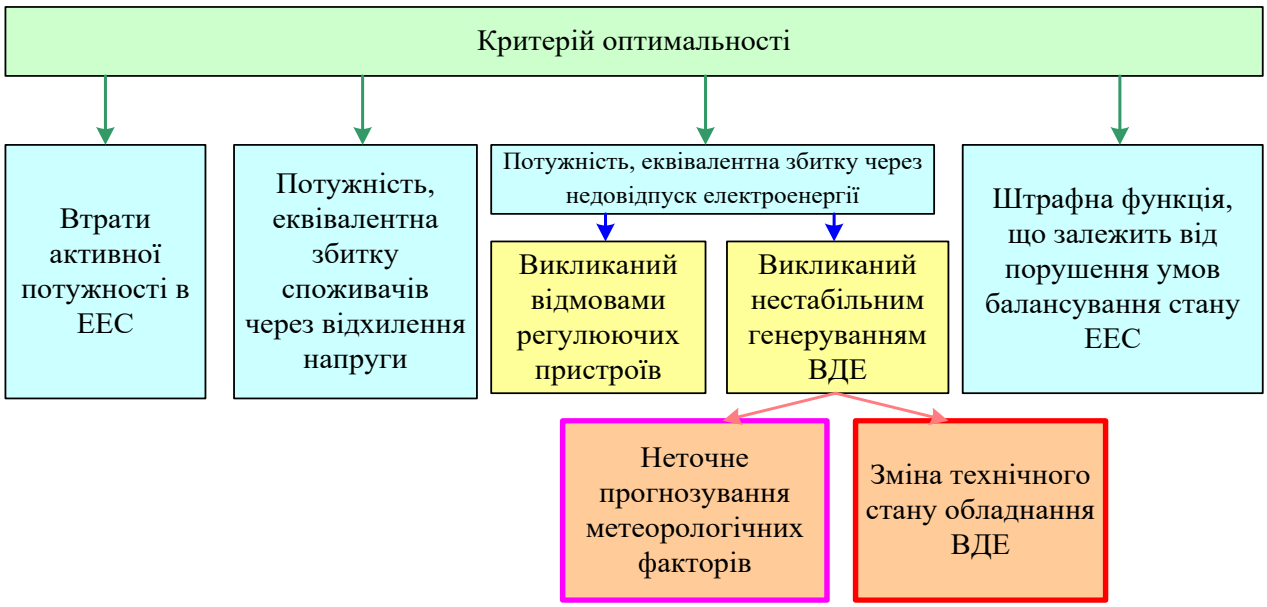


Рисунок 1.10 – Відповідальність за небаланс об’єктів енергетики

Задача оптимального керування параметрами нормального режиму ЕЕС з високим рівнем інтеграції відновлюваних джерел енергії з нерівномірним графіком генерування має бути описана інтегральним критерієм та в загальному випадку сформульована як задача теорії оптимального керування. У вектор спостереження при цьому включаються прогнозовані потужності відновлюваних джерел, а у вектор керування включаються активні і реактивні потужності ВДЕ, потужності накопичувачів електроенергії, а також електричні потужності біогазових установок та водневих технологій.

1.2.2.2 Вплив стану електричних мереж на енергоефективність ВДЕ

Відомо, що в наш час значно зросла кількість ВДЕ саме в розподільних електричних мережах. В цих мережах має місце понаднормове відхилення напруги; за певних умов значно зростає значення переданої по ЛЕП потужності, що перевищує максимально допустимі значення для існуючих перерізів, особливо для застарілих ЛЕП під час пікового генерування [50]. З цих та інших причин зросла пошкоджуваність: ЛЕП 35-10 кВ, вимірювальних трансформаторів напруги, кабельних ліній, розрядників, ОПН, оливних вимикачів, силових трансформаторів [51-55].

За умов зростання кількості та потужності ВДЕ приєднаних до зношених розподільних мереж – зростає пошкоджуваність обладнання цих мереж. Пошкодження електричних мереж впливає на роботу ВДЕ. Вони можуть або зовсім відключатись через відсутність зв’язку з мережею, або можуть обмежувати свою потужність через невідповідність параметрів (зміна напруги вище/нижче номінальної, комутаційні перенапруги, тощо). В будь-якому випадку це призводить до зменшення виробленої ВДЕ електроенергії і погіршення економічності.

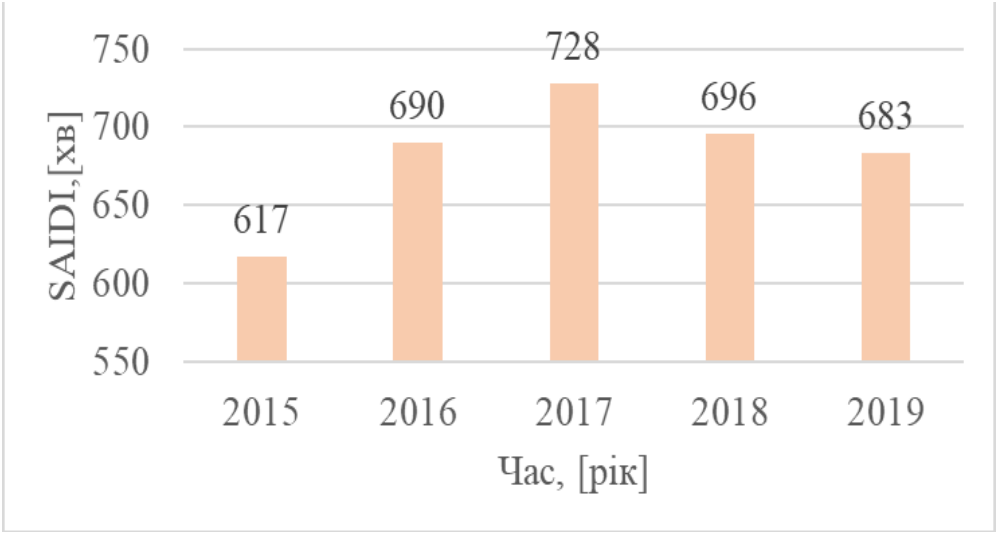
Значення індексів SAIDI та ENS для України наведені на рис. 1.11. Основні показники якості функціонування електричних мереж можна представити з точки зору якості електропостачання, яка в свою чергу характеризується рівнем надійності (індекс SAIDI; індекс SAIFI; індекс MAIFI; індекс ENS) [56], якістю надання послуг та якістю електричної енергії.

Значення індексу SAIDI з вини компаній у 2019 році – 683 хв., для порівняння в Чехії – 84 хв., Данії – 12 хв., Німеччині – 12 хв.

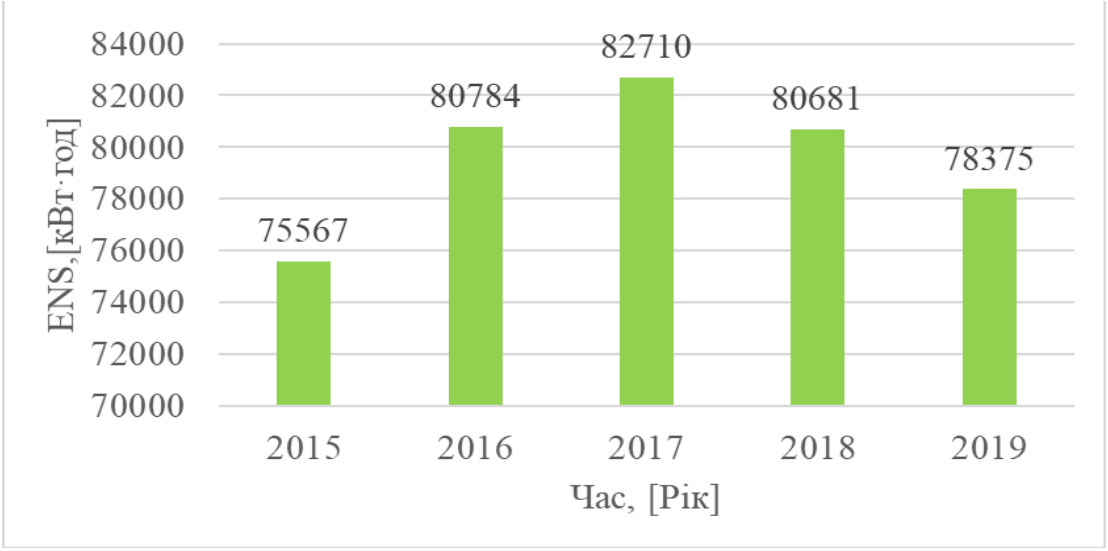
Можливі три основні сценарії впливу ВДЕ на якість функціонування електричних мереж :

Сценарій № 1. ВДЕ покращує якість функціонування електричних мереж. Це пояснюється тим, що раніше було одне джерело живлення споживачів, а тепер

два і більше, тобто надійність елекропостачання споживачів зросла і відповідно енергоефективність ВДЕ теж.



а)



б)

Рисунок 1.11 – Індекси для України: а) SAIDI; б) ENS

Сценарій № 2. ВДЕ покращує якість функціонування електричних мереж за певних умов. В такому трактуванні основними умовами, що впливають на генерування ВДЕ, є метеорологічні фактори, які мають стохастичний характер. Тому до умов, що формують якість функціонування електричних мереж з ВДЕ, відноситься достовірність прогнозних метеорологічних параметрів та технічний стан обладнання електричних мереж і ВДЕ. Показники якості електропостачання споживачів, будуть залежати від надійності та енергоефективності роботи ВДЕ та електричних мереж.

Сценарій № 3. ВДЕ погіршує якість функціонування електричних мереж, наприклад виникла ситуація коли відбулось КЗ на шинах ВДЕ.

Таким чином, з розбудовою ВДЕ в електричних мережах енергосистеми спостерігається взаємовплив електричних мереж та ВДЕ. Можливі варіанти впливу ВДЕ на якість функціонування електричних мереж: ВДЕ покращує якість функціонування електричних мереж (зменшуються втрати електроенергії, покращується її якість, збільшується надійність електропостачання), ВДЕ покращує якість функціонування електричних мереж за певних умов, ВДЕ погіршує якість функціонування електричних мереж. З іншого боку спостерігається вплив електричних мереж на енергоефективність ВДЕ. Наприклад: пропускна здатність ЛЕП може обмежувати генерування електроенергії ВДЕ; через пошкоджуваність електрообладнання мереж ВДЕ можуть або зовсім відключатись через відсутність зв'язку з мережею, або можуть обмежувати свою потужність через невідповідність параметрів; понаднормове відхилення напруги в мережі, її гармонічний склад впливають на роботу інверторів, тощо. В будь-якому випадку це призводить до зменшення виробленої ВДЕ електроенергії і погіршення економічності.

Щодо впливу прогнозування генерування ВДЕ в електричних мережах. Прогнозування виробництва електроенергії з мінімальною похибкою для мінімізації можливої компенсації за неточні прогнозні дані є необхідним для власників ФЕС, ВЕС та міні-ГЕС. Прогнозування стає ключовим інструментом для економічно ефективної інтеграції ВДЕ, таких як ВЕС, ФЕС, малі-ГЕС, у мікро-, локальні, регіональні та національні енергетичні системи.

Слід також зазначити, що навіть завдяки великій кількості програмного забезпечення та алгоритмів, що дозволяють формувати прогнозні дані, питання надійного та точного прогнозування вимагає дослідження, оскільки постійна зміна погоди значно ускладнює процес прогнозування. Процесу прогнозування передує процес аналізу природної нерівномірності графіку генерування ВДЕ, а саме ідентифікації найвпливовіших метеорологічних факторів.

Для підвищенні енергоефективності ВДЕ, а саме ФЕС, крім прогнозу генерування також актуальною є задачі визначення технічного стану їх обладнання, розробка апаратно-програмного комплексу онлайн моніторингу генерування ФЕС та врахування деградації обладнання під час формування погодинних графіків вироблення ними електроенергії на наступну добу.

1.3 Вплив метеорологічних факторів на енергоефективність ВДЕ

1.3.1 Математичне моделювання впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ВДЕ

Основна відмінність централізованого електропостачання в електричних мережах від розосередженого полягає в тому, що зміна потоків потужності (потоків перетікань електроенергії) та склад балансової структури головним чином залежать лише від графіку споживання. У електричних мережах, з глибокою інтеграцією ВДЕ з природно нерівномірним графіком генерування без достатнього акумулюючого резерву, протягом доби змінюється склад генерувальних потужностей під впливом різних факторів, в тому числі і метеорологічних, а також змінюється схема передачі енергії до споживачів під дією природних умов. Зокрема, як зазначено в [57], суттєво може змінюватись склад обладнання, що впливає на балансову надійність системи. Тому важливо оцінити можливість забезпечення балансової надійності ВДЕ у електричних мережах з урахуванням їх графіків генерування та споживання. Оцінити генерування ВДЕ в ЕЕС неможливо без аналізу експериментальних даних [57], які можуть бути представлені у вигляді часових рядів.

1.3.1.1 Використання часових рядів для представлення погодинного генерування ВДЕ. Процеси зміни добового та погодинного генерування електроенергії ВДЕ протягом року, доби, години в залежності від впливу метеорологічних факторів, графіків споживання електроенергії, параметрів, що характеризують технічний стан електричного обладнання мереж можуть бути описані за допомогою часових рядів. Під часовим рядом (ЧР) розуміють послідовність значень деякої змінної (або змінних), що реєструються через певні проміжки часу (регулярні або нерегулярні). Якщо розглядається часовий ряд з однією змінною, то він є одномірним, у випадку ж з декількома паралельно досліджуваними змінними – багатовимірним часовим рядом [58]. Тобто, часовий ряд – це послідовність впорядкованих в часі значень змінних, що характеризують стан і зміну досліджуваного явища [59].

В даний час існує два якісно різних підходи до дослідження часових рядів які базуються на статистичних та динамічних методах. До статистичних відносяться методи побудови ймовірнісних моделей. Динамічні методи базуються на теорія Такенса (Такенса-Мане). Сучасне уявлення про можливості оцінки часових рядів дає ембедологія (від англ. embedding - вкладення), яка об’єднує елементи теорії розмірності, теорії інформації, топології, диференціальної динаміки і теорії динамічних систем. У вирішенні задач детального аналізу числових рядів

генерування електроенергії ВДЕ з природно нерівномірним графіком відпуску також можуть бути використанні методи критеріального програмування [59].

Основні етапи аналізу часових рядів:

1. Графічна інтерпретація та опис динаміки зміни часового ряду;

2. Виділення та видалення закономірних складових ЧР, що залежать від часу, тренду, сезонних циклічних складових;

3. Виділення та видалення низько- або високочастотних складових процесу (фільтрації);

4. Дослідження випадкової складової ЧР, що залишилась після п. 2. і п. 3.;

5. Побудова математичної моделі для опису випадкової складової та перевірка її адекватності;

6. Прогнозування розвитку досліджуваного процесу, представленого ЧР;

7. Дослідження взаємодії між різними ЧР.

Підходи до моделювання часового ряду можна розділити на два напрямки:

– моделювання невипадкової складової в сукупності;

– розкладання часового ряду на складові компоненти і моделювання значень кожної компоненти окремо.

До найбільш відомих методів аналізу ЧР відносяться:

– кореляційний аналіз, що дозволяє виявити істотні періодичні залежності і їх лаги (затримки) всередині одного процесу (автокореляція) або між декількома процесами (кросскореляція);

– спектральний аналіз, що дозволяє знаходити періодичні і квазіперіодичні складові ЧР;

– вейвлет аналіз;

– фрактальний аналіз;

– згладжування і фільтрація, що призначені для перетворення ЧР з метою видалення з них високочастотних або сезонних коливань;

– застосування моделей авторегресії і змінного середнього, які визначають однорідні коливання навколо середнього значення;

– прогнозування, що дозволяє на основі підібраної моделі зміни ЧР передбачати його значення в майбутньому.

Враховуючи основні ознаки ЧР, є перспективним їх використання для аналізу впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії ВДЕ і визначення коефіцієнту небалансу. Найбільш часто використовувані методи статистичної обробки первинних результатів емпіричних досліджень (дані про генерування електроенергії ВДЕ протягом року, доби, години, зміна метеорологічних параметрів, зміна параметрів електричного обладнання що

ідентифікують його технічний стан т.д.) за кількісними шкалами діляться на дві великі групи: параметричні і непараметричні. Параметричні методи застосовуються в тих випадках, коли емпіричний розподіл даних є нормальним, тобто відповідає закону нормального розподілу Гауса. Якщо ж емпіричний розподіл відрізняється від нормального, то потрібно використовувати непараметричні методи. Для того, щоб результати обробки даних були достовірними, потрібно правильно вибрати методи обробки. Тому перше, що необхідно зробити при обробці даних за кількісними шкалами, – це перевірити дані на нормальність розподілу. Перед тим як здійснити коваріаційний аналіз даних, потрібно вибрати метод кореляції. Основним критерії є перевірка даних на нормальність, тобто відповідність Гаусовому розподілу.

Для встановлення кількісних характеристик причинно-наслідкових зв'язків між факторами, що впливають генерування ВДЕ здійснюється кореляційний аналіз. Основним завданням кореляційно-регресійного аналізу є оцінка найбільш істотних кількісних характеристик причинно-наслідкових зв'язків між різними процесами і явищами, тобто оцінка зв'язку між коефіцієнтом небалансу, генеруванням та споживанням, між генеруванням електроенергії ВДЕ та метеорологічними факторами і т.д. З цією метою можуть бути застосовані коефіцієнти кореляції Пірсона, Спірмена та Кендела.

Найбільш поширеним критерієм оцінювання тісноти зв'язку між величинами є *коефіцієнт кореляції Пірсона*, який визначається за формулою:

$$r_{fW} = \frac{n \cdot \sum f_i \cdot W_i - \left(\sum f_i\right) \cdot \left(\sum W_i\right)}{\sqrt{\left(n \cdot \sum f_i^2 - \left(\sum f_i\right)^2\right)\left(n \cdot \sum W_i^2 - \left(\sum W_i\right)^2\right)}}, \qquad (1.5)$$

де W_i – добове генерування; f_i – метеорологічний фактор.

Але має обмежену область застосування, зумовлену наступними вимогами:

1. Порівнювальні величини повинні бути в інтервальній чи відносній шкалі (кількісними і безперервними).

2. Як мінімум одна з величин (а краще обидві) повинні мати нормальний розподіл (тому розрахунок цього коефіцієнта є параметричним методом оцінки взаємозв'язку ознак).

3. Залежність між змінними носить лінійний характер.

4. Гомоскедастичність (варіабельність однієї змінної не залежить від значень іншої змінної).

5. Досить великий обсяг вибірки, як мінімум 25 спостережень.

Якщо варіабельність змінної W змінюється в залежності від значень змінної *f* (скатерограма має вигляд трикутника, трапеції і т.п.), то тоді коефіцієнт кореляції Пірсона не буде належним чином відображати взаємозв'язки між змінними. Перевірка нормальності розподілу даних та аналіз скатерограм дозволяє зробити висновок про можливість застосування інших критеріїв – наприклад рангового коефіцієнту Спірмена.

Коефіцієнт Спірмена застосовується для кореляційного аналізу порядкових (ординарних) змінних (рангова кореляція). Використання порядкових, ординальних змінних дозволяє впорядкувати статично досліджені об'єкти за ступенем появи в них досліджуваних ознак. Використовувати порядкові змінні потрібно у випадках, коли шкала безпосереднього кількісного виміру цього об'єкта невідома або має умовний зміст і є тільки допоміжним засобом для наступного ранжування досліджуваних об'єктів.

Так як генерування ВДЕ та метеорологічні показники завжди прив'язані до часової шкали, то і ранжувати можна у відповідності до порядкових змінних (тобто часу – року, місяцю, доби, години, хвилини), що особливо важливо в умовах сучасного ринку електроенергії для виконання задач балансування.

Таким чином, у загальному вигляді на відміну від статистичного аналізу *k*-ої ($k = 0, 1, 2, ..., p$) кількісної ознаки $x^{(k)}$, коли в результаті її вимірювання (спостереження) на об'єктах можна кожному статистично дослідженому об'єкту поставити у відповідність деяку в фізично інтерпретованій шкалі числову характеристику $x^{(k)}$, результатом вимірювання порядкової змінної є співставлення (присвоєння) кожному з досліджуваних об'єктів деякої умовної числової мітки, що визначає місце цього об'єкта в ряду із усіх *n* досліджуваних об'єктів, впорядкованих по зменшенню степені прояву в них *k*-ої досліджуваної ознаки. В цьому випадку $x_i^{(k)}$ називають рангом і-го об'єкта по *k*-ій ознаці.

Рангова кореляція це статистичний зв'язок між порядковими змінними, тобто цей зв'язок аналізується на базі початкових статистичних даних, представлених впорядкуваннями (ранжуваннями) *n* досліджуваних об'єктів по різним ознакам. Визначається узгодженість (або зв'язок) між впорядкуванням досліджуваних об'єктів за ознакою $x^{(k)}$ і впорядкуванням тих же об'єктів за іншою ознакою $x^{(j)}$ як показано в табл. 3.1. Для виміру степені зв'язку між ранжуваннями $X^{(k)} = (x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, ..., x_n^{(k)})^T$ і $X^{(j)} = (x_1^{(j)}, x_2^{(j)}, ..., x_n^{(j)})^T$ використано ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена:

$$\hat{r}_{kj}^{(s)} = 1 - \frac{6}{n^3 - n} \sum_{i=1}^{n} (x_i^{(k)} - x_i^{(j)})^2. \qquad (1.6)$$

Але даний вираз використано у випадку відсутності об'єднаних рангів в обох досліджуваних ранжуваннях. Для його розповсюдження на загальний випадок визначено для кожного k-того ранжування $X_i^{(k)}(k = 0,1,..., p)$ величину

$$T^{(k)} = \frac{1}{2}\sum_{i=1}^{m(k)}\left[\left(n_t^{(k)}\right)^3 - n_i^{(k)}\right], \tag{1.7}$$

де $m^{(k)}$ – число груп нерозрізнених рангів у змінній $x^{(k)}$, а $n_i^{(k)}$ – число елементів (рангів), що входять в і-ту групу нерозрізнених рангів (в часному випадку відсутності об'єднаних рангів – $m^{(k)} = n, n_1^{(k)} = n_2^{(k)} = ... = n_n^{(k)} = 1$ і відповідно $T^{(k)} = 0$; крім того, групи нерозрізнених рангів, які складаються з єдиного елемента, в дійсності не приймають участь в розрахунку величини $T^{(k)}$. Тоді ранговий коефіцієнт Спірмена між ранжуваннями визначено за виразом:

$$\hat{r}_{kj}^{(a)} = \frac{\frac{1}{6}(n^3 - n) - \sum_{i=1}^{n}(x_i^{(k)} - x_i^{(j)})^2 - T^{(k)} - T^{(j)}}{\sqrt{\left[\frac{1}{2}\left(n^3 - n\right) - 2T^{(k)}\right]\left[\frac{1}{6}\left(n^3 - n\right) - 2T^{(j)}\right]}}. \tag{1.8}$$

Якщо $T^{(k)}$ і $T^{(j)}$ є невеликими відносно $\frac{1}{6}(n^3 - n)$ величинами, то тоді використано наближене співвідношення (а при $T^{(k)} = T^{(j)}$ воно точне):

$$\hat{r}_{kj}^{(a)} = 1 - \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i^{(k)} - x_i^{(j)})^2}{\frac{1}{6}\left(n^3 - n\right) - \left(T^{(k)} + T^{(j)}\right)}. \tag{1.9}$$

Для визначення характеристики тісноти статистичного зв'язку між двома ранжуваннями використовують ранговий *кофіцієнт кореляції Кендала*, що визначається співвідношенням:

$$\hat{r}_{kj}^{(K)} = 1 - \frac{4v(X^{(k)}, X^{(j)})}{n\left(n - 1\right)}, \tag{1.10}$$

де $v(X^{(k)}, X^{(j)})$ – мінімальна кількість обмінів сусідніх елементів послідовності $X^{(j)}$, необхідна для приведення її до впорядкування $X^{(k)}$.

Отримавши всі можливі коефіцієнти кореляцій генерування електроенергії та метеорологічних факторів, здійснено частотний аналіз часового ряду генерування електроенергії. З цією метою використовується перетворення Фур'є.

1.3.1.2 Аналіз вхідних даних для прогнозування генерування ВДЕ. Для зменшення похибки прогнозування генерування ВДЕ виконується частотний аналіз вхідних даних. Одним з найпотужніших інструментів обробки даних експерименту є *спектральний аналіз*. Зокрема, він використовується для аналізу даних, виявлення характерних частот, з метою усунення шуму і т.д. Спектром сукупності даних y(x) є деяка функція іншої координати (або координат, якщо мова йде про багатовимірний спектр) F(ω), отриману відповідно до певного алгоритму. Прикладами спектрів є перетворення Фур'є, спектр потужності, вейвлет-перетворення [60]. Частотний аналіз вхідних даних виконувався за допомогою перетворення Фур'є (ПФ), що є універсальним інструментом для виконання аналізу спектру потужності сигналів часової області [61]. ПФ дозволяє представити набір даних (потужність генерування ВДЕ) у вигляді комбінації функцій синуса і косинуса, це дає змогу виділити періодичні компоненти в початкових даних (значення метеорологічних факторів) і оцінити їх вплив на вихідні дані (потужність генерування ВДЕ) або форму функції. Існують три основні форми ПФ: інтегральне ПФ, ряди Фур'є і дискретне ПФ.

Дискретне ПФ ставить у відповідність часовій функції f(n), яка визначена на N-точками вимірів на заданому часовому інтервалі, іншу функцію F(k), яка визначена на частотному інтервалі. Функція на часовому інтервалі задана за допомогою N-відрахувань, а функція на частотному інтервалі задається за допомогою k-кратного спектру [62]:

$$F(k) = \sum_{n=0}^{N-1} f(n) \cdot e^{-j \cdot \frac{2 \cdot \pi}{N} \cdot n \cdot k}, \quad k = 0,...,N-1 \ , \tag{1.11}$$

де N – кількість значень сигналу (кількість значень добового генерування ВДЕ за рік 365-366, кількість значень погодинного генерування ВДЕ за рік – 8760-8784 годин в днях), виміряних за період, а також кратність частотного спектру; k – індекс частоти.

Оскільки генерування ВДЕ містить і стохастичну складову, то спрогнозувати стаціонарність сигналу, який характеризує генерування неможливо з достатньо високою ймовірністю. Тому в окремих випадках для аналізу генерування

електроенергії ВДЕ доцільно використовувати *вейвлет-аналіз*. Вейвлет-перетворення не тільки розділяє досліджуваний сигнал на частини, а й виділяє з нього компоненти різних масштабів. Кожний виділений компонент аналізується з тим ступенем детальності, яка відповідає його масштабу.

Інтегральним *вейвлет-перетворенням* функції $F(t) \in L^2(R)$ є вираз [63]:

$$W(a,b) = \frac{1}{|a|^{1/2}} \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \psi^* \left(\frac{t-b}{a} \right) dt, \tag{1.12}$$

де $a,b \in R, \ a \neq 0.$

Функція $\psi(t)$ є вейвлетом (аналізучим, базисним або материнським вейвлетом). В формулі (1.12) символом * позначена процедура комплексного спряження. Параметр a визначає розмір вейвлету і є масштабом (Scale). Його аналогом в Фур'є аналізі є період (частота) гармонічного коливання, але потрібно враховувати що поняття масштабу є більш широке чим поняття періоду, тому що в ФП функціональний вид ядра перетворення зафіксований раз і назавжди, в той час як вейвлет-перетворення однієї і ті є ж функції можна отримати за допомогою різних базисних вейвлетів (тобто різних систем масштабів). Параметр *b* задає часову локалізацію вейвлета і є зсувом (Shift) [64]. Цей параметр не має аналогу в ФП [63]. Зворотнє вейвлет-перетворення задається виразом [63]:

$$f(t) = C_{\psi}^{-1} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} W(a,b) \psi \left(\frac{t-b}{a} \right) \frac{1}{a^{1/2}} \frac{dadb}{a^2}, \tag{1.13}$$

де C_{ψ} – нормувальний коефіцієнт:

$$C_{\psi} = \int_{-\infty}^{\infty} |\hat{\psi}|^2 |\omega|^{-1} d\omega < \infty.$$

Також у якості окремих вейвлет-перетворень знайшли застосування і дискретні вейвлет-перетворення, але в [63] зазначено, що для аналізу числових рядів безперевні перетворення більш зручні, чим дискретні.

Для аналізу генерування електроенергії ВДЕ аналізується не функція, задана на всій осі часу, а часовий ряд, довжина якого визначена. З цієї причини замість теоретичних понять використано їх практичні аналоги – оцінки. Тобто будемо вважати, що часовий ряд заданий значеннями функції, які слідують одна за

одною з постійним кроком [63]. Тому для аналізу генерування електроенергії ВДЕ використано вейвлет-перетворення цієї послідовності наступним чином:

$$W_A(a,b) = \frac{1}{n(a,b)} \sum_{k=0}^{N=1} f_k \Psi^* \left(\frac{t_k - b}{a} \right), \tag{1.14}$$

де

$$n(a,b) = \sum_{k=0}^{N-1} e^{-\frac{1}{B}\left(\frac{t_k - b}{a}\right)^2}.$$

Причому В визначається типом вейвлета ($B=2$ для МНАТ-вейвлету та $B=\alpha^2$ для вейвлету Морле. При переході від (1.12) до (1.14) усунено залежності амплітуд гармонічних компонентів від параметру a, тому що ця залежність заважає оцінити їх відносно інтенсивності при графічному представлені вейвлет-спектрів.

Отримана в результаті вейвлет-аналізу часового ряду генерування електроенергії ВДЕ інформація може бути використана для прогнозування рівня генерування електроенергії ВДЕ. З цією метою розглянуто методи прогнозування часових рядів.

1.3.2 Прогнозування генерування електроенергії ВДЕ

З моменту набуття чинності норми про фінансову відповідальність виробників електричної енергії з відновлювальних джерел енергії за небаланси електричної енергії в межах балансуючої групи Гарантованого покупця, актуалізується питання прогнозування обсягів відпуску електричної енергії з мінімальною похибкою для мінімізації можливих відшкодувань за неточність прогнозованих даних.

Прогнозування стає ключовим інструментом для економічно ефективної інтеграції ресурсів виробників ВДЕ відновлюваної енергії, таких як вітрова і сонячна енергія, в локальні, регіональні і національні енергосистеми. Слід також зазначити що, навіть через значну кількість програмних комплексів та алгоритмів, що дозволяють формувати прогнозні дані, питання надійного і точного прогнозування ще потребує ретельного вивчення та дослідження, тому що постійна зміна погоди значно ускладнює процес прогнозування [65].

1.3.2.1 Методи прогнозування часових рядів генерування електроенергії ВДЕ

Методи прогнозування служать для дослідження системних зв'язків і закономірностей функціонування і розвитку об'єктів і процесів з використанням сучасних методів обробки інформації і являють собою важливий засіб в аналізі складних прикладних систем, в роботі з інформацією (значення генерування електроенергії, рівень опадів, розсіяна радіація, температура), в цілеспрямованому впливі людини на об'єкти дослідження з метою підвищення ефективності їх функціонування [66].

Задачі прогнозування генерування електроенергії ВДЕ можна класифікувати в залежності від призначення використання прогнозованих даних, як показано на рис. 1.12 [67].

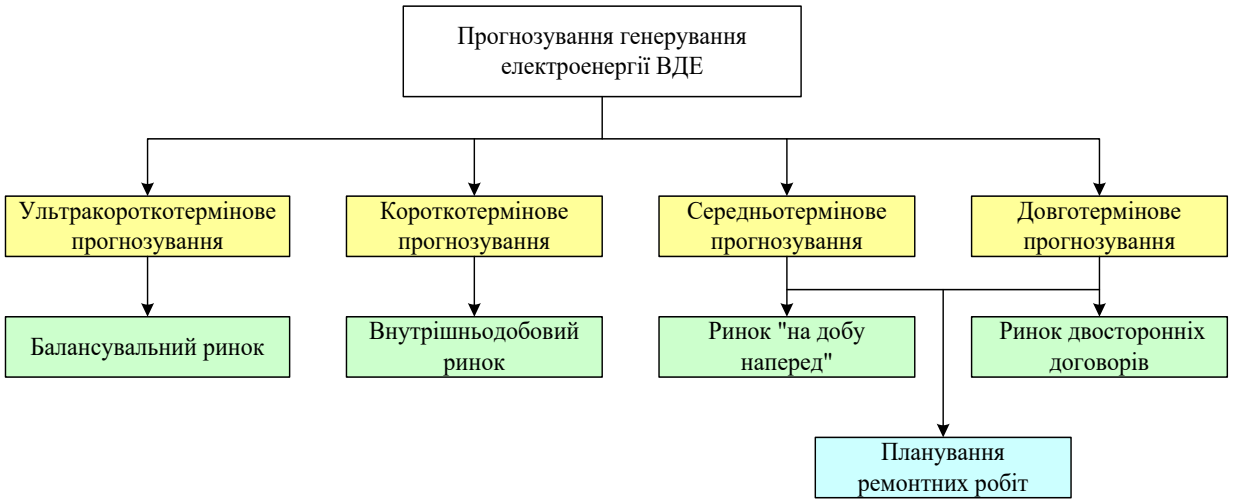


Рисунок 1.12 – Класифікація задач прогнозування в залежності від призначення використання прогнозованих даних

Тобто для різних часових рядів, з різним часовим періодом класифікація терміну виконання прогнозування індивідуальна. Зокрема в статті 30 «Права та обов'язки виробників» Закону України про ринок електричної енергії від 13.04.2017 № 2019-VII зазначено, що «виробники, які мають у власності та/або експлуатують енергогенеруюче обладнання встановленою потужністю понад 200 МВт включно, мають зберігати впродовж п'яти років інформацію, необхідну для перевірки оперативно-диспетчерських рішень та поведінки під час подання заявок (пропозицій) на ринку "на добу наперед", внутрішньодобовому ринку, балансуючому ринку, ринку допоміжних послуг та при розподілі пропускної спроможності, яка включає, зокрема, погодинні дані по кожній електростанції

щодо доступних генеруючих потужностей та обов'язкових резервів, включаючи постанційний розподіл таких резервів на момент подачі заявок/пропозицій, та фактичні дані». Виконати цей п.5 статті 30 Закону України про ринок електричної енергії неможливо без застосування ефективних методів прогнозування.

На сьогоднішній день існує досить багато ефективних методів прогнозування, пов'язаних з потужними математичним апаратом [66], детальна класифікація яких наведена на рис. 1.13.

Метод прогнозування являє собою послідовність дій, які потрібно виконати для отримання моделі прогнозування часового ряду. Модель прогнозування – функціональна залежність, що адекватно описує часовий ряд і є основою для отримання значень процесу у майбутньому. Важливо відзначити, що прогноз доцільніше проводити не для абсолютних величин часового ряду, а для різниці між сусідніми елементами з подальшим додаванням прогнозованої різниці до останнього елемента ряду (в результаті чого отримується значення наступного за останнім елемента ряду).

Такий підхід дозволяє істотно знизити необхідний розмір безперервного інтервалу, в якому знаходяться прогнозні значення, і виявляти лінійні і квазілінійні тренди і їх періоди, що неможливо при прогнозуванні абсолютних величин часового ряду, які мають стохастичну складову (часові ряди як зміни приростів генерування ВДЕ в залежності від зміни метеорологічних факторів). Визначення меж інтервалу здійснюється наступним чином: обчислюється величина максимального і мінімального (з урахуванням знаку) відхилення поточного і попереднього елементів, отримані значення використовуються в якості лівої і правої меж інтервалу, який далі розбивається на потрібну кількість частин [66]. Однією з найбільш важливих класифікаційних ознак методів прогнозування є ступінь формалізації, яка досить повно охоплює прогностичні методи (рис. 1.13). Другою класифікаційною ознакою можна назвати загальний принцип і алгоритм реалізації методів прогнозування, третьою ознакою є спосіб отримання прогнозної інформації [68].

Задачам прогнозування в сучасних умовах функціонування енергетичної галузі приділено багато уваги, зокрема: прогнозування балансу потужності в системах електропостачання [69]; прогнозування значення необхідного резерву потужності в електричних системах з ВДЕ [70]; прогнозування погодинного генерування ФЕС [71-73]; прогнозування обсягів недовідпуску електроенергії в аварійних режимах [74]; прогнозування споживання електроенергії [75] і генерування ВДЕ в залежності від зміни метеорологічних факторів (сонячне випромінення, температура навколишнього середовища та швидкість вітру) [76, 77] та інші.

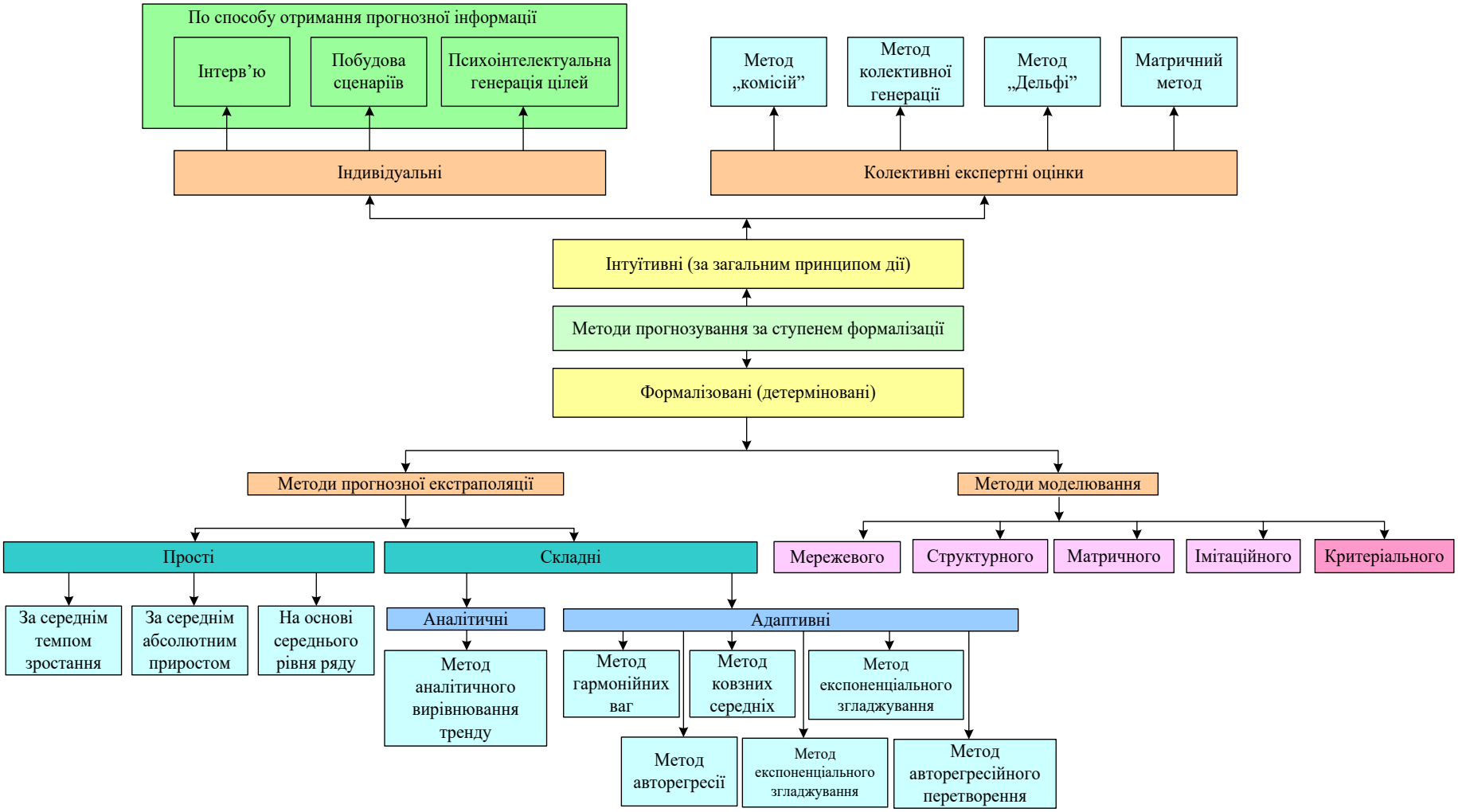


Рисунок 1.13 – Класифікація методів прогнозування часових рядів генерування електроенергії ВДЕ

Задача прогнозування генерування електроенергії ВДЕ є задачею нелінійного характеру зв'язками між обсягами генерування [78] ВДЕ та впливними метеорологічними та технологічними факторами, які безумовно впливають на точність прогнозу. Тому доцільним є застосування теорії аналізу чутливості енергоефективності генерування ВДЕ до зміни метеорологічних факторів та технологічних умов електричних станцій та електричних мереж.

Задача прогнозування часового ряду генерування електроенергії ВДЕ проілюстрована на рис. 1.14. В задачах прогнозування генерування ВДЕ важливо визначити найбільш впливні метеорологічні фактори, що дасть змогу спростити прогностичні моделі та сфокусуватись на інформативніших показниках [79]. Для визначення найбільш впливових метеорологічні факторів на генерування ВДЕ потрібно сформувати базу даних значень генерування ВДЕ та різноманітних метеорологічних факторів.

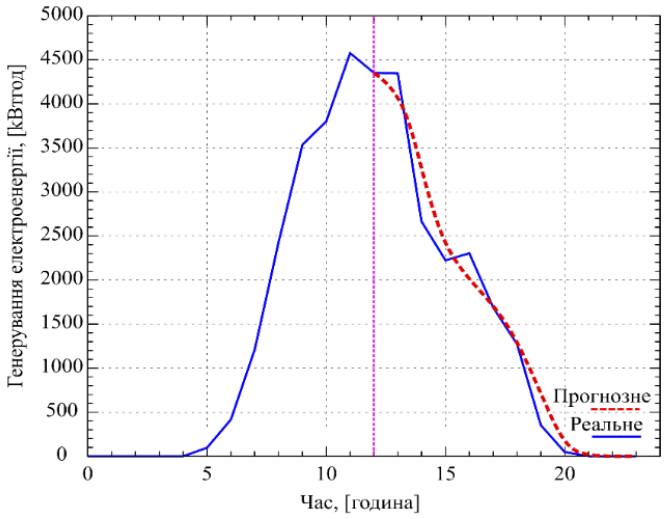


Рисунок 1.14 – Задача прогнозування часового ряду генерування електроенергії ВДЕ (генерування електроенергії ФЕС «Димерська» 28 травня 2019 року: крива червоного кольору – прогноз; крива синього кольору – реальні значення)

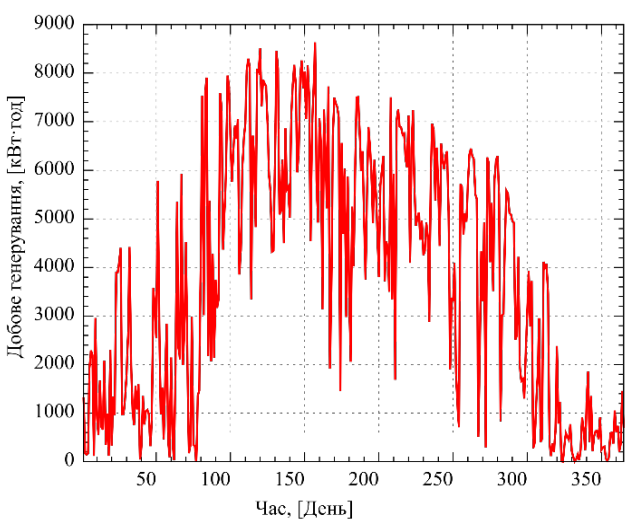
Оскільки метеопараметри постійно змінюються, то актуальною задачею є задача визначення чутливості обсягів генерування ВДЕ до окремих параметрів, в першу чергу до найбільш впливових. Чутливість характеризує будь-яку технічну систему, обладнання, математичний метод і визначає їх реакцію на зміну вхідної інформації, структурні або параметричні варіації на помилки моделювання. Поняття «чутливості» має подвійний зміст. Для пристроїв (датчиків) і вимірювальних систем, їх якість і відповідно вартість, асоціюються з високою чутливістю і здатністю реагувати на слабкі вхідні сигнали. У інших випадках, до яких відносяться: системи керування [80], обробки інформації,

математичні методи розрахунку, висока якість означає низьку або мінімальну чутливість до можливих змін умовного функціонування і/або варіаційних елементів систем. Аналіз чутливості як складової частини сучасного системного аналізу використовується для рішення практичних завдань аналізу та оцінки, таких як аналіз систем при варіаціях апріорних даних.

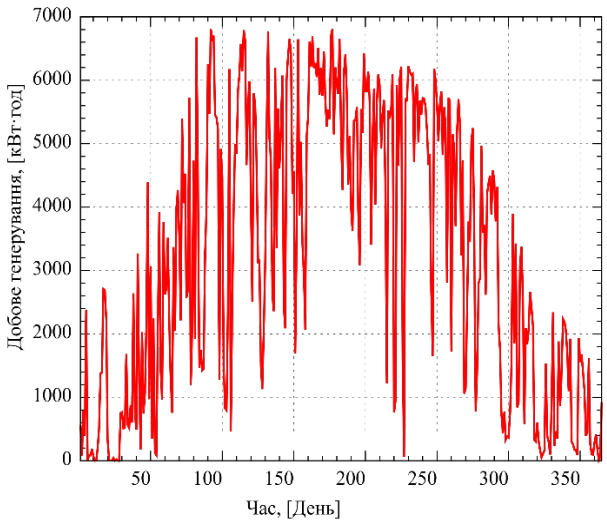
1.3.2.2 Формування графіка генерування електроенергії фотоелектричних станцій

Попередній розрахунок генерації електроенергії за допомогою сонячної електростанції легко виконати завдяки різним онлайн калькуляторам [81, 82], а також за формулами наведеними в [83, 84]. Основними факторами, які треба враховувати при визначенні генерування ФЕС, є тип установки (скошена покрівля; плоска кровля; земля та ін.); тип фотомодулів (полікристалічні, монокристалічні та TF і т.д.); азимут; кут нахилу; площа панелей; втрати (втрати через пил, сніг – 2%; втрати викликані зміною температури – від 5% до 20%; втрати в інверторі – 4-10%; втрати в кабельних лініях DC – 1-3 %; втрати в кабельних лініях AC – 1-3 %; затінення – від 0% до 80% (специфічно для кожного сайту); втрати при слабкому випромінюванні від – 3% до 7% та інші втрати).

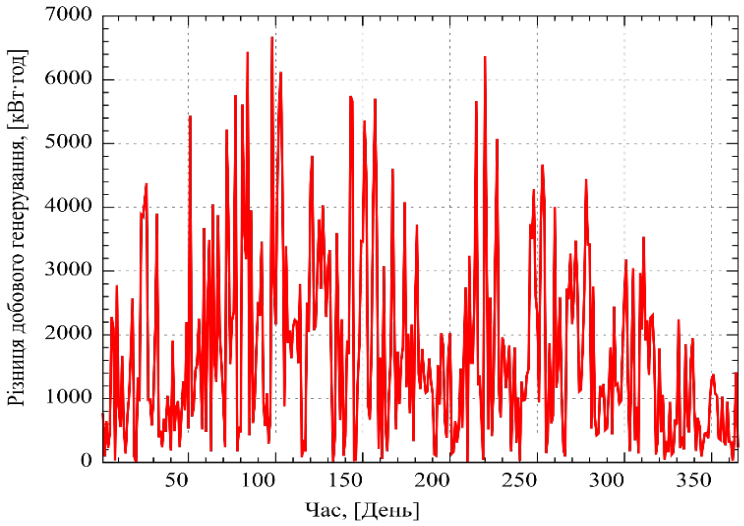
Значно складнішим є прогнозування добового погодинного генерування ФЕС, що необхідно для оперативного керування балансом потужності та електроенергії в ЕЕС. Для дослідження використали значення добового генерування протягом 2018 та 2019 років. На рис. 1.15 представлене добове генерування досліджуваною станцією протягом 2018, 2019 років, а також представлена поденна різниця виробітку між 2018 та 2019 роками. Проаналізувавши дані рис. 1.15, можна зробити висновок, що значення генерування електроенергії протягом року суттєво змінюються (рис. 1.15 а) та рис. 1.15 б). Тому при прогнозуванні генерування ФЕС використання ретроспективних даних, таких як значення генерування на день або тиждень назад не є доцільним. Щодо порівняння генерування у відповідні дні різних років (рис. 1.15 в) можна зробити висновок про суттєве відхилення, що показує недоцільність використання значення генерування рік назад в відповідні дні для прогнозування генерування [79]. Розбивши області значень генерування на 20 рівних інтервалів розподіл генерування для 2018 року і проаналізувавши дані розподілу, можна зробити висновок що суттєвого зв’язку між значеннями генерування, кількістю днів з аналогічними значеннями генерування досліджуваною станцією немає, тому використання ретроспективних даних з прив’язкою до конкретної години чи дня року, при вирішенні задач прогнозування не дасть очікуваного результату.



а)



б)



в)

Рисунок 1.15 – Добове генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2:
а) протягом 2018 року; б) 2019 року;
в) подобове відхилення генерування 2018 та 2019 років

За допомогою швидкого перетворення Фур’є проведено спектральний аналіз часових рядів добового генерування електроенергії протягом 2018 та 2019 років з використанням логарифмічної шкали представлення результатів та різним діапазоном частот. Результати аналізу підтвердили що магнітуди часових рядів генерування різних років суттєво відрізняються. Тому для прогнозування

генерування ФЕС краще розглядати вплив метеорологічних факторів, а не ретроспективні дані по генеруванню. Для оцінки впливу на добове генерування протягом року метеорологічних факторів запропоновано використати кореляційно-регресійний аналіз [79]. У якості метеорологічних впливних факторів обрано фактори, інформація по яких є у вільному доступі і представлена на сайті https://power.larc.nasa.gov.

Проаналізувавши отримані на сайті результати та рис. 1.16, 1.17 можна виділити найбільш впливові метеорологічні фактори з кожної групи, зокрема:

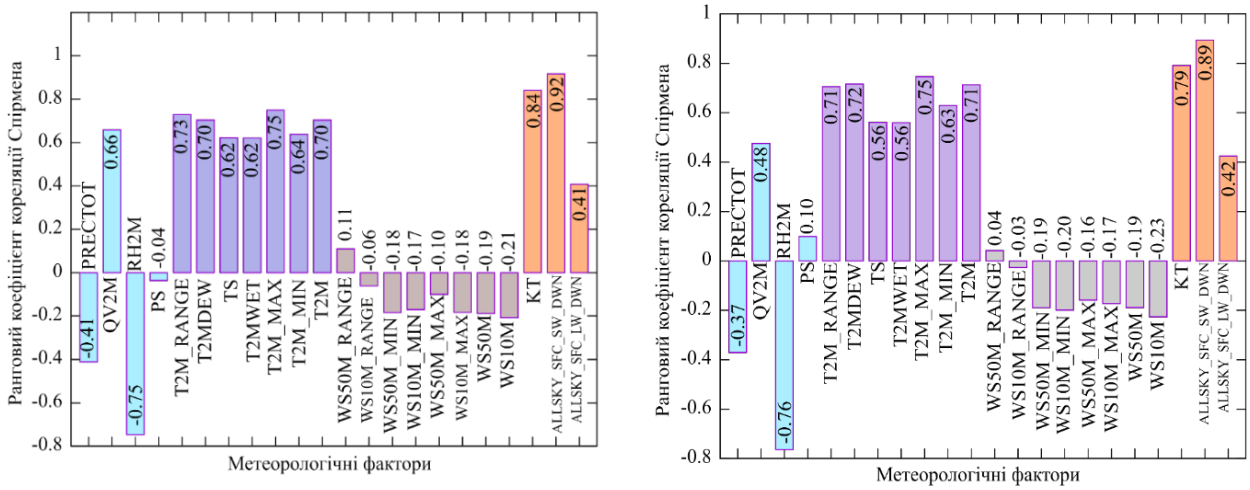
– з групи «Вологість, опади, тиск» – Відносна вологість на висоті 2 м;

– з групи «Температура» – Максимальна температура на висоті 2 м;

– з групи «Вітер» – Швидкість вітру на висоті 10 м;

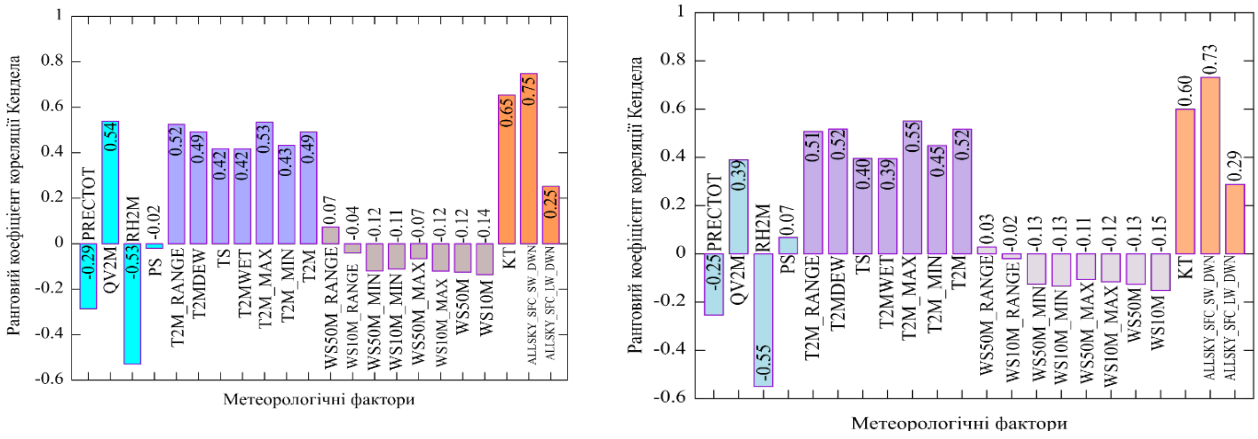
– з групи «Sizing and Pointing of Solar Panels an for Solar Thermal Application» – Інсоляція всього неба на горизонтальній поверхні;

– з групи «Solar Irradience and Realted Parameters» – середньодобова величина теплового інфрачервоного (довгохвильового) радіаційного потоку.



а) б)

Рисунок 1.16 – Ранговий коефіцієнт кореляції Спірмена для оцінки впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2 (4-5 черги):
а) протягом 2018 року; б) протягом 2019 року.



а) б)

Рисунок 1.17 – Ранговий коефіцієнт кореляції Кендела для оцінки впливу метеорологічних факторів на генерування електроенергії Цекинівська ФЕС № 2 (4-5 черги):
а) протягом 2018 року; б) протягом 2019 року

Проаналізувавши отримані результати дослідження генерування ВДЕ та дослідивши можливі методи прогнозування, можна зробити висновок, що для прогнозування генерування електроенергії ФЕС потрібно враховувати метеорологічні фактори, які мають найвищий показник рангового коефіцієнту кореляції. Тому доцільним є визначати прогнозні значення впливних факторів, а потім по їхнім значенням визначати потужність генерування ВДЕ з використанням вже відомих формул або побудованих регресійних рівнянь індивідуально для кожної електричної станції. Для автоматизації аналізу часових рядів генерування та впливних метеорологічних факторів, пошуку ранкових коефіцієнтів кореляції, побудови скатерограм, скалограм та скейлограм (енергограм), перевірки даних на нормальність розподілу була створена програма в середовищі LabView

Даний програмний комплекс адаптований для аналізу генерування електроенергії різними типами ВДЕ та відповідними метеорологічними даними. Основні блоки програмного комплексу:

– завантаження, визначення кореляційних коефіцієнтів, побудову скатерограм;

– визначення статистичних характеристик часового ряду досліджуваного параметру (коефіцієнт асиметрії, коефіцієнт ексцесу, стандартне відхилення і його межі, середнє значення і його межі), а також Фур'є перетворення, дослідження стаціонарності одновимірного часового ряду, досліджуючи середнє

та дисперсійне значення, та випадковості одновимірного часового ряду досліджуваного параметру;

– вейвлет-аналіз, а саме побудову скалограм і скейлограм з використанням різних способів масштабування осі Y (по частоті і по періоду).

На рис. 1.18 наведено прклад аналізу генерування ВДЕ, який здійснено за допомогою розробленого програмного комплексу.

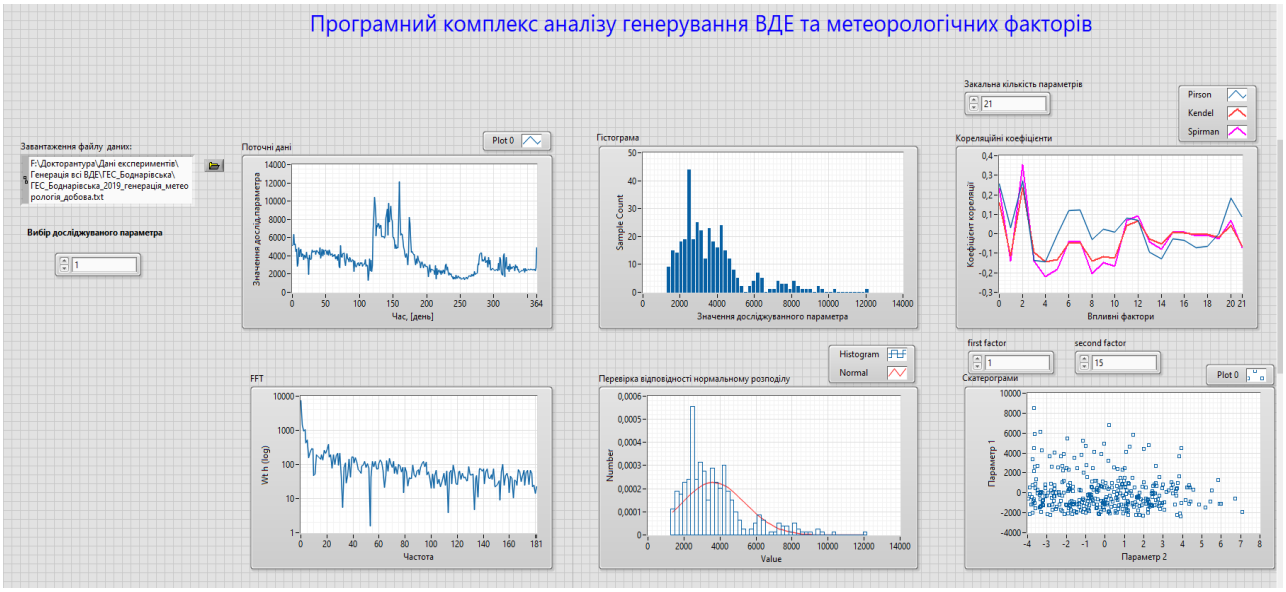


Рисунок 1.18 – Частина фронтальної панелі комплексу

1.4 Оцінювання технічного стану фотоелектричних станцій під час їх роботи в балансуючій групі

В п. 1.2.1.2. показана відповідальність виробників електроенергії ВДЕ за недотримання заявленого погодинного графіка генерування на наступну добу в складі балансуючої групи. В процесі експлуатації визначається похибка як різниця між прогнозованою і фактично виробленою ВДЕ електроенергією на протязі години, доби, місяця і т.д. Якщо похибка перевищує допустиме значення, то гарантованим покупцем встановлюються відповідні штрафні санкції. На значення санкцій впливає як не точний прогноз вироблення електроенергії ВДЕ, так і не точне визначення фактично виробленої ними електроенергії. Значення виробленої ВДЕ електроенергії визначається АСКОЕ і її похибка залежить від точності системи обліку, яка відома і може бути врахована в процесі балансування. Щодо прогнозування виробленої електроенергії, то все значно

складніше. Задачу прогнозування в залежності від погодних умов для ФЕС розглянуто в попередніх розділах. Вплив інших факторів на прогнозування графіка генерування ФЕС, таких як технічний стан її окремих елементів і в цілому, буде розглянуто в даному розділі.

При дослідженні енергоефективності роботи джерел енергії з нерівномірним графіком генерування, крім погодних умов, які мають стохастичний характер, важливо також враховувати їх технічних стан. Для цього можна використати метод аналізу дерева відмов (Fault tree analysis – FTA)) пов'язаний з ідентифікацією та аналізом умов та факторів, які впливають на виникнення певної головної події (відмови) і на поступове погіршення роботоздатності [85-88]. FTA був використаний для визначення впливних факторів на роботу синхронних генераторів при розробці онлайн системи діагностування [27, 89] і може бути використаний для діагностики ВДЕ [90, 91].

1.4.1 Аналіз технічного стану фотоелектричних станцій

На функціонування ФЕС, як складної системи впливає ряд факторів, для детального аналізу яких побудовано дерево пошкоджень, яке представлено на рис. 1.19. Якщо дослідження щодо діагностування трансформаторів, роз'єднувачів, ЛЕП, акумуляторів велися роками і відповідно є напрацьована методологічна і законодавча база, то задача діагностування фотоелектричних станцій стала актуальною буквально останнє десятиріччя. Основним і найменш дослідженим елементом ФЕС є фотоелектричний модуль (ФЕМ).

Для визначення технічного стану ФЕС з врахуванням аналізу досвіду експлуатації ФЕМ в Україні було розглянуто ряд ФЕС з терміном експлуатації 5–10 років. За результатами досліджень побудовано дерево пошкоджень ФЕС (див. рис. 1.19). Проаналізувавши рис. 1.19 можна зробити висновок, що фотоелектричний модуль як один із основних елементів ФЕС є найбільш вразливим і піддається деградації. Узагальнюючи досвід експлуатації на рис. 1.20 наведено дерево пошкоджень для фотоелектричного модуля ФЕС.

Періодично тестування сдйснювалося протягом 15 річної експлуатації ФЕС за допомогою термокамери Flir Tk 355 та аналізатора вольт-амперних характеристик HT Solar IV-400. Проведені вимірювання не виявили суттєвих аномалій, але візуальна перевірка масиву даних виявила початок деградаційних процесів, які за значеннями перевищували паспортні дані.

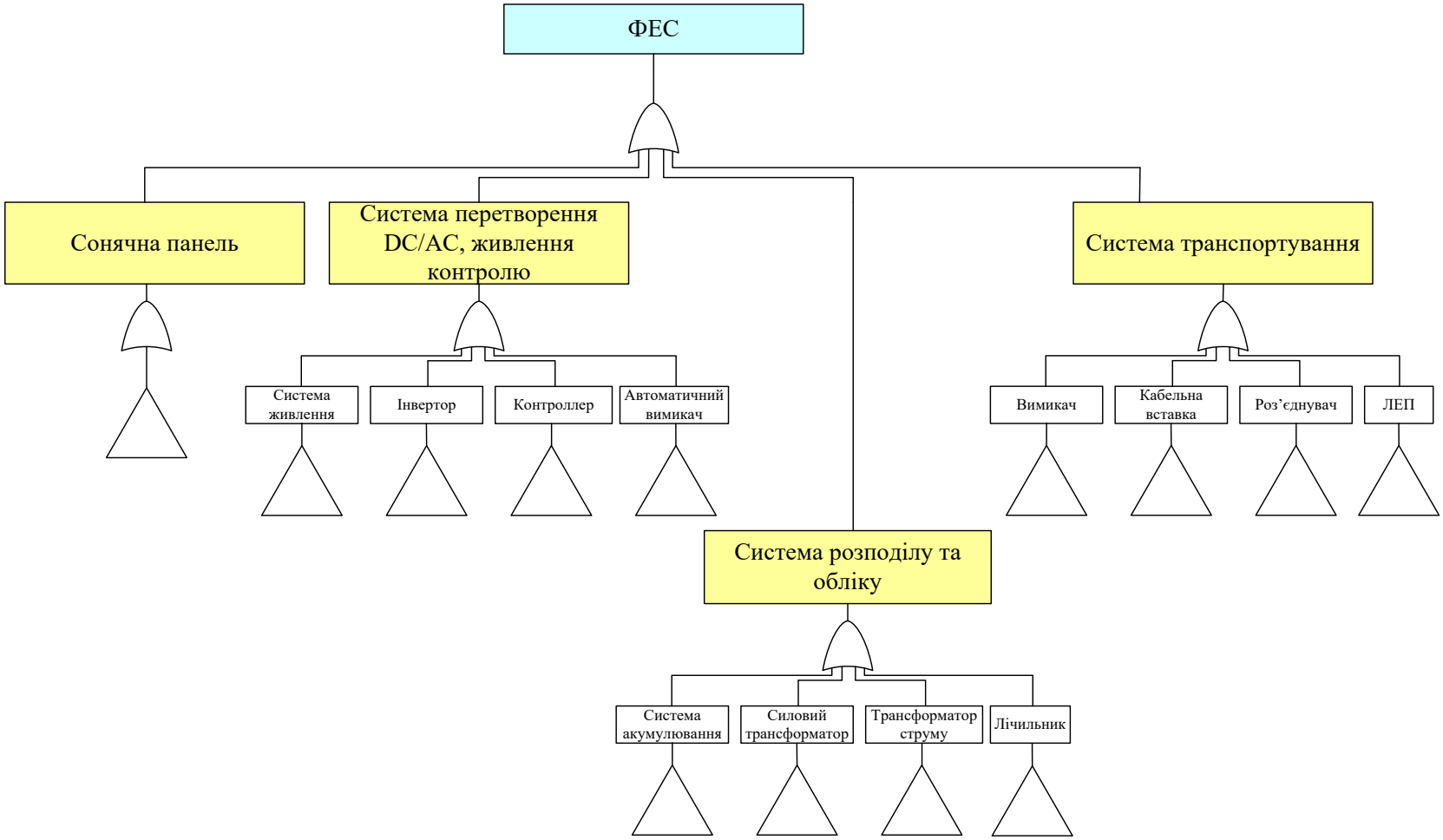


Рисунок 1.19 – Дерево пошкоджень ФЕС

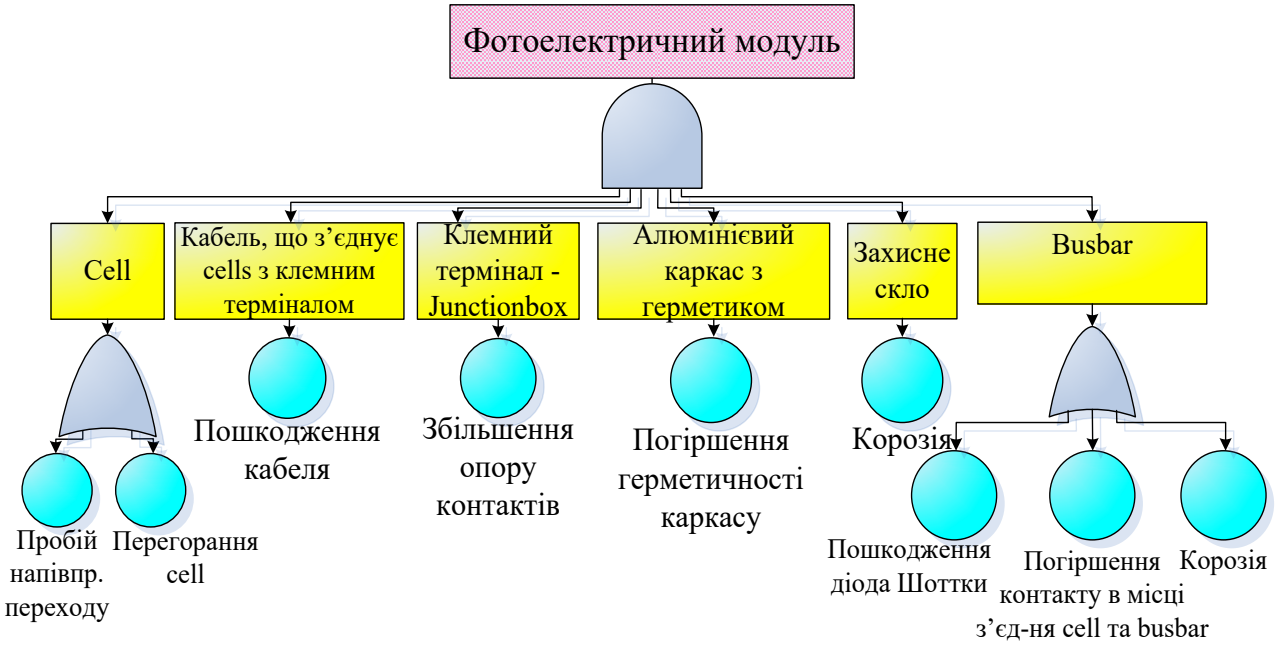


Рисунок 1.20 – Дерево пошкоджень для фотоелектричного модуля

Зразок термограми дефективної панелі 2013 року продемонстровано на рис. 1.21. Дефектна ФЕМ розташована в стрінгу. Для оцінки міри деградації ФЕМ від'єднуються від стрінгу і їх характеристики визначаються індивідуально за допомогою аналізатора характеристик VA Solar IV-400.

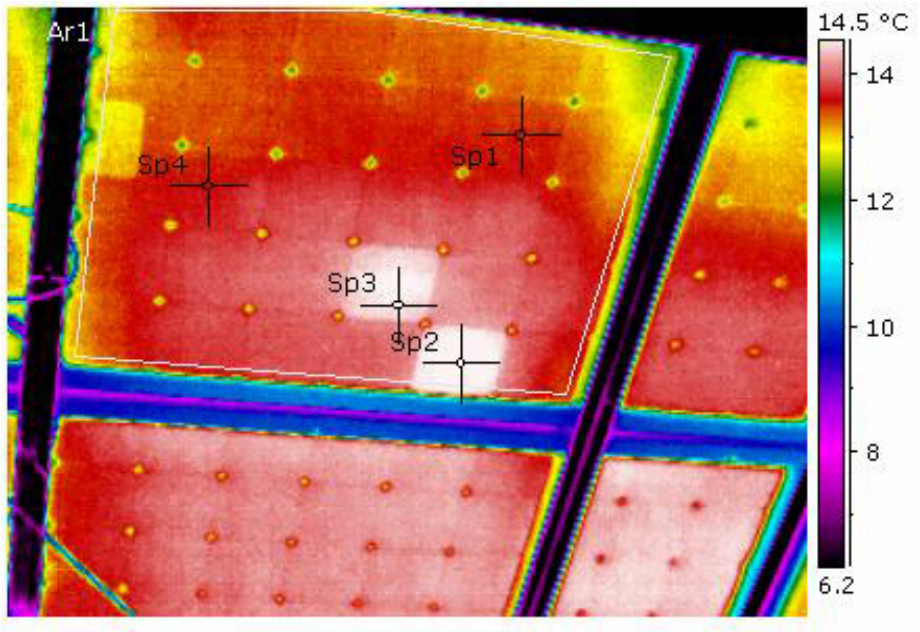


Рисунок 1.21 – Термограма панелі

Вольт-амперна характеристики панелей, як приклад, показані на рис. 1.22.

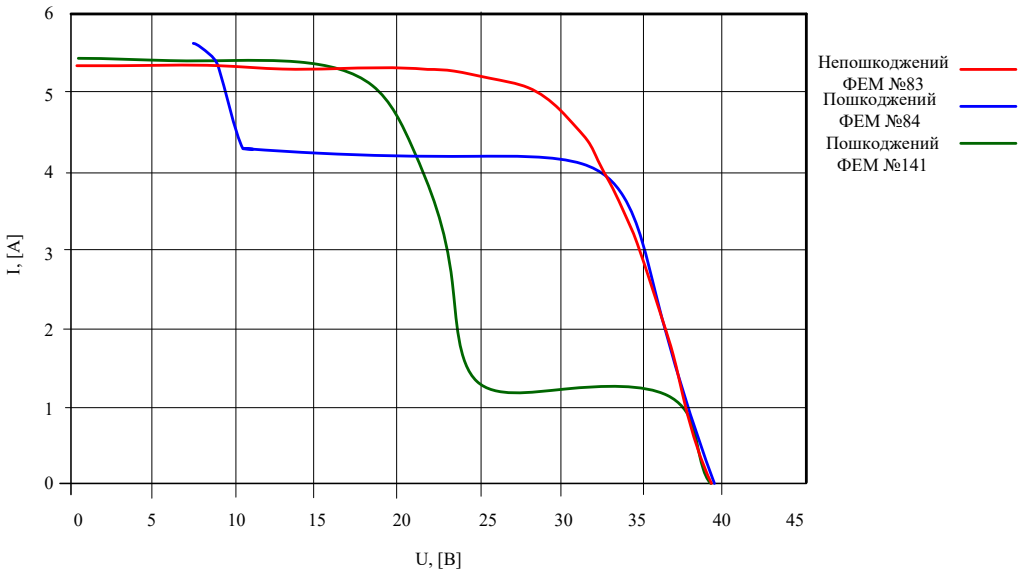


Рисунок 1.22 – Вольтамперні характеристики: червона крива побудована для непошкодженої панелі, зелена і синя криві побудовані для пошкоджених панелей

Дефекти ФЕМ призводять до погіршення стану і зменшення виробленої електроенергії. Не кожна виявлена несправність має однаковий вплив на технічний стан ФЕМ. Якщо вплив одного дефекту в даний час є незначним, то він може призвести до дуже серйозної проблеми в найближчому або більш далекому майбутньому. Приклад незначного впливу дефекту на ефективність роботі ФЕМ показано на рис. 1.23, де порівняно дві ВАХ для непошкодженого та пошкодженого ФЕМ (дефект – «слід равлика», який охоплює приблизно 2 % площі ФЕМ).

Всі інші несправності (hotspot, мікро-тріщини, дефект металізації, тощо) мають більш значний вплив на ВАХ і становлять 29 % випадків на ФЕМ, які досліджувалися. На рис. 1.24 показані ВАХ ФЕМ з виявленими дефектами і ВАХ непошкодженого ФЕМ (крива № 1). Криві 2 та 3 демонструють ВАХ ФЕМ з дефектом «гарячі точки» (при дефекту одного cell), тоді як криві 4 і 5 ілюструють ВАХ ФЕМ з тим же дефектом, але з пошкодженими 2 cells, що з’єднані в незалежні стрінги. Криві 6 і 7 – ВАХ ФЕМ з дефектом мікро-тріщини в формі зірки, крива 8 – ВАХ ФЕМ з дефектом лінійна мікро-тріщина. Криві 9 і 10 демонструють ВАХ ФЕМ з дефектом – з’єднання cells в окремих стрінгах.

Користуючись даними, отриманими при знятті ВАХ, можна побачити відхилення від нормальної роботи ФЕМ внаслідок деградації, забруднення, затінення або виходу їх з ладу.

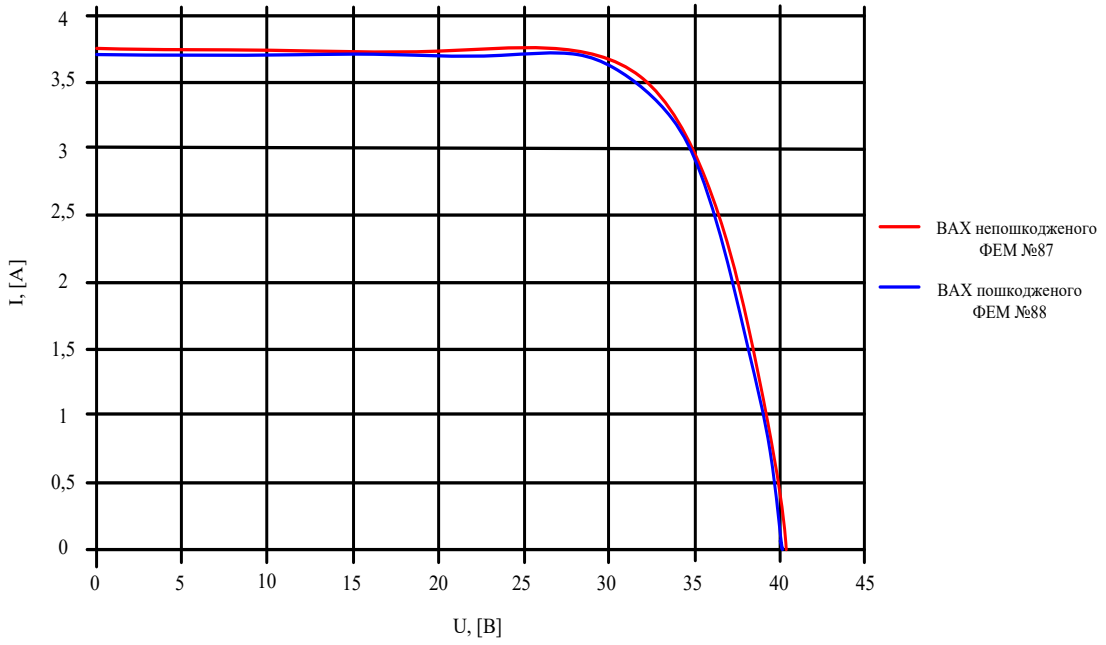


Рисунок 1.23 – ВАХ ФЕМ з дефектом «слід равлика» та місцеве забруднення

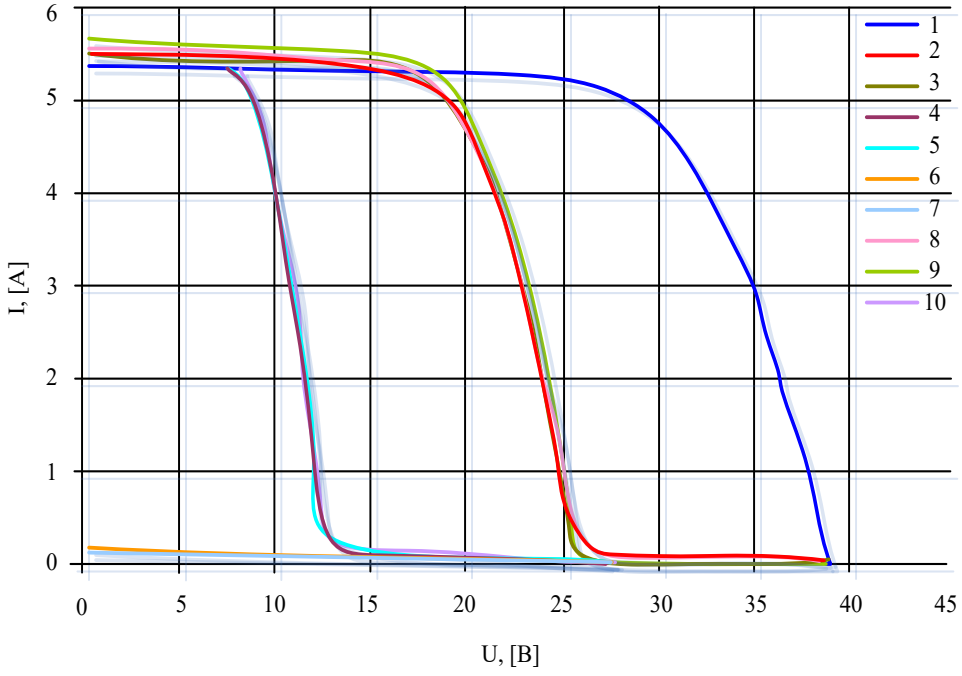


Рисунок 1.24 – ВАХ непошкодженого ФЕМ та ВАХ пошкоджених ФЕМ з різними дефектами

В Україні для з огляду на великі обсяги ФЕС обстеження здійснюється засобами інфрачервоної техніки, а саме камери FLIR MSX, Infrared and Visible на базі квадрокоптера DJI MAVIC Enterprise Dual. Політ квадрокоптером з вбудованою тепловізійною камерою над фотоелектричними модулями та візуальний пошук температурних відхилень. При обстеженні фотоелектричних модулів індикаторною тепловізійною камерою на базі квадрокоптера є можливість ідентифікації температурних відхилень та фіксація місця їх розташування (див. рис. 1.25).



Рисунок 1.25 – Визначення пошкоджених ФЕМ
за допомогою квадрокоптеру

В ході обстеження ФЕМ різних виробників постійно ведеться статистика їх дефектності модулів. Фотоелектричні модулі різних виробників мають різні технології виробництва та особливості будови. Згідно зібраних даних вдалося виявити декілька типів дефектів та класифікувати їх. Здійснюється підтвердження дефекту зняттям ВАХ і їх класифікація.

Дефект стрінгу це повністю або частково непрацюючий електричний контур, який складається з послідовно з’єднаних ФЕМ. Основними причинами виходу стрінгів з ладу може бути пошкодження запобіжників, наявність замикань на землю або пошкодження конекторів, що з’єднують фотоелектричні модулі. В табл. 1.1 зведені основні пошкодження елементів ФЕМ.

Аналіз пошкоджуваності ФЕМ свідчить про те, що у різних (за виробником) ФЕМ існують однотипні дефекти. Це такі дефекти, як: пошкодження cell (пробій напівпровідникового переходу, перегорання cell); пошкодження busbar (погіршення контакту в місці з'єднання cell з busbar та корозія провідного матеріалу); пошкодження клемного терміналу − junctionbox; пошкодження алюмінієвого каркасу (корозія алюмінію, вигинання каркасу, пересихання та розтріскування герметика та ущільнень); пошкодження захисного скла (розтріскування, абразивний вплив пилу у повітрі на прозорість скла).

1.4.2 Коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ

Враховуючи те, що пошкодження кожного з вузлів ФЕМ, зазначених в табл. 1.1, призводить до пошкодження всього ФЕМ, то коефіцієнт загального залишкового ресурсу знаходиться за виразом (1.15) [92, 93] (див. рис. 1.26):

$$k_{рес} = \prod_{\tau=1}^{\nu} k_{\tau}^{p_{\tau}}\ , \tag{1.15}$$

де k_τ – коефіцієнт залишкового ресурсу ФЕМ по τ-му діагностичному параметру (вважаємо, що кожний контрольований діагностичний параметр, наприклад, температура, опір ізоляції, струм, напруга та інші впливають на залишковий ресурс елементів ФЕМ за мультиплікативним виразом (1.15), а кожний із діагностичних параметрів k_1 - k_6 впливає на коефіцієнт загального залишкового ресурсу всього ФЕМ); τ – τ-тий діагностичний параметр, ν – кількість діагностичних параметрів відповідно до кількості вузлів; p_τ – ймовірність відхилень контрольованого параметра від гранично допустимого нормованого значення цього параметра:

$$p_{\tau} = \frac{y_{\tau}}{m_2}, \tag{1.16}$$

де y_τ – кількість відхилень контрольованого параметра від гранично допустимого нормованого значення цього параметра, які були виявлені шляхом контролю τ-го діагностичного параметра з загальної кількості виявлених відхилень контрольованих параметрів від гранично допустимого нормованого значення; m_2 – загальна кількість виявлених відхилень контрольованих діагностичних параметрів від їх гранично допустимих нормованих значень. .

Таблиця 1.1 – Пошкодження елементів ФЕМ

Елемент ФЕМ	Вид пошкодження	Результат	Параметр*		Пошкоджуваність, од.; в.о.; %**
cell	пробій напівпровідникового переходу	понад нормоване зменшення опору фотодіода в зворотному напрямку − зменшення опору села	Опір фотодіода, Ом	k_1, в.о.	101 од.; 0,034 в.о.; 3,36%
	перегорання селу	обрив з'єднувальних провідників (плоскої шини busbar), які з'єднують cell в ФЕМ	Опір проводів, Ом		
busbar	погіршення контакту в місці з'єднання cell та busbar	зростання температури в місці контакту та зменшення струму	Температура, °С Струм, А	k_2, в.о.	43 од.; 0,014 в.о.; 1,43%
	корозія	зменшення струму, нагрівання busbar	Струм, А		
	пошкодження діода Шоттки (пробій)	нагрів	Температура, °С Струм, А		
клемний термінал − junctionbox	збільшення опору контактів	нагрів	Температура, °С Струм, А	k_3, в.о.	2504 од.; 0,833 в.о.; 83,3%
алюмінієвий каркас з герметиком	погіршення герметичності каркасу	нагрів, волога в середині ФЕМ	Температура, °С Струм, А	k_4, в.о.	54 од.; 0,018 в.о.; 1,8%
захисне скло	погіршення герметичності каркасу	нагрів, волога в середині ФЕМ	Температура, °С Струм, А	k_5, в.о.	80 од.; 0,027 в.о.; 2,66%
кабель, що з'єднує cells з клемним терміналом	пошкодження кабелю	ізоляція та опір коннектора	Опір ізоляції, МОм Температура, °С	k_6, в.о.	225 од.; 0,075 в.о.; 7,48%

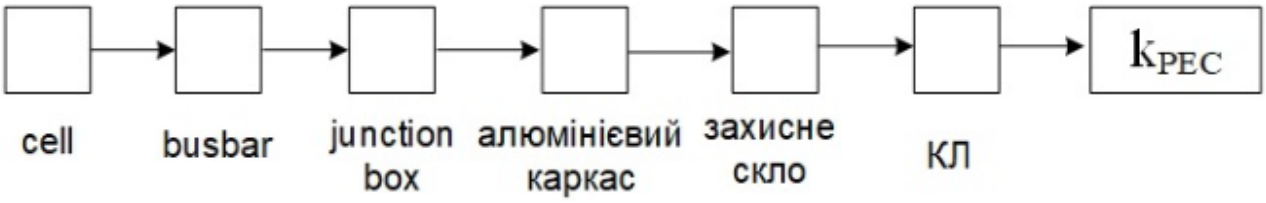


Рисунок 1.26 – Структурна схема моделі коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ

Відповідно до виразу (1.15) коефіцієнт загального залишкового ресурсу ФЕМ визначається за виразом:

$$k_{заг.рес} = k_1^{p_{k1}} \cdot k_2^{p_{k2}} \cdot k_3^{p_{k3}} \cdot k_4^{p_{k4}} \cdot k_5^{p_{k5}} \cdot k_6^{p_{k6}}, \qquad (1.17)$$

де k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6 – відомі на момент розрахунку значення коефіцієнтів залишкового ресурсу по відповідних діагностичних параметрах; p_{k1}, p_{k2}, p_{k3}, p_{k4}, p_{k5}, p_{k6} – ймовірності пошкоджень вузлів ФЕМ, виявлених шляхом контролю діагностичних параметрів з урахуванням загальної кількості пошкоджень. Так, відповідно до табл. 1.1: p_{k1}=0,034 в.о., p_{k2}=0,014 в.о., p_{k3}=0,833 в.о., p_{k4}=0,018 в.о., p_{k5}=0,027 в.о., p_{k6}=0,075 в.о.

Для створення математичної моделі коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ було використано параметри, за кожним з яких можна робити висновок про стан ФЕМ, але жоден з даних параметрів не в повній мірі характеризує технічний стан, він лише вказує на певні зміни технічного стану ФЕМ. На даному етапі розвитку сучасного комп’ютерного забезпечення використання для вирішення поставленої задачі методів теорії нечітких множин є не складним завданням. Це дає змогу враховувати значення різних діагностичних параметрів при діагностуванні ФЕМ і створити базу правил їх взаємодії. За допомогою MATLAB створена модель коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ. З цією метою створено та скореговано вибірку навчальних даних, за якими отримано аналітичну залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від діагностичних параметрів у вигляді поліному. Отримана залежність може бути використана у програмному забезпеченні сучасних мікропроцесорних пристроїв діагностування ФЕМ.

Математична модель коефіцієнта загального залишкового ресурсу є системою логічних рівнянь:

$$
\begin{cases}
\textbf{ЯКЩО}\, k_1 \in "нормальне" \textbf{ТА}\, k_2 \in "нормальне" \textbf{ТА}\, k_3 \in "нормальне" \\
\textbf{ТА}\ k_4 \in "нормальне" \textbf{ТА}\, k_5 \in "нормальне" \ \textbf{ТА}\, k_6 \in "нормальне" \\
\textbf{ТО}\ \mathrm{k}_{\text{рес}ФЕМ} = \mathrm{a}_{11} \cdot k_1 + a_{12} \cdot k_2 + a_{13} \cdot k_3 + a_{14} \cdot k_4 + a_{15} \cdot k_5 + a_{16} \cdot k_6 \\
\textbf{ЯКЩО}\, k_1 \in "незначне\ \ відхилення" \textbf{ТА} k_2 \in "незначне\ \ відхилення" \\
\textbf{ТА}\, k_3 \in "нормальне" \textbf{ТА}\ k_4 \in "незначне\ \ відхилення" \\
\textbf{ТА}\, k_5 \in "незначне\ \ відхилення" \textbf{ТА}\, k_6 \in "незначне\ \ відхилення" \\
\textbf{ТО}\ \mathrm{k}_{\text{рес}ФЕМ} = \mathrm{a}_{21} \cdot k_1 + a_{22} \cdot k_2 + a_{23} \cdot k_3 + a_{24} \cdot k_4 + a_{25} \cdot k_5 + a_{26} \cdot k_6 \\
\textbf{ЯКЩО}\, k_1 \in "передаварійне" \textbf{ТА}\, k_2 \in "передаварійне" \textbf{ТА}\, k_3 \in "передаварійне" \\
\textbf{ТА}\, k_4 \in "передаварійне" \textbf{ТА}\, k_5 \in "передаварійне" \ \textbf{ТА}\, k_6 \in "передаварійне" \\
\textbf{ТО}\ \mathrm{k}_{\text{рес}ФЕМ} = \mathrm{a}_{31} \cdot k_1 + a_{32} \cdot k_2 + a_{33} \cdot k_3 + a_{34} \cdot k_4 + a_{35} \cdot k_5 + a_{36} \cdot k_6 \\
\textbf{ЯКЩО}\, k_1 \in "аварійне" \textbf{ТА}\, k_2 \in "аварійне" \textbf{ТА}\, k_3 \in "аварійне" \\
\textbf{ТА}\ k_4 \in "аварійне" \textbf{ТА}\, k_5 \in "аварійне" \textbf{ТА}\, k_6 \in "аварійне" \\
\textbf{ТО}\ \mathrm{k}_{\text{рес}ФЕМ} = \mathrm{a}_{41} \cdot k_1 + a_{42} \cdot k_2 + a_{43} \cdot k_3 + a_{44} \cdot k_4 + a_{45} \cdot k_5 + a_{46} \cdot k_6 \\
\ldots
\end{cases}
\tag{1.18}
$$

Вихід моделі $\mathrm{k}_{\text{рес.ФЕМ}}$ знаходиться як зрівноважена сума висновків бази правил, записаних у вигляді системи логічних рівнянь.

$$
\mathrm{k}_{\text{рес}ФЕМ} = \sum_{j2=1}^{m3} w_{j2} \begin{pmatrix} \mathrm{a}_{j2\,1} \cdot k_1 + a_{j2\,2} \cdot k_2 + a_{j2\,3} \cdot k_3 + a_{j2\,4} \cdot k_4 \\ + a_{j2\,5} \cdot k_5 + a_{j2\,6} \cdot k_6 + c_{j2} \end{pmatrix} \tag{1.19}
$$

де $0 \le w_{j2} \le 1$ – ступінь виконання (вага) j_2-го правила, яка визначається відповідністю реальних змін діагностичних параметрів ФЕМ, що відображені у j_2-му правилі. Налаштування моделі полягає у визначенні параметрів функцій належності і рівнянь висновку. Необхідно визначити середньоквадратичне відхилення σ_{k1}–σ_{k6} та математичне очікування c_{k1}, c_{k2}, c_{k3}, c_{k4}, гаусових функції належності, параметри рівнянь висновку (a_{11} – a_{44}, c_1 – c_4). Для полегшення налаштування та адаптації структури розробленої моделі до реальних параметрів конкретної ФЕМ модель реалізується у вигляді адаптивної нейронечіткої багатошарової мережі прямого розповсюдження ANFIS. ANFIS являє собою найпростішу мережу прямого розповсюдження, яка містить адаптивні вузли, використовуючи правила навчання, параметри цих вузлів налаштовуються так, щоб мінімізувати похибку між реальним виходом моделі $\mathrm{к}_{\text{рес.ФЕМ}}$ та реальним коефіцієнтом загального залишкового ресурсу $\mathrm{к}_{\text{.рес ФЕМ.}}$ ФЕМ:

$$\delta = \sqrt{\frac{1}{N_1}\sum_{k_3=0}^{N_1-1}\left(\mathrm{k}_{\text{рес.ФЕМ k3}} - \mathrm{k}_{\text{заг.ФЕМ } k3}\right)^2} \to \min, \qquad (1.20)$$

де N_1 – кількість рядків у навчальній вибірці, k_3 – номер рядка в навчальній вибірці, починаючи з рядка з порядковим номером «0». Використовується гібридний навчальний алгоритм, кожна епоха якого складається з прямого та зворотного оптимізаційних розрахунків. З метою зменшення часу на навчання нейро-нечіткої моделі в системі комп'ютерної математики MATLAB використовуємо метод субкластеризації, тобто метод об'єднання об'єктів у групи на основі однаковості ознак для об'єктів однієї групи та неоднаковості ознак між групами. Більшість алгоритмів кластеризації не ґрунтуються на традиційних для статистичних методів припущеннях. Вони можуть використовуватись в умовах майже повної відсутності інформації про закони розподілу даних. Кластеризацію використовують для об'єктів з кількісними (числовими), якісними або змішаними ознаками.

Складність залежностей вихідного параметра розробленої моделі від сукупності вхідних параметрів підтверджують графіки поверхонь цих залежностей, які показані на рис. 1.27 і 1.28 як приклад.

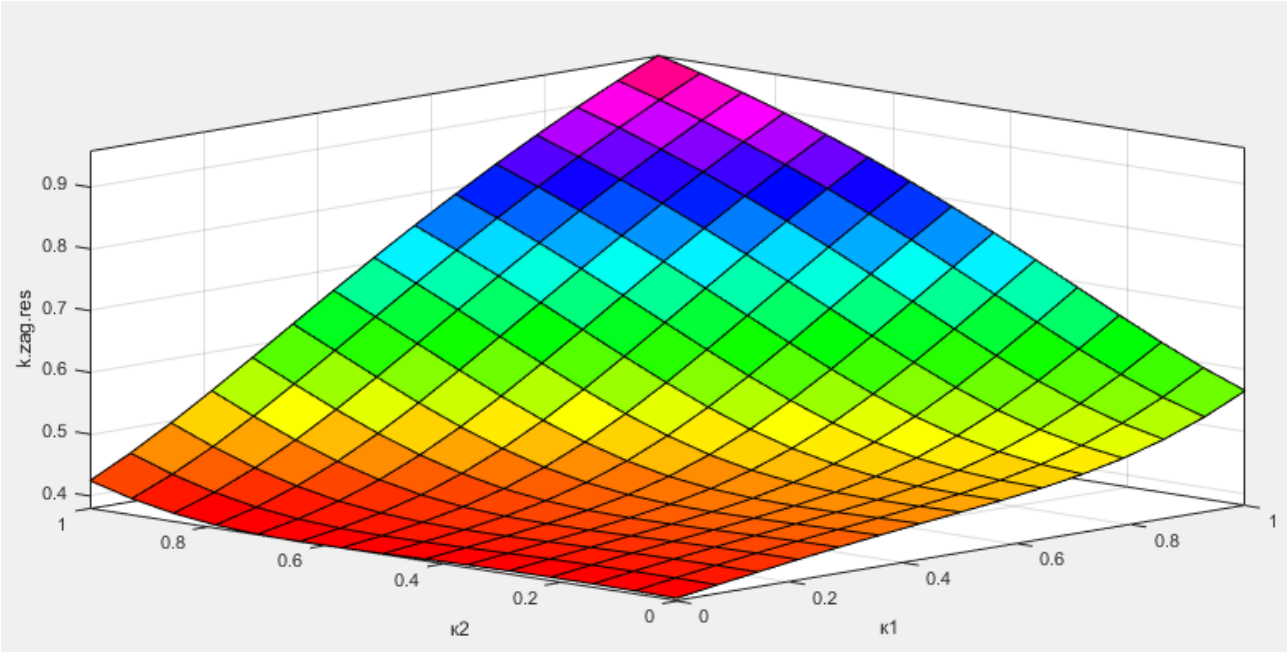


Рисунок 1.27 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від k_1 та k_2.

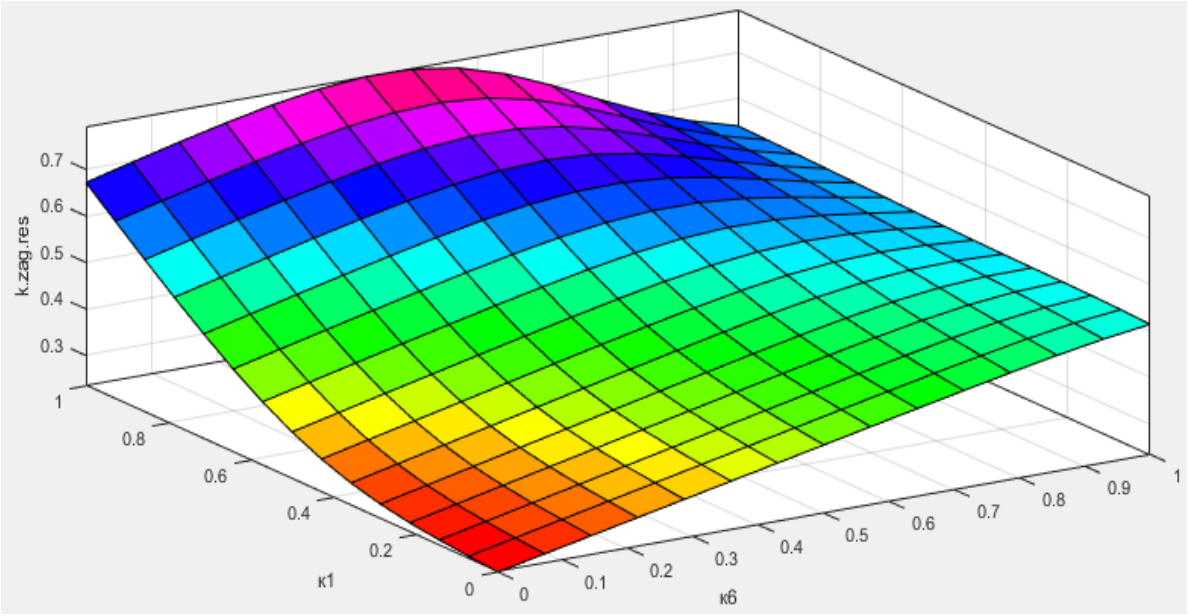


Рисунок 1.28 – Залежність коефіцієнта залишкового ресурсу ФЕМ від k_1 та k_6.

1.4.3 Програмно-апаратний комплекс визначення технічного стану обладнання ФЕС

Враховуючи швидкі темпи нарощування встановленої потужності ФЕС, виникають нові проблеми, які потребують термінового вирішення. Зокрема, до них відносяться: забезпечення надійності електропостачання; необхідність виявлення пошкоджень обладнання ФЕС та прогнозування виникнення пошкоджень; планування заміни пошкодженого обладнання та ремонтів, балансування потужності в ЕЕС. Тобто, виникає задача підтримки енергоефективності установок, що гарантуватиме очікуваний рівень генерування електроенергії, при цьому також, існує необхідність контролю за їх роботою, щоб уникнути можливих відключень, які можуть спричинити понаднормове відхилення планового значення генерування від поточного.

Можна виділити три способи діагностування пошкоджень: 1) шляхом візуального огляду, що потребує значних витрат часу та зусиль; 2) за допомогою обробки зображень, яка може бути розділена на термографію, електролюмінесценцію та УФ-флуоресценцію, що передбачає використання безпілотних технологій та іноді вимагає відключення станції від мережі; і 3) за допомогою аналізу електричних вимірювань, який можна отримати за допомогою встановленої системи моніторингу [94]. Перші два способи полягають у використанні ретроспективних даних для формування моделі поточного стану ФЕМ.

Також потрібно враховувати обмеження диспетчера на потужність генерування ФЕС, тобто ФЕС працює не з максимально доступною потужністю, а з заданою диспетчером, визначеною на основі встановленої потужності, рівня сонячного випромінювання та потреби мережі. Це означає, що інвертори не працюють у режимі відстеження максимальної потужності, а замість цього вони намагаються досягти оптимального значення генерування, що встановлене диспетчером. Отже, максимальне значення потужності (MPPT), що використовується в літературі для виявлення пошкоджень, не може використовуватися при виявленні технічного стану для ФЕС, які підключені до мережі і мають пристрої відстежування MPPT.

Тому, актуальною є розробка нових рішень для моніторингу, класифікації та виявлення несправностей (пошкоджень) роботи ФЕС та ідентифікація її технічного стану з врахуванням ретроспективних даних, отриманих за допомогою SCADA систем.

1.4.3.1 Блок-схема програмно-апаратного комплексу визначення технічного стану ФЕС та визначення коефіцієнтів-індикаторів

Запропонована методологія базується на двох етапах:

– моделювання, в ході якого складається математична модель процесу функціонування ФЕС (з врахуванням визначення зони нечутливості, формування нейро-нечіткої моделі генерування) на основі ретроспективних даних про роботу ФЕС;

– процес моніторингу та прогнозування, при якому система працює в режимі реального часу, контролюючи технічний стан ФЕМ, з метою виявлення та діагностування появи дефектів або несправностей.

Запропонований метод працює наступним чином (див. рис. 1.29). Накопичуються дані про значення потужності генерування станції та струмах стрінгів за певних метеорологічних факторах (Блок 1), поточні значення метеорологічних факторів порівнюються з ретроспективними (Блок 5), формується множина таких наборів, при яких метеорологічні фактори не виходять за зону нечутливості, межі якої визначені критеріальним методом (Блок 4). Поточне значення потужності порівнюється з ретроспективним, при однакових чи наближених метеорологічних факторах з сформованої множини (Блок 6). Для додаткової перевірки та виключення похибки, пропонується також потужність генерування порівнювати з розрахунковим значенням, визначеним з використанням нейро-нечіткої мережі (Блок 3) (навчальна вибірка і система логічних рівнянь попередньо коригується експертами з врахуванням особливостей роботи конкретної станції (Блок 2)). У випадку невідповідності поточного значення ретроспективному і розрахунковому, робиться висновок про

потребу додаткових досліджень, а саме розрахунок коефіцієнтів-індикаторів для локалізації області пошуку пошкодженої панелі та визначення коефіцієнту залишкового ресурсу (Блок 7), що дозволить ідентифікувати стан панелі (Блок 8) та спрогнозувати розвиток дефекту.

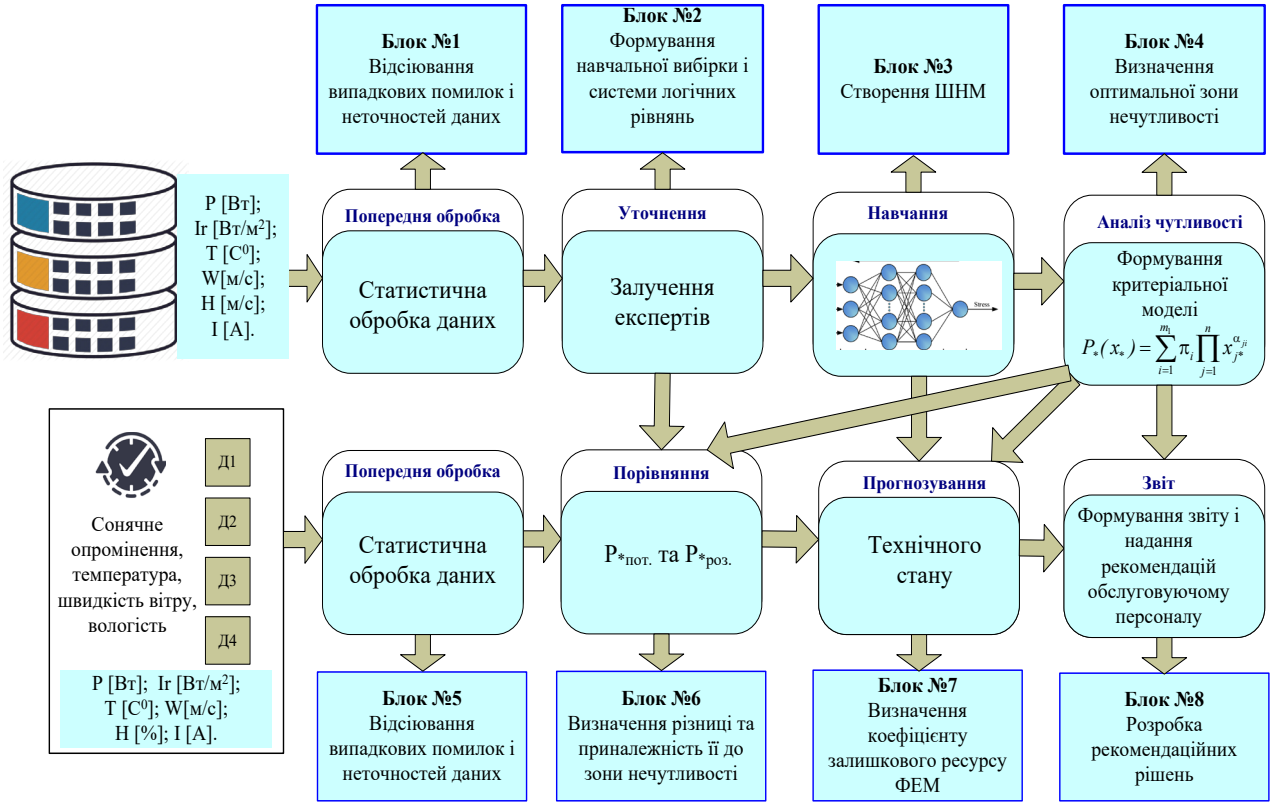


Рисунок 1.29 – Блок-схема програмно-апаратного комплексу визначення технічного стану ФЕС

Отримані дані фільтруються і коригуються у разі планового припинення роботи обладнання станції, вимушене обмеження роботи, тощо. Створюється нейро-нечітка мережа, яка дозволяє визначати генерування в залежності від метеорологічних факторів. Для встановлення зони нечутливості запропоновано використовувати критеріальний метод [95]. Особливістю використання критеріального методу є те, що оцінка чутливості здійснюється у відносних одиницях, оскільки визначення зони нечутливості в іменованих одиницях пов’язано з низкою складностей. Поточні значення генерування порівнюється з ретроспективним, при таких же або наближених значеннях метеорологічних факторів. Якщо значення відхилення виходить за зону нечутливості, то потрібно проводити додаткові дослідження, а саме контролювати значення струмів стрінгів (визначати індикатори аномальної їх роботи) і визначати той, в якому є пошкоджені панелі.

Поступове збільшення відхилення коефіцієнтів-індикаторів аномальної роботи ФЕМ, визначених за ретроспективними даними і поточними, свідчить про розвиток дефектів. Визначення тенденції зміни цих коефіцієнтів дозволяє прогнозувати розвиток дефектів [95].

Визначення оптимальної зони нечутливості визначається за допомогою теорії чутливості [96, 97]. Зокрема в [96] показано, що основні проблеми полягають у розробці відповідних математичних моделей, які враховують динаміку досліджуваного об'єкта. Складність задач визначення впливу технічного стану обладнання ФЕС на його генерування, головним чином, мають багаторівневу територіальну і часову ієрархією та характеризуються випадковим характером збурень, що діють на системи, зміною в часі параметрів досліджуваних об'єктів, багатомірністю та нелінійним характером останніх.

Не дивлячись на те, що багато задач визначення технічного стану динамічних систем знайшли свій розв'язок, подальше їх розповсюдження та вдосконалення залишається актуальним, у зв'язку з широким впровадженням сучасних засобів обчислювальної техніки та інформаційних технологій [98]. Впровадження їх у SCADA передбачає широку автоматизацію основних функцій процесу керування ВДЕ: збору та обробки інформації, прийняття рішень з управління станами, їх техніко-економічного аналізу та автоматизації основних функцій керування з врахуванням обмежень, які зумовлені зміною технічного стану обладнання ВДЕ, метеорологічних факторів, вимогами системного оператора. Сукупність сучасних ЕОМ, математичних методів моделювання та вимірювальних технічних засобів, що реалізують ідентифікацію технічного стану, дозволяє перейти на якісно новий рівень визначення технічного стану ФЕМ, використовуючи макромоделювання [99].

1.4.3.2 Формування даних для оцінювання технічного стану ФЕС

Роботу запропонованого комплексу розглянемо на прикладі моніторингу дефектів ФЕМ (див. рис. 1.30). Процес моніторингу починається з обльоту поля фотоелектричної станції квадрокоптером. Огляд з використанням камер з різними матрицями дозволяє виконувати візуалізацію як у видимому спектрі, так і мультиспектральному. Це допомагає визначити осередки дефектів в межах поля. Вся інформація, отримана під час обльоту, передається в базу даних (БД) через блок збору даних з квадрокоптера. При цьому кожному осередку присвоюються координати на полі ФЕС. За необхідності деякі осередки досліджуються за допомогою ручного тепловізора та пірометра.

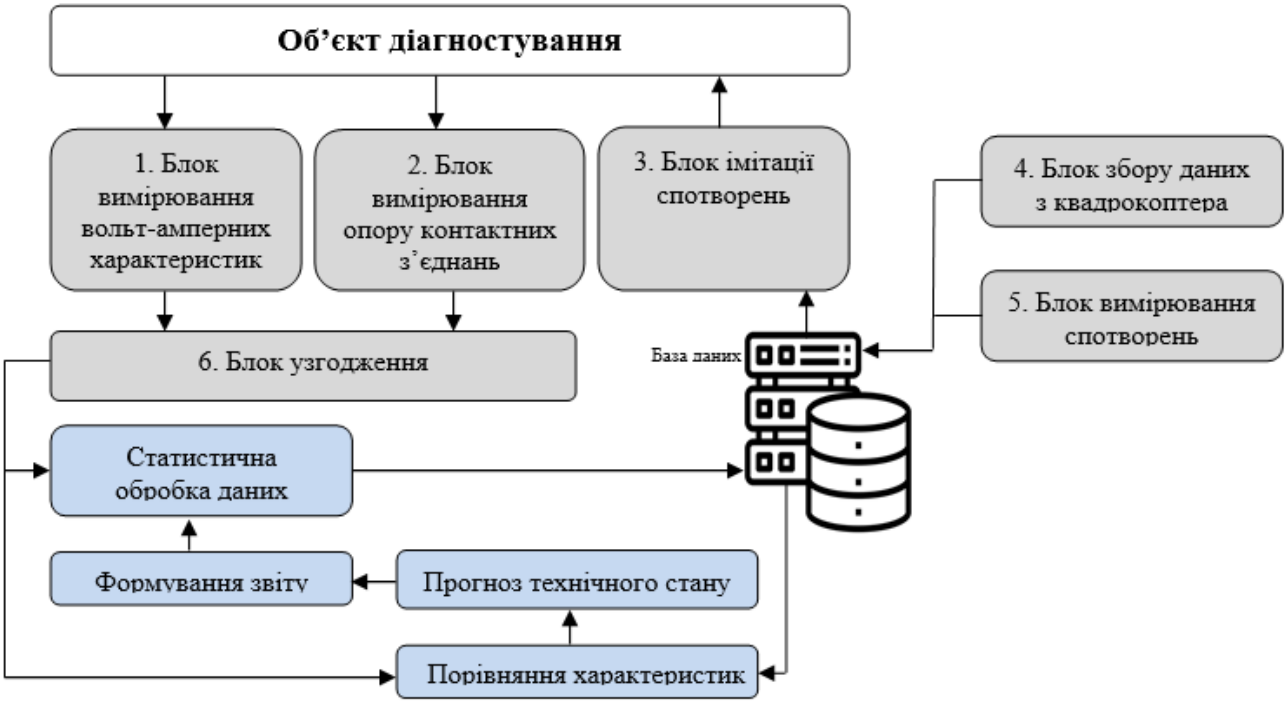


Рисунок 1.30 – Блок-схема програмно-апаратного комплексу оцінювання технічного стану ФЕМ

Вплив виявлених дефектів на ефективність фотоелектричної електростанції оцінюється в кілька етапів:

– оцінюються спотворення кривої напруги, що виникають в електромережі без фотоелектричних систем (блок вимірювання спотворень);

– вимірюються контактні опори проводів окремих стрінгів з несправними панелями (блок вимірювання опору контактних з'єднань);

– імітація спотворень (блок імітації спотворень) та запуск окремих інверторів із стрінгами з несправними сонячними панелями, вимірювання електричних параметрів та спотворень кривої напруги та струму (блок вимірювання спотворень);

– вимірювання вольт-амперних характеристик стрінгів, що містять несправні ФЕМ (блок вимірювання вольт-амперних характеристик);

– за необхідності вимірюється вольт-амперна крива окремих несправних ФЕС (блок вимірювання вольт-амперних характеристик).

Отримані результати вимірювань зіставляються шляхом їх узгодження з окремими погодними умовами, що переважали під час вимірювань (блок зіставлення). Потім вони статистично обробляються для видалення викидів та переносяться до бази даних.

Наступний крок – порівняння отриманих результатів вимірювань з попередніми вимірюваннями, проведеними на тому ж об'єкті.

Якщо є розбіжність між поточним значенням та розрахунковими значеннями, робиться висновок про необхідність подальших досліджень, а саме про розрахунок коефіцієнтів-індикаторів для визначення області пошуку пошкодженої панелі, оскільки не всі дефекти, виявлені на попередньому кроці, впливають на ефективність фотоелектричної системи. Також визначається коефіцієнт залишкового ресурсу, який можна використовувати для ідентифікації стану панелі та прогнозування розвитку дефекту.

Створюється нейро-нечітка мережу, яка дозволяє визначити генерацію залежно від метеорологічних факторів. Для визначення зони нечутливості запропоновано використання критеріального методу [100]. Особливістю використання критеріального методу є те, що оцінка чутливості проводиться у відносних одиницях, оскільки визначення зони нечутливості в номінальних одиницях пов'язане з низкою труднощів.

Поступове збільшення відхилення коефіцієнтів-індикаторів аномальної роботи системи сонячних панелей, визначених за ретроспективними та поточними даними, свідчить про розвиток відмов. Визначення тенденції змін цих коефіцієнтів дозволяє прогнозувати розвиток відмов [97]. Застосування теорії чутливості та оптимальної зони нечутливості дозволяє перейти до оцінки часового інтервалу та групування систем сонячних панелей за причинами погіршення стану. Досвід такого підходу в динамічних системах, включаючи ЕЕС з відновлюваними джерелами енергетики, стани яких змінюються в часі та просторі, є позитивним [96, 98, 99].

Зокрема, у [98] зазначено, що основними проблемами є розробка відповідних математичних моделей, що враховують динаміку досліджуваного об'єкта. Складність завдань, пов'язаних з визначенням впливу технічного стану фотоелектричної станції на її генерування, є переважно багаторівневою просторово-часовою ієрархією та характеризується випадковим характером збурень, що впливають на системи, змінами параметрів досліджуваних об'єктів з часом, а також багатовимірністю та нелінійністю останніх.

Незважаючи на те, що багато завдань, пов'язаних з визначенням технічного стану динамічних систем, знайшли свої рішення, їх подальше поширення та вдосконалення залишаються актуальними завдяки широкому впровадженню сучасних обчислювальних та інформаційних технологій [101]. Їх реалізація в

системі SCADA вимагає масштабної автоматизації основних функцій процесу керування ВДЕ: збору та обробки даних, прийняття рішень в управлінні станом, їх техніко-економічного аналізу, а також автоматизації основних функцій керування з урахуванням обмежень, спричинених змінами технічного стану обладнання ВДЕ, метеорологічними факторами та вимогами системного оператора.

Поєднання сучасних комп'ютерів, методів математичного моделювання та вимірювальних приладів, що реалізують ідентифікацію технічного стану, дозволяє вийти на якісно новий рівень визначення технічного стану ФЕМ за допомогою макромоделювання [102].

1.4.3.3 Критеріальне моделювання генерування ВДЕ для програмно-апаратного комплексу

Для визначення впливу на генерування ФЕС різних за фізичним змістом факторів, можна використовувати критеріальне моделювання, що передбачає перетворення вихідної моделі явищ чи об’єктів в безрозмірну, а саме критеріальну форму запису, де всі, приймаючі участь у процесі, величини мають зміст критеріїв подібності [103].

Для цього залежність, яка показана в [104], апроксимується позиномом:

$$P=f(T, W, Ir, H, I), \tag{1.21}$$

де P – потужність, яку генерує ФЕС, Вт; T – температура навколишнього середовища, С°; I_r – сонячне опромінення, Вт/м^2; H – вологість, %; I – струм стрінга, А.

Позином, яким апроксимується (1.21), має вигляд [103]

$$P = \sum_{i=1}^{m} a_i \prod_{j=1}^{n} x_j^{\alpha_{ji}}, \tag{1.22}$$

де P – потужність генерування; a_i та α_{ji} – постійні коефіцієнти, що визначаються властивістю досліджуваного процесу системи; x_j – змінні параметри системи.

Для аналізу вираз (1.22) представляється у критеріальній формі запису. Оцінка ведеться шляхом порівняння з базисним значенням, що характеризується значеннями параметрів $y_б$, $x_{1б}$, $x_{2б}$,…, $x_{nб}$ і передбачається, що

$$P_б = \sum_{i=1}^{m} a_i \prod_{j=1}^{n} x_{jб}^{\alpha_{ji}}, \qquad \text{і т.д.}$$

а у базисних одиницях

$$P_* = \pi_{1б} \prod_{j=1}^{n} x_{j*}^{\alpha_{ji}} + \pi_{2б} \prod_{j=1}^{n} x_{j*}^{\alpha_{ji}} + ... + \pi_{mб} \prod_{j=1}^{n} x_{j*}^{\alpha_{ji}}, \tag{1.23}$$

де $P_* = \frac{P}{P_б}$, $x_{j*} = \frac{x_j}{x_{jб}}$, π – критерій подібності.

Вираз (1.23) дозволяє визначити відносну зміну P при відхиленні x_j від прийнятого базисного значення. З позиції власника ВДЕ найоптимальнішим є режим, при якому станція генерує найбільший обсяг електроенергії. При цьому обладнання експлуатується без додаткових затрат на його ремонт, обслуговування і заміну.

Отримані дані фільтруються і коригуються у разі планового припинення роботи обладнання станції, вимушене обмеження роботи, тощо. Створюється нейро-нечітка мережа, яка дозволяє визначати генерування в залежності від метеорологічних факторів. Для встановлення зони нечутливості запропоновано використовувати критеріальний метод [98].

Поточні значення генерування порівнюється з ретроспективним, при таких же або наближених значеннях метеорологічних факторів. Якщо значення відхилення виходить за зону нечутливості, то потрібно проводити додаткові дослідження, а саме контролювати значення струмів стрінгів (визначати індикатори аномальної їх роботи) і шукати той, в якому є пошкоджені панелі. Поступове збільшення відхилення коефіцієнтів k_1-k_6, визначених за ретроспективними даними і поточними, свідчить про розвиток дефектів. Визначення тенденції зміни k_1-k_6 дозволяє прогнозувати розвиток дефектів [104].

Визначення оптимальної зони нечутливості визначається за допомогою теорії чутливості [45, 97, 105, 106]. Багато досліджень присвячено саме застосуванню теорію аналізу чутливості динамічних систем, зокрема існує цілий

клас динамічних систем, до яких відносяться і ЕЕС з ВДЕ, зміна станів яких розподілена в часі та просторі. Зокрема в [97] зазначено, що основні проблеми полягають у розробці відповідних математичних моделей, які враховують динаміку досліджуваного об'єкта. Складність задач визначення впливу технічного стану обладнання ФЕС на його генерування, головним чином, мають багаторівневу територіальну і часову ієрархією та характеризуються випадковим характером збурень, що діють на системи, зміною в часі параметрів досліджуваних об'єктів, багатомірністю та нелінійним характером останніх.

Не дивлячись на те, що багато задач визначення технічного стану динамічних систем знайшли свій розв'язок, подальше їх розповсюдження та вдосконалення залишається актуальним, у зв'язку з широким впровадженням сучасних засобів обчислювальної техніки та інформаційних технологій [101]. Впровадження їх у SCADA передбачає широку автоматизацію основних функцій процесу керування ВДЕ: збору та обробки інформації, прийняття рішень з управління станами, їх техніко-економічного аналізу та автоматизації основних функцій керування з врахуванням обмежень, які зумовлені зміною технічного стану обладнання ВДЕ, метеорологічних факторів, вимогами системного оператора. Сукупність сучасних ЕОМ, математичних методів моделювання та вимірювальних технічних засобів, що реалізують ідентифікацію технічного стану, дозволяє перейти на якісно новий рівень визначення технічного стану ФЕМ.

Однак, відомі методи теорії чутливості, які ґрунтуються на використанні функцій чутливості або градієнтів досліджуваних властивостей системи, є недостатньо ефективними для аналізу та синтезу систем визначення технічного стану обладнання і його впливу на якість функціонування системи в цілому. Причини тут і в структурі самої системи, і в особливостях формування її станів [99]. В даній роботі розглядається один з можливих способів вирішення проблеми чутливості складної динамічної системи. В основу запропонованого методу покладено засоби теорії подібності, зокрема критеріальне моделювання [97, 98, 103, 107].

Особливістю використання критеріального методу є те, що оцінка чутливості здійснюється у відносних одиницях (див. рис. 1.31), оскільки визначення зони нечутливості P в іменованих одиницях пов'язано з низкою складностей. Метеорологічні фактори mf_{*i} під час оцінки чутливості P також задаються у відносних одиницях.

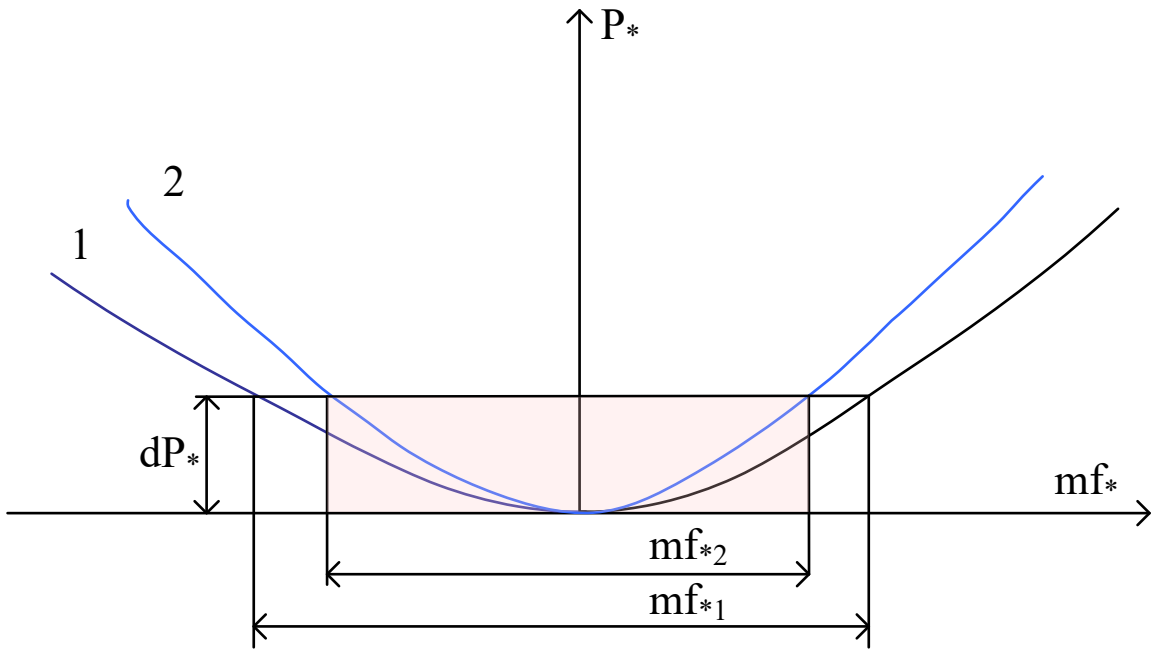


Рисунок 1.31 – Приклад критеріальних залежностей потужності генерування від зміни метеорологічних факторів

У відносних одиницях задача розподілу допусків може бути розв'язана в такий спосіб. Визначаються гранично допустимі значення метеорологічних факторів $mf_{*_i}^{-}$ і $mf_{*_i}^{+}$ [98]:

$$mf_{*}^{-} = \left(\frac{\alpha - \beta}{-\beta} \frac{a}{1 + \delta F_{*}} \right)^{-1/\alpha}, \tag{1.24}$$

$$mf_{*}^{+} = \left(\frac{\alpha - \beta}{\alpha} \frac{b}{1 + \delta F_{*}} \right)^{-1/\beta}. \tag{1.25}$$

де δP_{*} – задане допустиме відхилення потужності генерування ВДЕ від його ретроспективного (оптимального) значення у відносних одиницях; a, b, α і β – коефіцієнти функції (двочленного позинома), якою апроксимується залежність $P_{*}=f(mf_{*})$:

$$P_{*} = a\, mf_{*}^{\alpha} + b\, mf_{*}^{\beta}. \tag{1.26}$$

Використовуючи ці дані, обчислюються граничні значення полів допусків:

$$\delta mf_{*_i}^{np} = mf_{*_i}^{+} - mf_{*_i}^{-}, \quad i = \overline{1,m}.$$

Для метеорологічних факторів визначаються вагові коефіцієнти, що відображають їхній регулювальний ефект. В критеріальній системі відносних одиниць вони нормуються до одиниці [103]. У цьому випадку вагові коефіцієнти визначаються в такий спосіб:

$$\nu_i = \frac{\delta mf_{*i}^{np}}{\sum_{i=1}^{m} \delta mf_{*i}^{np}}. \qquad (1.27)$$

Тоді значення допуску для *i*-го метеорологічного фактора визначиться:

$$\delta mf_{*i} \le \frac{\nu_i \delta P_*}{|\mu_i|}, \qquad (1.28)$$

де $\mu_i = \frac{\partial P_*}{\partial mf_{*i}} = a_i \alpha_i mf_{*i}^{\alpha_i - 1} + b_i \beta_i mf_{*i}^{\beta_i - 1}$ – з врахуванням апроксимації функції позиномом.

Допуски, визначені за допомогою формули (1.28), відображають вплив метеорологічних факторів на генерування ВДЕ. Задані на підставі обчислених допусків δmf_{*i} зони нечутливості дозволяють більш обґрунтовано і з більшою ефективністю враховувати їх значення для визначення генерування ВДЕ. Розглянутий спосіб розподілу допусків за допомогою критеріальних моделей не єдиний. У залежності від обраної системи відносних одиниць нормування може бути виконано не тільки до одиниці [108]. Так у диференціальній системі відносних одиниць, розробленої саме для аналізу відповідності поточного генерування ретроспективному, що відповідає таким значенням метеорологічних факторів, які не виходять за допустимі межі, коефіцієнт нормування стосовно до критерію оптимальності, записаного в критеріальній формі

$$P_* = \sum_{i=1}^{m} \pi_i \prod_{j=1}^{n} mf_{*j}^{\alpha_{ji}},$$

де $\pi_i = \frac{a_i \prod_{j=1}^{n} mf_j^{\alpha_{ji}}}{P_o}$ – критерії подібності, а *m* і *n* відповідно кількість членів у цільовій функції і кількість змінних.

1.4.3.4 Розробка коефіцієнтів-індикаторів аномальної роботи ФЕМ

Запропоновано використовувати коефіцієнти-індикатори, які вказують на аномальну роботу ФЕМ у стрінгу і фактично сигналізують на наявність проблеми в роботі стрінгу, а врахування їх чутливості до зміни метеорологічних контрольованих факторів виключає помилкові рішення [104]. Порядок розрахунку коефіцієнтів-індикаторів наступний. Визначається:

1. Різниця у відсотках між середнім значенням струму стрінгів $I_{сер.стр.}$ і поточним значення струму генерування конкретного досліджуваного стрінгу $I_{стр.i}$:

$$k_1 = \frac{\sum_{i=1}^{n}(I_{сер.стр.} - I_{стр.i})}{I_{сер.стр.}} \cdot 100. \tag{1.29}$$

2. Максимальна різниця у відсотках між середнім значенням струму стрінгів $I_{сер.стр.}$ і поточним значення струму генерування конкретного досліджуваного стрінгу $I_{стр.i}$:

$$k_2 = \max \frac{(I_{сер.стр.} - I_{стр.i})}{I_{сер.стр.}} \cdot 100. \tag{1.30}$$

3. Дисперсія середнього значення струму всіх стрінгів $I_{сер.стр.i}$ та дисперсія струму стрінга $I_{стр.i}$:

$$k_3 = \sum_{i=1}^{n}\left(I_{стр.i} - \overline{I_{стр.}}\right), \tag{1.31}$$

$$k_4 = \sum_{i=1}^{n}\left(I_{сер.стр.i} - \overline{I_{сер.стр.}}\right). \tag{1.32}$$

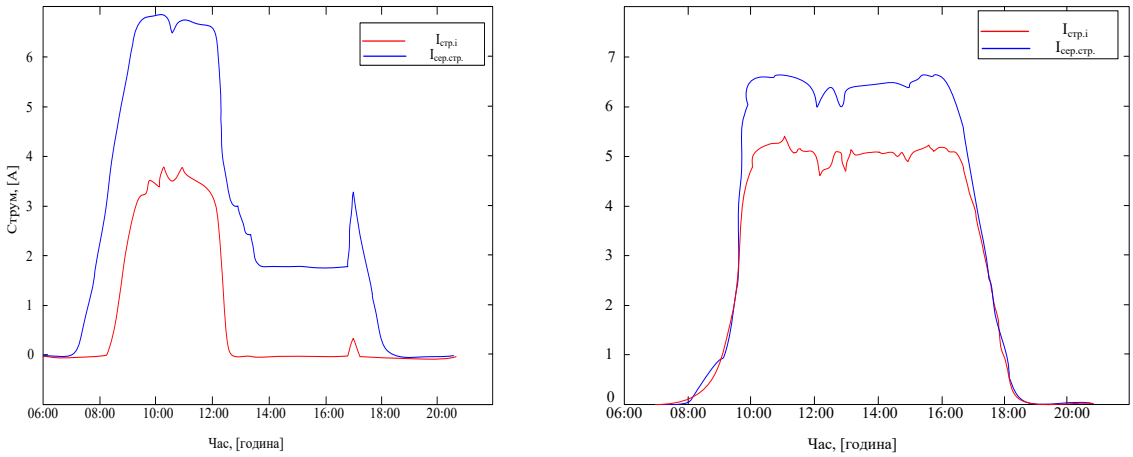
4. Різниця у відсотках між середнім струмом всіх стрінгів $I_{сер.стр.}^{t_{\max}(I_{сер.стр.})}$ та струмом стрінгу $I_{стр.i}^{t_{\max}(I_{стр.i})}$ в точці (момент) максимального генерування:

$$k_5 = \frac{I_{сер.стр.}^{t_{\max}(I_{сер.стр.})} - I_{стр.i}^{t_{\max}(I_{стр.i})}}{I_{сер.стр.}^{t_{\max}(I_{сер.стр.})}}. \tag{1.33}$$

Різниця у відсотках між середнім значенням струму всіх стрінгів $I_{сер.стр.}^{t_{\min}(I_{сер.стр.})}$ та струмом стрінгу $I_{стр.i}^{t_{\min}(I_{стр.i})}$ в точці (момент) мінімального генерування:

$$k_5 = \frac{I_{сер.стр.}^{t_{\min}(I_{сер.стр.})} - I_{стр.i}^{t_{\min}(I_{стр.i})}}{I_{сер.стр.}^{t_{\min}(I_{сер.стр.})}} \quad . \tag{1.34}$$

На рис. 1.32 показано приклади виявлення пошкоджень на ФЕС, які виявлені за допомогою розробленого програмно-апаратного комплексу.



а) б)

Рисунок 1.32 – Приклади: а) несправності давача струму та б) наявності «гарячих точок»

1.4.4 Приклад використання макету апаратно-програмного комплексу оцінювання деградації ФЕМ

В попередньому параграфі розроблена блок-схема програмно-апаратного комплексу визначення технічного стану ФЕС. В навчально-дослідній лабораторії кафедри електричних станцій і систем ВНТУ виконано експериментальне дослідження розробленого програмно-апаратного комплексу. Об’єктом дослідження були ФЕМ, встановлені на лабораторних стендах, та ФЕМ на ФЕС, встановленій на даху навчального корпусу факультету електроенергетики. Перевірку контактних з’єднань ФЕС і від ФЕС до інвертора з лічильником електроенергії зроблено приладом Актаком АММ-6015 (вимірювач опору) (див. рис. 1.33). Опори контактних з’єднань знаходяться в допустимих межах. За допомогою тепловізора (OWON Ti332) і пірометра (Benetech GM1250) здійснюється обстеження ФЕМ на предмет дефектів, що проявляються областями з температурою, вищою за температуру справних ФЕМ. Було виявлено на ФЕМ ряд дефектних елементів, які обстежені більш детально (див. рис. 1.34).



Рисунок 1.33 – Перевірка контактних з’єднань



Рисунок 1.34 – Детальніше обстеження, уточнення площі і вагомості дефектної області

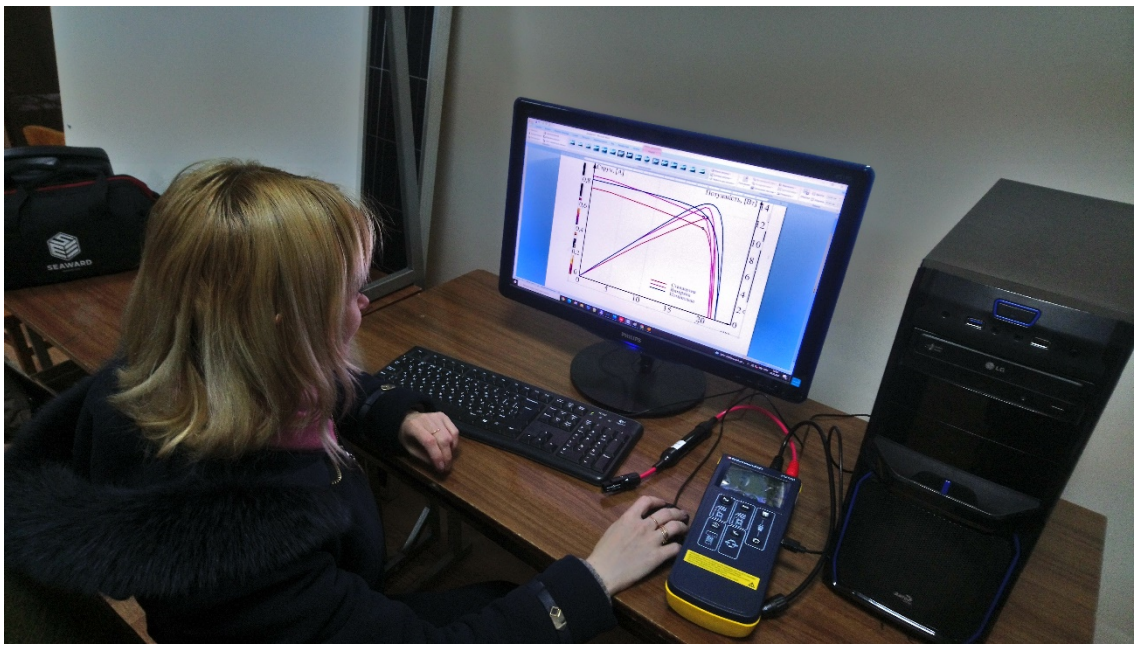


Рисунок 1.35 – Розрахунок ВАХ програмою виявлення та діагностування появи дефектів або несправностей



Рисунок 1.36 – Збір інформації для оцінювання ефективності генерування електроенергії даховою ФЕС ВНТУ

Для визначення працездатності ФЕМ і доцільності їх подальшої експлуатації визначається ВАХ за допомогою тестера електробезпеки сонячних установок Solar PV150 формується база даних для побудови і порівняння окремих ВАХ. Інформація передається на ноутбук, де обробляється розробленою програмою виявлення та діагностування появи дефектів або несправностей. Побудовані ВАХ для ФЕМ виводяться для візуального аналізу на екран (див. рис. 1.35). В подальшому дані про ФЕМ використовуються для визначення коефіцієнтів залишкового ресурсу, як це показано в п. 1.4.3, і для розрахунків коефіцієнтів-індикаторів аномальної роботи ФЕМ. За цими результатами приймається рішення щодо доцільності подальшої експлуатації ФЕМ. Визначається можливість їх відновлення або повної заміни.

Аналогічні виміри для оцінювання ефективності генерування електроенергії були зроблені на даховій ФЕС факультету електроенергетики (див. рис. 1.36).

Висновки до розділу 1

Сформовано особливості функціонування ВДЕ в Україні та у світі і їх вплив на ЕЕС в сучасних умовах, а також виділено основні негативні ознаки електричних мереж, що зменшують ефективність ВДЕ, зокрема проблеми балансування в електроенергетичних системах, які спричинені недостатнім обсягом маневреної потужності в ОЕС України. Тому обґрунтовано шляхи врахування типу джерел живлення, рівня напруги, графіку споживання, нерівномірності графіку генерування, що дасть змогу досягти максимальних результатів при коригуванні енергетичної стратегії та розвитку відновлюваної енергетики конкретного регіону. Показано, що нормальний стан електричних мереж енергосистеми є важливою умовою для реалізації ефективного використання ВДЕ.

Розроблено метод визначення впливних метеорологічних факторів на генерування ВДЕ в залежності від локації з використанням кореляційно-регресійного аналізу, а саме коефіцієнтів Спірмена, Кендела та Пірсона, яка реалізована за допомогою програмно-апаратного комплексу в ПК LabView. Таким чином, визначаються прогнозні значення впливових факторів, а потім за їхніми значеннями визначається генерування ВДЕ з використанням аналітичних залежностей та побудованих регресійних рівнянь індивідуально для кожної електричної станції або для групи станцій, об’єднаних в балансуючу групу.

На підставі дослідження пошкоджуваності зарубіжних і вітчизняних ФЕС розроблено математичну модель для оцінювання технічного стану ФЕС і визначення залишкового ресурсу для врахування участі їх в керуванні режимами ЕЕС. Для врахування впливних факторів на технічний стан обладнання ФЕС розроблено дерево пошкоджень для ФЕС і ФЕМ з використанням теорії FTA. Розроблено метод ідентифікації технічного стану ФЕМ з використанням нейро-нечіткого моделювання, що дозволило розробити блок-схему і макет програмно-апаратного комплексу визначення пошкоджених модулів онлайн з застосуванням теорії чутливості.

Адаптовано критерій оптимальності керування параметрами електроенергетичної системи з ВДЕ, що мають нерівномірний графік генерування, шляхом введення в вектор спостереження та вектор керування прогнозного значення їх потужності та потужності керованих ВДЕ і накопичувачів відповідно, що дозволило підвищити їх енергоефективність при керуванні режимами ЕЕС. Складаються такі умови, що ВДЕ займає чільне місце в балансі електроенергії ЕЕС і завдяки їх економічності та надійності є підстави для їх інвестування та розбудови.

Розроблено метод діагностування ФЕМ в умовах неповноти початкових даних, який шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу ФЕМ і, в залежності від результату, зробити висновок про один зі станів ФЕМ (справний, з незначними відхиленнями параметрів, передаварійний, аварійний) та зменшити похибку прогнозування такого стану. Розроблено метод моніторингу та виявлення несправностей в режимі онлайн ФЕМ, які експлуатуються на ФЕС. Він базується лише на інформації, зібраній SCADA системами ФЕС та досвіду експлуатаційного персоналу. В якості вхідних даних використовуються метеорологічні фактори, які впливають на обсяш генерквання ФЕС, таких як сонячне випромінювання, температура навколишнього середовища, струм кожного стрінгу.

Запропоновано визначати зони нечутливості генерування до впливу метеорологічних факторів, які зумовлені точністю вимірювальних приладів, різною кореляцією зміни генерування і метеорологічних факторів та ін. Під час випробовувань, це дозволить виявити забруднення ФЕМ, несправності датчиків, а також пошкодження самих ФЕМ, наприклад наявність дефекту «гарячі точки», тощо. Запропоновано метод визначення залишкового ресурсу, що реалізований

на платформі MATLAB, може бути легко інтегрованим у веб-сервер з прямим зв’язком із SCADA ФЕС та базами даних для роботи в режимі реального часу. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів, математичних моделей і програмних засобів підтверджено обчислювальними та практичними експериментами для реальних електричних станцій, що використовують ВДЕ. Розроблені програмні засоби для визначення множини впливових факторів на генерування ВДЕ в залежності від їх локації та метод визначення технічного стану фотоелектричних модулів передано для дослідної експлуатації до ТОВ «Українські технологічні продукти» та ТОВ «ЕНЕРГОІНВЕСТ».

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ ДО РОЗДІЛУ 1

1. IRENA. Renewable capacity statistics. URL: https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019 (дата звернення: 15.11.2020).

2. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014. Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. Чинний від 2014-11-03. Вид. офіц. Київ : Міненерговугілля України, 2014. 60 с. (Інформація та документація).

3. СОУ НЕК 341.001:2019 Вимоги до вітрових та сонячних електростанцій при їх роботі паралельно з об'єднаною енергетичною системою України. Чинний від 2019-01-28.. Вид. офіц. Київ : ДП «НЕК «Укренерго», 2019. 27 с. (Інформація та документація).

4. Безвуглецева енергетика – вітер у кишенях споживача або ядерне заощадження. URL: https://www.unian.ua/economics/energetics/ 10477752-bezvugleceva-energetika-viter-u-kishenyah-spozhivacha-abo-yaderne-zaoshchadzhennya.html (дата звернення: 15.11.2020).

5. Tyagunov M. Distributed energysystem's is the future of the world's power industry. *In 2017 2nd International Conference on the Applications of Information Technology in Developing Renewable Energy Processes & Systems (IT-DREPS)*: the materials of international conference, Amman, Jordan, 2017, pp. 1-4.

6. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Нікіторович О. В., Кулик В. В. *Відновлювані джерела енергії в розподільних електричних мережах: монографія*. Вінниця : ВНТУ, 2014. 204 с.

7. Distribution of wind power generation dependently of meteorological factors / Rubanenko O., Miroshnyk O., Shevchenko S., Yanovych V., Danylchenko D., Rubanenko O. *In 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)* : the materials of international conference, Kharkiv, Ukraine, 2020, pp. 472-477.

8. Підвищення надійності функціонування розподільних електричних мереж / Бондаренко Р. В., Довгалюк О. М., Омельяненко Г. В., Піротті О. Є., Сиромятнікова Т. В. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*, Вип. 195, с. 69-71, 2018.

9. Bajaj M., Singh A. Grid integrated renewable DG systems: A review of power quality challenges and state-of-the-art mitigation techniques. *International Journal of Energy Research,* vol. 44, no. 1, pp. 26-69, 2020.

10. Conka Z. Impact of renewable energy sources on power system stability. *Scientific Journal of Riga Technical University*. vol. 32, pp. 29-34, 2014.

11. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O. Information support for the task of estimation the quality of functioning of the electricity distribution power grids with renewable energy source. *In 2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS 2020)*: the materials of international conference, Kyiv, Ukraine, 2020, pp. 168-171.

12. Research on instability of distributed renewable energy power access to distribution network / Y. He, F. Li, X. Wang, S. Shen, K. Zhu. *In 2019 IEEE 3rd Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference (ITNEC)*: the materials of international conference, Chengdu, China, 2019, pp. 38-41.

13. В Україні 50% електромереж потребують негайного капремонту. URL: https://ua-energy.org/uk/posts/v-ukraini-50-elektromerezh-potrebuiut-nehainoho-kapremontu (дата звернення: 15.11.2020).

14. Матвійчук В. А., Рубаненко О. О., Явдик В. В. Аналіз режимів роботи мікроелектромереж і методів керування ними. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*, № 1 (96), с. 133-136, 2017.

15. Gundebommu S. L., Rubanenko O., Hunko I. Analysis of Three-level Diode Clamped Inverter for Grid-connected Renewable Energy Sources. *2019 IEEE 20th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE)* : the materials of international conference, Lviv-Slavske, Ukraine, 2019, pp. 1-6.

16. Ritchie H., Roser M. Renewable Energy. URL: https://ourworldindata.org/renewable-energy#citation (дата звернення: 16.08. 2020).

17. A European Green Deal. Striving to be the first climate-neutral continent. URL: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en (дата звернення: 14.08. 2020).

18. Shinn L. (2018). Renewable Energy: The Clean Facts. URL: https://www.nrdc.org/stories/renewable-energy-clean-facts (дата звернення: 15.08. 2020).

19. IEA. Global Energy Review 2020. URL: https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2020 (дата звернення: 16.08. 2020).

20. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2018 році. Постанова НКРЕКП № 440 від 29.03.2019. URL: https://www.nerc.gov.ua/index.php/map_9/data/filearch/Materialy_zasidan/2018/?id=39678 (дата звернення: 16.08. 2020).

21. У 2020 році встановлена потужність ВЕС та СЕС зросла на 41%, а їхня частка у структурі виробництва електроенергії — вдвічі. URL: https://ua.energy/zagalni-novyny/u-2020-rotsi-vstanovlena-potuzhnist-ves-ta-ses-zrosla-na-41-a-yihnya-chastka-u-strukturi-vyrobnytstva-elektroenergiyi-vdvichi/ (дата звернення: 16.08. 2020).

22. Lezhniuk P., Kravchuk S., Polishchuk A. Selfoptimization local electric systems modes with renewable energy sources. *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 95, no.6, pp. 27-31, 2019.

23. Lezhnuk P., Rubanenko O., Hunko I. Optimal management of small hydroelectric plants power generation in local electrical systems. *Lecture Notes in Mechanical Engineering*, pp. 289-298, 2019.

24. Lezhniuk P., Kravchuk S., Buslavets O. Selfoptimization modes of electric grids with renewable energy sources using the principle of least action. *2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS 2019):* the materials of international conference*,* Kyiv, Ukraine, 2019, pp. 33-36.

25. Kuchanskyi V., Nesterko A., Rubanenko O., Hunko I. *Modes of electrical systems and grids with renewable energy sources.* European Union: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019.

26. Hydroelectric power generation for compensation instability of non-guaranteed power plants / Rubanenko O., Yanovych V., Miroshnyk O., Danylchenko D. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)* : the materials of international conference*,* Istanbul, Turkey, 2020, pp. 52-56.

27. Рубаненко О. О., Янович В. П., Гунько І. О. Аналіз роботи ВДЕ в розподільних мережах та шляхи компенсації їх нестабільності. *Вісник Хмельницького національного університету,* № 5, с. 176-179, 2019.

28. Assessment of the power quality in electric networks with wind power plants / Gundebommu S. L., Hunko I., Rubanenko O., Kuchanskyy V. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS):* the materials of international conference, Kyiv, Ukraine, 2020, pp. 190-194.

29. Домбровський О., Гелетуха Г. Україні потрібна нова "зелена" енергетична стратегія. URL: https://www.epravda.com.ua/ rus/columns /2020/01/3/655486/ (дата звернення: 16.08. 2020).

30. Owusu P. A., Asumadu-Sarkodie S. A review of renewable energy sources, sustainability issues and climate change mitigation. *Cogent Engineering*, vol. 3, no. 1, pp.1-14, 2016.

31. Battery energy storage technologies for sustainable electric vehicles and grid applications / Lakshmi G. S., Olena R., Divya G., Oleksandr R. *Journal of Physics:*

Conference Series, 2020, Vol. 1495. URL: https://iopscience.iop.org/article /10.1088/1742-6596/1495/1/012014 (Дата звернення: 02.09. 2020).

32. Тучинський Б. Г., Кудря С. О., Іванченко І. В., Іванчук В. Ю. Невідворотність переходу України до відновлюваної енергетики. *Відновлювана енергетика*, № 4(63), с. 6-21, 2020.

33. Ринок електроенергії: У Міненерго побоюються щодо обсягу балансуючих резервів. URL: https://www.ukrinform.ua/rubric-economy/2749714-rinok-elektroenergii-u-minenergo-pobouutsa-sodo-obsagu-balansuucih-rezerviv.html. (Дата звернення: 02.09. 2020).

34. Лежнюк П., Козачук О., Галузінський О., Використання активних споживачів для балансування електроенергії в електричній мережі, *Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки)*, № 3, с. 214-221. 2023. DOI 10.31891/2307-5732-2023-321-3-214-221

35. Находов В. Ф., Кулик В. В. Управління електроспоживанням як інструмент балансування об'єднаної енергетичної системи України. *Енергетика: економіка, технології, екологія*, № 3, с. 7-14, 2019.

36. Матвійчук В. А., Веселовська Н. Р., Дмитришен О. М., Рубаненко О. О. Розробка газогенераторного котла для отримання теплової енергії в сільському господарстві шляхом використання біовідходів, *Науковий вісник Національного університету біоресурсів і природокористування України*, № 1, с. 76-84, 2015.

37. Комар В. О. Проблеми використання фотоелектричних станцій в електроенергетичній системі України. 2020, URL: https://ir.lib.vntu.edu.ua/ bitstream/handle/123456789/30711/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%B0%D1% 80.pdf?sequence=1&isAllowed=y (Дата звернення: 02.09. 2020).

38. Лежнюк П. Д., Гунько І. О., Рубаненко О. О. Вплив РДЕ на втрати активної потужності в ЛЕС. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*, № 3, с. 84-88, 2015.

39. Черговий крок до врегулювання роботи Систем Накопичення Енергії (СНЕ) в Україні - done! URL: https://www.facebook.com/201417793690822/ posts/1036716246827635/ (Дата звернення:15.09. 2020).

40. Рубаненко О. О. Використання біоресурсів для компенсації нестабільності вітрових і сонячних електричних станцій з метою забезпечення незалежного електропостачання підприємств АПК. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки,* № 196, с. 8-9, 2018.

41. Матвійчук В. А., Собчук Н. В., Рубаненко О. О. Використання локальних джерел електроенергії для оптимізації структури ЕЕС. *Вісник Хмельницького національного університету. Технічні науки,* № 4, с. 208-214, 2018.

42. Матвійчук В. А., Собчук Н. В., Слободянюк О. В., Рубаненко О. О. Ефективність використання біогазогенератора в АПК України. *Техніка, енергетика, транспорт АПК,* № 4, с. 114-119, 2017.

43. Рубаненко О. О. Дослідження можливості створення мікромереж з використанням розосереджених джерел енергії (біомаси). *Вісник Хмельницького національного університету,* № 2(235), с. 216-220, 2016.

44. Рубаненко О. О. Мікроелектромережі як засіб підвищення надійності електропостачання підприємств в АПК. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства ім. Петра Василенка. Технічні науки. «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України»,* № 175, с. 43- 45, 2016.

45. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O., Ostra N., The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources. *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 96, no. 10, pp. 32-38, 2020.

46. Petrushenko O. Y., Petrushenko Y. O., Rubanenko E. A. The dvoistoy problem solution of the optimal control by normal regimes of EPS with using neurofuzzy modelling. *Technical Electrodynamics,* no. 2, pp. 36-37, 2012.

47. Lezhniuk P., Komar V., Teptya V., Rubanenko O., Principle of the least action in models and algorithms optimization of the conditions of the electric power system. *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 96, no 8, pp. 88-94, 2020.

48. Lezhniuk P., Teptya V., Komar V., Rubanenko O. Principle of least action in models and algorithms of optimisation states power system. *Modeling, Control and Information Technologies: Proceedings of International scientific and* practical conference, 2019, pp. 173-176.

49. Lakshmi G. S., Rubanenko O., Hunko I. Control of the Sectioned Electrical Network Modes with Renewable Energy Sources. *2021 International Conference on Sustainable Energy and Future Electric Transportation (SEFET),* 2021, pp. 1-6.

50. Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О., Гунько І. О. Керування режимами секціонованих розподільних електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії, *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 2, с. 42-49. 2020.

51. Rubanenko O., Grishchuk M., Rubanenko O. Planning of the experiment for the defining of the technical state of the transformer by using amplitude-frequency characteristicю *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 96, no. 3, pp. 119-124, 2020.

52. Hashemi-Dezaki H., Rubanenko O., Hryshchuk M., Rubanenko O. Optimal techno-economic sequence-based set of diagnostic tests for distribution transformers using genetic algorithm. *Periodica polytechnica Electrical engineering and computer science*, vol. 64, no. 4, pp. 406-411, 2020.

53. Матвієнко С. В., Янович В. П., Рубаненко О. О., Явдик. В. В. Моніторинг технічного стану електричних мереж з ізольованою нейтраллю на основі розподіленої системи RC-фільтрів з обмежувачами перенапруг та телеметрією напруг. *Техніка, енергетика, транспорт АПК*, № 2. с. 48-53, 2018.

54. Kuchanskyy V., Rubanenko O. Influence assesment of autotransformer remanent flux on resonance overvoltage. *UPB Scientific Bulletin, Series C: Electrical Engineering and Computer Science,* vol. 3, pp. 233-250, 2020.

55. Kuchanskyy V., Paul S., Rubanenko O., Hunko I. Measures and technical means for increasing efficiency and reliability of extra high voltage transmission lines. *Przeglad Elektrotechniczny,* vol. 96, № 11, pp. 135-141, 2020.

56. Про затвердження Кодексу системи передачі, 2018. URL: https://www.nerc.gov.ua/?id=31909 (Дата звернення:15.09. 2020).

57. Кулик В. В., Кириченко В. Ф. Оцінювання балансової надійності відновлюваних джерел електроенергії у розподільних мережах з урахуванням типових графіків генерування та споживання. *Вісник Вінницького політехнічного інституту*, № 1, с. 73-79, 2018.

58. Box G. E. P., Jenkins G. M., Reinsel G. C. *Time Series Analysis: Forecasting and Control.* Wiley, 2015.

59. Лежнюк П. Д. Мірошник О. О. Застосування перетворень Фур'є та вейвлет-спектрограм для ідентифікації спотворень режимів роботи розподільних мереж 0,38/0,22 кВ, *Вісник Вінницького політехнічного інституту,* № 1, с. 71-79, 2015.

60. Перелигін Б. В., Ткач Т. Б., Гор'єв С. А. Спектрально-часовий аналіз даних моніторинга: навчальний посібник. Одеський державний екологічний університет. Одеса: ТЕС, 2017.

61. Jaladi K. K., Kumar S., Saini L. M. ANFIS Controlled Grid Connected Electric Vehicle Charging Station Using PV Source. *2020 First IEEE International Conference on Measurement, Instrumentation, Control and Automation (ICMICA)*, 2020, pp. 1-5.

62. Osgood B. The Fourier Transform and its Applications. URL: http://cau.ac.kr/~mhhgtx/courses/AdvancedMath/references/FTandApplications.pdf (дата звернення:15.09. 2020).

63. Бакулевський В.Л. Підвищення точності розрахунків навантажувальних втрат електроенергії в повітряних лініях електропередачі напругою 6–35 кВ шляхом врахування кліматичних факторів, *Наукові праці Донецького національного технічного університету*, Вип.1/(14), с. 9-14, 2013.

64. Percival D. B., Walden A. T. *Wavelet Methods for Time Series Analysis.* Cambridge University Press, 2000.

65. Чорний С. Нові правила гри для виробників електричної енергії з відновлювальних джерел енергії в Україні. URL: https://eba.com.ua/novi-pravyla-gry-dlya-vyrobnykiv-elektrychnoyi-energiyi-z-vidnovlyuvalnyh-dzherel-energiyi-v-ukrayini/ (дата звернення:15.09. 2020).

66. Hastie T., Tibshirani R., Friedman J. *The Elements of Statistical Learning.* Springer, 2009.

67. Повноцінна енергетична біржа: як працює ринок "на добу наперед" (2019). URL: https://www.epravda.com.ua/projects/promarket-energo/2019/12/12/654707/ (дата звернення:15.09. 2020).

68. Reedy. T. Understanding Solar Power System. URL: https://www.pinterest.com/pin/263390278190699415/ (дата звернення:15.09. 2020).

69. Лежнюк П. Д., Кравчук С. В. Котилко І. В. Фотоелектричні станції як елемент енергоефективного електропостачання, *Опт-ел. інф-енерг. техн.*, вип. 38, вип. 2, с. 100-106, 2017.

70. Lezhniuk P., Komar V., Kravchuk S. Regimes Balancing in the Local Electric System with Renewable Sources of Electricity. *2019 IEEE 20th International Conference on Computational Problems of Electrical Engineering (CPEE),* pp. 1-4, 2019.

71. Lezhniuk P., Kravchuk S., Netrebskiy V., Komar V., Lesko V. Forecasting Hourly Photovoltaic Generation On Day Ahead. *2019 IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, pp. 184-187, 2019.

72. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В., Дідіченко Є. С. Аналіз метеопараметрів для погодинного прогнозування виробітку електроенергії фотовольтаїчними електростанціями на добу наперед. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*, № 1 (6), с. 27-31, 2017.

73. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В. Можливості короткотермінового прогнозування сонячної енергії. *Відновлювана енергетика,* № 1, с. 25-32, 2017.

74. Мірошник О. В., Мороз О. М. Прогнозування обсягів недовідпуску електроенергіїв аварійних режимах на базі штучних нейронних мереж. *Енергетика і автоматика*, № 3, с. 96-101, 2014.

75. Liu Z., Choe Y. Data-driven sensitivity indices for models with dependent inputs using polynomial chaos expansions, *Structural Safety*, vol. 88, pp. 101984, 2021.

76. Faraji J., Ketabi A., Hashemi-Dezaki H., Shafie-Khah M., Catalão J. P. S. Optimal Day-Ahead Self-Scheduling and Operation of Prosumer Microgrids Using Hybrid Machine Learning-Based Weather and Load Forecasting, *IEEE Access*, vol. 8, pp. 157284-157305, 2020.

77. Zheng X., Ran X., Cai M. Short-Term Load Forecasting of Power System based on Neural Network Intelligent Algorithm. IEEE Access, pp. 1-8, 2020.

78. Lezhnyuk P., Komar V., Kravchuk S., Sobchuk D. Mathematical modeling of operation quality of electric grid with renewable sources of electric energy. *Proceedings of the International Conference on Modern Electrical and Energy Systems,* 2017, pp. 324-327.

79. Rubanenko O., Yanovych V. Analysis of instability generation of Photovoltaic power station. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS),* 2020, pp. 128-133.

80. Bruno U. Schyska, Alexander Kies, Markus Schlott, Lueder von Bremen, Wided Medjroubi. The sensitivity of power system expansion models, vol. 5, issue 10, pp. 2606-2624, 2020.

81. Калькулятор сонячної електростанції. (2020). URL: https://rentechno.ua/ua/solar-calc.html (дата звернення:18.09. 2020).

82. How to calculate the annual solar energy output of a photovoltaic system? (2020). URL: https://photovoltaic-software.com/principle-ressources/how-calculate-solar-energy-power-pv-systems (дата звернення:10.11. 2020).

83. Филенко В. В. До питання визначення дійсних геліоенергетичних ресурсів. *Проблеми машинобудування,* т. 18, № 1, с. 67-72, 2015.

84. Маляренко В. А., Темнохуд О. О. Порівняння розрахункових та реальних значень генерації ФЕС потужністю 10кВт. *Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України*, № 175, с. 119-121, 2016.

85. Fault Tree Analysis (FTA), December 2006. INTERNATIONAL IEC STANDARD 61025 Second edition 2006-12.

86. Che J., Lv M., Yang Z., Wang Z., Xu F. Equipment systems reliability analysis based on FTA. *2012 International Conference on Quality, Reliability, Risk, Maintenance, and Safety Engineering*, 2012, pp. 293-296.

87. T. Fukuya, M. Hirayama, and Y. Mihara, Software design verification using FTA, in Proceedings of IEEE 3rd Asian Test Symposium (ATS), 1994, pp. 208-213.

88. Gofuku A., Koide S., Shimada N. Fault Tree Analysis and Failure Mode Effects Analysis Based on Multi-level Flow Modeling and Causality Estimation. *2006 SICE-ICASE International Joint Conference,* 2006, pp. 497-500.

89. Rubanenko Olena, Gundebommu Sree Lakshmi, Hunko Iryna, Peroutka Zdenek, Analysis of Development Directions of Online Diagnostics of Synchronous Generator. *Przeglad electrotechniczny*, vol. 97, no. 4, pp. 20-26, 2021.

90. Cosovic M., Rubanenko O., Gundebommu S. L. Analysis of the distributed power generation with focus on power plant technical conditions, *2021 20th International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH)*, pp. 1-6, 2021.
URL: https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=9400702 (дата звернення: 26.01.2021).

91. Рубаненко О. О. Аналіз нестабільності генерування відновлюваними джерелами енергії з урахуванням їх технічного стану, *Світлотехніка та Електроенергетика*, № 3(59), с. 108-116, 2020.

92. Zuhaib Nishter, Fangzong Wang, Implementation of Fuzzy Logic Scheme for Assessment of Power Transformer Oil Deterioration Using Imprecise Information, *Energies*, vol. 17(21), pp. 5412, 2024. DOI: 10.3390/en17215412

93. Rubanenko O., Lezhniuk P., Rubanenko O., Determination of optimal transformation ratios of power system transformers in conditions of incomplete Information regarding the values of diagnostic parameters. *Chapter of book: Fuzzy Logic). London, UK: IntechOpen Limited*, 2019. URL: https://www.intechopen.com/chapters/70379 (дата звернення: 11.02.2021).

94. Köntges M. et al., Review of Failures of Photovoltaic Modules. 2014. URL: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_ Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf(дата звернення: 5.03.2021).

95. Gautam, M., Bhusal, N., Benidris, M., Singh, C., & Mitra, J. A sensitivity-based approach for optimal siting of distributed energy resources. In *2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2020, pp. 1-6.

96. Castallà M., Kampouropoulos K., Urbano E., Romeral L., Supervision and fault detection system for photovoltaic installations based on classification algorithms. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 18, pp. 375-379, 2020.

97. Lezhniuk P., Rubanenko O. Optimal solutions sensitivity analysis in complex systems in relative units. *Chapter of book: Scientific research of the XXI century*, vol. 2, pp.111-118, 2021.

98. Лежнюк П. Д. *Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом*: *монографія*. Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2003.

99. Lezhniuk P., Komar V., Kravchuk S. Macromodeling of electrical grids with renewable energy sources for assessing their energy efficiency. *Computational Problems of Electrical Engineering*. Lviv: Lviv Politechnic Publishing House, vol. 9. no 1, pp. 14-20, 2019.

100. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O. Criterion modelling of the process of redundancy of renewable energy sources power generation instability by electrochemical accumulators. *Computational Problems of Electrical Engineering*. № 11(2), pp. 12-17, 2021. DOI:10.23939/jcpee2021.02.012

101. Гоголюк П. Ф., Гречин Т. М. *Теорія автоматичного керування*. Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка», 2019.

102. Rubanenko O., Kazmiruk O., Bandura V., Matvijchuk V., Rubanenko O. Determination of optimal transformation ratios of power system transformers in conditions of incomplete information regarding the values of diagnostic parameters. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, vol. 4(3), pp. 66-79, 2017. DOI: 10.15587/1729-4061.2017.108945

103. Лежнюк П. Д. *Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом: монографія*. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2003.

104. Aziz F., Ul Haq A., Ahmad S., Mahmoud Y., Jalal M., Ali U. *A Novel Convolutional Neural Network-Based Approach for Fault Classification in Photovoltaic Arrays.* IEEE Access, 2020. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.2977116

105. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Бурикін О. Б. Втрати потужності в електроенергетичних системах від транзитних перетікань, *Енергетика та електрифікація,* № 3, с. 26-33, 2006.

106. Lezhniuk P., Rubanenko O., Komar V., Sikorska O. The Sensitivity of the Model of the Process Making the Optimal Decision for Electric Power Systems in Relative Units. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, 2020, pp. 247-252.

107. Rubanenko O. O., Komar V. O., Petrushenko O. Y., Smolarz A., Smailova S., Imanbekova U. Determination of similarity criteria in optimization tasks by means of neuro-fuzzy modelling, *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 93, no. 3, pp. 93-96, 2017.

108. Лежнюк П.Д., Бевз С.В. Системи відносних одиниць в оптимальному керуванні нормальними режимами ЕЕС. *Вісник НУ «Львівська політехніка»*, № 400, с. 76-83, 2000.

2 АДАПТУВАННЯ КРИТЕРІАЛЬНОГО МЕТОДУ ТЕОРІЇ ПОДІБНОСТІ ДЛЯ АНАЛІЗУ І КОМПЕНСАЦІЇ НЕСТАБІЛЬНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

На сьогодні спостерігається неузгодженість дій щодо розбудови відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) і готовності електричних мереж енергосистеми до транспортування та розподілу електроенергії, де генерується електроенергія ВДЕ. Спостерігається парадоксальна ситуація – чим інтенсивніше розбудовуються ВДЕ і збільшується їх потужність, тим більше проблем в електроенергетиці як технічних, так і фінансових. Чомусь не зверталося уваги на те, що одночасно з розвитком ВДЕ потрібно було відповідно модернізувати електричні мережі і передбачити методи та засоби компенсації нерівномірного графіка генерування ВДЕ, зокрема ФЕС, в будівництво яких інвестувалося найбільше. У гонитві за кількістю мало що робилося для покращання енергоефективності електропостачання завдяки розбудові ВДЕ. Стан зі втратами електроенергії і її якістю в електричних мережах в результаті не покращився, а часом навпаки, погіршився, зате виникли суттєві складнощі з балансовою надійністю.

ВДЕ стають, а точніше вже є, невід’ємним елементом електроенергетичних систем (ЕЕС). Очевидно, що вони мають оптимально інтегруватися в електричні мережі, нарощуючи потужність генерування та покращуючи техніко-економічні показники електричних мереж, надто розподільних.

Серед особливостей ВДЕ в ЕЕС є їх вплив на режимну та балансову надійність. Оскільки ВЕС і ФЕС, як елементи забезпечення балансової надійності, характеризуються природною нестабільністю генерування, то в ЕЕС обов’язковим має бути резервування. Це може бути резерв від наявних джерел гарантованого генерування, в першу чергу, блоків теплової генерації з регулювальним діапазоном 30–50%, а також індивідуальні або групові накопичувачі електроенергії (гідроакумулюючі станції, хімічне акумулювання, водневі технології, біогазові технології та інші способи). Ефективними також можуть бути організаційні та технічні заходи з узгодження графіків електроспоживання і генерування ВДЕ, включно і обмеження на вироблену ними електроенергію. За необхідності оператор систем передачі може обмежити генерування ВДЕ, компенсуючи вартість недовиробленої ВДЕ електроенергії.

2.1 Критеріальне програмування в задачі компенсації нерівномірності графіка генерування вде

2.1.1 Комплексний підхід компенсації нерівномірності графіка генерування ВДЕ

Оптимальним видається комплексний підхід, коли для компенсації нестабільності генерування ВДЕ використовуються декілька способів. В цьому випадку мінімізуються сумарні витрати B_Σ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування потужності.

Задача оптимізації резервування ставиться як

$$B_\Sigma = B_x\left(P_x\right) + B_в(P_в) + B_г(P_г) + B_c(P_c) + B_п\left(P_п\right) \to \min\ , \qquad (2.1)$$

де $B_x(P_x)$ – витрати на резервування накопичувачами хімічного типу; $B_в(P_в)$ – витрати на водневі технології; $B_г(P_г)$ – витрати, зв'язані з використанням біогазових технологій як резерву; $B_c(P_c)$ – витрати на користування системним резервом, це є фактично компенсація за утримання резерву на завантаження для енергоагрегатів ТЕС, що працюють за ціновими заявками і визначається за формулою [1]:

$$B_c = \begin{cases} P_c \cdot (в_p^C - dв_п), в_p^C \rangle dв_п \\ 0, в_p^C \langle dв_п \end{cases} \text{(грн/год);} \qquad (2.2)$$

$в_p^C$ – гранична ціна системи, яка формується для розрахункової години на оптовому ринку електроенергії; $dв_п$ – прирощена ціна палива, що визначається на основі похідної функції витрат палива на виробництво електроенергії за рівнем навантаження агрегату електростанції та вартості потрібного палива; $B_п(P_п)$ – витрати на запаси пропускної спроможності ліній електропередачі; $P_x, P_в, P_г, P_c, P_п$ – відповідно оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування.

Потреба України в резервуванні за інформацією протягом 2021-2023 роках становила 1500 МВт, щодо батарейних систем накопичення електроенергії [2]. Витрати на резервування накопичувачами хімічного типу включають в себе витрати встановлення:

$$B_x\left(P_x\right) = в_{P_x}^{пит.} P_x, \qquad (2.3)$$

$в_{P_x}^{пит.}$ – питомі витрати на накопичувач певної ємності, грн./кВт·год.

Також треба враховувати витрати на паливо, тобто вартість електроенергії для зарядки і обслуговування хімічних накопичувачів [4]. Вартість літій-іонних акумуляторів впала на 73% у період з 2010 по 2016 рік для транспортних технологій. Літій-іонні акумулятори для використання стаціонарно мають вищу встановлену вартість, ніж ті, що використовуються в електромобілях, через складніші цикли заряду/розряду, які вимагають дорожчих систем керування акумуляторами та спеціальне обладнання. Однак у Німеччині і для невеликих літій-іонних акумуляторних батареї вартість встановлення знизилася на 60 % у період з 4 кварталу 2014 року по 2 квартал 2017 року. Але передбачається зростання масштабів виробництва літій-іонних акумуляторів для електромобілів, відповідно вартість може зменшитися до 2030 р. ще на 54-61 %.

Це відображатиме зниження загальної вартості встановлених літій-іонних батарей для стаціонарного застосувань до 145 доларів США за (кВт·год) та 480 доларів США / кВт·год, залежно від хімічних показників батареї (рис. 2.1).

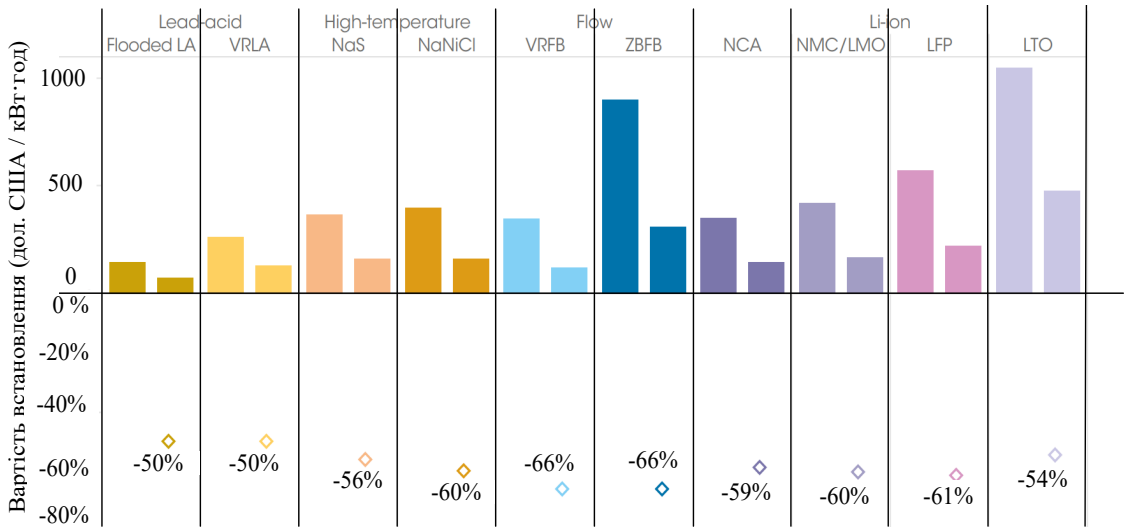


Рисунок 2.1 – Прогнозування зменшення вартості встановлення акумуляторної системи зберігання електроенергії, 2016-2030 рр.

LA – lead-acid – свинцево-кислотна акамуляторна батарея (АК);
VRLA – valve-regulatedead-acid – свинцево-кислотна АК з регульований клапаном;
NaS – sodium sulphur – натрієво-сірчана АК;
NaNiCl – sodium nickel chloride – хлоридно-нікеле-натрієва АК;
VRFB – vanadium redox flow battery – окислювально-відновна АК ванадієвого типу;
ZBFB – zinc bromine flow battery – цинково-бромова АК;
NCA– nickel cobalt aluminum – нікель-кобальт-алюмінієва АК;
NMC / LMO – nickel manganese cobalt oxide/lithium manganese oxide – нікель-марганець-кобальт-оксидова / літій-оксид марганцева АК;
LFP – lithium iron phosphate – літій-фосфатно-залізна АК;
LTO – lithium titanate – літію титанатова АК.

Витрати на водневі технології визначаються як:

$$B_в(P_в) = в_{Рв}^{пит.} P_в \ , \tag{2.4}$$

де $в_{Рв}^{пит.}$ – питомі витрати на водневі технології, 800 $/кВт·год;

За даними сайту [5] на формування питомих витрат генерування електроенергії з використанням біогазових установок впливає тип і відстань бази сировини (економічно доцільною відстанню для доставки сировини є дистанція до 20 км для рідкої сировини і до 50 км – для сухої). Вартість 1 кВт встановленої потужності суттєво залежить від розміру і типу сировини, тобто чим більший проєкт, тим дешевше і в середньому становить 1500 € за 1 кВт встановленої потужності. Витрати, зв'язані з використанням біогазових технологій як резерву, визначаються:

$$B_г(P_г) = в_{Рг}^{пит.} P_г \ , \tag{2.5}$$

де $в_{Рг}^{пит.}$ – питомі витрати на біогазові технології.

Витрати на користування системним резервом:

$$B_с(P_с) = в_{Рс}^{пит.} P_с \ , \tag{2.6}$$

де $в_{Рс}^{пит.}$ – питомі витрати на користування системним резервом.

Оскільки будь який зі способів резервування генерування ВДЕ призводить до зміни потоків потужності лініями електропередачі, то для цього може бути недостатньо пропускної здатності частини ліній. Потрібно передбачити витрати на збільшення пропускної здатності електричної мережі:

$$B_п(P_п) = в_{Рп}^{пит.} P_п \tag{2.7}$$

де $в_{Рп}^{пит.}$ – питомі витрати по підтриманню запасу по пропускній спроможності ЛЕП; $P_п = P_х + P_в + P_г$.

Якщо задача оптимізації витрат на способи компенсації відхилення графіків генерування ВДЕ від заявлених розв'язується методом критеріального програмування, то в результаті визначаються критерії подібності, які є ваговими коефіцієнтами окремих витрат в сумарних витратах B_{Σ} [6]. Критерії подібності для задачі (2.1) в цьому випадку визначаються методом інтегральних аналогів і вони пронормовані до одиниці:

$$\pi_x + \pi_в + \pi_г + \pi_с + \pi_п = 1, \tag{2.8}$$

де $\pi_i = \dfrac{B_i(P_i)}{B_{\Sigma}}$ – критерії подібності (вагові коефіцієнти) відповідно витрат на способи компенсації нестабільності генерування ВДЕ. Результати оптимізації, отримані в такому вигляді, дозволяють аналізувати співрозмірність і чутливість складових цільової функції, в нашому випадку способів компенсації нестабільності генерування ВДЕ [7, 8, 9, 10, 11]. Результати співрозмірності дають можливість ранжувати способи компенсації за витратами, а чутливість – раціонально, найбільш ефективно використовувати потужності різних способів під час експлуатації.

2.1.2 Критеріальне програмування для розв'язання задачі визначення оптимальних витрат на компенсацію нестабільності ВДЕ

Критеріальне програмування для розв'язання такого класу задач передбачає подання функції у вигляді [11]:
мінімізувати

$$y(x) = \sum_{i=1}^{m_1} a_i \cdot \prod_{j=1}^{n} x_j^{\alpha_{ji}} \tag{2.9}$$

за умов

$$q_k(x) = \sum_{i=m_k+1}^{m_{k+1}} a_i \prod_{j=1}^{n} x_j^{\alpha_{ji}} \le G_k, \quad k = \overline{1,p}; \tag{2.10}$$

$$x_j > 0,\ j = 1, 2 \ldots, n,$$

де $y(x)$ – деякий узагальнений критерій оптимальності (витрат на способи компенсації нестабільності генерування ВДЕ); a_i, α_{ji} – постійні коефіцієнти (наприклад питомі витрати на користування системним резервом, питомі витрати на накопичувач певної ємності); x_j – змінні параметри (потужності установок компенсації нестабільності генерування ВДЕ); n – кількість змінних параметрів; m – сумарна кількість членів обмежень і цільової функції;

m_1 – кількість членів цільової функції; k – номер обмеження; m_k – кількість членів k-го обмеження; p – кількість обмежень.

Відповідна до (2.9) двоїста задача може бути сформульована таким чином [11]: максимізувати

$$d(\pi_o) = \prod_{i=1}^{m} \left(\frac{a_i}{\pi_{io}} \right)^{\pi_{io}} \prod_{k=1}^{p} \left(\frac{\lambda_k}{G_k} \right)^{\lambda_k} \tag{2.11}$$

за умов ортогональності

$$\sum_{i=1}^{m} \alpha_{ji} \pi_i = 0, \quad j = \overline{1,n}, \tag{2.12}$$

та нормування

$$\sum_{i=1}^{m_1} \pi_i = 1, \tag{2.13}$$

де π_i – двоїсті змінні двоїстої задачі КП, які за своїм змістом є критеріями подібності [10]; $\lambda_k = \sum_{i=m_k+1}^{m_{k+1}} \pi_{io}$ – нормовані множники Лагранжа.

В КП систему рівнянь ортогональності та нормування можна записати в загальному вигляді:

$$\boldsymbol{\alpha} \cdot \boldsymbol{\pi} = \mathbf{b}, \tag{2.14}$$

де α – матриця показників задачі (2.9) – (2.10); b – вектор вільних членів ортонормованої системи рівнянь; π – вектор критеріїв подібності.

Розв'язувати задачу визначення оптимального складу компенсувальних потужностей, приходиться з мірою складності $t = m - n - 1 \geq 1$. Для таких задач ортонормована систем рівнянь записується у вигляді [9]:

$$\begin{vmatrix} \alpha_{11} & \alpha_{12} & \dots & \alpha_{1m_1} & \alpha_{1m_1+1} & \alpha_{1m_1+2} & \dots & \alpha_{1m} \\ \alpha_{21} & \alpha_{22} & \dots & \alpha_{2m_1} & \alpha_{2m_1+1} & \alpha_{2m_1+2} & \dots & \alpha_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \alpha_{3m_1+1} & \alpha_{3m_1+2} & \dots & \alpha_{3m} \\ \alpha_{n1} & \alpha_{n2} & \dots & \alpha_{nm_1} & \alpha_{nm_1+1} & \alpha_{nm_1+2} & \dots & \alpha_{nm} \\ 1 & 1 & \dots & 1 & 0 & 0 & \dots & 0 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \dots \\ \pi_m \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ \dots \\ 1 \end{vmatrix}, \tag{2.15}$$

де $m_1 + 1$; $m_1 + 2i$ т. ін. – індекси членів системи рівнянь, які відповідають членам обмежень (1.10).

В [11] показано, що критерії подібності, які описуються системою ортонормованих рівнянь, визначаються:

$$\pi_i = \beta_{oi} + \sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} \cdot \pi_{Бb} \text{ , } i = \overline{1,m} \text{ ,} \tag{2.16}$$

де β_{oi} – елемент вектору нормалізації; β_{ib} – елемент вектору нев'язки; $\pi_{Бb}$ – базисні критерії подібності; t=m-n-1 – міра складності задачі КП.

Якщо записати критерії подібності через базисні критерії та вектори нормалізації і нев'язки, то двоїста функція перепишеться в такому вигляді:

$$d(\pi_b) = \prod_{i=1}^{m} \left(\frac{a_i}{\beta_{oi} + \sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} \cdot \pi_{Бb}} \right)^{\beta_{oi} + \sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} \cdot \pi_{Бb}} \times$$
$$\times \prod_{k=1}^{p} \left(\sum_{i \in T_k} \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} \cdot \pi_{Бb} \right) \right)^{\sum_{i \in T_k} \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} \cdot \pi_{Бb} \right)} . \tag{2.17}$$

Тут T_k – множина, що складається з індексів членів k-го обмеження.

Оскільки розглядаються задачі, де функція $d(\pi)$ випукла, то завжди можна замінити визначення $d(\pi)_{max}$ знаходженням стаціонарної точки функції $\ln d(\pi)$, тому що множини максимізуючих точок цих функцій збігаються [11]. Прологарифмуємо вираз (2.17):

$$\ln d(\pi_Б) = \ln \prod_{i=1}^{m} a_i^{\beta_{oi}} + \sum_{b=1}^{t} \pi_{Бb} \cdot \ln \prod_{i=1}^{m} a_i^{\beta_{ib}} - \sum_{i=1}^{m} \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} \cdot \pi_{Бb} \right) \cdot \ln \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} \cdot \pi_{Бb} \right) +$$
$$+ \sum_{k=1}^{p} \left[\sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}} \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} \cdot \pi_{Бb} \right) \cdot \ln \sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}} \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} \cdot \pi_{Бb} \right) \right] . \tag{2.18}$$

Візьмемо похідну від цієї функції по базисних критеріях подібності $\pi_Б$ [11]:

$$\left(\ln d(\pi_b) \right)' = \sum_{b=1}^{t} \ln \prod_{i=1}^{m} a_i^{\beta_{ib}} - \sum_{i=1}^{m} \left[\sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} + \ln \left(\beta_{oi} + \sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} \cdot \pi_{Бb} \right) \cdot \sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} \right] -$$
$$+ \sum_{k=1}^{P} \left[\sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}} \sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} + \ln \left(\sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}} \left(\sum_{b=1}^{t} (\beta_{ib} \cdot \pi_{Бb}) + \beta_{oi} \right) \right) \cdot \sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}} \sum_{b=1}^{t} \beta_{ib} \right]$$

Прирівнявши її до нуля та пропотенціювавши, отримаємо систему рівнянь, з якої можна отримати умови максимуму функції $d(\pi_j)$. Вони будуть мати такий вигляд:

$$\frac{\prod_{i=1}^{m}\left(\beta_{oi}+\sum_{b=1}^{t}\beta_{ib}\pi_{Бb}\right)^{\sum_{b=1}^{t}\beta_{ib}}}{\prod_{k=1}^{p}\left[\sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}}\left(\sum_{b=1}^{t}(\beta_{ib}\cdot\pi_{Бb})+\beta_{oi}\right)\right]^{\sum_{i=m_k+1}^{i=m_{k+1}}\sum_{b=1}^{t}\beta_{ib}.}}=\prod_{b=1}^{t}\prod_{i=1}^{m}a_i^{\beta_{ib}}\quad,\quad b=\overline{1,t}. \qquad (2.19)$$

Критеріальний метод було застосовано для раціональної побудови системи електропостачання споживачів та інших енергетичних задач [11], тому його використання для визначення питомих витрат на резервування є раціональним.

В сучасних умовах задача підвищення енергоефективності ВДЕ з нерівномірним графіком генерування в балансі потужності та електроенергії ЕЕС є актуальною і її вирішення забезпечить сталий розвиток ВДЕ та виконання зобов'язань щодо курсу декарбонізації. В Україні спостерігаються проблеми балансування в електроенергетичних системах. Цей дисбаланс потужності спричинений збільшенням потужності ВЕС і ФЕС та недостатнім обсягом маневреної потужності для балансування. Така ситуація в електричних мережах на тлі тенденцій щорічного збільшення встановленої потужності та генерування електроенергії ВДЕ ставить нові виклики та задачі.

Розглянуто способи компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ (накопичувачі хімічного типу, водневі технології, біогазові технології, системний резерв на ТЕС, ГЕС і ГАЕС). Розроблено метод визначення опимального способу компенсації нестабільності генерування ВДЕ, що дозволить підвищети їх енергоефективність.

2.2 Моделювання витрат на можливі способи резервування

2.2.1 Критеріальна модель питомих витрат на резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі

Модифікована математична модель питомих витрат на 1 кВт резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі і враховуються особливості системи, для якої існує потреба в резервуванні:

$$B=\frac{C_1}{P_x}+C_2P_c+C_3P_n+C_4\frac{P_x^2}{P_C^{-2}\cdot P_n}, \qquad (2.20)$$

де C_1, C_2, C_3, C_4 – узагальнені константи, які містять вихідні дані задачі, що розв'язується.

Перша складова рівняння враховує питомі витрати на реалізацію резервування з використанням системи хімічних накопичувачів електроенергії; другий, третій, четвертий компоненти враховує витрати на електричні мережі. Запропоноване рівняння відповідає умові канонічності, оскільки m=n+1.

Ортонормована система рівнянь для (2.20) запишеться:

$$\begin{cases} -\pi_1 + 2\pi_4 = 0; \\ \pi_2 - 2\pi_4 = 0; \\ \pi_3 - \pi_4 = 0; \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 = 1, \end{cases} \tag{2.21}$$

або в матричній формі:

$$\begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 2 \\ 0 & 1 & 0 & -2 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \pi_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix} . \tag{2.22}$$

Розв'язок даної системи рівнянь: $\pi_1 = \pi_2 = \frac{2}{6}$; $\pi_3 = \pi_4 = \frac{1}{6}$. Це означає, що вагові коефіцієнти витрат на хімічні накопичувачі і на системний резерв одинакові і, відповідно, витрати на ці способи резервування мають бути одинакові. На покращання пропускної здатності електричних мереж оптимально буде витратити половину витрат на хімічні накопичувачі або на системне резервування.

Економічно доцільні значення потужностей P_x, P_c і P_n визначаються з системи рівнянь:

$$\begin{cases} \pi_1 = \frac{2}{6} = \frac{C_1}{P_{x\ o}}; \\ \pi_2 = \frac{2}{6} = C_2 \cdot P_{c\ o}; \\ \pi_3 = \frac{1}{6} = C_3 \cdot P_{n\ o}; \\ \pi_4 = \frac{1}{6} = \frac{C_4 \cdot P_{x\ o}^2}{P_{c\ o}^{-2} \cdot P_{n\ o}}, \end{cases} \tag{2.23}$$

де $P_{x\ o}$ – оптимальне значення потужності хімічних накопичувачів; $P_{c\ o}$ – оптимальне значення потужності системного резерву; $P_{n\ o}$ – оптимальне значення потужності пропускної здатності ЛЕП.

Розв’язок даної системи рівнянь:

$$P_{x\,o}=\left(\frac{C_1^4}{4C_2^2\cdot C_3\cdot C_4}\right)^{\frac{1}{6}};$$

$$P_{c\,o}=\left(\frac{4C_1^2\cdot C_3\cdot C_4}{C_2^4}\right)^{\frac{1}{6}};\qquad (2.24)$$

$$P_{n\,o}=\left(\frac{C_1^2\cdot C_2^2\cdot C_4}{16\cdot C_2^5}\right)^{\frac{1}{6}};$$

$$B_o=3\left(4\cdot C_1^2\cdot C_2^2\cdot C_3\cdot C_4\right)^{\frac{1}{6}}.$$

В критеріальній формі запису сумарні витрати запишуться:

$$B_*=\frac{\pi_1}{P_{x*}}+\pi_2P_{c*}+\pi_3P_{n*}+\pi_4\frac{P_{x*}^2}{P_{c*}^2\cdot P_{n*}}\quad ,\qquad (2.25)$$

де $B_*=B/B_o$; $P_{i*}=P_i/P_{i\,o}$.

З врахуванням числових значень:

$$B_*=\frac{2}{6P_{x*}}+\frac{2P_{c*}}{6}+\frac{P_{n*}}{6}+\frac{P_{x*}^2}{6P_{c*}^2\cdot P_{n*}}\ .\qquad (2.26.)$$

Виокремимо складову витрат на резервування накопичувачами хімічного типу (перший член) та складову, яка характеризує витрати на користування системним резервом та витрати на збільшення запасу пропускної спроможності ліній електропередачі (другий член):

$$B_*=0{,}333\cdot P_{x*}^{\ -1}+0{,}667\cdot\left(0{,}5\cdot P_{c*}+0{,}25\cdot P_{n*}+0{,}25\cdot P_{x*}^2\cdot P_{c*}^{-2}\cdot P_{n*}\right).\qquad (2.27)$$

Економічно доцільна співрозмірність складових моделі (2.20) не залежать від $C_1,\ldots,\ C_4$. У відповідності прийнятій моделі (2.26) сумарні витрати B_Σ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування будуть економічно доцільними, якщо 2/3 цих витрат будуть використанні на модернізацію мереж та використання системного резерву, а 1/3 витрат на резервування накопичувачами хімічного типу. Запропонована модель дозволяє також визначити частину витрат на запаси пропускної спроможності ліній електропередачі, що складає 0,25 та використання резерву системи, що складає 0,5.

Вирази (2.24) показують, що економічно доцільні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування і витрат на їх реалізацію залежать від прийнятого сценарію реалізації резервування. Тому економічно доцільні способи резервування та їх потужності, а також параметри реалізації кожного способу обираються з врахуванням їх взаємовпливу в системі. Вирази (2.24) також дозволяють оцінити вплив вихідних даних на економічно доцільні значення витрат і потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування, тобто дослідити чутливість витрат до зміни потужностей. Якщо прийняти за базисні певні значення констант (C_1,…, C_4), то вирази (2.24), набудуть вигляду:

$$P_{x\ o*} = \left(\frac{C_{1*}^4}{4C_{2*}^2 \cdot C_{3*} \cdot C_{4*}} \right)^{\frac{1}{6}};$$

$$P_{c\ o*} = \left(\frac{4C_{1*}^2 \cdot C_{3*} \cdot C_{4*}}{C_{2*}^4} \right)^{\frac{1}{6}}; \qquad (2.28)$$

$$P_{n\ o*} = \left(\frac{C_{1*}^2 \cdot C_{2*}^2 \cdot C_{4*}}{16 \cdot C_{2*}^5} \right)^{\frac{1}{6}};$$

$$B_{o*} = 3\left(4 \cdot C_{1*}^2 \cdot C_{2*}^2 \cdot C_{3*} \cdot C_{4*}\right)^{\frac{1}{6}}.$$

де $C_{i*} = \frac{C_i}{C_{i\delta}},\ \ i = \overline{1,4}$.

З виразів (2.28) можна оцінити вплив зміни, наприклад C_1 на економічно доцільні значення усіх змінних виразу (2.27). Наприклад, якщо C_1 відносно базисного збільшиться втричі при незмінних C_2, C_3, C_4 то сумарні витрати B_Σ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування збільшаться на 44,2 %, а потужність накопичувачів хімічного типу збільшиться вдвічі (208 %), потужність пропускної спроможності ліній електропередачі збільшиться на 44,2 %, потужність резерву системи теж збільшиться на 44,2 %.

При виборі складу потужностей для резервування, потрібно враховувати технічні обмеження, які не дозволяють використати економічно доцільні значення потужностей, що змінює співрозмірність і призводить до збільшення витрат. Також критеріальне рівняння (2.27) дозволяє визначити зміни витрат при

зміні тієї чи іншої потужності, що оптимізується тобто дослідити економічну стійкість витрат до зміни параметрів: якщо P_x потужність накопичувачів хімічного типу збільшиться на 50 % то витрати зростуть на 9,7 %, а якщо вдвічі то витрати зростуть на 33 %, якщо P_c – збільшиться на 50 %, то витрати зростуть на 7,4 %, та якщо P_n – збільшиться на 50 %, то витрати зростуть на 2,8 %. Даний аналіз дозволив зробити висновок, що розподіл витрат для досліджуваного сценарію резервування більш чутливий до вибору потужності накопичувачів хімічного типу та вибору потужності системного резерву. На рис. 2.2 представлений аналіз чутливості питомих витрат у відносних одиницях до зміни одного з впливних факторів при незмінних інших, витрати визначено за формулою (2.8).

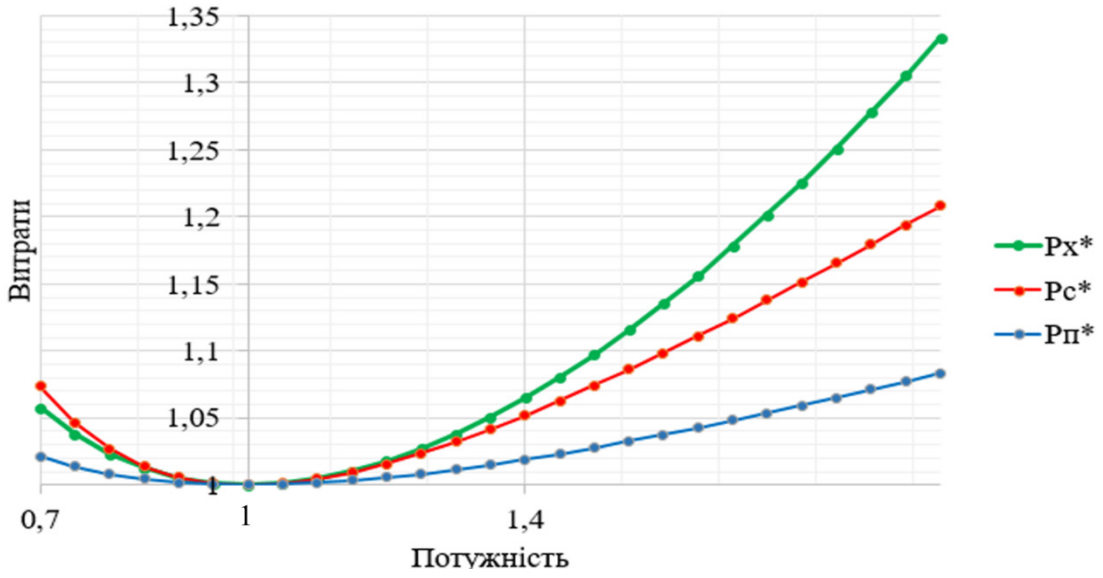


Рисунок 2.2 – Чутливість витрат: до зміни потужності накопичувачів хімічного типу (зелена крива); до зміни потужності системного резерву (червона крива) та до зміни потужності пропускної спроможності ліній електропередачі (синя крива).

На рис. 2.3 показана чутливість витрат в залежності від одночасної зміни потужності накопичувачів хімічного типу та до зміни потужності системного резерву, причому потужність накопичувачів хімічного типу зменшується пропорційно збільшенню потужності системного резерву. Чутливість зміни витрат в залежності від одночасної зміни пропускної здатності ЛЕП та накопичувачів хімічного типу представлена на рис. 2.4. Взаємний вплив пропорційної зміни пропускної здатності ЛЕП та потужності системного резерву представлені на рис. 2.5.

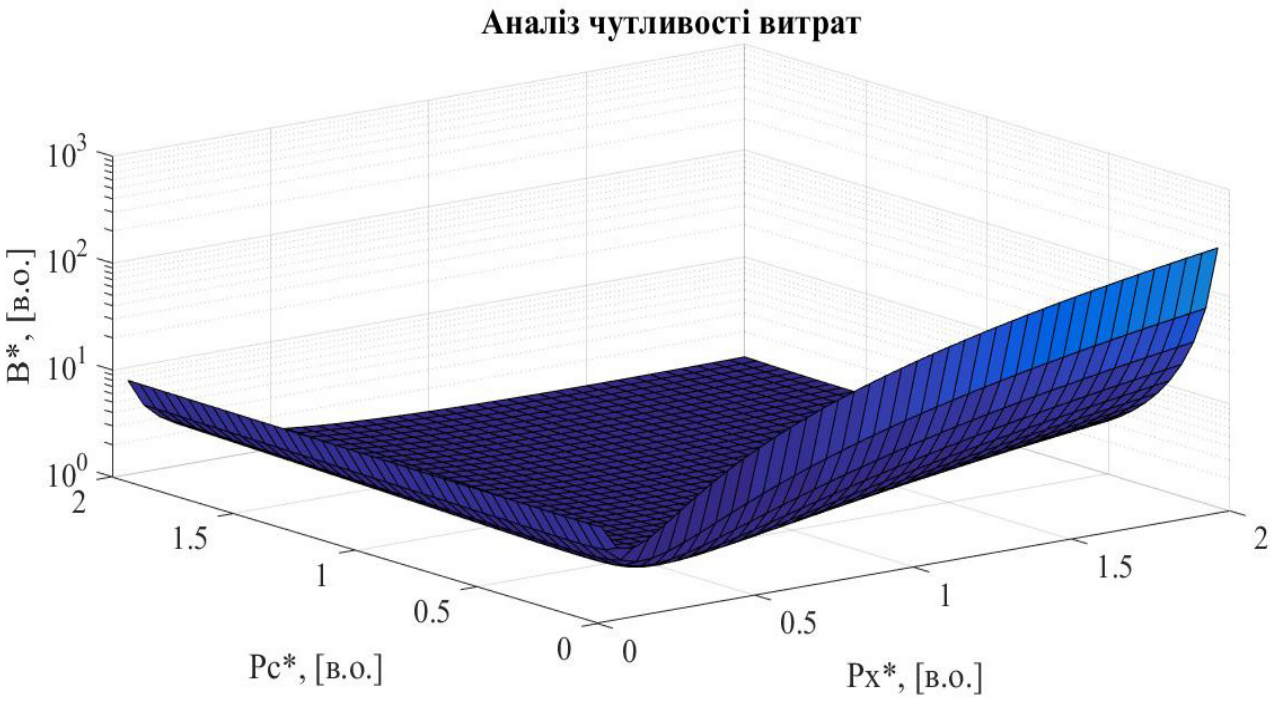


Рисунок 2.3 – Чутливість витрат до одночасної зміни потужності накопичувачів хімічного типу та потужності системного резерву.

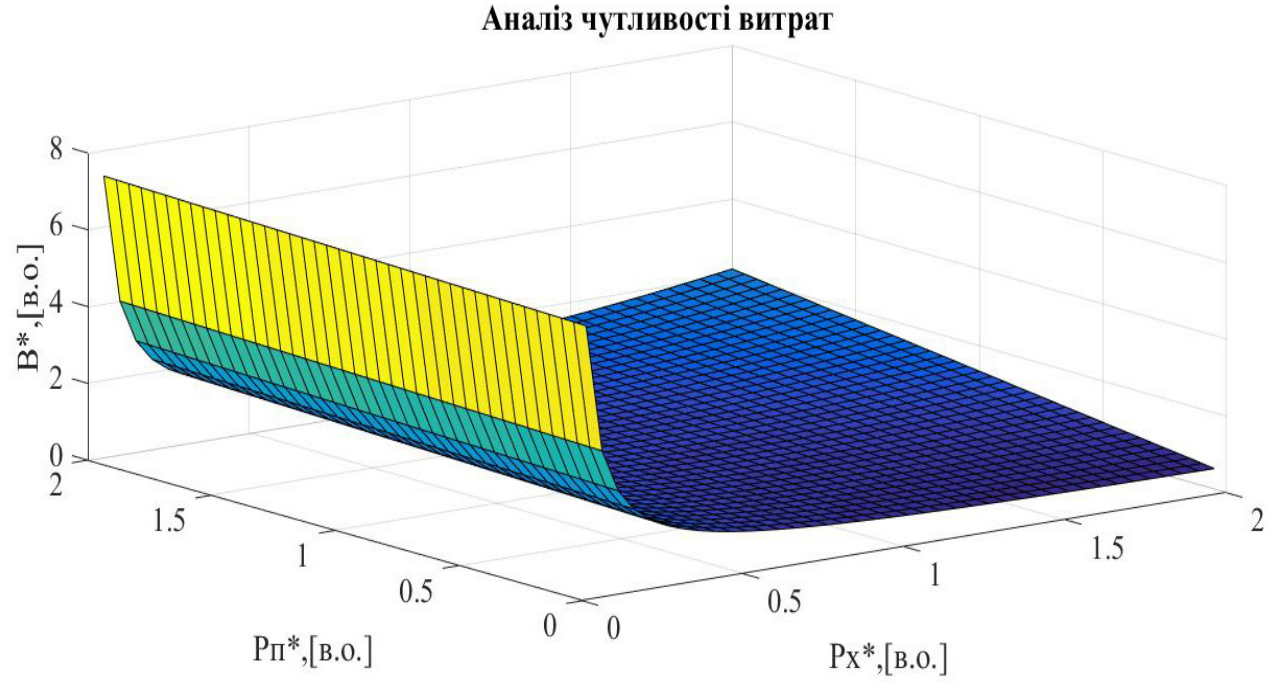


Рисунок 2.4 – Чутливість витрат до одночасної зміни потужності накопичувачів хімічного типу та до зміни пропускної здатності ЛЕП.

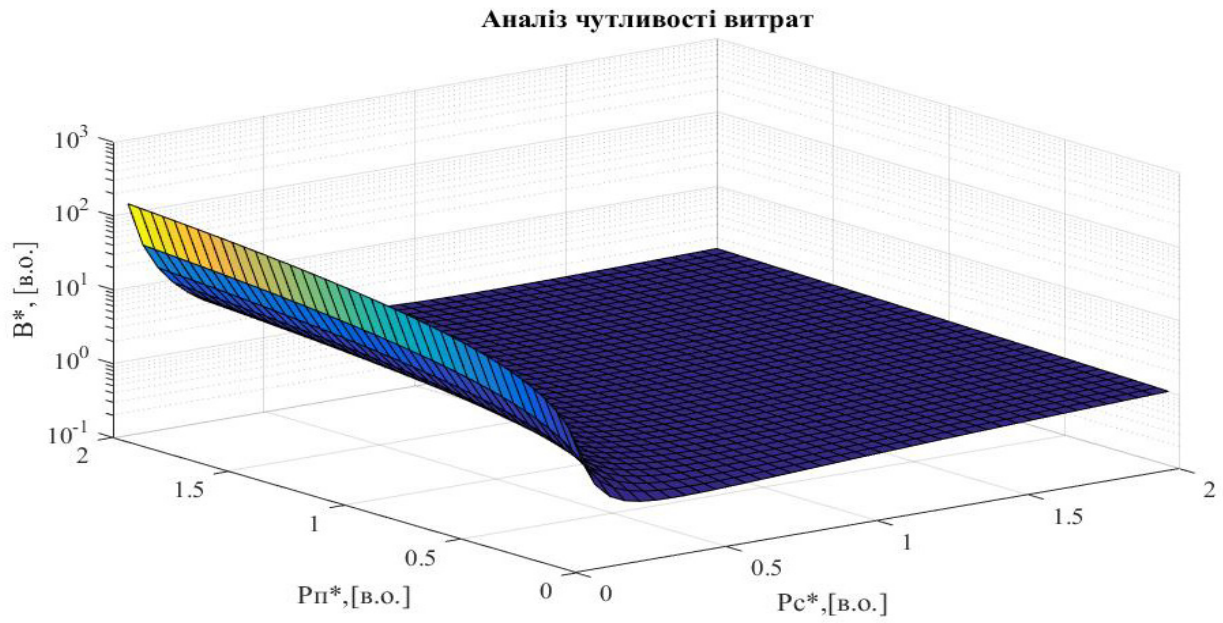


Рисунок 2.5 – Чутливість витрат до одночасної зміни пропускної здатності ЛЕП та потужності системного резерву.

Тому питання дослідження чутливості витрат $B_{\sum}$ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування потужності до зміни оптимальних значень потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування є актуальним і потребує детального дослідження.

2.2.2 Критеріальна модель питомих витрат на резервування за сценарієм, по якому використовуються хімічні накопичувачі та біогазові установки

Зміна (збільшення) системного резерву можлива лише шляхом збільшення генерування ТЕС, що не відповідає політиці декарбонізації. Зміна пропускної здатності ліній електропередачі шляхом реконструкції існуючих мереж (наприклад перехід на вищій клас напруги з 10(6) кВ на 20 кВ) є економічно недоцільною через значний строк окупності, а побудова нових ЛЕП є більш затратною. Отже, доцільно розглянути задачу, коли з метою компенсації нестабільності генерування ВДЕ використовуються хімічні накопичувачі електроенергії та біогазові генерувальні установки з врахуванням пропускної здатності ЛЕП та наявної можливості компенсування з використанням системного резерву. При виборі оптимальних потужностей в залежності від способу резервування потужності та електроенергії приведені витрати можна представити у вигляді виразу [11]:

$$B = \left[\left(b_1 + b_2 P_x + b_3 P_г \right) \cdot P_п + b_4 \left(\frac{P_c}{P_x} \right)^2 \cdot \frac{P_п}{P_г} \right] + \\ + \left[b_5 + b_6 P_c + b_7 P_c P_x + b_8 P_x P_п + b_9 \frac{P_c P_п}{P_x} \right], \quad (2.29)$$

де b_1-b_9 – узагальнені константи, що містять вихідні дані вирішуваної задачі.

Розглянемо сценарій, при якому змінними, що оптимізуються, є потужність хімічних накопичувачів та потужність біогазових установок. Значення змінних, що оптимізуються, знайдемо за допомогою критеріального методу. Для цього виокремлено змінну складову та введено наступні допущення:

$$C_1 = b_2 P_п + b_7 P_c + b_8 P_п;$$
$$C_2 = b_9 P_c P_п; \quad (2.30)$$
$$C_3 = b_9 P_c^2 P_п;$$
$$C_4 = b_3 P_п.$$

Запишемо (2.29) з врахуванням (2.30)

$$B = C_1 P_x + C_2 P_x^{-1} + C_3 P_x^{-2} P_г^{-1} + C_4 P_г \rightarrow \min. \quad (2.31)$$

Визначимо мінімальне значення змінної складової витрат і відповідні йому оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування – P_x, $P_г$, а також вектори критеріїв подібності $\boldsymbol{\pi}$. Ступінь складності задачі дорівнює одиниці. Методика розв'язання такого типу задач та приклад її використання детально описано в [6, 11]. Враховуючи умову ортогональності та нормування, система рівнянь відносно критеріїв подібності записується у вигляді:

$$\begin{cases} \pi_1 - \pi_2 - 2\pi_3 = 0; \\ -\pi_3 + \pi_4 = 0; \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 = 1. \end{cases} \quad (2.32)$$

В системі рівнянь (2.32) критерії подібності можуть бути визначені тільки через один з них – базисний. Для визначення вектора критеріїв подібності скористаємось методом описаним в [11]. Перетворимо матрицю α в α' перестановкою другого та четвертого стовпця матриці α:

$$\alpha = \begin{bmatrix} 1 & -1 & -2 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \Rightarrow \alpha' = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -2 & -1 \\ 0 & 1 & -1 & 0 \end{bmatrix}.$$

Матриця β, що складається з векторів нормалізації та нев'язки записується у вигляді:

$$\beta = \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}.$$

Тепер, щоб відновити порядок індексації π, порушений перестановкою другого та четвертого стовбців матриці α, змінимо місцями другий та четвертий рядки матриці β:

$$\beta = \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 0 \end{bmatrix}.$$

Вектори нормалізації β_0 і нев'язки β_1 визначаються як:

$$\beta_0 = \begin{bmatrix} 2 \\ 0 \\ 1 \\ 1 \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{4}; \quad \beta_1 = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} - 2 \cdot \begin{bmatrix} \frac{1}{2} \\ 0 \\ \frac{1}{4} \\ \frac{1}{4} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \\ -\frac{1}{2} \\ -\frac{1}{2} \end{bmatrix}.$$

Незалежною або базисною в термінах КМ є змінна π_2, яка є ваговим коефіцієнтом другого члена рівняння (2.31). З врахуванням цього вираз для вектора критеріїв подібності запишеться у вигляді:

$$\pi = \beta_0 + \beta_1 \pi_2 \ . \tag{2.33}$$

Тоді вектор критеріїв подібності в загальному випадку запишеться:

$$\pi = \begin{bmatrix} \frac{1}{2} \\ \pi_2 \\ \frac{1}{4} - \frac{1}{2}\pi_2 \\ \frac{1}{4} - \frac{1}{2}\pi_2 \end{bmatrix}.$$

Визначимо максимізуючий вектор $\boldsymbol{\pi}$ [12]:

$$\left(\frac{1}{2}\right)^{0}\pi_{2}^{1}\left(\frac{1}{4}-\frac{1}{2}\pi_{2}\right)^{-\frac{1}{2}}\left(\frac{1}{4}-\frac{1}{2}\pi_{2}\right)^{-\frac{1}{2}}=C_{1}^{0}C_{2}^{1}C_{3}^{-1/2}C_{4}^{-1/2}.$$

Розв'язуючи його відносно π_2 отримаємо

$$\pi_{2}=\frac{C_{2}}{4C_{3}^{1/2}C_{4}^{1/2}+2C_{2}}.$$

Підставимо в останній вираз значення коефіцієнтів *C*, тоді

$$\pi_{2}=\frac{b_{9}}{4b_{3}^{1/2}b_{4}^{1/2}+2b_{9}}.$$

З врахуванням отриманого значення базисної змінної π_2 оптимальний вектор π_o запишеться у вигляді:

$$\boldsymbol{\pi}_{o}=\begin{bmatrix}\frac{1}{2}\\ \frac{b_{9}}{\left[4\left(b_{3}b_{4}\right)^{1/4}+2b_{9}\right]}\\ \frac{\left(b_{3}b_{4}\right)^{1/2}}{\left[4\left(b_{3}b_{4}\right)^{1/4}+2b_{9}\right]}\\ \frac{\left(b_{3}b_{4}\right)^{1/2}}{\left[4\left(b_{3}b_{4}\right)^{1/4}+2b_{9}\right]}\end{bmatrix}. \qquad (2.34)$$

Мінімальне значення складової витрат визначимо, скориставшись виразом:

$$B_{мін}=\left(\frac{C_{1}}{\pi_{1o}}\right)^{\pi_{1o}}\left(\frac{C_{1}}{\pi_{2o}}\right)^{\pi_{2o}}\left(\frac{C_{1}}{\pi_{3o}}\right)^{\pi_{3o}}\left(\frac{C_{1}}{\pi_{4o}}\right)^{\pi_{4o}}.$$

З врахуванням виразів (2.30) і (2.31) отримаємо

$$B_{мін}=2\left(\left(b_{7}P_{c}+\left(b_{2}+b_{8}\right)P_{n}\right)P_{n}P_{c}\left(2\left(b_{3}b_{4}\right)^{\frac{1}{2}}+b_{9}\right)\right)^{\frac{1}{2}}. \qquad (2.35)$$

Оптимальне значення потужності хімічних накопичувачів знайдемо із співвідношення:

$$\pi_{1o}B_{мін}=\left(b_{2}P_{n}+b_{7}P_{c}+b_{8}P_{n}\right)P_{x\ o}.$$

Після відповідних перетворень:

$$P_{х\ о} = \left[\frac{\left(2\sqrt{b_3 b_4} + b_9\right)}{b_7 P_c + \left(b_2 + b_8\right) P_n} \right]^{\frac{1}{2}}. \qquad (2.36)$$

Оптимальне значення потужності біогазових установок можна визначити із співвідношення:

$$\pi_{40} \cdot B_{мін} = b_3 P_n P_{г\ о}.$$

Після перетворень отримаємо:

$$P_{г\ о} = \left[\frac{b_4 P_c}{b_3} \cdot \frac{b_7 P_c + \left(b_2 + b_8\right) P_n}{P_n \left(2\sqrt{b_3 b_4} + b_9\right)} \right]^{\frac{1}{2}}. \qquad (2.37)$$

Аналіз оптимального рішення на економічні стійкість можна провести за допомогою критеріальної моделі, яка для даної задачі має вигляд:

$$B_* = \pi_1 P_{x*} + \pi_2 P_{x*}^{-1} + \pi_3 P_{x*}^{-2} P_{г*}^{-1} + \pi_4 P_{г*}\ . \qquad (2.38)$$

Для створення критеріальної моделі необхідно визначити компоненти вектора критеріїв подібності. З виразу (2.34) можна зробити висновок, що критерії подібності залежать лише від b_3, b_4 та b_9. Таким чином, для аналізу оптимального рішення достатньо знати лише ці коефіцієнти. Коефіцієнти b_1-b_9 характеризують особливості ЕЕС, для якої передбачається компенсування нестабільності генерування джерел енергії і залежать від багатьох факторів, таких яких питома вартість встановленої потужності резервування в залежності від способу, вартість використання системного резерву і т.д.

Розглянемо сценарій, для якого, наприклад, b_1=0.3; b_2=0.03; b_3=$10 \cdot 10^{-3}$; b_4=$5 \cdot 10^{-3}$; b_5=20; b_6=$0.8 \cdot 10^{-3}$; b_7=$5 \cdot 10^{-3}$; b_8=0.03; b_9=$5.6 \cdot 10^{-3}$. При таких даних оптимальне значення потужності хімічних накопичувачів та потужності біогазових установок визначаються за формулами:

$$P_{х\ о} = 9{,}94 \cdot \sqrt{\frac{P_n \cdot P_c}{300 \cdot P_n + 25 \cdot P_c}},$$

$$P_{г\ о} = 0{,}04 \cdot \sqrt{300 \cdot P_n + \frac{25 \cdot P_c^2}{P_n}}.$$

Підставивши значення b_1-b_9 в (2.33), отримаємо критерії подібності:

$$\pi = \begin{bmatrix} 0,5 \\ 0,142 \\ 0,179 \\ 0,179 \end{bmatrix}.$$

Тоді критеріальна модель (2.28) має вигляд:

$$B_* = 0,5P_{x^*} + 0,142P_{x^*}^{-1} + 0,179P_{x^*}^{-2}P_{г^*}^{-1} + 0,179P_{г^*}. \qquad (2.39)$$

Дана модель зручна для аналізу чутливості витрат до зміни потужності хімічних накопичувачів (рис. 2.6) та потужності біогазових установок (рис. 2.7) [7, 13]. Вирази (2.36) і (2.37) показують, що економічно доцільні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування і витрат на їх реалізацію залежать від прийнятого сценарію реалізації резервування з врахуванням наявного системного резерву та пропускної здатності ліній електропередачі. Тому економічно доцільні способи резервування та їх потужності, а також параметри реалізації кожного способу обираються з врахуванням їх взаємовпливу в системі. Вирази (2.36) і (2.37) також дозволяють оцінити вплив вихідних даних на економічно доцільні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування, а вираз (2.39) дозволяє дослідити чутливість витрат до зміни потужностей [14, 15].

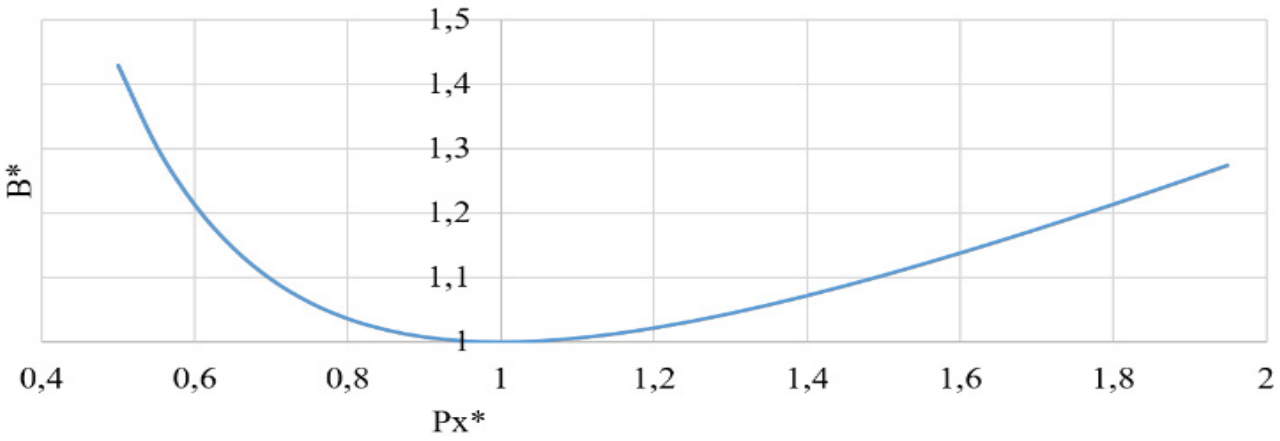


Рисунок 2.6 – Чутливість витрат до зміни потужності
хімічних накопичувачів.

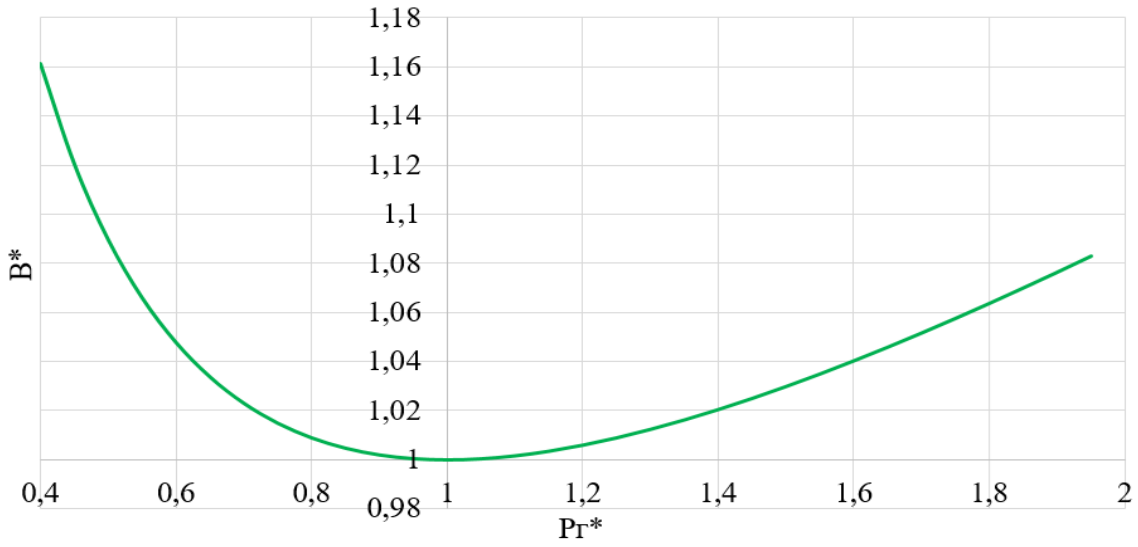


Рисунок 2.7 – Чутливість витрат до зміни потужності біогазових установок.

2.2.3 Водневі технології як спосіб компенсації нерівномірності генерування електроенергії відновлюваними джерелами енергії

Основним видам відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), зокрема вітровим і фотоелектричним станціям (ВЕС і ФЕС), властиві періодичність у роботі та зміна величини потенціалу енергії залежно від часу доби і року. Ця непостійність знижує енергетичну ефективність джерел, тому при використанні енергії відновлюваних джерел необхідний енергоносій, зручний для зберігання, транспортування і використання. Таким може бути водень. Розвиток водневої енергетики передбачає побудову ефективної та економічної інфраструктури постачання споживачів воднем – універсальним екологічно чистим енергоносієм. Виробництво водню з метою акумулювання і транспортування енергії є ефективним вирішенням проблеми стабільного енергопостачання від відновлюваних джерел. Широке використання водню, як високоефективного і екологічно прийнятного енергоносія, а також паливних комірок, здатних із мінімальними втратами перетворювати хімічну енергію водню в електрику, в останні роки розглядаються як найбільш перспективний шлях до суттєвого скорочення шкідливих викидів в атмосферу [16, 17].

У результаті значного зростання встановленої потужності відновлюваних джерел енергії, насамперед вітрової та сонячної, виникла потреба в обмеженні подачі енергії з відновлюваних джерел в електроенергетичну систему для збалансування попиту і генерації [18]. Використання відновлюваної енергії для

забезпечення цілих секторів економіки створює серйозні проблеми, якщо не доповнюється ефективними системами акумулювання енергії. Використання водню для проміжного зберігання надлишкової електроенергії, створюючи як короткострокові і середньострокові, так і довгострокові міжсезонні запаси енергії в енергосистемах на основі відновлюваних джерел енергії, сприяє вирішенню цієї проблеми [19 – 21].

Отримання водню електролітичним розкладом води із використанням зеленої електроенергії має нульовий викид вуглецю, енергія може зберігатися протягом тривалих періодів часу, слугуючи необхідним системним буфером і забезпечуючи стійкість енергетичних систем. Це дає змогу декарбонізувати широкий спектр кінцевого використання, забезпечуючи чисту генерацію та тепло для транспортування та стаціонарних застосувань. Водень у різному стані може транспортуватися на великі відстані, що дозволяє розподіляти енергію як всередині країни виробника водню, так і між іншими країнами.

Не дивлячись на переваги водню, водневим технологіям приходиться конкурувати за витратами з іншими способами компенсації нерівномірності і резервування генерування електроенергії ВДЕ. До них відносяться електрохімічні накопичувачі, біогазові установки, гідроакумулюючі електростанції, а також системний резерв енергоагрегатів теплових електростанцій як платна послуга [22, 23].

2.2.3.1 Підвищення енергетичної ефективності ВДЕ під час балансування станів електроенергетичної системи шляхом виробництва та споживання водню як енергоносія

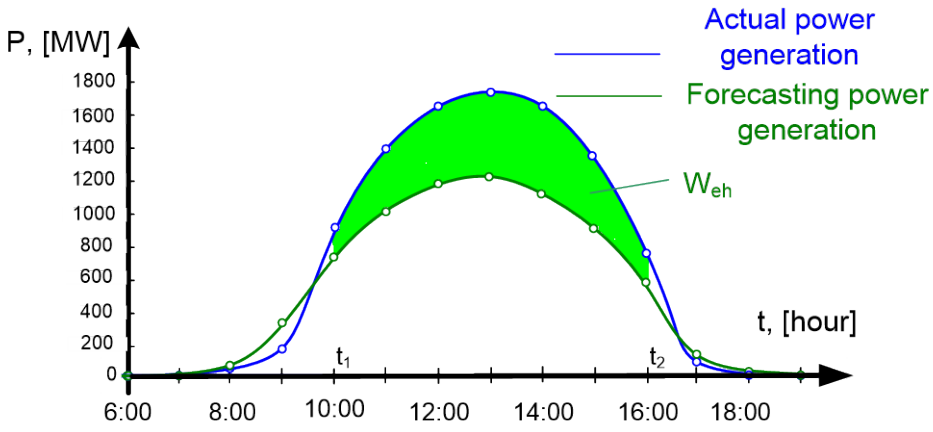
В процесі експлуатації ВДЕ, зокрема ФЕС, в електроенергетичній системі (ЕЕС) вирішується задача балансування споживання та генерування електроенергії, включаючи всі джерела енергії. Для ФЕС задача формулюється як

$$f = \frac{W_{пр} - W_{ф}}{W_{пр}} 100\% \rightarrow \min, \tag{2.40}$$

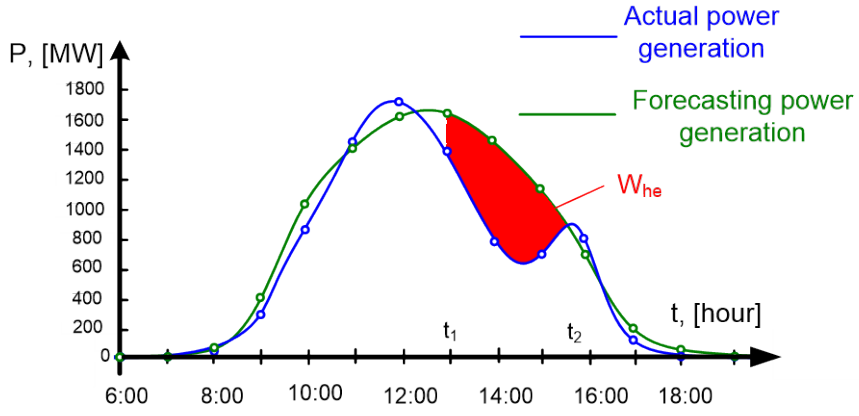
де $W_{пр}$ – значення погодинного прогнозованого вироблення електроенергії ФЕС на наступну добу; $W_{ф}$ – фактичне вироблення ФЕС електроенергії за цей же час Т; f – похибка в прогнозуванні, яка має бути меншою за допустиму (для ФЕС 5%).

Для ФЕС під час роботи їх в балансуючій групі для регулювання частоти і напруги в ЕЕС виникає дві взаємозв’язані задачі – перетворення електричної енергії у водень і використання водню для генерування електроенергії. На рис.

2.8,а показано, що балансуючою групою ФЕС виробляється електроенергії більше ніж запрогнозовано і заявлено для системного оператора. Частина електроенергії (показано зеленим кольором) перетворюється у водень. На рис. 2.8,б запрогнозовано електроенергії більше ніж фактично виробляється ФЕС (показано червоним кольором). Для зменшення штрафних санкцій необхідно, щоб $W_{ф} \approx W_{пр}$. У цьому випадку водень використовується для вироблення електроенергії і виконання умови $W_{ф} \approx W_{пр}$. Очевидно, що надлишок виробленого водню може використовуватися для інших цілей [21, 24].



а)



б)

Рисунок 2.8 – Добові графіки генерування ФЕС під час надлишку виробленої електроенергії (а) та під час недостатнього фактичного вироблення електроенергії (б)

Значення електроенергії, яка виробляється більше ніж це потрібно для балансу між генеруванням і споживанням і може бути використана для виробництва водню, визначається як (рис. 2.8,а)

$$W_{eh} = \int_{t_1}^{t_2} P_{ф}(t)\,dt - \int_{t_1}^{t_2} P_{пр}(t)\,dt \ , \qquad (2.41)$$

де W_{eh} – кількість електроенергії, яку необхідно спожити для того, щоб виконати заявлений графік генерування ФЕС (інший варіант – обмежити фактичне генерування, що недоцільно для власників ФЕС і може бути вимушено реалізовано тільки системним оператором для збереження стійкості ЕЕС); t_1 і t_2 – час, коли вмикаються і вимикаються установки вироблення і накопичування водню.

Кількість електроенергії W_{he} (рис. 2.8 б), яку необхідно виробити для балансу між генеруванням і споживанням і яка може бути вироблена шляхом перероблення водню в електроенергію, визначається як

$$W_{he} = \int_{t_1}^{t_2} P_{пр}(t)\,dt - \int_{t_1}^{t_2} P_{ф}(t)\,dt\,, \qquad (2.42)$$

де t_1 і t_2 – час, коли вмикаються і вимикаються установки використання водню для вироблення балансуючою групою електроенергії (поршневі, газотурбінні або парогазові установки).

2.2.3.2 Можливі водневі технології для підвищення енергетичної ефективності ВДЕ під час балансування станів електроенергетичної системи

На рис. 2.9 наведено способи отримання водню і суміші Брауна з електроенергії, генерованої ВДЕ, та їх застосування для генерування електроенергії. Вироблена за участі водню електроенергія передається в загальну систему електропостачання, але частина з неї окремо обліковується для формування балансу електроенергії в ЕЕС згідно (2.42). До виробництва водню з електроенергії ФЕС і ВЕС для повноцінної участі їх в балансуванні станів ЕЕС доцільно долучати біогазові установки. Такий підхід дозволяє повніше використати доступний потенціал ВДЕ для вирішення загальносистемних завдань. Проте тут вимагається техніко-економічна координація способів компенсації нерівномірності генерування електроенергії ВДЕ з одночасним підвищенням їх енергетичної ефективності. Необхідна певна стратегія комплексного використання ФЕС і ВЕС та способів компенсації нерівномірності їх генерування з врахуванням вимог енергоринку. Визначальним є технологія отримання і накопичення водню.

Для оцінки розглянемо, як приклад, процес виробництва водню електролізом води, який вигідно відрізняється від інших методів одностадійністю і відносно простим апаратурним та технологічним рішенням. Крім того, основною сировиною в даному випадку є вода – найбільш доступне і практично невичерпне джерело. Процес електрохімічного розкладу води з використанням лужного розчину описується представленими нижче рівняннями [10]:

катодний процес $2H_2O + 2e = H_2\uparrow + 2OH$,

анодний процес $4OH^- = O_2\uparrow + 2H_2O + 4e$,

сумарний процес $2H_2O = O_2\uparrow + 2H_2\uparrow$.

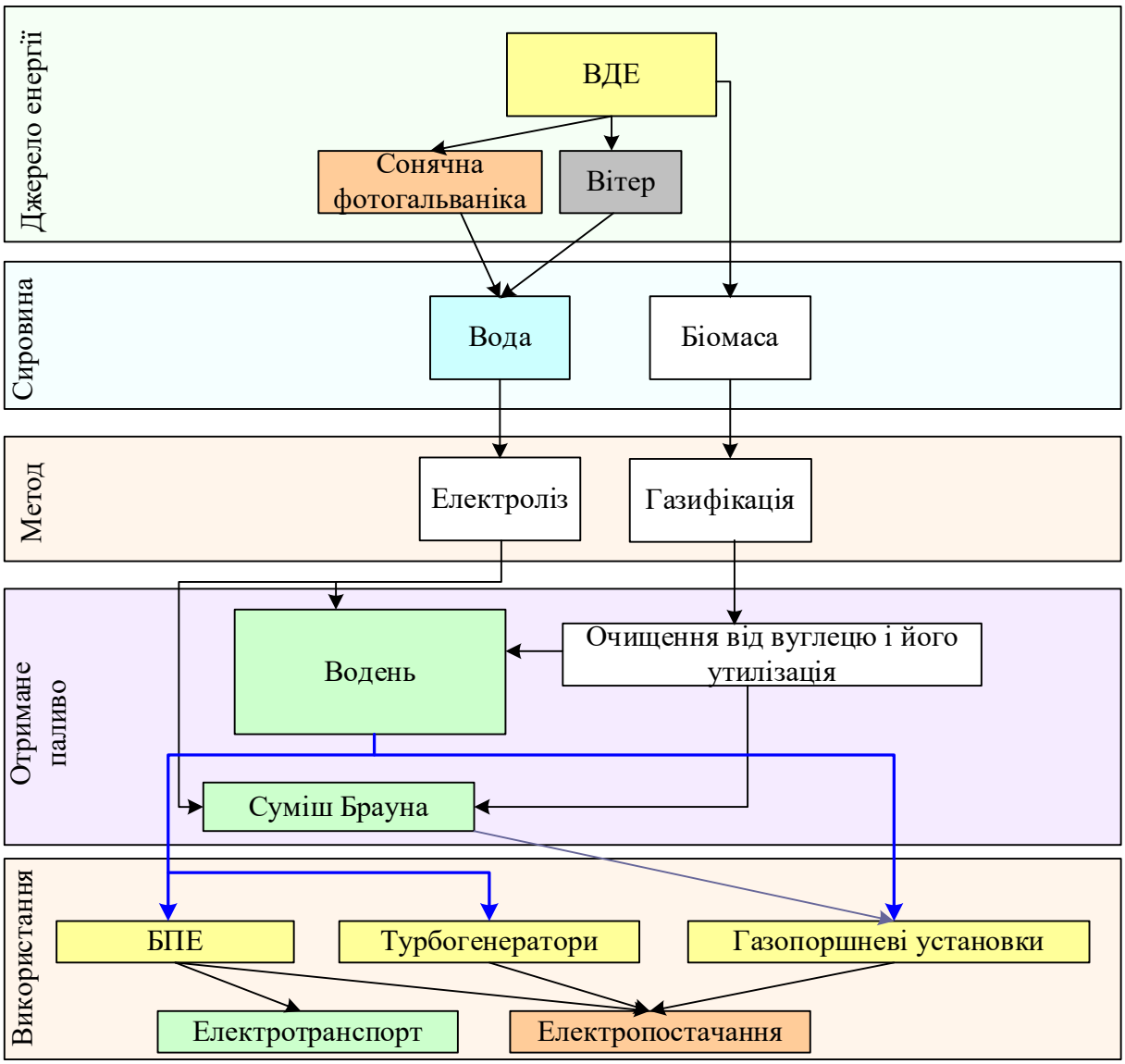


Рисунок 2.9 – Методи отримання водню і суміші Брауна та їх застосування

Сумарне рівняння показує, що при електрохімічному розкладі води виділяються водень і кисень у співвідношенні 2:1. Отримані гази мають високий ступінь чистоти, кількість домішок (кисню у водні та водню в кисні) не перевищує 0,1%. Електроліз води застосовується в промисловості, однак економічність і конкурентна здатність методу залежить від наявності дешевої електроенергії, від вартості якої в основному залежить економічність процесу. Хоча така технологія на сьогодні є промислово освоєною, але складність у масштабності цього процесу.

Наприклад, окремо розглядається техніко-економічна задача щодо розміщення і під'єднання установок вироблення водню з електроенергії, генерованої ФЕС, транспортування і перетворення енергії водню в електроенергію. Можливі два підходи щодо використання водневих технологій в ЕЕС: умовно локальний і загальносистемний. По першому варіанту окремі власники ФЕС або об'єднані в балансуючі групи вирішують задачу участі в роботі енергосистеми самостійно (очевидно, що за певних правил, встановлених енергосистемою). Згідно іншого варіанту – централізовано розбудовуються відносно великої потужності установки вироблення водню і способи його використання. За цим варіантом в рамках задачі, що розглядається в даній статті, участь ФЕС в балансуванні електроенергії вирішується шляхом платних послуг, якими організовується доступ до централізованих джерел водню і результатів його використання.

Очевидно, що можливий і комбінований підхід, коли мають місце обидва варіанти. Реалізація локально-централізованого виробництва водню має певні переваги. Окремі ФЕС і об'єднання їх в балансуючі групи можуть працювати автономно, погоджуючи свою роботу з ЕЕС. За такої схеми виробництво водню як універсального енергоносія можливе як в безпосередній близькості від споживача, наприклад, від заправної станції електромобілів на паливних елементах (PCEVs), так і на віддалених територіях в місцях зі значним енергетичним потенціалом ВДЕ з подальшим транспортуванням водню до заправних станцій в спеціальних цистернах або за допомогою трубопроводу. Крім того, водневе акумулювання енергії відновлюваних джерел дає можливість створювати довготривалі міжсезонні запаси енергії, що особливо актуально при вирішенні питання стабільного енергозабезпечення.

Якщо реалізується варіант встановлення установок вироблення водню централізовано, тобто для загальносистемного використання, то мінімальні сумарні витрати B_{Σ} на це визначаються як

$$B_{\Sigma} = B_{в}(P_{в}) + B_{г}(P_{г}) + B_{с}(P_{с}) + B_{п}\left(P_{п}\right) \to \min, \tag{2.43}$$

де $B_{в}(P_{в})$ – витрати на отримання водню шляхом електролізу; $B_{г}(P_{г})$ – витрати, зв'язані з використанням біогазових технологій; $B_{с}(P_{с})$ – витрати на користування системним резервом, які є вартістю утримання резерву на ТЕС; $B_{п}(P_{п})$ – витрати на запаси пропускної спроможності ліній електропередачі, що необхідно для транспортування електроенергії з/до місця під'єднання резервної потужності до ЕЕС; $P_{в}$, $P_{г}$, $P_{с}$, $P_{п}$ – відповідно оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів компенсації нерівномірності генерування електроенергії ВДЕ.

2.2.3.3 Оптимізація витрат на отримання водню ФЕС під час балансування станів ЕЕС

Оскільки впровадження водневих технологій з метою резервування генерування електроенергії ВДЕ в ЕЕС буде здійснюватися поетапно, то доцільно в першу чергу розглянути варіант використання водню на ФЕС для зменшення похибки *f*. Відповідно до сценарію, що в ЕЕС для компенсації нестабільності генерування ФЕС використовуються маневрові потужності системи та установки отримання і використання водню, задача (2.43) перепишеться:

$$B = B_{в}\left(P_{в}\right) + B_{с}(P_{с}) + B_{п}\left(P_{п}\right) \to \min. \tag{2.44}$$

Витрати на користування системним резервом, що є фактично компенсацією за утримання резерву на завантаження для енергоагрегатів ТЕС, що працюють за ціновими заявками визначається за формулою [6]:

$$B_{с} = \begin{cases} P_{с} \cdot (в_{р}^{С} - d в_{п}), в_{р}^{С} \rangle d в_{п} \\ 0, в_{р}^{С} \langle d в_{п} \end{cases} \text{ (у.о./год)}, \tag{2.45}$$

де $в_{р}^{С}$ – гранична ціна системи, яка формується для розрахункової години на оптовому ринку електроенергії, у.о./кВт·год; $d в_{п}$ – прирощена ціна палива, що визначається на основі похідної функції витрат палива на виробництво електроенергії за рівнем навантаження агрегату електростанції та вартості потрібного палива.

Модифікована математична модель питомих витрат на 1 кВт резервування за сценарієм, що передбачає використання водню як накопичувачів енергії і

враховує особливості ЕЕС, для якої є потреба в резервуванні, можна представити у вигляді рівняння:

$$B = \frac{C_1}{P_в} + C_2 P_c + C_3 P_n + C_4 \frac{P_в^2}{P_c^2 \cdot P_n}, \qquad (2.46)$$

де C_1, C_2, C_3, C_4 – узагальнені константи, що містять вихідні дані задачі (в першу чергу це цінові показники).

Перша складова рівняння враховує питомі витрати на реалізацію резервування з використанням системи отримання і використання водню як накопичувач енергії; другий, третій, четвертий компоненти враховують витрати на електричні мережі.

Для аналізу системи резервування нестабільності генерування ВДЕ використаємо методи теорії подібності, зокрема критеріального методу [6, 11]. Перевагою вибраного методу є те, що він дозволяє отримати критерії подібності, які зв'язують між собою однойменні параметри, в нашому випадку різних способів резервування, і створюються умови для аналізу співрозмірності і чутливості результатів розрахунків у відносних одиницях за обмеженої кількості вихідної інформації [25].

Задача (2.46) відповідає умові канонічності, коли міра її складності s=*m–n–1=0,* де m – кількість членів цільової функції, n – кількість змінних P_i. Згідно критеріальному методу запишемо систему ортогональних і нормованих (ортонормованих) рівнянь для (2.46) [11, 26]:

$$\begin{cases} -\pi_1 + 2\pi_4 = 0; \\ \pi_2 - 2\pi_4 = 0; \\ \pi_3 - \pi_4 = 0; \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 = 1. \end{cases} \Rightarrow \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 2 \\ 0 & 1 & 0 & -2 \\ 0 & 0 & 1 & -1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \pi_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}. \qquad (2.47)$$

де π_i – критерії подібності, які в даному випадку за фізичним змістом є ваговими коефіцієнтами складових витрат в (2.46).

Оскільки для задачі оптимізації способів компенсації нестабільності генерування ВДЕ у формі (2.46) міра складності рівна нулю, то розв'язок даної системи рівнянь (2.47) отримуємо просто: $\pi_1 = \pi_2 = 2/6$; $\pi_3 = \pi_4 = 1/6$. У відповідності до методу інтегральних аналогів [6] запишемо систему рівнянь, в якій критерії подібності зв'язані з невідомими P_i , з врахуванням (2.46) і розв'язків системи рівнянь (2.47):

$$\begin{cases} \pi_1 = \dfrac{2}{6} = \dfrac{C_1}{B\,P_в}; \\ \pi_2 = \dfrac{2}{6} = C_2 \cdot P_c \,/\, B; \\ \pi_3 = \dfrac{1}{6} = C_3 \cdot P_n \,/\, B; \\ \pi_4 = \dfrac{1}{6} = \dfrac{C_4 \cdot P_в^2}{B\,P_c^{-2} \cdot P_n}. \end{cases} \tag{2.48}$$

З системи рівнянь (2.48) отримуємо оптимальні значення потужностей установок для резервування нестабільності генерування ФЕС:

$$P_в = \left(\frac{C_1^4}{4C_2^2 \cdot C_3 \cdot C_4} \right)^{\frac{1}{6}};\; P_c = \left(\frac{4C_1^2 \cdot C_3 \cdot C_4}{C_2^4} \right)^{\frac{1}{6}};$$

$$P_n = \left(\frac{C_1^2 C_2^2 C_4}{16 C_2^5} \right)^{\frac{1}{6}};\; B = 3\left(4 \cdot C_1^2 \cdot C_2^2 \cdot C_3 \cdot C_4\right)^{\frac{1}{6}}. \tag{2.49}$$

В критеріальній формі вираз витрат (2.30) запишеться:

$$B_* = \frac{\pi_1}{P_{в*}} + \pi_2 P_{c*} + \pi_3 P_{n*} + \pi_4 \frac{P_{в*}^2}{P_{c*}^2 \cdot P_{n*}}, \tag{2.50}$$

де $B_* = B / B_{\min}$; $P_{в*} = P_в / P_{в\,o}$, $P_{c*} = P_c / P_{c\,o}$, $P_{n*} = P_n / P_{n\,o}$, де $P_в, P_c, P_n$ – відповідно поточні та оптимальні значення потужностей способів резервування.

З врахуванням числових значень критеріїв подібності (2.34) перепишеться:

$$B_* = \frac{1}{3P_{в*}} + \frac{P_{c*}}{3} + \frac{P_{n*}}{6} + \frac{P_{в*}^2}{6P_{c*}^2 \cdot P_{n*}}. \tag{2.51}$$

Виокремимо складову витрат на резервування шляхом використання водню (перший член) та складову, яка характеризує витрати на користування системним резервом та витрати на збільшення запасу пропускної спроможності ліній електропередачі (другий член):

$$B_* = 0{,}333 \cdot P_{в*}^{-1} + 0{,}667 \cdot \left(0{,}5 \cdot P_{c*} + 0{,}25 \cdot P_{n*} + 0{,}25 \cdot P_{в*}^2 \cdot P_{c*}^{-2} \cdot P_{n*}\right). \tag{2.52}$$

Відповідно прийнятій моделі (2.52) витрати B на компенсацію нерівномірності графіка генерування ФЕС шляхом резервування будуть економічно доцільними, якщо 2/3 цих витрат будуть використанні на модернізацію мереж та використання системного резерву, а 1/3 витрат на резервування накопиченням і використанням енергії водню.

Економічно доцільні значення критеріїв подібності не залежать від C_1,…, C_4 і визначають співрозмірність моделі, тобто питомі частки змінних витрат, що приходяться на елементи системи резервування нестабільності генерування ФЕС. Що стосується узагальнених показників C_1 , …, C_4 , то вплив їх на економічно доцільні значення потужностей $P_{ев*}, P_{ес*}, P_{еп*}$ і на витрати B_* можна оцінити, записавши (2.49) у наступному вигляді:

$$P_{ев*} = \left(\frac{C_{1*}^4}{4C_{2*}^2 C_{3*} C_{4*}} \right)^{\frac{1}{6}};\ P_{ес*} = \left(\frac{4C_{1*}^2 C_{3*} C_{4*}}{C_{2*}^4} \right)^{\frac{1}{6}};$$

$$P_{еп*} = \left(\frac{C_{1*}^2 C_{2*}^2 C_{4*}}{16 C_{2*}^5} \right)^{\frac{1}{6}};\ B_* = 3\left(4C_{1*}^2 C_{2*}^2 C_{3*} C_{4*}\right)^{\frac{1}{6}}. \qquad (2.53)$$

де $C_{i*} = \frac{C_i}{C_{iб}},\ i = \overline{1,4}$; $C_{iб}$ – базисні значення вартісних показників.

Оскільки, як правило, на етапі проектування точні значення показників C_i невідомі, але відомим є їх діапазон $C_{i\min} - C_{i\max}$, то за базисне значення варто приймати середнє значення діапазону цін.

З отриманих виразів можна оцінити вплив зміни, наприклад C_1 , на економічно доцільні значення усіх змінних. Вирази (2.53) показують, що економічно доцільні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування і витрат на їх реалізацію, залежать від прийнятого сценарію реалізації резервування. Тому економічно доцільні способи резервування та їх потужності, а також параметри реалізації кожного способу обираються з врахуванням їх взаємовпливу в системі. Вираз (2.52) також дозволяє оцінити вплив вихідних даних на економічно доцільні значення витрат і потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування.

Даний аналіз дозволяє зробити висновок, що розподіл витрат для сценарію резервування, що досліджується, більш чутливий до вибору потужності накопичувачів з використанням водню та вибору потужності системного

резерву. На рис. 2.10 представлено аналіз чутливості питомих витрат у відносних одиницях та у відсотках до зміни одного з впливових факторів при незмінних інших, витрати визначено за формулами (2.52) і (2.53).

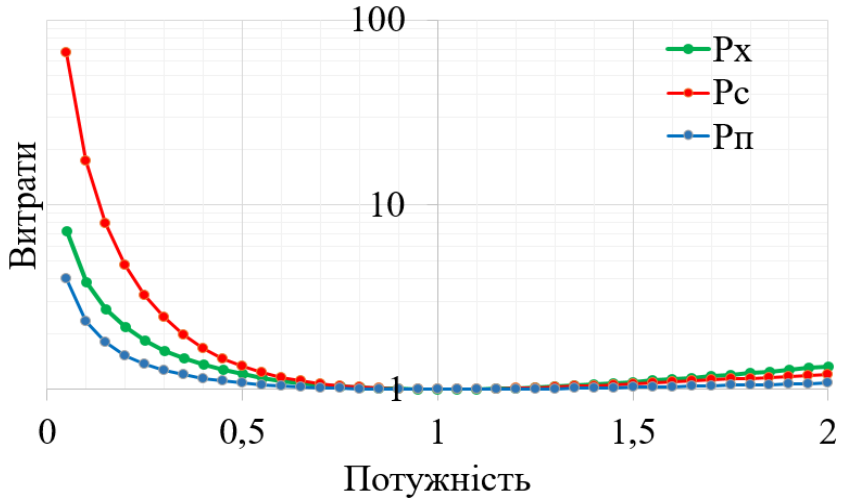


Рисунок 2.10 – Чутливість витрат: до зміни потужності накопичувачів водню (зелена крива), до змін потужності системного резерву (червона крива) та до зміни пропускної здатності ліній електропередачі (синя крива)

Приклад.

Для випадку, наведеному на рис. 2.8а і 2.8б, визначимо значення різниці між прогнозним і фактичним виробленням електроенергії балансуючою групою ФЕС, яку необхідно компенсувати в задачі балансування режиму ЕЕС.

Для випадку, показаному на рис. 2.8а, апроксимуємо графіки фактичної і прогнозованої потужності ФЕС:

$$P_{ф} = -98{,}81t^2 + 2556{,}2t - 14769 \text{ МВт}, \quad (2.54)$$

$$P_{пр} = -57{,}857t^2 + 1476{,}4t - 8220 \text{ МВт}. \quad (2.55)$$

Згідно (2.41) кількість електроенергії, виробленої надлишково до необхідного балансу і яка може бути використана для виробництва водню, визначається як площа, що обмежена кривими (2.54) та (2.55):

$$W_{eh} = \int_{10}^{16} -40{,}953t^2 + 1079{,}8t - 6549)dt = 2667\ МВт \cdot год\,.$$

Для випадку, показаному на рис. 2.8б, апроксимуємо графіки фактичної і прогнозованої потужності ФЕС:

$$P_{ф} = 264{,}57t^2 - 7736{,}9t + 57249 \text{ МВт}, \quad (2.56)$$

$$P_{пр} = -148{,}29t^2 + 3922{,}4t - 24278 \text{ МВт}. \quad (2.57)$$

Згідно (2.42) кількість електроенергії, виробництво якої недостатньо до необхідного балансу і яку можливо виробити за рахунок водню, визначається як площа, що обмежена кривими (2.56) та (2.57):

$$W_{he} = \int_{13}^{15,5} (-412{,}86t^2 + 11659{,}3t - 81527)dt = 1417 МВт \cdot год.$$

Для розрахунку потенційно можливого обсягу виробництва зеленого водню за допомогою електролізу рахуватимемо, що на 1 м^3 водню передбачено 4,5 кВт·год електроенергії або на 1 кг водню – 50,56 кВт·год [27]. Для виробництва водню можна витратити 2667 МВт·год, тобто це М=2667·10^3/50,56=53380 кг водню.

Цю кількість водню перерахуємо в енергію паливних елементів. Використавши онлайн калькулятор паливних елементів [28], визначимо, що під час спалювання водню з 53380 кг водню можна отримати 1423,154 МВт·год електроенергії.

Інший підхід використання водню полягає у застовуванні його як складової суміші для турбогенераторів ТЕС. Наприклад, розглянемо турбіну [29]. Використовується суміш – 25 % водень та 75 % газ. Для забезпечення роботи турбіни LM 9000 в номінальному режимі 73,5 МВт потрібно 978 кг водню за годину або 978х2,5=2445 кг за 2,5 години. На вироблення 1417 МВт·год, що потрібно для балансування, повинно бути задіяно 1417/(73,5х2,5)=8 турбін. На їх роботу витрачається 8х2445=19560 кг водню. Крім того, якщо установка налаштована з комбінованим циклом 2х1, то за зменшення викидів CO_2 при ціні 0,17 дол. США за тону CO_2 заощаджується 2900 USD [30].

Якщо в ЕЕС є вільний резерв потужності, який може бути використаний балансуючою групою ФЕС як платна послуга, то доцільно розглянути варіант його використання. В цьому випадку для компенсації нестабільності генерування ФЕС використовуються маневрові потужності системи та установки отримання і використання водню. Запропоновано метод оптимізації резервної потужності ЕЕС для компенсації нерівномірності генерування ФЕС.

Побудований критеріальний метод на основі теорії подібності дозволяє за обмеженого об'єму інформації вибрати кращий варіант. Результати оптимізації отримуються в такому вигляді, який дозволяє аналізувати співрозмірність і чутливість складових витрат на способи компенсації нерівномірності генерування ФЕС. Результати співрозмірності дають можливість ранжувати способи компенсації нерівномірності генерування ФЕС за витратами, а чутливість – раціонально, найбільш ефективно використовувати потужності різних способів під час експлуатації.

2.3 Моделі оцінювання витрат на резервування нерівномірності графіків генерування електроенергії ВДЕ

2.3.1 Практичне використання способів компенсації нерівномірності графіків генерування електроенергії ВДЕ

2.3.1.1 Визначення допусків відхилень параметрів

При формуванні оптимального складу потужностей, визначаються їх значення з кожного зі способів резервування, що задовольняють оптимальному (мінімальному) значенню сумарних витрат B_Σ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ. Зокрема, розрахункові значення параметрів P_i можуть бути знайдені в процесі оптимізації сумарних витрат B_Σ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ. Реальні значення параметрів P_i системи резервування та її елементів звичайно відрізняються від оптимальних.

Відхилення значень параметрів від їхніх оптимальних значень у загальному випадку впливають на якість функціонування системи резервування, в тому числі і з економічної точки зору. У нашому випадку показник якості функціонування характеризується величиною B_Σ, що є функцією параметрів $P_1, \ldots, P_m$. У розв'язуваній тут задачі це – параметри керування, а саме оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування.

У процесі функціонування ЕЕС з ВДЕ визначаються оптимальні значення вказаних параметрів способів резервування $P_{1o}, \ldots, P_{mo}$. Цим оптимальним значенням P_{io} відповідає оптимальне значення показника

$$B_o = B(P_{1o}, \ldots, P_{mo}). \tag{2.58}$$

У реальній системі в силу технологічних (пропускна здатність ЛЕП, можливість встановлення заданих потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування і місце встановлення) та економічних обмежень значення

параметрів P_{io} відрізняються від оптимальних на значення ΔP_1, ..., ΔP_m. При цьому

$$B_{\sum} = \mathrm{B}(P_{1o} + \Delta \mathrm{P}_1, ..., \mathrm{P}_{mo} + \Delta \mathrm{P}_m). \quad (2.59)$$

З виразу (2.59) слідує, що значення сумарних витрат $B_{\sum}$ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ зміниться на:

$$\Delta B = B(P_{1o} + \Delta P_1, \ldots, P_{mo} + \Delta P_m) - B_o. \quad (2.60)$$

Оскільки відхилення параметрів від їхніх оптимальних значень неминуче, і, як наслідок цього, поява варіації ΔB, то задаються допустимі межі зміни сумарних витрат В або їх варіації ΔB. Система резервування є працездатною, якщо

$$\mathrm{B}(\mathrm{P}_1, ..., \mathrm{P}_m) \in \mathrm{M}_B, \quad (2.61)$$

або

$$\Delta \mathrm{B}(\Delta \mathrm{P}_1, ..., \Delta \mathrm{P}_m) \in \Delta \mathrm{M}_B, \quad (2.62)$$

де M_B і $\Delta \mathrm{M}_B$ – відповідно допустимі множини (області) значень сумарних витрат $B_{\sum}$ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ B і його варіації ΔB.

Множини M_B і $\Delta \mathrm{M}_B$ характеризують допуски на значення показника B і варіації ΔB. У загальному випадку під допусками прийнято розуміти заздалегідь установлені межі, у яких повинні знаходитися значення параметрів або визначеного показника, за допомогою якого оцінюється якість функціонування системи [31].

Кількісними характеристиками допуску є: верхнє P^+ і нижнє P^- – граничні відхилення від оптимального значення або розміри поля допуску $\delta \mathrm{P}$, координата його середини $\mathrm{P}_{ср}$ і половина поля допуску $\delta \mathrm{P}_{ср}$. Зазначені значення проілюстровані на рис. 2.11. Ці величини зв'язані між собою співвідношеннями [31]:

$$\begin{aligned} &\delta P = P^+ - P^-, \quad \delta P_{ср} = \frac{\delta P}{2}, \quad P_{ср} = \frac{1}{2}(P^+ + P^-), \\ &P^+ = P_{ср} + \delta P_{ср}, \quad P^- = P_{ср} - \delta P_{ср}. \end{aligned} \quad (2.63)$$

Звичайно поняття допуску ототожнюється з полем допуску $\delta \mathrm{P}$, що є додатною величиною на відміну від інших характеристик допуску. Останні можуть бути від'ємними, додатними або рівними нулю.

Розрізняють пряму і зворотну задача розрахунку допусків. У прямій задачі по заданих допусках на параметри P_1, ..., P_m необхідно визначити допуск δB, у якому буде знаходитися значення B. Задача зводиться до побудови оператора перетворення Λ, що відображає δP, із параметричного простору (P_1, ..., P_m) у допуск δB із простору B:

$$\delta B = \Lambda\{\delta P\}. \qquad (2.64)$$

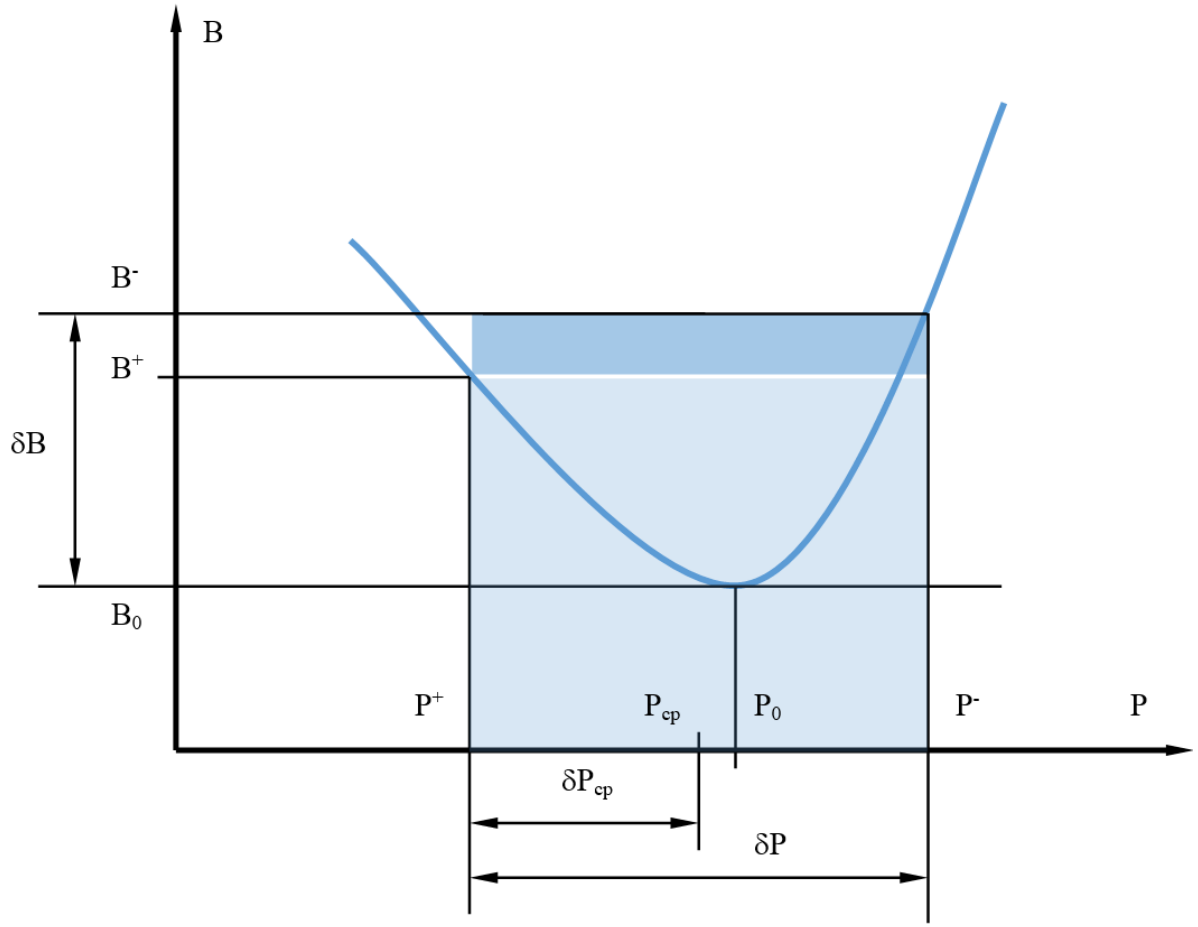


Рисунок 2.11 – Пряма задача розподілу.

У зворотній задачі розподілу допусків задається розмір допуску δB на показник B. Необхідно визначити допуски δP_i на параметри системи резервування так, щоб значення показника B знаходилося в допуску δB (див. рис. 2.12). Математично дана задача зводиться до знаходження оператора перетворення Λ^{-1}, що відображає δB, у допуск δ**P**:

$$\delta \mathbf{P} = \Lambda^{-1}\{\delta B\}. \qquad (2.65)$$

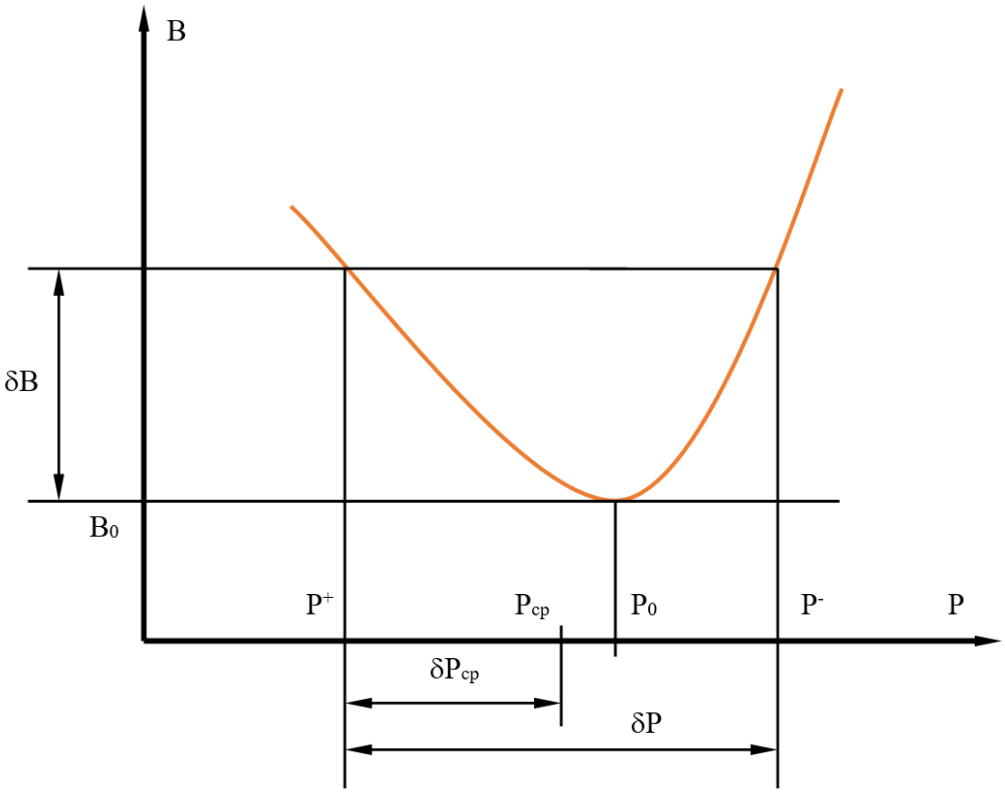


Рисунок 2.12 – Зворотна задача розподілу допусків.

Пряма задача фактично зводиться до аналізу точності системи при врахуванні відхилення параметрів. При наявності аналітичного зв'язку (2.11) між показниками B і параметрами P_1, ..., P_m ця задача легко розв'язується відомими методами [31]. Зворотна задача розподілу допусків є складною задачею, загальні методи розв'язування якої в даний час відсутні. Деякі окремі підходи до визначення допусків розглянуті, наприклад в [31]. Найбільше поширення в розв'язуванні даної задачі одержали методи, засновані на застосуванні функцій і коефіцієнтів чутливості [33].

2.3.1.2. Математичні моделі для визначення допусків

При розрахунку допусків методами теорії чутливості передбачається, що відхилення значень параметрів від номінальних значень малі і що зміни параметрів у межах поля допуску є лінійними. Тоді варіацію (2.59) показника B можна представити у вигляді

$$\Delta B = \sum_{i=1}^{m} \beta_i \, \Delta P_i , \qquad (2.66)$$

де $\beta_i = \left.\frac{\partial B}{\partial P_i}\right|_{\Delta u=0}$ – коефіцієнт чутливості. У виразі (2.66) величина ΔP_i є варіацією,

обумовленою як

$$\Delta P_i = P_i - P_{io} \,. \tag{2.67}$$

В залежності від співвідношення між величинами P_i і P_{io} варіація ΔP_i може бути додатною або від'ємною. Знаки коефіцієнтів чутливості $\beta_1, \ldots, \beta_m$ відомі заздалегідь. Якщо орієнтуватися на найгірше поєднання відхилень параметрів, то для оцінки варіації показника В можна користуватися формулою [31]:

$$\Delta B = \sum_{i=1}^{m} \left|\beta_i\right| \delta P_i \,, \tag{2.68}$$

де $\delta P_i = \Delta P_i$ – розмір поля допуску параметра P_i.

Очевидно, що в цьому випадку за формулою (2.68) безпосередньо визначається поле допуску показника δВ, тобто

$$\delta B = \sum_{i=1}^{m} \left|\beta_i\right| \delta P_i \,.$$

Для половини поля допуску:

$$\delta B_{cp} = \sum_{i=1}^{m} \left|\beta_i\right| \delta P_{cp} \,. \tag{2.69}$$

Якщо варіації $\Delta P_1, \ldots, \Delta P_m$ є випадковими величинами, то для розрахунку допусків можна обмежитися значенням математичного очікування і дисперсії варіації ΔB. Нехай $\mathbf{K}_{\Delta P}$ – кореляційна матриця вектора $\Delta \mathbf{P} = (\Delta P_1, \ldots, \Delta P_m)$, причому

$$\mathbf{K}_{\Delta P} = \begin{vmatrix} D_1 & K_{12} & \ldots & K_{1m} \\ K_{21} & D_2 & \ldots & K_{2m} \\ \ldots & \ldots & \ldots & \ldots \\ K_{m1} & K_{m2} & \ldots & D_m \end{vmatrix}. \tag{2.70}$$

Тоді математичне очікування $M[\Delta B]$ і дисперсія $D[\Delta F]$ варіації ΔB відповідно рівні

$$M[\Delta B] = \sum_{i=1}^{m} \beta_i M[\Delta P_i] \,, \tag{2.71}$$

$$D[\Delta B] = \sum_{i=1}^{m} \beta_i^2 D_i + 2 \sum_{i<j} \beta_i \beta_j K_{ij} \,. \tag{2.72}$$

Розглянуті математичні моделі зв'язують поле допуску δB і величини поля допуску параметрів δP_i у детермінованій і ймовірностній постановці задачі розподілу допусків. Істотно вони не відрізняються – в обох випадках потрібно визначати коефіцієнти чутливості. Можна застосовувати різні алгоритми розподілу допусків на параметри вибору способу резервування (керування) стосовно до задачі, коли мінімізація функції витрат досягається одночасним використанням оптимальних значень потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування і залежать від питомої вартості кВт·год кожним способом.

2.3.1.3. Визначення допусків за принципом рівних впливів

По приведеним вище моделях задача розподілу допусків має однозначний розв'язок тільки для випадку одного параметра, коли, наприклад,

$$\delta B = \left|\beta_i\right| \delta P_i.$$

Очевидно, що допуск δu_i потрібно вибрати так, щоб виконувалася умова

$$\delta P_{доп} \geq \left|\beta_i\right| \delta P_i,$$

де $\delta B_{доп}$ – задана допустима величина.

При цьому значення допуску δP_i при заданому значенні $\delta B_{доп}$ і відомому коефіцієнті чутливості визначається

$$\delta P_i \leq \frac{\delta B_{доп}}{\left|\beta_i\right|} \quad . \tag{2.73}$$

В стохастичній моделі для випадку одного параметра

$$\mathbf{M}[\Delta B] = \beta_i \, \mathbf{M}[\Delta P_i], \quad D[\Delta B] = \beta^{2i}[\Delta P_i]. \tag{2.74}$$

Якщо розмір ΔP_i має симетричний розподіл, то для координати середини поля розсіювання параметра ΔP будуть:

$$\Delta P_{i\,ср} = \mathbf{M}[\Delta P_i]. \tag{2.75}$$

Для варіації ΔB аналогічно

$$\Delta B_{ср} = \mathbf{M}[\Delta B]. \tag{2.76}$$

В результаті отримаємо

$$\Delta P_{i\,ср} = \frac{\Delta B_{ср}}{\beta_i}. \qquad (2.77)$$

Якщо розподіл В – нормальний або близький до нормального, то [31]

$$Pr(\,\Delta B\text{-}M[\Delta B] < 3\sigma[\Delta B]) = 0{,}997,$$

тобто практично вірогідно, що ΔВ відхиляється від **M**[Δ*B*] не більш ніж на 3σ (правило трьох сигм). Тоді розмір поля допуску можна визначити

$$\delta F = 6\sigma[\Delta B], \qquad (2.78)$$

звідки на підставі розмір поля допуску параметра P_i визначається:

$$\delta u_i \le \frac{\delta B_{доп}}{|\beta_i|} = \frac{6\sigma_д[\,\Delta B\,]}{|\beta_i|}. \qquad (2.79)$$

У випадку декількох параметрів P_i розрахунок допусків можна виконати методом послідовних наближень, підбираючи допуски на параметри так, щоб значення *B* знаходилося в заданому допуску. Такий підхід при великій кількості параметрів може виявитися громіздким у обчислювальному відношенні. Значно простіший алгоритм дає принцип рівних впливів. Відповідно до цього принципу передбачається, що в співвідношенні значення всіх m складових $|\beta_i|\,\delta P_i$ рівні між собою. При цьому

$$\delta B = m\,|\,\beta_i|\,\delta P_i\,, \qquad (2.80)$$

звідки

$$\delta P_i \le \frac{\delta B}{m|\beta_i|}. \qquad (2.81)$$

Для ймовірнісної моделі (2.71)–(2.72) принцип рівних впливів у випадку нормального розподілу параметрів дозволяє одержати такий вираз для допусків [31]:

$$\delta P_i \le \frac{\delta B_{доп}}{\sqrt{m\beta_i}}\,, \quad i = \overline{1,m}\,. \qquad (2.82)$$

Розглянемо тепер питання розподілу допусків з врахуванням економічного чинника. При розрахунку допусків цілком природним є бажання, щоб нерівності вигляду

$$\delta B_{\partial on} \geq \delta B = \sum_{i=1}^{m} \left|\beta_i\right| \delta P_i \,, \tag{2.83}$$

$$D_{\partial}\,[\,\Delta B\,] \leq D[\,\Delta B\,] = \sum_{i=1}^{m} \beta_i^2 D_i \; + 2 \sum_{i<j} \beta_i \beta_j K_{ij} \tag{2.84}$$

були сильнішими.

При заданих значеннях коефіцієнтів чутливості цього можна досягти тільки за рахунок зменшення допусків δP_i, $i = \overline{1,m}$, тобто за рахунок збільшення точності і стабільності елементів системи. Але останнє зв'язано зі збільшенням вартості цих елементів і в підсумку – вартості всієї системи резервування. В результаті виникає протиріччя між точністю, обумовленою співвідношеннями (2.83–2.84), і вартістю системи. Тобто задача розподілу допусків є оптимізаційною. Вона формулюється в такий спосіб: знайти допуски для значень параметрів P_1, ..., P_m, при яких допуск на показник B не перевищує необхідне (задане) значення, а загальні витрати від експлуатації регулюючих пристроїв з врахуванням їхньої надійності і ресурсу є мінімальними.

При математичному формулюванні цієї задачі принциповим є вибір аналітичних залежностей функцій точності і вартості. Для оцінки точності (допуску) можуть бути використані вирази вигляду (2.68 – 2.72). Складнішим є вибір функції витрат, що зв'язує вартість системи з допусками на її елементи [31]. Залежність витрат по і-му способу резервування від допуску δP_i у загальному вигляді можна визначити в такий спосіб:

$$B_i = B_i(\delta P_i) = B_i(\Delta P_i). \tag{2.85}$$

Тоді витрати В по забезпеченню резервування (керування резервними потужностями) в цілому можна представити у вигляді суми:

$$B = \sum_{i=1}^{m} B_i(\Delta P_i)\,. \tag{2.86}$$

Основні складнощі зв'язані з визначенням виду функції $B_i(\Delta P_i)$. Задача ця складна, тому що витрати по функціонуванню САК, крім допуску, можуть

залежати від цілого ряду інших чинників. Спрощену функцію витрат можна представити

$$B_i = a_i + \frac{b_i}{\delta P_i^{\gamma_i}}. \qquad (2.87)$$

Постійні a_i, b_i, γ_i у цій формулі визначаються експериментально, якщо відома вартість s_i для трьох або більше допусків.

У загальному задача оптимізації допусків зводиться до мінімізації функції $s(\delta P_1, \ldots, \delta P_m)$:

$$\min \{s(\delta P_1,...,\delta P_m)\} \qquad (2.88)$$

за умов

$$q(\delta P_1, \ldots, \delta P_m) \le q_{доп}, \qquad (2.89)$$

де $q = q(\delta P_1, \ldots, \delta P_m)$ – функція точності.

У загальному випадку – це задача нелінійного програмування із сепарабельною цільовою функцією – вона є сумою функцій, кожна з яких залежить лише від однієї змінної.

2.3.1.4. Розподіл допусків із використанням критеріальних моделей

Як бачимо, розподіл допусків у іменованих одиницях пов'язаний з низкою складностей. Щоб визначити відповідно до (2.68) варіації критерію оптимальності, необхідно попередньо знайти значення параметрів оптимального стану системи, який характеризується мінімальними витратами на резервування потужності кожним доступним способом P_{io}. При розв'язуванні зворотної задачі розподілу допусків проблема ще більше ускладнюється. Не завжди можна застосувати і метод рівних впливів. Наприклад, для таких систем як ЕЕС цей принцип є неприйнятним, оскільки реальне можливе резервування регулювальний ефект конкретних РП в них істотно відрізняється й оптимізація станів цих систем ведеться з урахуванням цієї обставини [31].

На рис. 2.13 приведено критеріальні залежності сумарних витрат B_Σ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування потужності в ЕЕС $B_* = f(P_*)$, коли критеріальні залежності відображають різний характер і можливості кожного зі способів резервування щодо їхнього використання для досягнення оптимального значення витрат.

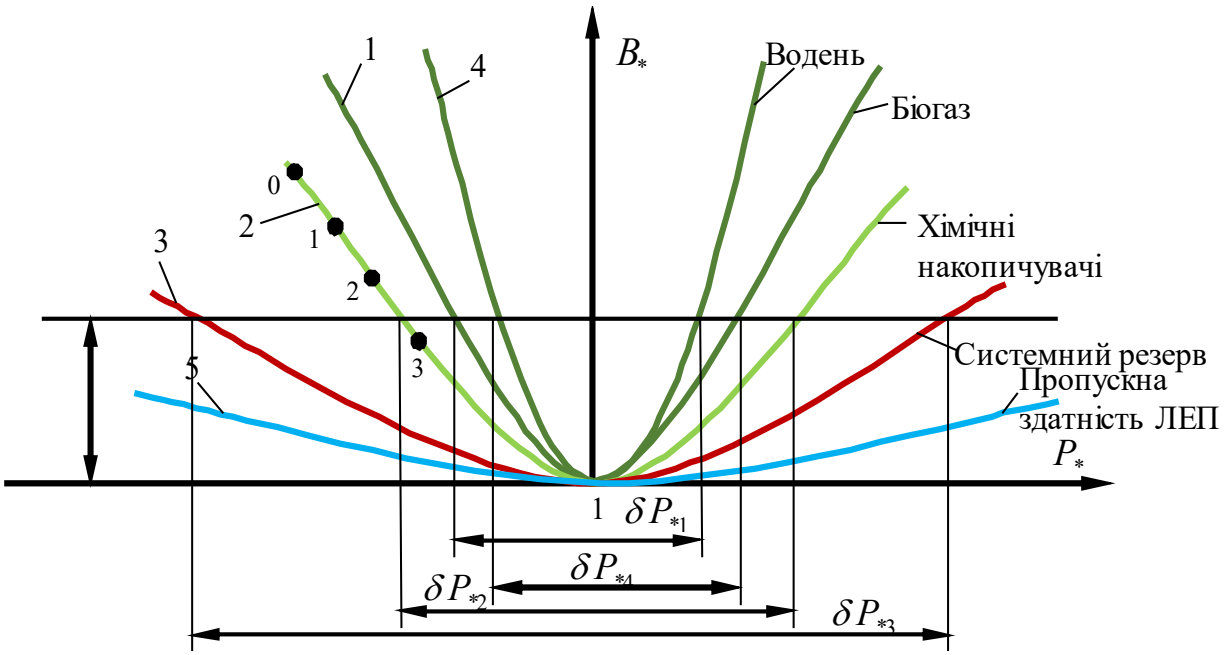


Рисунок 2.13 – Приклад критеріальних залежностей відносного значення витрат від потужності способу резервування

У відносних одиницях задача розподілу допусків може бути розв'язана в такий спосіб. Визначаються гранично допустимі значення параметрів P_{*i}^- і P_{*i}^+, як це показано в [31]:

$$P_*^- = \left(\frac{\alpha - \beta}{-\beta} \frac{a}{1+\delta F_*} \right)^{-1/\alpha}, \qquad P_*^+ = \left(\frac{\alpha - \beta}{\alpha} \frac{b}{1+\delta F_*} \right)^{-1/\beta}, \qquad (2.90)$$

де δF_* – задане допустиме відхилення критерію оптимальності від його оптимального значення у відносних одиницях; *a, b, α* і *β* – коефіцієнти функції (двочленного позинома), якою апроксимується залежність $B_*=f(P_*)$:

$$B_* = aP_*^\alpha + bP_*^\beta . \qquad (2.91)$$

Використовуючи ці дані, обчислюються граничні значення полів допусків

$$\delta P_{*i}^{np} = P_{*i}^+ - P_{*i}^-, \quad i = \overline{1,m} . \qquad (2.92)$$

Для способів компенсації нестабільності генерування ВДЕ визначаються вагові коефіцієнти, що відображають їх участь у резервуванні. В критеріальній системі відносних одиниць вони нормуються до одиниці [11]. У цьому випадку вагові коефіцієнти визначаються в такий спосіб:

$$\nu_i = \frac{\delta P_{*i}^{np}}{\sum_{i=1}^{m} \delta P_{*i}^{np}}. \qquad (2.93)$$

Тоді значення допуску для параметрів *i*-го способу на відміну від (2.81) визначиться:

$$\delta P_{*i} \le \frac{\nu_i \delta B_*}{|\mu_i|}, \qquad (2.94)$$

де $\mu_i = \frac{\partial B_*}{\partial P_{*i}} = a_i \alpha_i P_{*i}^{\alpha_i - 1} + b_i \beta_i P_{*i}^{\beta_i - 1}$ – з врахуванням апроксимації функції позиномом.

На відміну від (2.81) допуски, визначені за допомогою формули (2.94), відображають реальні можливості кожного способу резервування в рамках балансуючої групи впливати на процес оптимізації станів системи. Задані на підставі обчислених допусків δP_{*i} зони нечутливості способів резервування дозволяють більш обґрунтовано і з більшою ефективністю коректувати їх склад і функціонування в системі резервування з метою досягнення загальносистемного ефекту. На практиці складається таким чином, що за рахунок зменшення δP_{*i} способів резервування, до яких критерій оптимальності найбільше чутливий (на рис. 2.13 це четвертий (водень), перший (біогазові установки) і другий (хімічні накопичувачі) способи, збільшується їх участь у покритті потреби в резерві і зменшується для інших (на рис. 2.13 це третій спосіб (системний резерв)).

Розглянутий спосіб розподілу допусків за допомогою критеріальних моделей не єдиний. У залежності від обраної системи відносних одиниць нормування може бути виконано не тільки до одиниці [31, 32]. Так у диференціальній системі відносних одиниць, розробленої саме для аналізу критерію оптимальності в області оптимальних рішень, коефіцієнт нормування стосовно до критерію оптимальності, записаного в критеріальній формі

$$F_* = \sum_{i=1}^{m} \pi_i \prod_{j=1}^{n} P_{*j}^{\alpha_{ji}},$$

де $\pi_i = \frac{a_i \prod_{j=1}^{n} P_j^{\alpha_{ji}}}{B_o}$ – критерії подібності, а m і n відповідно кількість членів у цільовій функції і кількість змінних, визначається:

$$k_j = \frac{\partial B_* / B_*}{\partial P_* / P_{*j}} = \sum_{i=1}^{m} \alpha_{ji} \pi_i, \quad j = \overline{1,n}. \tag{2.95}$$

За своїм фізичним змістом він є нормованим коефіцієнтом чутливості. Якщо для визначення k_j вибрати точки P_{*j}^- або P_{*j}^+, то значення допусків параметрів способів резервування визначаються:

$$\delta P_{*j} \le \frac{\delta B_*}{k_j}. \tag{2.96}$$

У цьому випадку коефіцієнт k_j показує вплив відносної похибки критерію B на відносну похибку параметра керування P, тобто він за своїм змістом є коефіцієнтом впливу, але у відносних одиницях.

Якщо значення допустимої відносної похибки з якихось інженерних міркувань задається, то розв'язується інша задача. Похибку необхідно врахувати в математичній моделі при оцінці чутливості оптимальних рішень. Оскільки ми використовуємо критеріальну модель, то це значить, що похибка впливає на значення критеріїв подібності.

Відповідно до (2.95) критерії подібності в цьому випадку визначаються із системи рівнянь:

$$\left.\begin{aligned} &\sum_{i=1}^{m} \alpha_{ji} \pi_i = k_j, \quad i = \overline{1,n;} \\ &\sum_{i=1}^{m_1} \pi_i = 1. \end{aligned}\right\}. \tag{2.97}$$

Розподіл допусків із використанням диференціальної системи відносних одиниць доцільно використовувати у випадках, коли необхідно математичну модель досліджувати в точках, координати яких відрізняються на відому величину від координат стаціонарної точки. Однак, якщо потрібно досліджувати позином в області екстремуму, то можна скористатися модифікацією цієї системи одиниць, у якій коефіцієнти k_j приймають нульові значення. Тоді система лінійних рівнянь трансформується до виду ортонормованої системи, що відповідає критеріальній системі одиниць.

За допомогою співвідношення

$$F_* = \sum_{i=1}^{m_1} \pi_i \prod_{j=1}^{n} P_{j*}^{\alpha_{ji}}. \qquad (2.98)$$

може бути розв'язана пряма і зворотна задачі чутливості. За умови апроксимації цільової функції двочленним позиномом виду

$$B_{*i} = \pi_{1i} P_{*i}^{\alpha_i} + \pi_{2i} P_{*i}^{\beta_i}, \qquad (2.99)$$

розв'язок зворотної задачі чутливості може бути отриманий в аналітичній формі. В (3.42) π_{1j}, π_{2j} – критерії подібності, а α_i, β_i – постійні коефіцієнти, які відображають характер залежності і міру впливу P_{*i} на значення B_*.

Згідно запропонованої методики, вирази для обчислення граничних значень області оптимальності параметрів мають вигляд

$$P_{*i}^{-} = \left(\frac{\alpha - \beta}{-\beta} \frac{\pi_{1i}}{1 + \delta B_*} \right)^{-1/\alpha}, \qquad P_{*i}^{+} = \left(\frac{\alpha - \beta}{\alpha} \frac{\pi_{2i}}{1 + \delta B_*} \right)^{-1/\beta}. \qquad (2.100)$$

Отримані результати відносяться до випадку, коли критерії подібності π_i можуть розглядатися як постійні коефіцієнти. Проте в реальних системах так буває відносно рідко. Як правило, чисельні значення критеріїв подібності обчислюються як відношення параметрів досліджуваної системи, які визначаються з певною точністю. В цьому випадку критерії подібності визначаються, як

$$\tilde{\pi}_{ji} = \pi_{ji} + \delta\pi_{ji}, \quad j = \overline{1,2}, \qquad (2.101)$$

де $\delta\pi_{ji} = \dfrac{\delta b_{ji} P_{i0}^2}{F_{min}}$ – відхилення чисельного значення критерію подібності при зміні параметрів математичної моделі на певну величину Δ; δb_{ji} – коефіцієнт чутливості першого порядку параметрів математичної моделі.

З врахуванням останнього виразу межі області оптимальності на відміну від (2.100) визначаються за формулами:

$$\tilde{P}_{*i}^{-} = \left(\frac{\alpha - \beta}{-\beta} \frac{\pi_{1i} + \delta\pi_{1i}}{1 + \delta B_*} \right)^{-1/\alpha}, \qquad \tilde{P}_{*i}^{+} = \left(\frac{\alpha - \beta}{\alpha} \frac{\pi_{2i} + \delta\pi_{2i}}{1 + \delta B_*} \right)^{-1/\beta} \qquad (2.102)$$

Отже, для однопараметричної задачі застосування критеріального методу дозволяє розв'язати зворотну задачу чутливості в аналітичному вигляді. На цьому розв'язування задачі чутливості можна вважати завершеним. Для багатопараметричної задачі області оптимальності окремих параметрів визначаються на підставі розподілу допусків на регулювальні параметри u при заданому δF. Розглянемо як ця задача може бути розв'язана в іменованих і відносних одиницях.

В реальній системі з різних причин значення параметрів відрізняються від оптимальних на величины ΔP_1, ..., ΔP_m. При цьому критерій оптимальності отримує приріст

$$\Delta B = B(P_{10}+\Delta P_1, \ldots, P_{m0}+\Delta P_m) - B_0.$$

Система є працездатною, якщо

$$\Delta B(\Delta P_1, \ldots, \Delta P_m) \in \Delta M_B, \qquad (2.103)$$

де ΔM_B – допустима множина (область) значень варіацій критерію оптимальності ΔB, яка характеризує допуски;

При розрахунку допусків методами теорії чутливості допускається, що відхилення значень параметрів від оптимальних значень малі і що зміни параметрів в межах поля допуску є лінійними. Тоді варіація (3.46) критерію оптимальності B визначається:

$$\Delta B = \sum_{i=1}^{m} \mu_i \Delta P_i , \qquad (2.104)$$

де $\mu_i = \left.\frac{\partial B}{\partial P_i}\right|_{\Delta P=0}$ – коефіцієнт чутливості. В останньому виразі величина ΔP_i є варіацією, яка визначається як $\Delta P_i = P_i - P_{i0}$.

Якщо розраховувати на найгірше поєднання відхилень параметрів, то для оцінки допусків користуються формулою:

$$\Delta B = \sum_{i=1}^{m} \left| \mu_i \right| \delta P_i^h , \qquad (2.105)$$

де $\delta P^h_i = \Delta P_i$ - половина поля допуску параметра P_i.

Згідно (2.105) безпосередньо визначається поле допуску критерію оптимальності δB. У випадку декількох параметрів розрахунок допусків можна здійснювати методом послідовних наближень, підбираючи допуски на параметри таким чином, щоб значення критерію оптимальності B знаходилось в заданому допуску. Такий підхід при великій кількості параметрів є громіздким в обчислювальному відношенні. Більш простим є алгоритм, що реалізує принцип рівних впливів. У відповідності з цим принципом припускається, що в співвідношенні (2.105) значення всіх складових ($\left|\mu_i\right| \delta P_i$) рівні між собою. При цьому

$$\delta B = m \left|\mu_i\right| \delta P^h{}_i,$$

звідки

$$\delta P_i^h \le \frac{\delta B}{m\left|\mu_i\right|}. \qquad (2.106)$$

Як бачимо, розподіл допусків в іменованих одиницях пов'язаний з низкою складнощів. Так, щоб визначити згідно (2.104) варіації критерію оптимальності, необхідно попередньо знайти значення параметрів P_{io}. При розв'язанні зворотної задачі допусків проблема ще більше ускладнюється. Принцип рівних впливів стосовно таких систем як ЕЕС є неприйнятним, оскільки реальні ефекти від зміни конкретних параметрів в них суттєво відрізняються.

На рис. 2.13 наведено типовий для ЕЕС приклад, коли критеріальні залежності $B_*=f(P_*)$ відображають різний характер і можливості параметрів (способів резервування) щодо їх впливу на оптимізацію режимів системи. У відносних одиницях задача розподілу допусків розв'язується наступним чином. Згідно (2.100) або (2.102) визначаються граничні значення параметрів P_{*i}^- та P_{*i}^+. Використовуючи ці дані, обчислюються

$$\delta P_{*_i} = P_{*_i}^+ - P_{*_i}^- . \qquad (2.107)$$

Для параметрів визначаються їх вагові коефіцієнти. Вони можуть бути визначені в результаті нормування δP_{*i} наступним чином:

$$\nu_i = \frac{\delta P_{*_i}}{\sum_{i=1}^{m} \delta P_{*_i}}. \qquad (2.108)$$

Значення допуску δP^{h}_{*i} при заданому значенні δB_{*} визначається:

$$\delta P^{h}_{*i} \le \frac{\nu_i \, \delta B_{*}}{\left| \mu_i \right|}, \qquad (2.109)$$

де $\mu_i = \dfrac{\partial B_{*}}{\partial P_{*i}} = \pi_{i1}\alpha_i P_{*i}^{\alpha_i - 1} + \pi_{i2}\beta_i P_{*i}^{\beta_i - 1}$.

На відміну від (2.94) допуски, визначені за допомогою формули (2.109), більш точно відображають реальні можливості конкретного способу резервування впливати на процес оптимізації витрат на резервування. Визначені таким чином δP_{*i} дозволяють більш обґрунтовано і з більшою техніко-економічною ефективністю досягати в системі загальносистемного ефекту.

Відмітимо, що розглянутий спосіб розподілу допусків у відносних одиницях неєдиний. В залежності від вибраної системи відносних одиниць нормування може бути виконане не тільки до одиниці. В диференціальній системі відносних одиниць, яка розроблена для аналізу критерію оптимальності саме в області оптимальних рішень, коефіцієнти нормування визначаються [31]:

$$k_j = \frac{\partial B / B}{\partial P / P_j} = \sum_{i=1}^{m} \alpha_{ji}\pi_i, \quad i = \overline{1,n}.$$

Якщо для визначення k_j вибрати точку P^{-}_{*j} або P^{+}_{*j}, то значення половини поля допуску визначається:

$$\delta P^{h}_{*j} \le \frac{\delta P_{*}}{k_j}.$$

В цьому випадку коефіцієнт k показує вплив відносної похибки критерію B на відносну похибку параметра P, тобто він має зміст коефіцієнта впливу. Відповідно в такий спосіб можна врахувати при визначенні області оптимальності і зони нечутливості похибки обчислення критеріїв подібності. Розглянутий алгоритм оцінки чутливості і розподілу допусків на параметри може бути реалізовано у вигляді програми. Таким чином, при аналізі чутливості оптимальних рішень можливо і доцільно застосовувати методи теорії подібності та моделювання. Завдяки властивостям критеріального методу чутливість досліджується без визначення функцій чутливості та оптимальних значень параметрів. У випадку, коли цільова функція апроксимована степеневим поліномом, розв’язок зворотньої задачі чутливості має аналітичний вид.

2.3.2 Побудова нечіткої моделі витрат на резервування в залежності від питомої вартості та встановленої потужності

Витрати за кожним способом резервування:

$$B_b = f(P_b, в_{пит._b}), \forall b \in B, \tag{2.110}$$

де B – множина способів резервування доступних для даної ЕЕС.

Наприклад, для ЕЕС в якій сировина для роботи біогазових установок знаходиться на відстані більшій 30-50 км, спосіб резервування з їх використанням розглядати не варто. Використання системного резерву у віддалених від централізованих джерел електроенергії регіонах теж може бути економічно не доцільним, так як потребуватиме значних витрат на збільшення пропускної здатності ЛЕП і т.д. Також аналіз літературних джерел показав що для деяких способів резервування чим більше встановлена потужність реалізуємого способу тим менше питома вартість 1 кВт. Для врахування таких обмежень при формуванні моделі сумарних витрат на резервування та в умовах відсутності повної інформації щодо ретроспективних даних та динамічності зміни питомих витрат за кожним способом резервування доцільно використовувати теорію нечіткої логіки, яка успішно застосовується для вирішення подібних задач. Скористаємось алгоритмом нечіткого висновку Мамдані, який програмно реалізований в ПК MATLAB.

Алгоритм Мамдані складається з шести основних етапів: формування бази правил; фазифікації вхідних змінних; агрегування підумов в нечітких правилах продукцій; активізації підзаключень в нечітких правилах продукцій; акумулювання заключень нечітких правил продукцій; дефазифікація вихідних змінних. Процес нечіткого виведення являє собою деяку процедуру або алгоритм отримання нечітких висновків на основі нечітких умов або передумов. Цей процес поєднує в собі всі основні концепції теорії нечітких множин: функції приналежності, лінгвістичні змінні, нечіткі логічні операції, методи нечіткої імплікації і нечітку композиції. В зазначено, що сформована таким чином база знань може бути представлена у вигляді розбиття простору на впливних факторів на області з розмитими межами, всередині яких функція y (функція відгуку) приймає нечітке значення, а кількість таких нечітких областей дорівнює кількості правил. Значення вихідної змінної y в результаті логічного висновку по j-тому правилу бази знань можна визначити з рівняння:

$$\begin{aligned} &\textbf{якщо}\ \ x_1 = \tilde{a}_{1j}\ \ та\ \ x_2 = \tilde{a}_{2j}\ \ та\ \ ... \\ &та\ \ x_n = \tilde{a}_{nj}\ \ з\ \ ваговим\ \ коефіцієнтом\ \ w_j \\ &\textbf{то}\ \ y = \tilde{d}_j, j = \overline{1,m}; \end{aligned} \tag{2.111}$$

де $\tilde{a}_{1j}$ – нечіткий терм для змінної x_1 в першому правилі; тоді $\tilde{a}_{ij}$ – нечіткий терм для змінної x_i в j-ому правилі; $i=\overline{1,n}$; n – кількість змінних; m – кількість правил; $\tilde{d}_j$ – нечіткий висновок j-ого правила; $w_j \in [0,1]$ – ваговий коефіцієнт, що показує адекватність j-ого правила. Позначимо, $\mu_j(x_i)$ – функція належності входу $x_i \in [\underline{x}_i, \overline{x}_i]$ нечіткого терму $\tilde{a}_{ij}$, тобто $\tilde{a}_{ij} = \int\limits_{x_i \in [\underline{x}_i, \overline{x}_i]} (x_i)/x_i \mu_j$; $\mu_{d_j}(y)$ – функція належності виходу $y \in [\underline{y}, \overline{y}]$ нечіткому терму, тобто $\tilde{d}_j = \int\limits_{y \in [\underline{y}, \overline{y}]} (y)/y \mu_{d_j}$. Тоді нечітке значення вихідної змінної *y*, яке отримане в результаті логічного висновку по *j*-му правилу:

$$\tilde{d}_j^* = imp\left(\tilde{d}_j, \mu_j\left(X^*\right)\right), j=\overline{1,m}, \tag{2.112}$$

де *imp* – імплікація, яка в нечіткому висновку Мамдані звичайно реалізовується операцією мінімуму; $\mu_j(X^*)$ – ступінь виконання посилки j-го правила для поточного вхідного вектора $X^* = (x_1^*, x_2^*, ..., x_n^*)$ визначається за виразом:

$$\mu_j\left(X^*\right) = w_j \cdot \left(\mu_j\left(x_1^*\right) \wedge \mu_j\left(x_2^*\right) \wedge ... \wedge \mu_j\left(x_n^*\right)\right), \quad j=\overline{1,m}, \tag{2.113}$$

де $\wedge$ – t-норма, яка в нечіткому висновку Мамдані реалізується операцією мінімуму.

Результуючу нечітку множину

$$\tilde{y}^* = \tilde{d}_1^* \bigcup \tilde{d}_2^* \bigcup ... \bigcup \tilde{d}_m^*, \tag{2.114}$$

що відповідає операції максимуму над функціями належності:

$$\mu_{y^*}(y) = \max\left(\mu_{d_1^*}(y), \mu_{d_2^*}(y), ..., \mu_{d_m^*}(y)\right). \tag{2.115}$$

Чітке значення виходу y^* відповідає вхідному вектору X^*, та визначається дефазифікацією нечіткої множини $\tilde{y}^*$ по методу центру тяжіння:

$$y^* = \int\limits_{\underline{y}}^{\overline{y}} y \mu_{y^*}(y) dy \Big/ \mu_{y^*}(y) dy. \tag{2.116}$$

Для побудови моделі використано редактор систем нечіткого висновку FIS модуля Fuzzy Logic Toolbox ПК MATLAB. Модель містить 10 входів і один вихід (рис. 2.14).

$$Inputs = \{P_x; в_x; P_г; в_г; P_в; в_в; P_с; в_с; P_п; в_п\} \quad (2.117)$$

де P_x – потужність хімічних накопичувачів, [в.о.]; $в_x$ – питомі витрати на резервування 1 кВт потужності хімічними накопичувачами, [в.о.]; $P_г$ – потужність біогазових установок, [в.о.]; $в_г$ – питомі витрати на резервування 1 кВт потужності біогазовими установками, [в.о.]; $P_в$ – потужність водневих установок, [в.о.]; $в_в$ – питомі витрати на резервування 1 кВт потужності водневими установками, [в.о.]; $P_с$ – потужність системного резерву, [в.о.]; $в_с$ – питомі витрати на використання системного резерву, [в.о.]; $P_п$ – потужність еквівалентна збільшенню пропускної здатності ЛЕП, [в.о.]; $в_п$ – питомі витрати на еквівалентні збільшенню пропускної здатності ЛЕП на 1 кВт, [в.о.]. Кожна зміна описана за допомогою 5 термів. В якості терм-множини лінгвістичної змінної використовується множина Т={«мала»; «менше середньої»; «середня»; «більше середньої»; «велика»}, або у символьному вигляді Т={«М»; «МС»; «С»; «БС»; «В»}, відповідно.

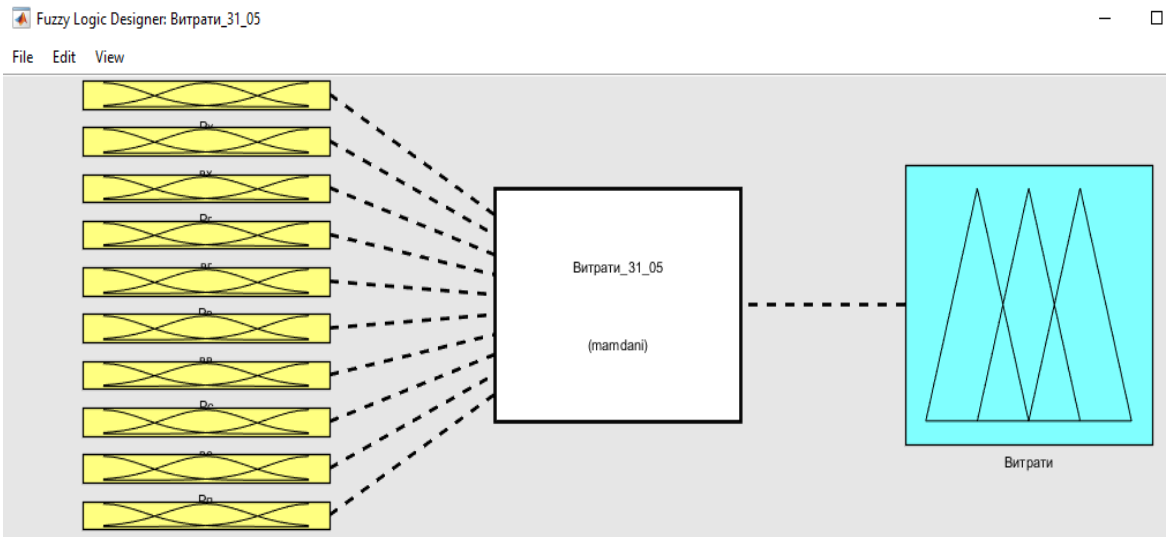
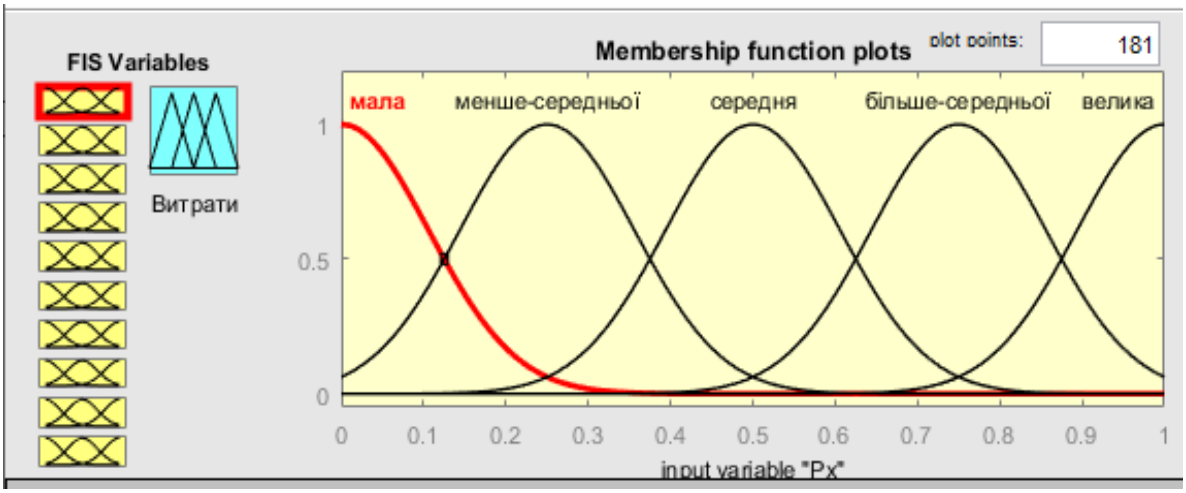


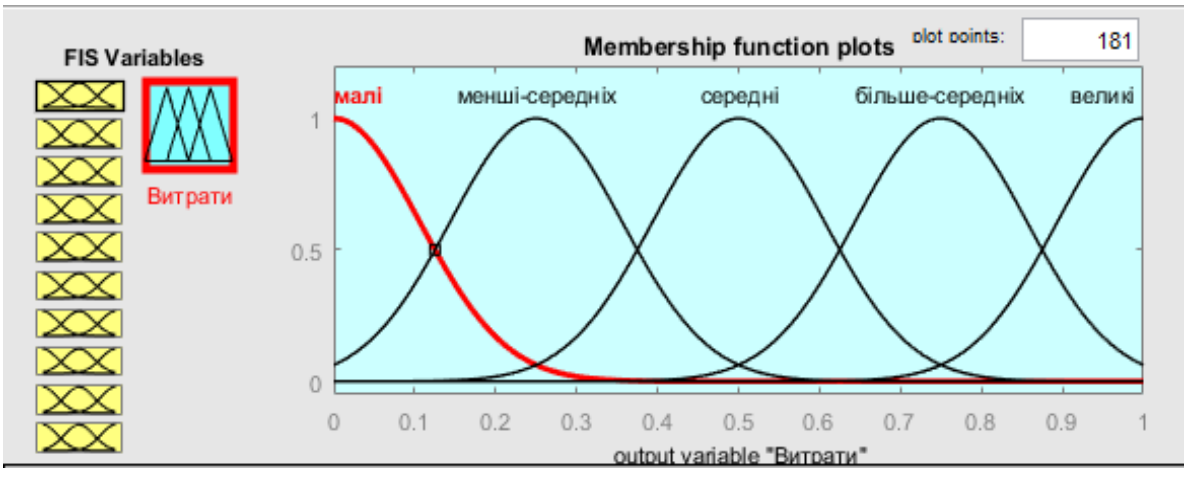
Рисунок 2.14 – Визначення вхідних і вихідної змінних в графічному редакторів FIS моделі витрат на резервування.

З використанням літературних джерел була сформована база правил, що враховує різні сценарії резервування. З врахуванням терм-множини побудовано функції належності у вигляді гаусової кривої з використанням модуля Membership Function Editor, як показано на рис. 2.15.

Враховуючи всі правила різних сценаріїв резервування та рівняння (2.11), кожне з яких відповідає сценарію резервування потужності було побудовано базу правил за допомогою редактора Rule Editor. Для кожного правила було обрано вагу $w_j = 1$, але в залежності від пріоритетності, наприклад підтримка політики декарбонізації, ваги правил для сценаріїв по яким передбачається значне використання системного резерву можна зменшити. Отримана нечітка модель дозволяє визначити витрати у в.о. залежно від значень питомих витрат та встановленої потужності за кожним способом резервування.



а)



б)

Рисунок 2.15 – Функції належності для вхідних змінних:
а) на прикладі потужності хімічних накопичувачів;
б) на прикладі вихідної змінної, витрат на резервування.

Також, було побудовано графічні залежності витрат на резервування від впливних факторів, що дозволяють визначити чутливість витрат до встановленої потужності і питомої вартості реалізації кожного способу резервування потужності в ЕЕС (рис. 2.16–2.19).

Якщо в енергосистемі з ВДЕ виникає задача балансування її режимів, то виникає питання щодо вибору резервних джерел електроенергії. Це можуть бути водневі технології, біогаз, який спрацьовується на електростанціях, системний резерв у вигляді ТЕС і ГЕС. Виникає необхідність вибрати оптимальний склад способів резервування ВДЕ. Для цього необхідно розробити метод оцінювання і порівняння між собою способів резервування ВДЕ.

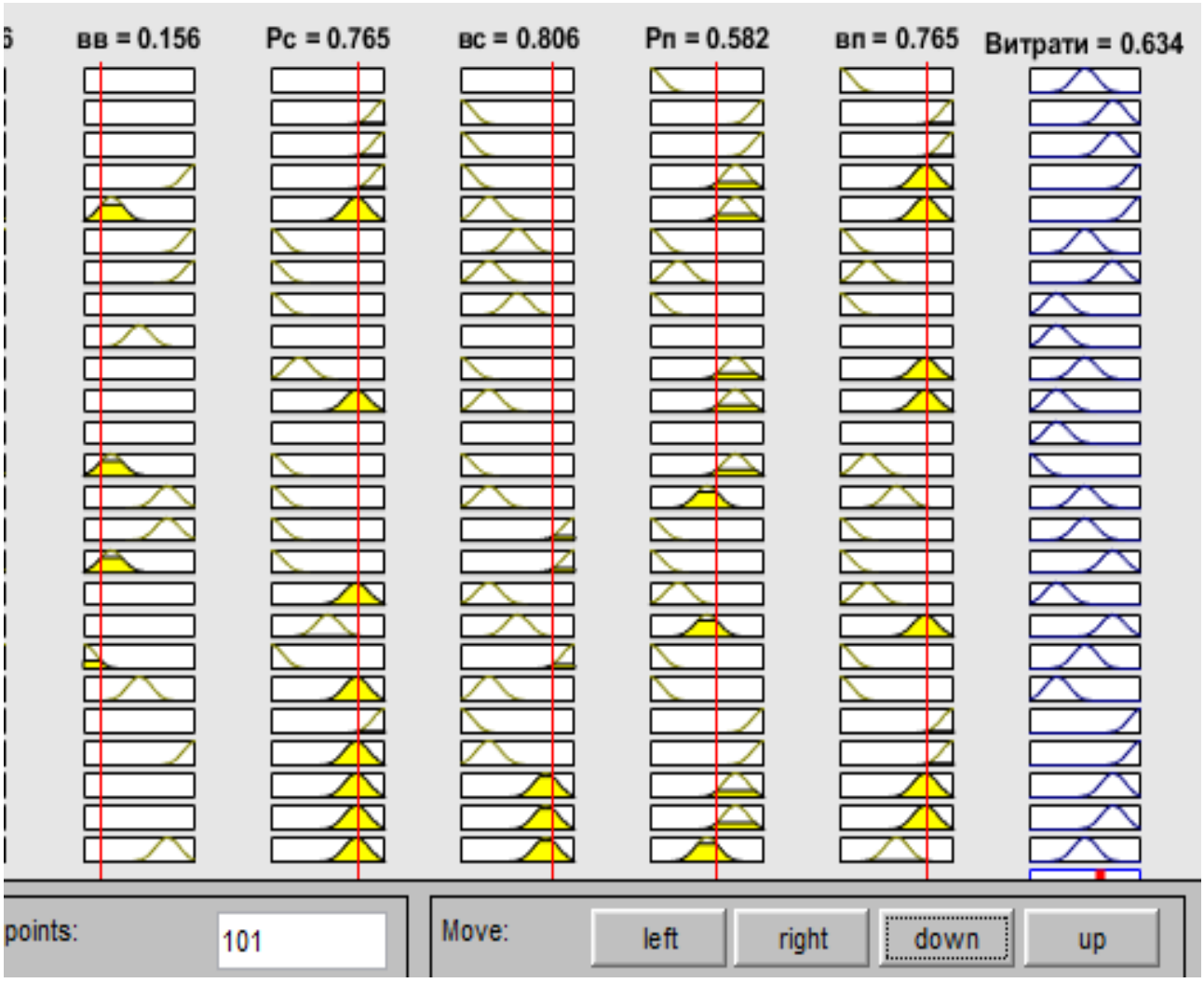


Рисунок 2.16 – Нечітка модель витрат, реалізована базою нечітких правил, що дозволяє визначити витрати у в.о.

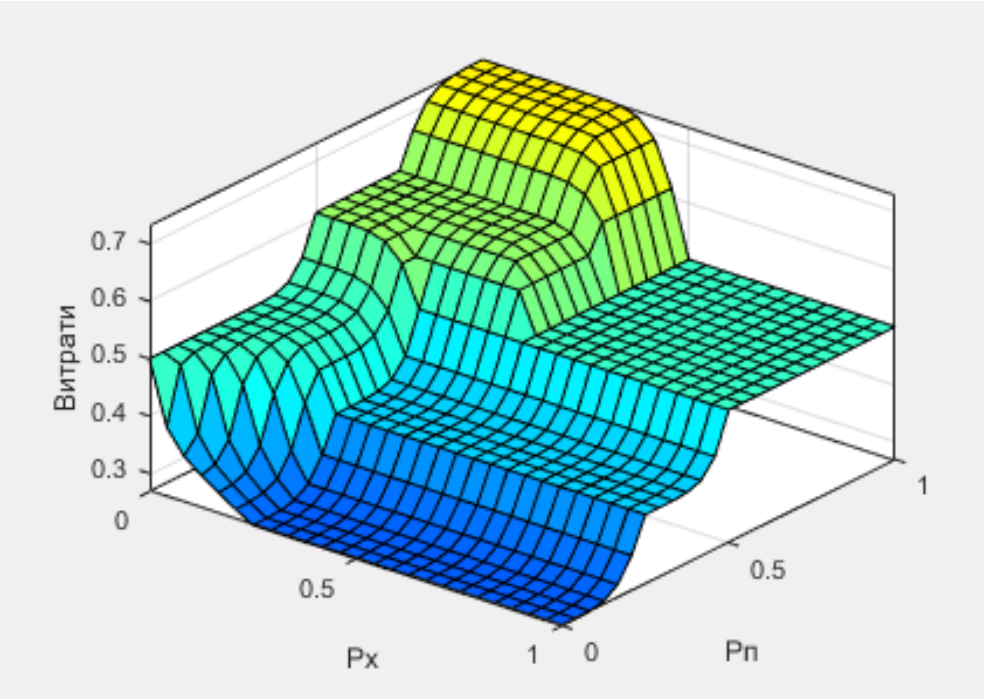


Рисунок 2.17 – Залежність витрат на резервування від встановленої потужності хімічних накопичувачів та збільшення пропускної здатності ЛЕП.

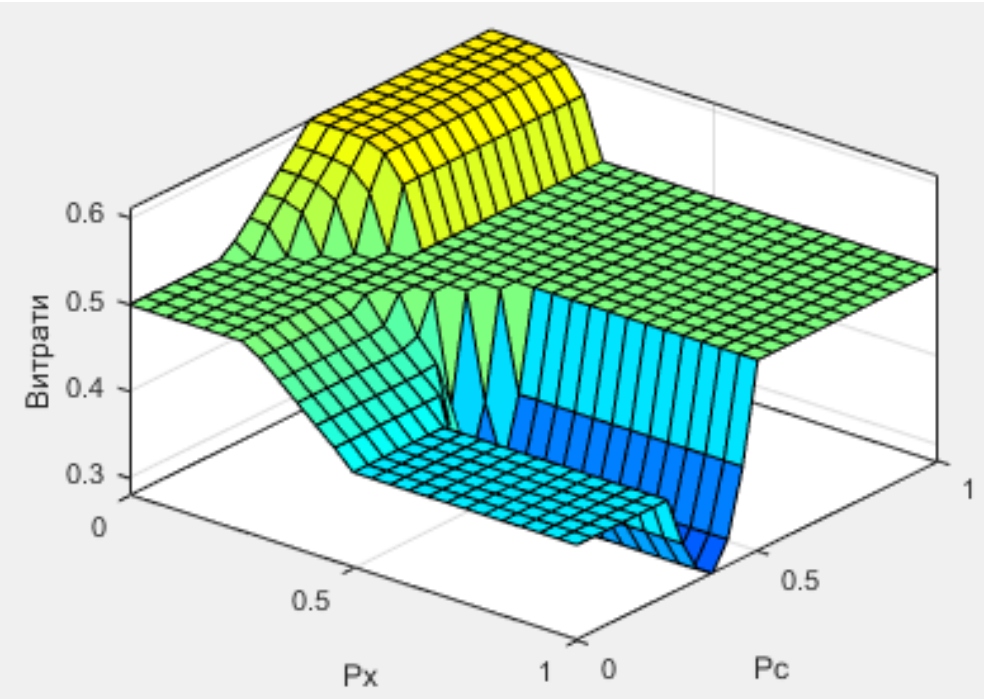


Рисунок 2.18 – Залежність витрат на резервування від встановленої потужності хімічних накопичувачів та збільшення використання системного резерву.

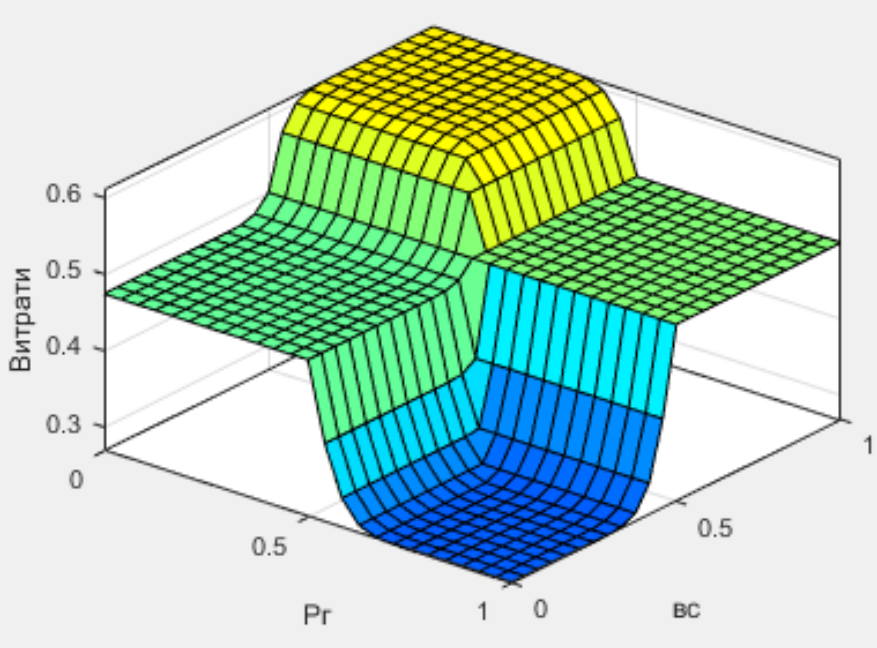


Рисунок 2.19 – Залежність витрат на резервування від встановленої потужності біогазових установок та питомої вартості використання системного резерву

Висновки до розділу 2

Серед особливостей ВДЕ в ЕЕС є їх вплив на режимну та балансову надійність. Оскільки ВЕС і ФЕС як елементи забезпечення балансової надійності характеризуються нерівномірністю графіків генерування, то в ЕЕС обов'язковим має бути резервування. Це може бути резерв від наявних джерел гарантованого генерування, в першу чергу блоків теплової генерації з регулювальним діапазоном 30-50%, а також індивідуальні або групові накопичувачі електроенергії (гідроакумулюючі станції, хімічне акумулювання, водневі технології, біогазові технології та інші способи). Ефективними також можуть бути організаційні та технічні заходи з узгодження графіків електроспоживання і генерування ВДЕ, включно і обмеження на вироблену ними електроенергію.

Якщо для компенсації нерівномірності графіків генерування ВДЕ за критерій оптимальності вибрано мінімальні витрати на створення системи резервування, то для обрання оптимального способу резервування можливо і доцільно використовувати один з методів теорії подібності – критеріальний метод. Критеріальний метод дозволяє за мінімального об'єму інформації отримати відносну оцінку способів резервування у вигляді критеріїв подібності або вагових коефіцієнтів. Критеріальні залежності витрат на способи резервування заявлених графіків генерування ВДЕ дозволяють оцінювати їх співрозмірність,

чутливість до змін умов експлуатації, а також обґрунтовувати вибір доцільних способів резервування в різних комбінаціях.

Питання дослідження чутливості витрат на компенсацію нерівномірності графіка генерування ВДЕ шляхом резервування потужності до зміни оптимальних значень потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування є актуальним і потребує детального дослідження в кожному окремому випадку. Результати оптимізації, отримані у вигляді критеріальних залежностей, дозволяють аналізувати співрозмірність і чутливість складових цільової функції, в нашому випадку витрат на компенсацію нерівномірності графіка генерування ВДЕ. Результати співрозмірності дають можливість ранжувати способи компенсації за витратами, а чутливість – раціонально, найбільш ефективно використовувати потужності різних способів підчас експлуатації.

Розроблено алгоритм розподілу допусків на параметри для багатопараметричної задачі чутливості. У цьому випадку розподіл допусків на параметри ведеться методом послідовних наближень, підбираючи їх таким чином, щоб значення витрат на резервування знаходилося в заданому допуску. Спростити задачу розподілу допусків можна використавши принцип рівних впливів.

Розроблено алгоритм розподілу допусків на параметри для багатопараметричної задачі чутливості з використанням критеріального моделювання. У цьому випадку розрахунок допусків на параметри ведеться критеріальним методом з врахуванням реального впливу параметрів регулюючих пристроїв на значення критерію оптимальності. На відміну від принципу рівних впливів це дозволяє більш обґрунтовано і з більшою ефективністю коректувати потужності у системі резервування з метою досягнення більшого загальносистемного ефекту.

Убезпечити баланс потужності та електроенергії в енергосистемі можливо, комплексно використовуючи наявні маневрені потужності, зокрема теплові, атомні та гідроелектростанції, біогазові установки, а також сучасні засоби (накопичувачі електроенергії, водневі технології, узгодження графіків генерування та споживання електроенергії, тощо). Отримана нечітка модель витрат реалізації комплексного підходу резервування потужності різними способами дозволить обрати найбільш економічно вигідний варіант з врахуванням особливостей функціонування ЕЕС та підтримки загальнодержавного курсу декарбонізації.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ ДО РОЗДІЛУ 2

1. Кириленко О. В., Блінов І. В., Парус Є. В., Рибіна О. Б., Танкевич С. Є. Методи забезпечення впровадження допоміжних послуг для підвищення надійності функціонування ОЕС України в ринкових умовах, *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*, Вип. 35, с. 23-29, 2013. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/PIED_2013_35_5 (дата звернення: 16.03.2021).
2. Сисоєв М. Системи накопичення енергії (energy storages): перспективи для України. 2019. URL https://getmarket.com.ua/ua/news/sistemi-nakopichennya-energiyi-energy-storages-perspektivi-dlya-ukrayini (дата звернення: 16.03.2021).
3. IRENA, Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. 2017. URL: https://www.irena.org/publications/2017/%20Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets (дата звернення: 18.03.2021).
4. Кабінет Міністрів України постановою від 28.12.2020 р. № 1325 встановив фіксовану ціну на електроенергію з 1 січня по 31 березня 2021 року, яка становитиме 1,68 грн за 1 кВт·год. 2021. URL: https://yasno.com.ua/news/b2b_news/prices_for_small_business_2021 (дата зверне ння: 22.03.2021).
5. Інвестиції в альтернативну енергетику: як в Україні заробляють на біогазі, 2019. URL: https://getmarket.com.ua/ua/news/investiciyi-v-al-ternativnu-energetiku-yak-v-ukrayini-zaroblyayut-na-biogazi (дата звернення: 20.03.2021).
6. Лежнюк П. Д., Остра Н. В., Зелінський В. Ц. *Оцінювання чутливості оптимального керування режимами електроенергетичних систем критеріальним методом*: *монографія*. Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2008..
7. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O., Ostra N. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources. *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 96, no. 10, pp. 32-38, 2020.
8. Petrushenko O. Y., Petrushenko Y. O., Rubanenko E. A. The dvoistoy problem solution of the optimal control by normal regimes of EPS with using neurofuzzy modelling. *Technical Electrodynamics,* № 2, pp. 36-37, 2012.
9. Rubanenko O. O., Komar V. O., Petrushenko O. Y., Smolarz A., Smailova S., Imanbekova U. Determination of similarity criteria in optimization tasks by means of neuro-fuzzy modelling *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 93, no. 3, pp. 93-96, 2017.
10. Gundebommu S. L., Rubanenko O., Cosovic M., Determination of Normative Value Power Losses in Distribution power grids with Renewable Energy Sources using Criterion Method. *2020 19th International Symposium INFOTEH-JAHORINA (INFOTEH)*, 2020, pp. 1-6.
11. Лежнюк П. Д. *Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом*: *монографія*. Вінниця, Україна: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2003.

12. Shinn L. Renewable Energy: The Clean Facts, 2018. URL: https://www.nrdc.org/stories/renewable-energy-clean-facts (дата звернення: 15.08. 2020).

13. Lezhniuk P., Rubanenko O., Komar V., and Sikorska O. The Sensitivity of the Model of the Process Making the Optimal Decision for Electric Power Systems in Relative Units. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, 2020, pp. 247-252.

14. Звіт про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг у 2018 році. Постанова НКРЕКП № 440 від 29.03.2019. URL: https://www.nerc.gov.ua/index.php/map_9/data/filearch/Materialy_zasidan/2018/?id=39678 (дата звернення: 16.08. 2020).

15. У 2020 році встановлена потужність ВЕС та СЕС зросла на 41%, а їхня частка у структурі виробництва електроенергії — вдвічі. URL: https://ua.energy/zagalni-novyny/u-2020-rotsi-vstanovlena-potuzhnist-ves-ta-ses-zrosla-na-41-a-yihnya-chastka-u-strukturi-vyrobnytstva-elektroenergiyi-vdvichi/ (дата звернення: 16.08. 2020).

16. Mekhilef S., Saidur R., Safari A. Comparative study of different fuel cell technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 1, pp. 981-989. 2012. URL: https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211 (дата звернення: 14.03.2021).

17. Воднева стратегія України: поєкт / Інституту відновлюваної енергетики НАН України. Київ, 2021.

18. Lezhniuk P., Rubanenko O. and Ngoma J.-P., Improving the Energy Efficiency of RES in the Electricity Balance of Power Systems, *2021 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/MEES52427.2021.9598556.

19. Stepan Kudria, Iryna Ivanchenko, Borys Tuchynskyi, Kateryna Petrenko, Oleksii Karmazin, Oleksandr Riepkin,Resource potential for wind-hydrogen power in Ukraine, International Journal of Hydrogen Energy, vol.46, issue 1, pp. 157-168, 2021. ISSN 0360-3199, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.09.211. (https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920336818)

20. Кудря С. О., Лежнюк П. Д., Рубаненко О. О. Вітроенергетика Характеристика водневих технологій для сумісного використання з вітроелектростанціями. Розділ 7. Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, с. 86-116, 2023.

21. Volkart K., Densing M., De Miglio R., Priem T., Pye S., Cox B. The Role of Fuel Cells and Hydrogen in Stationary Applications. Chapter 23. *Europe's Energy Transition*. M. Welsch et al., Eds.: Academic Press, pp. 189-205, 2017.

22. Demirhan C. D., Tso W. W., Powell J. B., Heuberger C. F., Pistikopoulos E. N., A Multiscale Energy Systems Engineering Approach for Renewable Power Generation and Storage Optimization., *Industrial & Engineering Chemistry Research*. vol. 59, no. 16, pp. 7706-7721, 2020.

23. I. Blinov, I. Trach, Y. Parus, V. Khomenko, V. Kuchanskyy and V. Shkarupylo, Evaluation of The Efficiency of The Use of Electricity Storage Systems in The Balancing Group and The Small Distribution System, *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced,* 2021.

24. Varkaraki E., Lymberopoulos N., Zoulias E., Guichardot D., Poli G. Hydrogen-based uninterruptible power supply. *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, p. 1589-1596, 2007.

25. Widarningtyas, Ruth Pranindia et al. "Potential of Hydrogen Production Through Alkaline Water Electrolysis Using Solar Radiation Around Semarang." *E3S Web of Conferences*, 2019.

26. Petr Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Olena Rubanenko, Natalia Ostra. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources. *Przeglad Elektrotechniczny*, vol. 10, pp. 32-38, 2020. DOI: 10.15199/48.2020.10.05.

27. Lezhniuk P., Komar V., Hunko I., Jarykbassov D. Natural-simulation Model of Photovoltaic Station Generation in Process of Electricity Balancing in Electrical Power System. Informatyka, Automatyka, Pomiary W Gospodarce I Ochronie Środowiska, vol. 12(3), pp. 40-45, 2022. https://doi.org/10.35784/iapgos.3030

28. Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. Report. Published in January 2021 by the Hydrogen Council. Copies of this document are available: https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021-Report.pdf

29. Fuel Cell Online Calculator. https://rechneronline.de/energy/fuel-cell.php

30. LM9000 aeroderivative gas turbine (73.5 MW, 50/60 Hz) https://www.bakerhughes.com/gas-turbines/aeroderivative-technology/lm9000

31. Hydrogen and CO_2 emissions calculator https://www.ge.com

32. Лежнюк П. Д. *Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом: монографія*. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2003.

33. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Добровольська Л. Н., Повстянко К. О. Відносне оцінювання засобів балансування режимів електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії, *Вісник Вінницького політехнічного інституту,* № 3, с. 24-30, 2022. https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-162-3-24-30

3 ПРИНЦИП НАЙМЕНШОЇ ДІЇ ЯК МЕХАНІЗМ САМООПТИМІЗАЦІЇ І САМООРГАНІЗАЦІЇ В ТЕХНОЛОГІЇ SMART GRID ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦІЇ ЛЕС

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) зокрема фотоелектричні і вітрові станцій (ФЕС, ВЕС) на сьогодні для електроенергетичних систем (ЕЕС) джерелами електроенергії з мінливою (стохастичною) потужністю. Оскільки генерування електроенергії ВДЕ залежить від погодних умов, то для того, щоб узгодити їх роботу з технологічними вимогами ЕЕС, необхідно мати відповідний резерв потужності [1–3], який міг би компенсувати природну нестабільність генерування ВДЕ. На сьогодні тут можуть бути різні варіанти, які відрізняються технічними та економічними характеристиками [4–6]. В ЕЕС через дефіцит маневреної потужності використовують різні способи і засоби накопичення електроенергії. Тому, природно, що впершу чергу йдеться про накопичення електроенергії, виробленої ВДЕ. Серед найбільш ефективних накопичувачів: електрохімічні накопичувачі, водневі та біогазові технології [6, 7]. В процесі балансування режиму ЕЕС може приймати участь узгодження графіків генерування ВДЕ з графіками навантаження споживачів електроенергії [8, 9]. Також в балансуванні електроенергії в ЕЕС використовуються «активні споживачі», що покращує регулювання частоти і напруги в ній [2, 10]. Особливо ефективно проявляються перераховані засоби сприяння балансуванню режимів тоді, коли йдеться про локальні електроенергетичні системи (ЛЕС), які утворюються як частина існуючих розподільних електричних мереж, де розбудовуються ВДЕ і які набувають всіх ознак систем з певною автономією [11, 12].

В ЕЕС ускладнилось підтримування балансу потужності та електроенергії, коли в ній суттєво виросла частка відновлюваних джерел енергії. Зокрема з розбудовою фотоелектричних і вітрових електростанцій, які через свою природну залежність від погодних умов не є гарантованим постачальником електроенергії. Констатуючи той факт, що наявність в електричних мережах відновлюваних джерел енергії ускладнює балансування режиму в ЕЕС, пропонується формувати ЛЕС на основі ВДЕ таким чином, щоб вони були балансуючими групами в складі ЕЕС [13].

Під час балансування режиму ЕЕС приходиться приймати до уваги ту обставину, що стосовно генерування ВДЕ можуть бути різні нормативні умови. Вони можуть змінюватися таким чином, що ВДЕ генерують електроенергію в ЕЕС

без всяких обмежень (обмеження допускаються тільки через можливі порушення стійкості ЕЕС), генерують електроенергію в ЕЕС за прогнозованим коротко термінованим (найчастіше на наступну добу) погодинним графіком або за участі в аукціоні ВДЕ генерують електроенергію за встановленими правилами [14].

Оскільки потужності ЛЕС з ВДЕ на сучасному етапі сягають від десятків до сотень МВт, а до ЕЕС може бути приєднана без ризику її розбалансування тільки обмежена потужність, то це одна з причина того, що ЛЕС має бути само збалансованою. Для цього потужність навантаження електроспоживачів в ЛЕС має бути спів розмірною з потужністю ВДЕ. Для компенсації природної нестабільності генерування ВДЕ в ЛЕС повинна бути передбачена система резервування, яка дозволить активно впливати на процес балансування. Необхідно визначитися зі способами і засобами зменшення нестабільності генерування ВДЕ в ЛЕС. Серед них є системи, які пов'язані з накопиченням і перетворенням електроенергії, та системи керування графіками генерування та споживання електроенергії. Вони відрізняються вартістю і тому доцільно використати спочатку останні, а саме узгодження між собою графіків генерування ВДЕ і споживання електроенергії. Реалізація способу узгодження графіків генерування і споживання електроенергії в першу чергу може також зменшити потрібну ємність накопичувачів енергії, що дозволить зменшити їх вартість.

Вибір складу способів і засобів для резервування та балансування режимів ЛЕС є оптимізаційною задачею. Критерієм оптимальності є сумарні витрати на резервування потужності несталого генерування ВДЕ за умови дотримання техніко-технологічних показників. Складність оптимізації полягає в тому, що скористатися традиційними методами оптимізації, в яких складові цільової функції є розмірними величинами (в грошових одиницях), на сьогодні нереально через розбіжність, а то й відсутність відповідних цінових показників. Тому пропонується скористатися критеріальним методом, основою якого є теорія подібності, який дозволяє оцінити складові способів і засобів резервування у відносних одиницях і порівняти їх між собою [15, 16].

Таким чином необхідно розробити структуру локальної електроенергетичної системи на основі відновлюваних джерел енергії, проаналізувати її особливості функціонування як балансуючої групи в електроенергетичній системі з атомними і тепловими станціями, яка може зберігати працездатність і забезпечити електропостачання споживачів в автономному режимі.

3.1 Принцип найменшої дії в моделях та алгоритмах оптимізації режимів локальної електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії

3.1.1 Принцип найменшої дії (ПНД) як метод формування оптимізуючих впливів на режими електроенергетичних систем (ЕЕС)

Як показано в [18, 19], ПНД зумовлює оптимальність функціонування будь-якої системи, а також розвиток системи, що скерований на підвищення міри її ідеальності. Для системи в довільний момент її існування нормою є якісний оптимум, глибина якого визначається мірою ідеальності системи. Цю особливість ПНД можна використати як ідею для побудови обчислювального процесу пошуку оптимального режиму ЕЕС.

Зміна стану системи між двома фіксованими положеннями від моменту $t=t_1$ до $t=t_2$ завжди відбувається таким чином, що надається стаціонарне значення (зазвичай мінімум) функціоналу [19]

$$\min Q = \int_{t_1}^{t_2} L(g, \dot{g}, t)dt, \tag{3.1}$$

де g – деякий узагальнений параметр; L=К–П+D; К – кінетична енергія системи; П – потенційна енергія системи; D – енергія сил зовнішньої та внутрішньої дисипації.

Необхідні і достатні умови стаціонарності цього функціоналу («інтеграла дії»), що визначаються методами варіаційного числення, полягають у виконанні рівняння Ейлера-Лагранжа

$$\frac{\partial L}{\partial g} - \frac{d}{dt}\left(\frac{\partial L}{\partial \dot{g}}\right) = 0. \tag{3.2}$$

Щоб отримати рівняння Ейлера для усталеного стану ЕЕС, запишемо функціонал енергії. Згідно інтегрального варіаційного принципу Гамільтона-Остроградського [18], у відповідності з (3.1):

$$Q = \int_{t_1}^{t_2} L(q, \dot{q}, t)dt = \int_{t_1}^{t_2} (W_L - W_C + W_R + W_e)dt, \tag{3.3}$$

де $L(q, \dot{q}, t) = W_L - W_C + W_R + W_e$ – лінійна густина модифікованої функції Лагранжа; q – узагальнений параметр – електричний заряд; W_L – енергія

магнітного поля індуктивних елементів (кінетична); W_C – енергія електричного поля ємнісних елементів (потенційна); W_R – енергія, яка перетворюється на тепло в активних елементах (кінетична); W_e – енергія, яка поступає (поглинається) від джерел електричного струму (кінетична).

Функціонал енергії набуває стаціонарного значення у випадку рівності нулю його варіації. Тоді ж одержує стаціонарне значення і функціонал дії за Гамільтоном-Остроградським. Це можливо, коли модифікована функція Лагранжа задовольняє рівняння (3.2).

В усталеному режимі ЕЕС, коли збалансоване генерування джерелами енергії і споживання її електроприймачами, варіативною частиною є тільки енергія внутрішньої і зовнішньої дисипації, що розсіюється у вигляді тепла. Звести до нуля цю варіацію в складній системі з замкненими контурами можливо, перерозподіляючи електроенергію між джерелами та споживачами. Для цього функція енергії дисипації повинна досягнути стаціонарного (мінімального) значення. Оскільки підінтегральна функція в (3.3) адитивна, то стаціонарного значення в цьому випадку набирає функціонал в цілому. Зауважимо, що обмін енергією між індуктивними і ємнісними елементами відбувається з втратами, які входять в W_R .

Відповідно функція Лагранжа, в яку входить тільки енергія дисипації, для досягнення стаціонарного значення функціоналу Q має задовольняти таке рівняння Ейлера, що трансформується з (3.2):

$$-\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\partial W_R}{\partial I}\right)=0, \tag{3.4}$$

де I – діюче значення струму, значення якого в часі змінюється у відповідності до зміни генерування і споживання електроенергії.

Рівняння (3.4) слід розглядати за умови, що обов’язковою є відповідність струмів в ЕС першому закону Кірхгофа. Не врахування закону Кірхгофа, якщо діяти формально за (3.4), приводить до тривіального результату: мінімум енергії розсіяння (втрат енергії) буде за умови рівності струмів у вітках нулю. Отже, задачу мінімізації втрат енергії необхідно розглядати як варіаційну задачу на умовний мінімум з використанням невизначених множників Лагранжа. Відповідним чином формується і система рівнянь (3.4).

3.1.2 Постановка задачі оптимізації локальних електроенергетичних систем

Виділяються дві проблеми оптимального керування режимами локальної електроенергетичної системи (ЛЕС), сформованої на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), як частини електроенергетичної системи (ЕЕС). По-перше, оперативне визначення оптимальних значень параметрів режиму ЛЕС, яка є елементом ЕЕС. Тут ЛЕС є балансуючою групою, в якій прогнозуються погодинні графіки генерування ВДЕ і споживання електроприймачів. В ЛЕС забезпечується мінімум критерію оптимальності – втрат активної потужності. Інший варіант, коли ЛЕС функціонує в автономному режимі. В цьому випадку створюються умов для самооптимізації режимів ЕЕС засобами автоматизації з використанням системи накопичення енергії в ЛЕС та можливостей активних споживачів.

На практиці режими ЛЕС постійно піддаються збуренням. Змінюється навантаження споживачів, генерування ВДЕ, топологія, параметри, тощо. Відповідно системою оптимального керування повинні здійснюватися оптимізуючи впливи, які мають вводити режим ЛЕС в область оптимальності. В [17] показано, що ця задача в загальному може бути сформульована як задача наближення поточного режиму ЕЕС або ЛЕС до економічного:

$$F(\mathbf{x},\mathbf{u}) \Rightarrow F(\mathbf{x}_e,\mathbf{u}_e) \tag{3.5}$$

за умов, що

$$\mathbf{x} \in \mathbf{D}_x, \quad \mathbf{u} \in \mathbf{D}_u, \tag{3.6}$$

де $\mathbf{x}$, $\mathbf{x}_e$, $\mathbf{u}$, $\mathbf{u}_e$ – параметри режиму $\mathbf{x}$ і параметри керування $\mathbf{u}$ відповідно поточних і економічних станів системи, які визначають значення критерію оптимальності F; $\mathbf{D}_x$, $\mathbf{D}_u$ – відповідно допустимі області параметрів режиму $\mathbf{x}$ і параметрів керування $\mathbf{u}$.

В ЛЕС, на відміну від ЕЕС, є особливості щодо оптимізації параметрів режиму. Для виявлення них розглянемо рівняння балансу електроенергії в ЛЕС:

$$P_{EEC}(t) + P_{ВДЕ}(t) \pm P_{СН}(t) - P_н(t) - \Delta P(t) = 0, \tag{3.7}$$

де $P_{EEC}(t)$ – потужність ЕЕС (атомні, теплові, гідро електростанцій); $P_{ВДЕ}(t)$ – потужність ВДЕ; $P_{СН}(t)$ – потужність системи накопичення, якою здійснюється резервування ВДЕ під час балансування; $P_н(t)$ – навантаження споживачів, в тому числі активних; $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

Потужність засобів накопичення і повернення електроенергії в ЛЕС в моделі оптимізації мають розглядатися як споживачі електроенергії і її генерування. Потужність генерування ВДЕ залежить від метеорологічних умов. Причому, якщо йдеться про вітрові і фотоелектричні електростанції (ВЕС і ФЕС), а йдеться в основному за них, то характер цих залежностей суттєво відрізняється. Об'єдує їх тільки те, що вони мають ймовірнісний характер, але з різними законами розподілу.

Серед відомих методів оптимізації для розв'язання даної задачі доцільно застосувати принцип найменшої дії як найбільш пристосований і надійний завдяки своїм характеристикам [18–20].

3.1.3 Принцип найменшої дії (ПНД) як метод формування оптимізуючих впливів на режими ЛЕС

Найбільш громіздкими, з огляду обмеження з надійності та швидкості одержання розв'язку, є обчислювальні процедури з визначення множини оптимальних незалежних параметрів ЛЕС, особливо, коли мова йде про реальні електричні системи великої розмірності. Принциповою відмінністю моделювання оптимальних станів даних систем на основі принципу найменшої дії є можливість надійного отримання екстремуму цільової функції за допомогою нескладних обчислень з наступним уточненням незалежних параметрів. Отже подібний підхід забезпечує суттєві переваги у розв'язанні задач оперативного керування нормальними режимами електроенергетичних систем.

Як показано в [18, 19], ПНД зумовлює оптимальність функціонування будь-якої системи, а також розвиток системи, що скерований на підвищення міри її ідеальності. Для системи в довільний момент її існування нормою є якісний оптимум, глибина якого визначається мірою ідеальності системи. Цю особливість ПНД можна використати як ідею для побудови обчислювального процесу пошуку оптимального режиму ЛЕС.

На рис. 3.1 проілюстровано два підходи до побудови обчислювального процесу щодо визначення оптимальних параметрів системи: з застосуванням градієнтних методів і використанням ПНД. Суть градієнтних методів полягає в тому, що вибирається початкове наближення $x^{(0)}[x_1^{(0)}, x_2^{(0)}]$ в області допустимих розв'язків **D** і далі, за тією чи іншою обчислювальною схемою, здійснюється спуск в область оптимальності. За ПНД застосовується інший алгоритм: знаходиться ідеальний з мінімально можливими в заданих умовах втратами

потужності стан системи $x_e[x_{1e}, x_{2e}]$, який, як правило, знаходиться поза допустимою областю **D**; далі здійснюється введення режиму в допустиму область з точки $x_e[x_{1e}, x_{2e}]$ в точку $x_o[x_{1o}, x_{2o}]$, в якій виконуються всі обмеження, але втрати є більшими. Зауважимо, що при використанні градієнтних методів обчислювальний процес будується навпаки – здійснюється не підйом, а спуск з рівня більших втрат (точка початкового наближення $x^{(0)}[x_1^{(0)}, x_2^{(0)}]$ на рівень з меншими втратами.

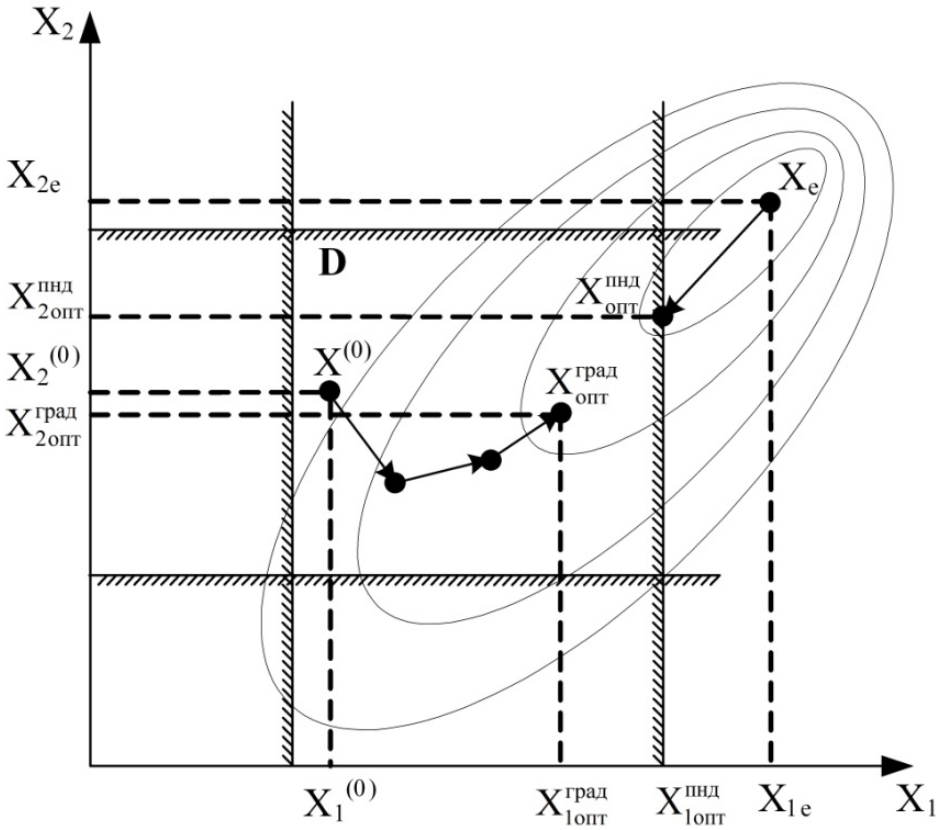


Рисунок 3.1– Рівні втрат потужності в системі за різних значень параметрів режиму

На рис. 3.2 показано приклад зміни критерію оптимальності – втрат потужності в ЛЕС в часі і в залежності від параметра регулюючого пристрою (РП) u. У випадку однорідної системи траєкторія критерію оптимальності F проходить по дну "яру". Згідно ПНД так буде завжди не залежно від навантаження. В інших випадках, коли $X_i/R_i \neq$ idem, траєкторія F в залежності від конкретних експлуатаційних умов може проходити сторонами "яру" будь-як. Проте і в цьому випадку згідно ПНД втрати потужності на забезпечення

технологічного процесу будуть мінімально можливі. Для того, щоб наблизити (оптимізувати) втрати в кожній точці траєкторії їх зміни до ідеально можливих, необхідно постійно в процесі експлуатації здійснювати в системі оптимізуючі дії засобами регулювання.

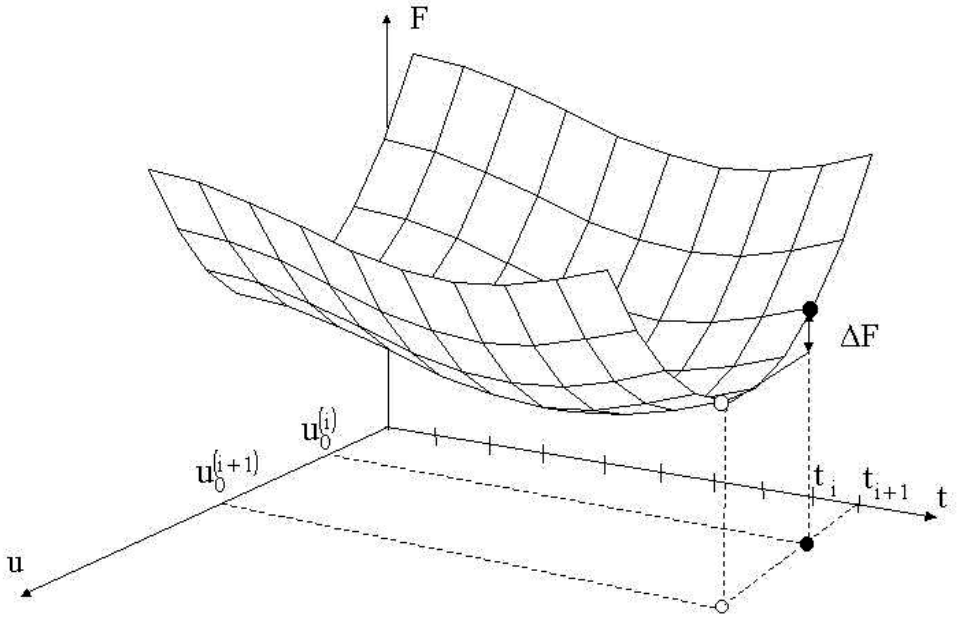


Рисунок 3.2– Зміни критерію оптимальності в часі і в залежності від параметра керування

Компенсувати додаткові втрати в ЛЕС можливо шляхом регулювання напруги у вузлах ЛЕС і введенням в контури зрівнювальних електрорушійних сил (ЕРС). В такій постановці задачі керуючими змінними є ЕРС, які необхідно ввести у всі замкнені контури для реалізації оптимального струморозподілу, та навантаження джерел потужності. Зрівнювальні ЕРС можуть бути введені шляхом зміни коефіцієнтів трансформації трансформаторів, які входять в контури ЕЕС, або зміною перетоків потужності в лініях регулюванням генерування ВДЕ та споживання/генерування засобів накопичення енергії.

На практиці розподіл навантаження між джерелами активної і реактивної потужностей здійснюється за алгоритмами, в основу яких покладено числові методи оптимізації. Про недоліки цих методів стосовно оптимального керування станами систем і зокрема ЕЕС йдеться в [20, 21]. Тому в рамках задачі (3.5)–(3.6) оптимізацію режимів ЛЕС також можливо і доцільно здійснювати з застосуванням ПНД.

3.1.4 Організація обчислювального процесу в програмному комплексі оптимізації режимів ЕЕС

На рис. 3.3 наведено структурну схему програмного комплексу (ПК), який складається з окремих блоків: оптимізація режиму по активній потужності; оптимізація режиму по реактивній потужності, напрузі і коефіцієнтах трансформації; комплексна оптимізація по активній і реактивній потужностях та напрузі.

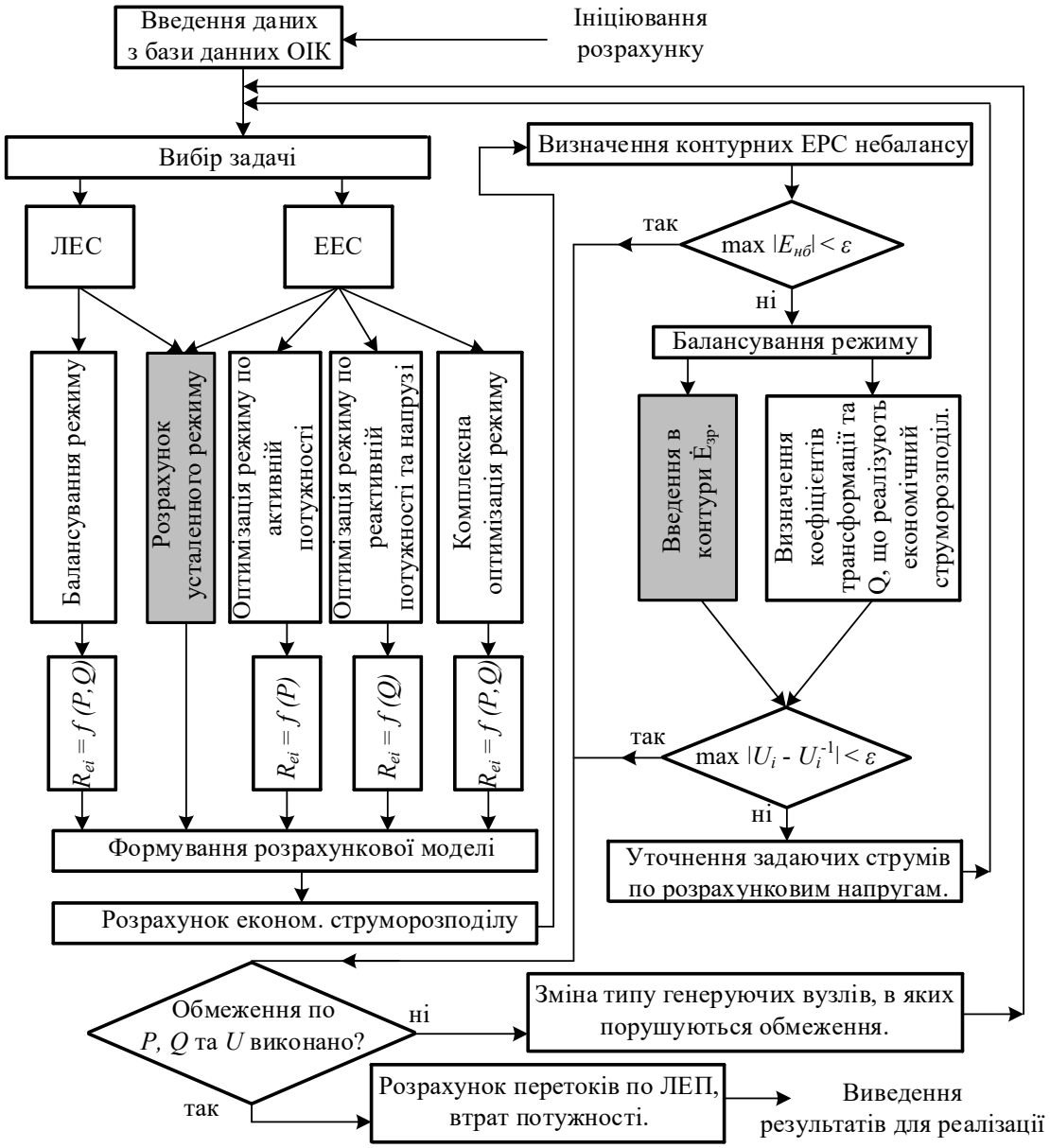


Рисунок 3.3– Структурна схема програмного комплексу оптимізації режимів ЕЕС і ЛЕС

Укрупнено структурно-логічна схема функціонування ПК оптимізації режимів ЕЕС або ЛЕС виглядає так.

1. Вибирається задача розрахунку ЕЕС або ЛЕС. Для ЛЕС можливі два випадки: ЛЕС є елементом ЕЕС, ЛЕС функціонує в автономному режимі. Відповідним чином формується розрахункова модель. В першому випадку потужність споживання/генерування ЛЕС вводиться у вузол (вузли), до якого вона під'єднана в ЕЕС. В автономному режимі ЛЕС розраховується в окремому блоці, де підтримується баланс генерування і споживання.

Базовим модулем є модуль розрахунку усталеного режиму, який здійснюється за такою схемою. Розраховується при заданих активній і реактивній потужностях у вузлах (окрім балансувального) економічний режим. Визначаються ЕРС небалансу і формується система контурних рівнянь, в результаті розв'язування якої вводяться в контури зрівнювальні ЕРС $\dot{E}_{зр}$ і після уточнення задаючих струмів у вузлах за розрахованими напругами режим ЕЕС відповідає першому і другому законам Кірхгофа.

2. Якщо стоїть задача оптимізації режиму ЕЕС, то відповідним чином вибираються формули для розрахунку економічних опорів R_{ei} джерел активної і реактивної потужності [21]:

$$R_{ei} = \frac{B_i\left(P_i\right)\cdot U_i^2 \cdot ц_i}{P_i^2 \cdot c}, \qquad R_{ei} = \frac{B_j(P_j)\cdot U_i^2 \cdot ц_{\text{j}}}{Q_i^2 \cdot c}, \qquad R_{ei} = \frac{B_i\left(P_i\right)\cdot U_i^2 \cdot ц_i}{\left(P_i^2 + Q_i^2\right)c}, \quad (3.8)$$

де $B_i(P_i)$ – витратні характеристики джерел енергії під час оптимізації ЕЕС по активній і реактивній потужностях та комплексній оптимізації; P_i , Q_i – активна та реактивна потужності джерел; U_i – напруга вузлів; $ц_i$ – ціна умовного палива на і-му джерелі енергії; c – вартість кВт-г втрат електроенергії.

В цих формулах, якщо джерело потужності не входить як суб'єкт господарювання в склад енергосистеми (це характерно для відновлювальних джерел енергії), то замість витратних характеристик $B_i(P_i)$ підставляється потужність, яка відпускається, а замість $ц_i$ – відпускна вартість кВт-год β_i .

3. Формується розрахункова модель системи і визначається економічний струморозподіл, що відповідає її ідеальному стану. Визначаються контурні ЕРС небалансу $\dot{E}_{нб}$, які перераховуються в коефіцієнти трансформації трансформаторів, автотрансформаторів і вольтододаткових трансформаторів. Введення цих розрахованих коефіцієнтів трансформації в контури системи разом зі зміною навантаження джерел активної і реактивної потужності приводить до

балансування режиму. Цей оптимальний режим є найближчим в сенсі вибраного критерію оптимальності до ідеального режиму.

4. Через те, що коефіцієнти трансформації і навантаження джерел активної і реактивної потужності можуть бути дискретними величинами, то можливі порушення обмежень на значення напруги в деяких вузлах. В цих випадках визначається і фіксується потужність в генеруючих вузлах, що призводить до виконання обмежень. Втрати потужності в електричних мережах згідно ПНД при цьому збільшуються.

5. Виводяться результати розрахунку для їх реалізації. За "ручного" керування режимом системи результати видаються у вигляді рекомендацій для оперативного персоналу. Якщо оптимальне керування режимом здійснюється за допомогою системи автоматичного керування (САК), то відповідно змінюються уставки локальних САК джерелами потужності, трансформаторами і автотрансформаторами.

Для спрощення логічних зв'язків та підвищення ефективності алгоритмічної реалізації програмного комплексу аналізу та оптимізації режимів ЛЕС, логічна схема його функціонування (рис. 3.4) поділена на ряд самодостатніх процесів: розрахунок нормального усталеного режиму ЕЕС (рис. 3.4, блок А), перевірка умов оптимальності режиму ЛЕС (рис. 3.4, блок Б), моделювання ідеального стану ЛЕС та коригування незалежних змінних для розв'язання поставленої задачі оптимізації (рис. 3.4, блок В).

Поточний режим ЛЕС представляється сукупністю пасивних параметрів (опорів та провідностей заступної схеми електричної системи), а також залежними та незалежними змінними. До залежних змінних відносяться модулі U_i та фази δ_i напруг у вузлах ЕЕС крім базисного та балансувальних (для останніх залежним параметром є δ_i) та струмові навантаження $\dot{I}_{ij}$ окремих елементів заступної схеми, а також похідні параметри: перетоки потужності P_{ij}, Q_{ij}, втрати потужності тощо. До незалежних змінних належать напруги базисного $U_{Б0}$, $\delta_{Б0}$ та балансувальних $U_{Бi}$ вузлів, активні $P_{Гi}$ та реактивні $Q_{Гi}$ потужності генерування у вузлах заступної схеми ЛЕС, поздовжні k'_{ij} та поперечні k''_{ij} коефіцієнти трансформації віток заступної схеми (у випадку поздовжнього регулювання $k''_{ij} = 0$).

Залежно від постановки задачі оптимізації нормального режиму ЛЕС з переліку незалежних змінних вибираються оптимізовані змінні, коригування

яких дозволяє ввести нормальний режим в область оптимальності за заданим критерієм. В процесі розв'язання задачі оптимізації нормального режиму ЛЕС обмеження на параметри контролюються у два етапи:

– перед початком розрахунку нормального усталеного режиму ЛЕС (рис. 3.4, блок А) контролюються обмеження на незалежні (у тому числі оптимізовані) змінні, перелік яких визначається задачею оптимізації, що розв'язується;

– під час розрахунку нормального усталеного режиму ЛЕС (рис. 3.4, блок А) контролюються обмеження на залежні параметри – модулі напруги у незалежних вузлах U_i та модулі струмів віток I_{ij} (для ліній електропередачі контролюються перетоки активної потужності P_{ij}). Виконання обмежень забезпечується за рахунок коригування обмежень (звуження діапазонів допустимих значень) на відповідні незалежні оптимізовані змінні.

Послідовність моделювання нормальних та нормальних-оптимальних режимів ЛЕС наступна (після ініціювання запуску програми вручну або автоматично відповідними засобами АСДК).

Перед запуском процесу моделювання потокорозподілу в ЛЕС здійснюється контроль обмежень на незалежні змінні. У випадку порушення обмежень, залежно від налаштування, формується відповідне повідомлення-попередження, або значення незалежної змінної фіксується на граничному значенні, після чого вона втрачає ознаку оптимізованої.

Розрахунок потокорозподілу в ЛЕС виконується на підставі попереднього уточнення залежних параметрів нормального режиму (модулів на фаз напруг у незалежних вузлах) на підставі методу Ньютона. Особливістю його застосування для даної задачі є методика формування матриці Якобі, яка передбачає формування постійної (залежить від пасивних параметрів ЛЕС) та змінної (залежить від параметрів режиму ЛЕС) окремими процедурами. За значеннями напруг у вузлах визначають незалежні параметри, контролювання значень яких також здійснюється.

Відповідно до налаштувань програми в процесі розв'язання задачі оптимізації контролювання залежних параметрів може виконуватися з забезпеченням або без забезпечення їх нормованих значень. У першому випадку виявлення відхилення певного параметра запускає ітераційних процес коригування суміжних незалежних параметрів для введення його в область допустимих значень. У другом випадку формується відповідне повідомлення, а перелік незалежних (оптимізованих) змінних залишається без змін.

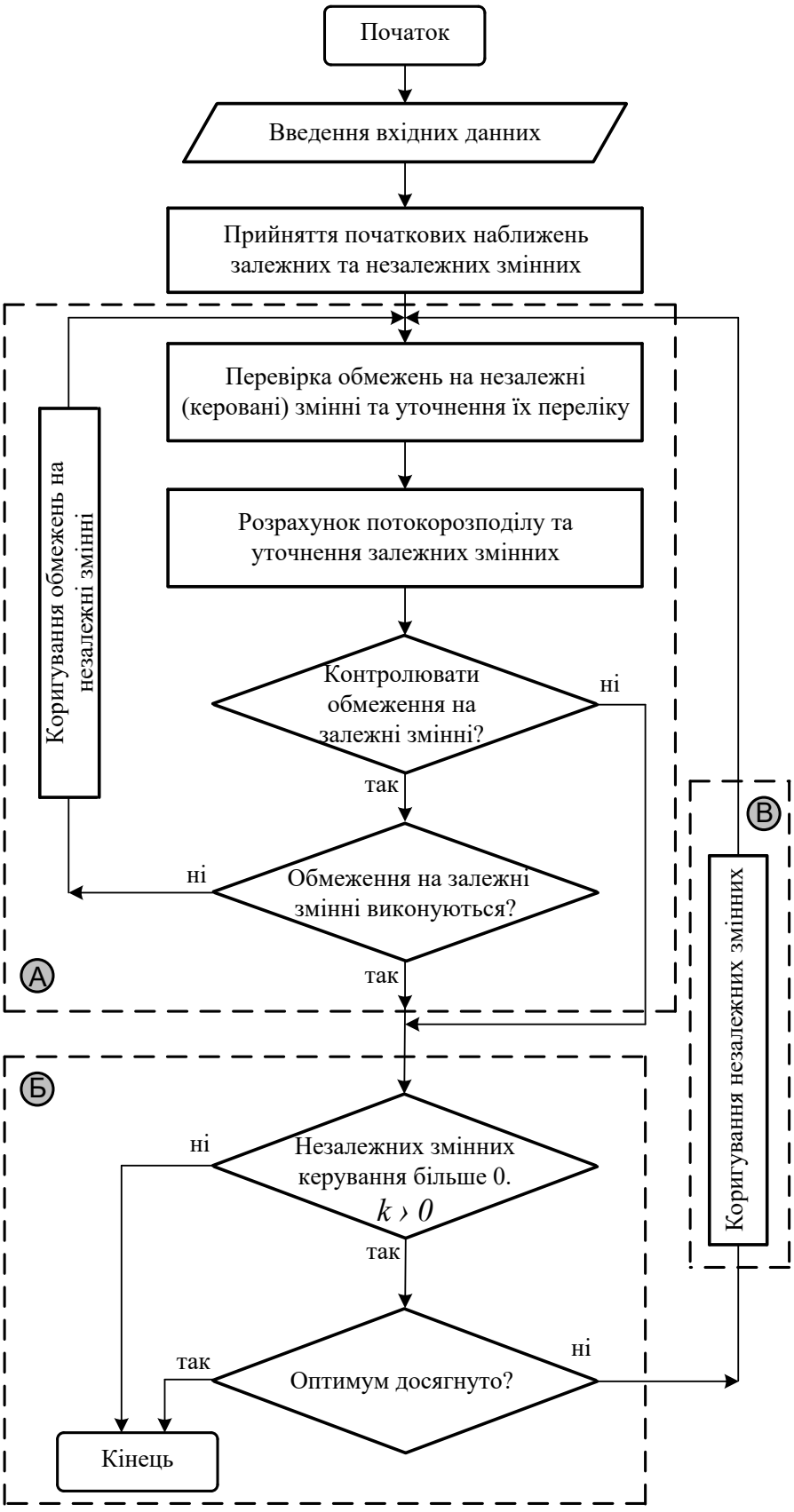


Рисунок 3.4 – Укрупнена блок-схема алгоритму аналізу й оптимізації нормального режиму ЛЕС

Виконується перевірка умов оптимальності поточного режиму ЛЕС згідно заданого критерію та поставленої задачі. Поточний режим вважається оптимальним у двох випадках: якщо відмінність критерію оптимальності на поточній та попередній ітерації знаходиться у межах заданої похибки (режим знаходиться в області оптимальності), або якщо після перевірки обмежень на незалежні оптимізовані змінні всі вони були встановлені на граничних значеннях і позбавлені ознаки оптимізованих. У другому випадку видається відповідне повідомлення про недостатність регулювального діапазону по певному параметру. Якщо умови оптимальності не досягнуто виконується коригування незалежних параметрів режиму ЛЕС на підставі принципу найменшої дії.

Перехід від екстремальних до оптимальних незалежних параметрів режиму ЛЕС виконується шляхом контролю обмежень на залежні та незалежні змінні та відповідного коригування останніх. Це здійснюється модулем аналізу нормальних режимів ЛЕС (рис. 3. 4, блок А).

Розв’язання оптимізаційної задачі припиняється у випадку введення режиму ЛЕС в область оптимальності або відсутності незалежних оптимізованих змінних, значення яких не є граничними для заданих допустимих інтервалів.

Враховуючи характерні особливості ЕЕС як об’єкта керування, а також необхідність реалізації керування технологічними процесами в умовах неповноти та недостовірності поточної інформації про стан об’єкту та зовнішні впливи, вважається необхідним перехід до часткової децентралізації керування з використанням адаптивних систем автоматичного керування. Разом з тим застосування саморегульованих систем керування, побудованих на засадах ПНД, дозволяє не втратити системного ефекту щодо мінімізації сумарних втрат потужності в електричних мережах. Децентралізація ЕЕС і виділення ЛЕС на основі ВДЕ з системою накопичення енергії з наступним генеруванням електроенергії дозволяє перетворити ЛЕС в балансуючі групи і використовувати їх в автономному режимі.

Досвід того, що ПНД проявляється не тільки в механіці, а і в електромеханіці та електротехніці, вказує на необхідність і доцільність дослідження можливості застосування його для побудови методу і алгоритмів оптимального керування режимами неоднорідних електричних мереж енергосистем, коли критерієм оптимальності є мінімум втрат електроенергії під час її транспортування.

Узагальнюючи сказане щодо підвищення ефективності оптимального керування нормальними режимами ЛЕС і застосування з цією метою принципу найменшої дії, доцільно дослідити можливість розв’язання таких задач: математичне моделювання нормальних режимів ЛЕС на засадах ПНД для

розв’язування задач оптимального керування за критерієм мінімальних втрат електроенергії в електричних мережах під час її транспортування; розроблення методу і алгоритму визначення оптимальних параметрів режиму, значення яких відповідає мінімуму втрат потужності в ЛЕС; розроблення методу і алгоритму визначення параметрів економічного режиму ЛЕС для побудови системи оптимального керування режимами ЛЕС.

3.2 Локальні електроенергетичні системи на основі відновлюваних джерел енергії

3.2.1 Структура ЛЕС з ВДЕ і системою накопичення енергії

На рис. 3.5 наведено склад ЛЕС, яка може бути окремою балансуючою групою в складі електроенергетичної системи (ЕЕС). За певних умов, під час втрати зв’язків з ЕЕС, вона може функціонувати в автономному режимі. В неї входить джерела електроенергії, накопичувачі електроенергії та споживачі електроенергії. Джерелами електроенергії є ФЕС, ВЕС, малі гідроелектростанції (мГЕС), дизель генератори (ДГ), біогазові установки (БГУ) з когенераційними установками. ЛЕС під’єднана до ЕЕС, в склад якої входять атомні електричні станції (АЕС), теплові електростанції (ТЕС), гідроелектростанції (ГЕС) та гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС). В залежності від стану і можливостей власних джерел живлення ЛЕС може брати або передавати електроенергію в ЕЕС.

Як накопичувачі і перетворювачі електроенергії в інші види енергії і навпаки використовуються електрохімічні накопичувачі (ЕХН), водневі і біогазові установки. Водневі технології призначені шляхом електролізу виробляти водень, який може для підтримування балансу електроенергії в ЛЕС використовуватися для вироблення електроенергії [22]. Решта його використовується в інших галузях і на транспорті. БГУ можуть використовуватися як джерело теплової і електричної енергії (когенераційні установки). Споживачами електроенергії в ЛЕС є промислове і комунально-побутове навантаження, а також водневі технології та ЕХН в режимі заряду.

Баланс електроенергії в ЛЕС, як в балансуючій групі, записується:

$$\pm P_{ЕЕС}(t) + P_{ФЕС}(t) + P_{ВЕС}(t) + P_{мГЕС}(t) + P_{БГУ}(t) \pm P_{в}(t) \pm P_{х}(t) - P_{сп}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (3.9)$$

де $P_{ЕЕС}(t)$ – потужність ЕЕС; $P_{ФЕС}(t)$ – потужність ФЕС; $P_{ВЕС}(t)$– потужність ВЕС; $P_{мГЕС}(t)$ – потужність малих гідроелектростанцій; $P_{БГУ}(t)$ – електрична

потужність когенераційних установок; $P_в(t)$ – потужність водневих установок; $P_x(t)$ – потужність електрохімічних накопичувачів; $P_{сп}(t)$ – потужність споживачів електроенергії, в тому числі «активних»; $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

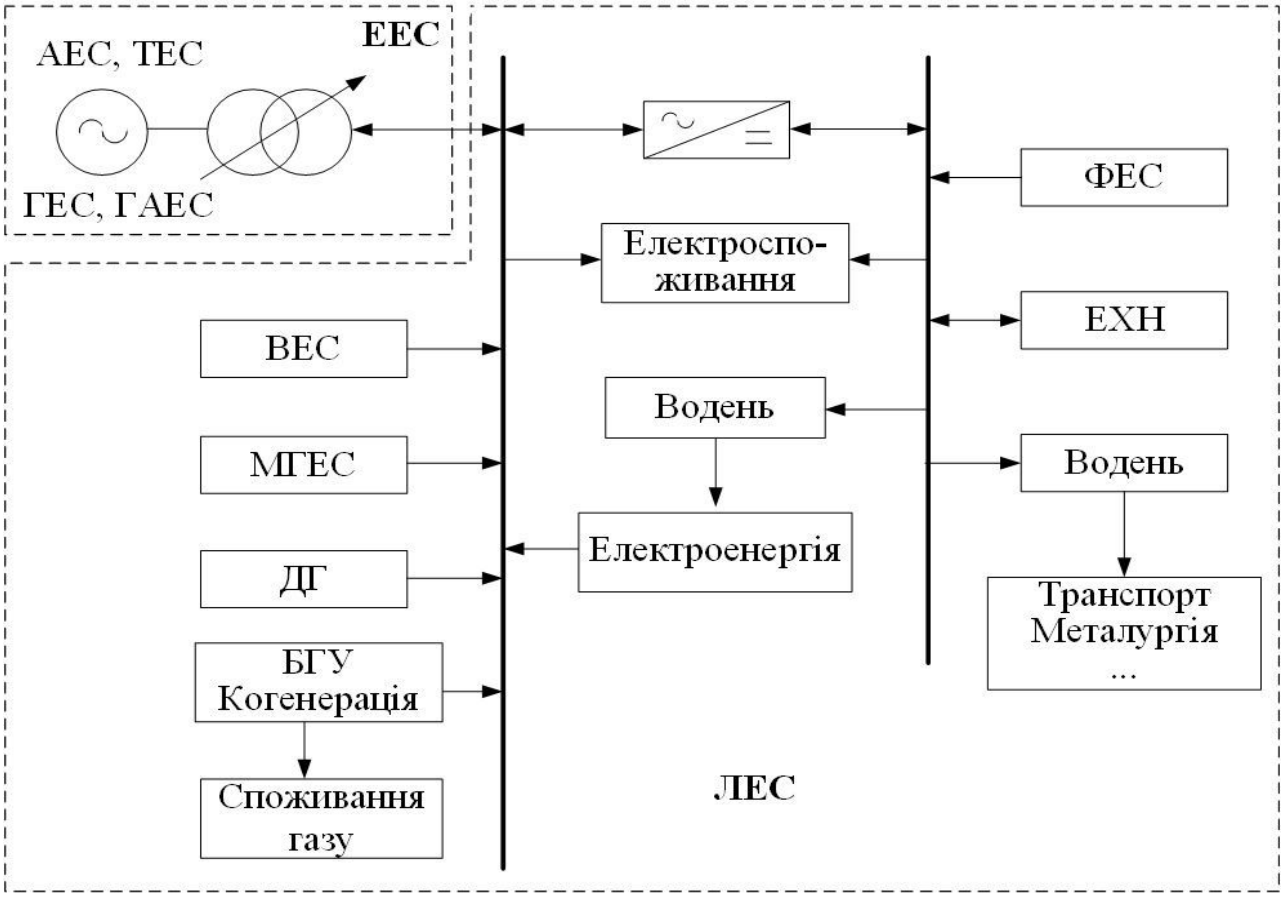


Рисунок 3.5 – Структура локальної електроенергетичної системи

В залежності від технічних і фінансово-економічного можливостей ЛЕС можуть формуватися по різному. Основними є два варіанти: існує інфраструктура з розвиненим електроспоживанням і навколо розбудовується система розосередженого генерування, ЛЕС проектується і будується практично з «нуля» зі споживачем електроенергії і його енергозабезпеченням. Існують реальні приклади. Наприклад, діюча птахофабрика як комплекс з відгодівлею і переробленням сировини, комбікормовий завод, елеватори та ін. загальною потужністю в середньому 30 МВА з живленням від ЕЕС на 110 кВ. Інший варіант – проектується база відпочинку з окремими повністю електрифікованими будинками, ФЕС і лінією електропередачі від ЕЕС. Як для першого, так і другого

варіантів характерною є поетапна розбудова в ЛЕС відновлюваних джерел енергії і засобів резервування їх нестабільного генерування. Виникає питання щодо обґрунтування їх складу, потужності і ємності, черговості впровадження.

Характеризуючи способи і засоби резервування ВДЕ, слід відмітити наступне. Вартість накопичувачів електрохімічного типу, виробництво яких у світовій практиці є достатньо освоєним, постійно зменшується і тому нарощується їх потужність в енергосистемах. Водневі і біогазові технології як засоби резервування несталого генерування ВДЕ знаходяться на етапі розвитку. Вартість їх не має чіткої тенденції до зменшення і залежить від застосування водню і біогазу в інших галузях. Щодо системного резерву, то в допустимих межах використання його для урівноваження несталого генерування ВДЕ його вартість в ринкових умовах визначається станом ЕЕС (дефіцитний чи профіцитний баланс електроенергії). Якщо зберігається зацікавленість до розбудови ВДЕ в ЕЕС, то відповідно вартість системного резервування має зменшуватися. В будь якому випадку склад способів і засобів резервування необхідно оптимізувати.

3.2.2 Балансування потужності та електроенергії в ЛЕС

В ЛЕС як в балансуючій групі реалізується принцип: вся вироблена електроенергія споживається в ЛЕС, а надлишок передається в ЕЕС. Якщо в ЛЕС дефіцит електроенергії і власними зусиллями режим не вдається збалансувати, то на умовах платної послуги недостатня кількість електроенергії поступає з ЕЕС. Оскільки ЛЕС є частиною ЕЕС, то вона має функціонувати згідно загальних правил, а саме, прогнозувати свою участь в режимі ЕЕС своїм погодинним графіком генерування/споживання на наступну добу з необхідною точністю [14]. Похибка визначається як

$$f = \frac{W_{пр} - W_{ф}}{W_{пр}} 100\% \rightarrow \min, \qquad (3.10)$$

де $W_{пр}$ – значення погодинного прогнозованого вироблення електроенергії ЛЕС на наступну добу; $W_{ф}$ – фактичне вироблення ЛЕС електроенергії за цей же час T; f – похибка в прогнозуванні, яка має бути меншою за допустиму (наприклад, для ФЕС 5%).

Для підтримування балансу в ЛЕС створюється автоматична система керування (АСК), метою якої є мінімізувати небаланси:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2}\left(P_{ЛЕС}(t) \pm P_{н}(t) + P_{вде}(t) - P_{сп}(t)\right)^2 dt \to \min, \qquad (3.11)$$

де $P_{ЛЕС}(t)$ – сумарна прогнозована потужність ЛЕС, яка надається оператору балансуючої групи у вигляді графіка на наступну добу; $(\pm P_{н}(t) + P_{вде}(t) - P_{сп}(t))$ – поточне значення потужності ЛЕС на інтервал часу $t_0 - t_k$, на якому здійснюється контроль; $P_{вде}(t)$ – згенерована потужність ВДЕ; $P_{сп}(t)$ – сумарна потужність навантаження споживачів; $P_{н}(t)$ – потужність, вироблена/спожита системою накопичення електроенергії.

Однією з найскладніших проблем балансування режиму в ЛЕС є природна несталість генерування ФЕС і ВЕС та необхідність компенсації цієї нерівномірності генерування спеціальними методами і способами. Без них виконати умову (3.11) з допустимою похибкою (3.10) неможливо і приходиться сплачувати штрафні санкції. Альтернативою може бути дозвіл корегувати прогнозовану потужність ЛЕС $P_{ЛЕС}(t)$ протягом доби як це робиться в ряді європейських країн [22]. Проте для цього має бути достатній резерв потужності в ЕЕС. На сьогодні системний резерв переважно концентрується на ТЕС, які відпрацювали свій технічний ресурс. Проблемним, з різних причин, також є створення системного резерву на АЕС, ГЕС і ГАЕС. Залишається необхідність розвивати системи накопичення електроенергії доступними способами і засобами. Територіально вони можуть створюватися на площадках ЕЕС або ЛЕС і можуть бути спільного використання. Все залежить від обґрунтованості їх ємності і потужності та організації експлуатації. Оскільки метою є сформувати збалансовану ЛЕС, яка забезпечить електропостачання споживачів в тому числі і в автономному режимі, то зосередимося на цьому.

Не дивлячись на те, що генерування ФЕС і ВЕС можна прогнозувати з врахуванням внутрішньодобового корегування досить точно, проте за фактом вироблення ними електроенергії вони є нестабільними, тому в ЛЕС необхідний резерв потужності. Таким резервом (див. рис. 3.5) є електрохімічні накопичувачі, водневі і біогазові технології, а також може бути системний резерв ЕЕС. Компенсувати нестабільність генерування ВДЕ також можливо шляхом узгодження їх графіків генерування та графіків навантаження споживачів електроенергії. Виникає задача, якими способами і засобами та в якій формі доцільно резервувати нестабільність вироблення електроенергії ВДЕ і забезпечити на практиці задачу (3.11).

Якщо за критерій оптимальності прийняти сумарні витрати $B_{рез}$ на резервування потужності $P_{рез}(t)$ в (2.3) несталого генерування ВДЕ, то з врахуванням реально можливих на сьогодні способів резервування задача мінімізації $B_{рез}$ запишеться:

$$B_{рез} = B_x\left(P_x\right) + B_в(P_в) + B_г(P_г) + B_c(P_c) + B_n\left(P_n\right) + B_y(P_y) + B_a(P_a) \to \min, \quad (3.12)$$

де $B_x(P_x)$ – витрати на резервування накопичувачами електрохімічного типу; $B_в(P_в)$ – витрати на водневі технології; $B_г(P_г)$ – витрати, зв'язані з використанням біогазових технологій як резерву; $B_c(P_c)$ – витрати на користування системним резервом, що є фактично компенсацією за утримання резерву на енергоагрегатах ТЕС; $B_n(P_n)$ – витрати на запаси пропускної спроможності ліній електропередачі, що необхідно для транспортування електроенергії з/до місця під'єднання резервної потужності до ЕЕС; $B_y(P_y)$ – витрати на узгодження графіків генерування і споживання електроенергії в ЛЕС; $B_a(P_a)$ – витрати на активізацію споживачів; P_x, $P_в$, $P_г$, P_c, P_n, P_y, $P_{\text{а}}$ – відповідно оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування.

3.2.3 Оптимізація способів і засобів забезпечення стабільної (стійкої) роботи ВДЕ в ЛЕС

В [23] показано, що для оптимізації витрат на резервування ВДЕ з нестабільним генеруванням і вибором з цією метою відповідних способів і засобів можливо використати критеріальний метод теорії подібності [15, 16]. Переваги критеріального методу полягають в тому, що за допомогою його за мінімуму інформації можна отримати відносну оцінку кожного зі способів і засобів резервування ВДЕ. Особливістю критеріального методу є те, що розв'язок задачі оптимізації ним отримується у відносних одиницях. У нашому випадку це означає, що критеріальним методом ми можем дати відносну оцінку для порівняння між собою окремих способів резервування ВДЕ і отримати їх рейтинг за обраним критерієм оптимальності. В теорії оптимізації це співрозмірність [24]. Особливо це важливо на етапі формування ЛЕС, коли відомі тільки загальні їх техніко-економічні характеристики і відсутні точні дані щодо цінових показників.

Сутність критеріального методу оптимізації стосовно задачі сумарних витрат $B_{рез}$ на створення резерву потужності в ЛЕС полягає в тому, що визначаються відносні значення складових (2.4) до $B_{рез}$. В цьому випадку ці відносні значення є критеріями подібності, які визначені методом інтегральних аналогів [15]:

$$\pi_i = \frac{B_i(P_i)}{B_{рез}}, \quad i = \overline{1, n}, \tag{3.13}$$

де n – кількість складових в моделі, які враховуються на даному етапі резервування ВДЕ.

Проте скористатися методом інтегральних аналогів для визначення числових значень π_i можливо тільки за умови, що відомі дані для визначення витрат B. Тому у відповідності до можливості критеріального методу оптимізації формується відповідна математична модель. На першому етапі формування ЛЕС допустимо порівняти між собою найбільш ефективні і перспективні засоби резервування ВДЕ. До них відносяться електрохімічні накопичувачі та водневі технології. На наступному етапі варто розглянути біогазові установки в тій частині, що використовуються для вироблення електроенергії. На цю частку біогазу в моделі потрібно передбачити обмеження. Те саме стосується системного резерву ЕЕС, який також має обмежене значення для ЛЕС. Обмеження на системне резервування визначається з двох умов: значення потужності, яку ЕЕС може собі дозволити, або значення потужності, якою доцільно для ЛЕС користуватися з ЕЕС як платною послугою. Електрохімічні накопичувачі, установки отримання «зеленого» водню і перетворення його в електроенергію, а також когенераційні біогазові установки розміщують в ЛЕС централізовано. Вибір місця їх встановлення є окремим завданням [25]. Формуючи критеріальну модель, необхідно також врахувати витрати на покриття втрат електроенергії в електричній мережі ЛЕС на її передачу від засобів резервування до електроспоживачів.

За результатами аналізу способів і засобів резервування ВДЕ в ЕЕС, математичну модель оптимізації питомих витрат на 1 кВт резервної потужності для урівноваження генерування ВДЕ, в якій враховуються особливості режимів ЛЕС, можна представити у такому вигляді [26, 27]:

$$B_{рез} = \frac{C_1}{P_x} + C_2 P_в + C_3 P_г + \frac{C_4}{P_c} + C_5 \frac{P_x^2 P_c^2}{P_в P_г} \quad \to min, \tag{3.14}$$

за умови, що $P_c \le G_c, P_г \le G_г$ або $\frac{P_c}{G_c} \le 1, \frac{P_г}{G_г} \le 1$,

де C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 – узагальнені константи, що містять вихідні дані задачі (в першу чергу це цінові показники); G_c – максимальна потужність системного

резерву, яку можна використати для урівноваження генерування ЛЕС; $G_г$ – максимальна потужність, яку можна використати з БГУ для резервування ВДЕ в ЛЕС.

Цільова функція (3.14) сформована за певних допущень. У виразі (3.14) не враховані деякі складові способів резервування задачі мінімізації $B_{рез}$ з (3.12). Зокрема, це витрати на збільшення пропускної здатності ліній електропередачі, яка на початковому етапі вважається достатньою, та витрати на координацію графіків генерування і споживання електроенергії в ЕЕС, що в електричних мережах частково вже використовується. Останній член цільової функції (3.14) відображає витрати на покриття втрат електроенергії, які пов'язані з реалізацією засобів резервування. Вважається, що накопичувачі електрохімічного типу і системний резерв розміщені централізовано.

Для аналізу системи резервування генерування ВДЕ використаємо методи теорії подібності, зокрема критеріального методу [15, 16]. Оптимальні значення критеріїв подібності визначаються з умов ортогональності і нормування [16]:

$$\boldsymbol{\alpha\pi} = \mathbf{b}\,, \tag{3.15}$$

де $\boldsymbol{\alpha} = \begin{vmatrix} \alpha_{11}\alpha_{12}\alpha_{13}...\alpha_{1m} \\ \alpha_{21}\alpha_{22}\alpha_{23}...\alpha_{2m} \\ ..... \\ \alpha_{n1}\alpha_{n2}\alpha_{n3}...\alpha_{nm} \\ 1\,1...1\,0...0 \end{vmatrix}$; $\boldsymbol{\pi} = \begin{vmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ ... \\ \pi_m \end{vmatrix}$; $\mathbf{b} = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ ... \\ 0 \\ 1 \end{vmatrix}$,

$\boldsymbol{\alpha}$ – матриця показників степені змінних; $\boldsymbol{\pi}$ – вектор оптимальних значень критеріїв подібності; b – вектор, записаний з умов ортогональності і нормування критеріїв подібності; n – кількість змінних P_i ; m – кількість членів цільової функції, включно обмеження.

Задача (3.15) відповідає умові канонічності, коли міра її складності s=*m–n–1=0.* У нашому випадку s більше 0. Оскільки в цій системі рівнянь всі параметри дійсні і мають певні допустимі межі існування, то такі діофантові рівняння мають дійсну множину рішень стосовно базових параметрів. Множину рішень можна будувати, прийнявши за базові будь-які зі складових резервування в (3.12). В нашому випадку, наприклад, доцільно за одну з базових складових прийняти витрати на системний резерв як найбільш стійку і з якою можна порівнювати решту складових. В цілому ж базових змінних має бути *s*.

Вибравши склад базових змінних, шляхом лінійних перетворень розв'язок системи рівнянь (3.15) і відповідна множина допустимих рішень відносно базових змінних $\boldsymbol{\pi}_б$ отримується у вигляді [16]:

$$\boldsymbol{\pi} = \mathbf{b}_0 + \mathbf{b}_n \boldsymbol{\pi}_b \ , \tag{3.16}$$

де $\mathbf{b_0}$ – вектор нормалізації; $\mathbf{b_n}$ – вектори нев'язки стосовно базових змінних.

Згідно методу, викладеному в [23], в критеріальній формі вираз оптимальних витрат (3.14) запишеться:

$$B_{рез*} = \frac{\pi_{1o}}{P_{x*}} + \pi_{2o} P_{в*} + \pi_{3o} P_{г*} + \frac{\pi_{4o}}{P_{c*}} + \pi_{5o} \frac{P_{x*}^2 P_{c*}^2}{P_{в*} P_{г*}} \ , \tag{2.17}$$

де $B_{рез*} = B_{рез} / B_{рез\,\min}$; $P_{x*} = P_x / P_{x\,o}$, $P_{в*} = P_в / P_{в\,o}$, $P_{г*} = P_г / P_{г\,o}$, $P_{c*} = P_c / P_{c\,o}$, де $P_x, P_в, P_г, P_c$ – відповідно поточні та оптимальні значення потужності способів резервування.

Числові значення критеріїв подібності в (3.17) визначаються як

$$\pi_i = b_{o\,i} + \sum_{j=1}^{s} b_{n\,ij} \pi_{b\,j} \, . \tag{3.18}$$

Отримані значення критеріїв подібності, як вагові коефіцієнти, характеризують співрозмірність складових функції витрат і дають відносну оцінку для порівняння між собою окремих способів і засобів резервування ВДЕ. Критеріальна форма залежності витрат на резервування ВДЕ типу (2.9) дозволяє оцінити чутливість витрат до потужності окремих складових у відносних одиницях. Наприклад, на рис. 3.6 наведені для порівняння такі залежності витрат до зміни електричної потужності ЕХН і водневих технологій. Витрати на потужність резерву ВДЕ водневими технологіями до певного значення вимагає на одиницю потужності порівняно більших витрат ніж витрати на біогаз. Проте з подальшим зростанням потужності залежності і прирости на одиницю потужності вирівнюються.

На рис. 3.7 наведені для порівняння залежності витрат до зміни електричної потужності системного резерву і водневих технологій. Якщо вартість послуги на одиницю потужності не змінюється, то витрати на потужність системного

резерву визначаються тільки потужністю резерву що використовується. За таких умов приріст відносних витрат на потужність резерву ВДЕ водневими технологіями спочатку більший ніж у системного резерву, але дуже швидко він зменшується і після певного значення потужності стає помітно меншим ніж на системний резерв.

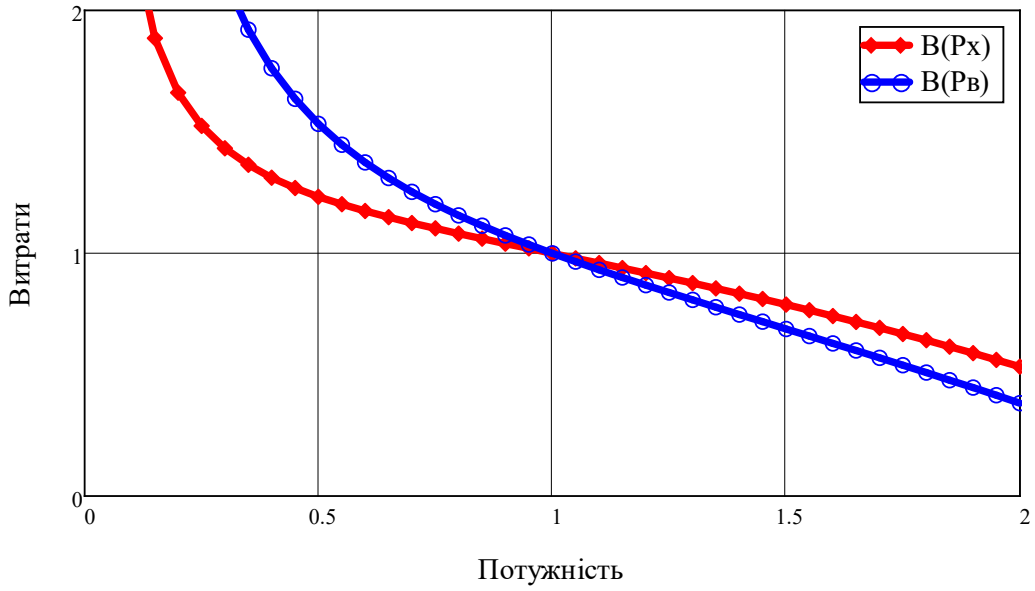


Рисунок 3.6 – Чутливість відносних витрат до зміни потужності ЕХН (червона крива) та до змін потужності водневих технологій (синя крива)

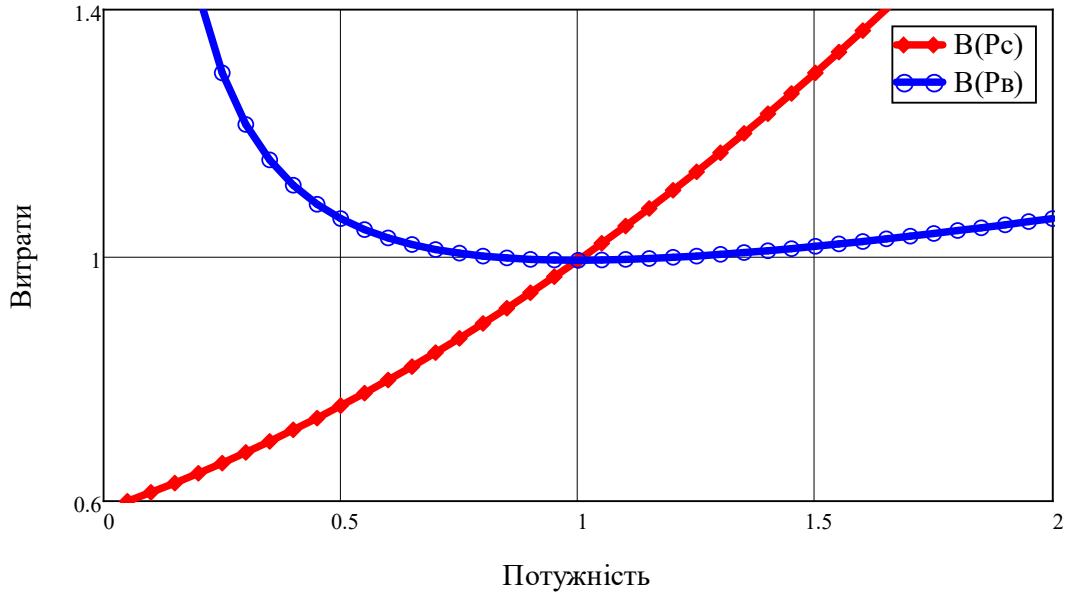


Рисунок 3.7 – Чутливість витрат до зміни потужності системного резерву (червона крива) та до змін потужності водневих технологій (синя крива)

3.2.4 Приклад. Визначення способу для підвищення балансової надійності ЛЕС

На рис. 3.8 приведено реальну ЛЕС, яка згрупована з microgrid (позначено mg_i) таким чином, що вони об'єднуються в окремі мережі під трансформатор T_i 0,4/10 кВ (позначено MG).

Лінією електропередачі 10 кВ ЛЕС зв'язана з ЕЕС на напрузі 35 кВ. Microgrid mg_i розрахована на навантаження одного котеджу з господарчими будовами (Б) з генеруванням фотоелектричними модулями (ФЕМ) сумарною потужністю 50 кВт. Сумарна потужність генерування ЛЕС становить 2000 кВт, по 500 кВт кожна з microgrid MG_i. Система обліку електроенергії оснащена двонаправленими лічильниками, які об'єднані в автоматизовану систему контролю генерування/електроспоживання електроенергії. До збірних шин 0,4 кВ MG_i під'єднано дизель генератор ДГ потужністю 50 кВт як резерв оперативного керування та освітлення.

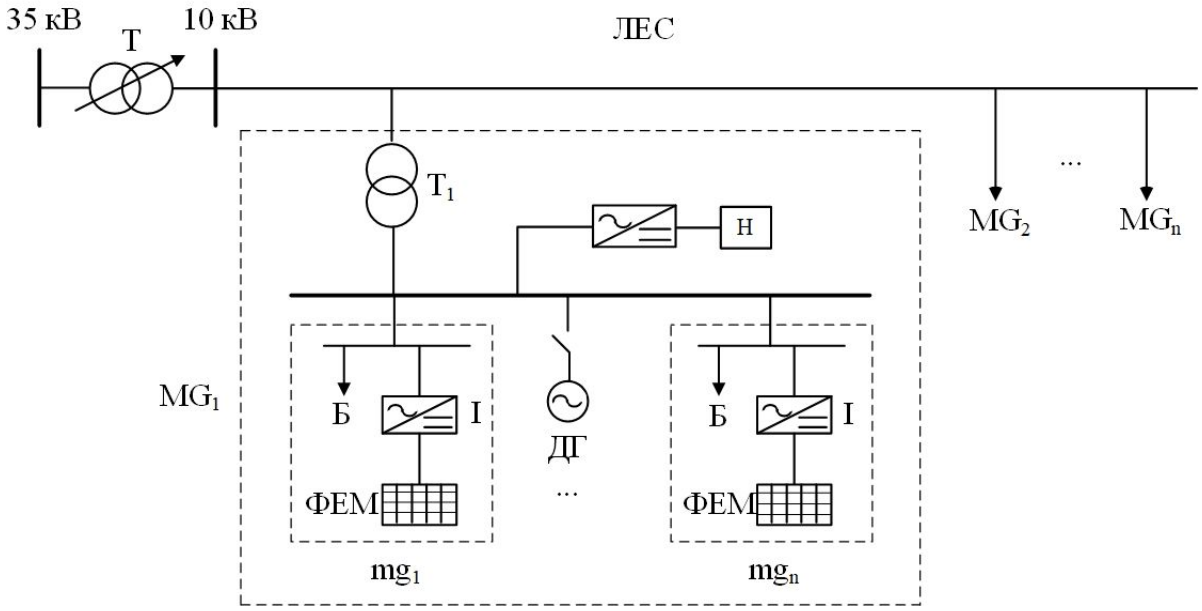


Рисунок 3.8 – Локальна електроенергетична система з окремих microgrid

Стоїть завдання зробити ЛЕС балансуючою групою з можливістю функціонувати в автономному режимі. Для компенсації генерування ФЕМ, яке природно є змінним як сезонно, так і всередині доби передбачено систему зберігання (накопичення) згенерованої енергії (Н).

Розглянувши річні графіки генерування і навантаження ЛЕС, за методикою, викладеною в [28], визначено кількість електроенергії, необхідної для компенсації нестабільності генерування в ЛЕС. Це в середньому 220 кВт-г.

Особливості генерування ФЕС з врахуванням їх технічного стану, деградування фотоелектричних модулів та метеорологічних параметрів описані також було враховано, за методикою описаною в статті [29]. Алгоритм формування ціни резерву та вартості згенерованої енергії, як зазначено в [30], залежить від паливу та технології генерування.

Потужність, яку необхідно мати як резерв для балансування режиму ЛЕС, з переліку (3.12) може бути з електрохімічного накопичувача, з установки електролізу водню та шляхом активності споживачів узгоджувати свої графіки навантаження. Сформувавши відповідну критеріальну модель за типом (2.9), матимемо графіки чутливості витрат цих способів балансування до потужності (див. рис. 3.9).

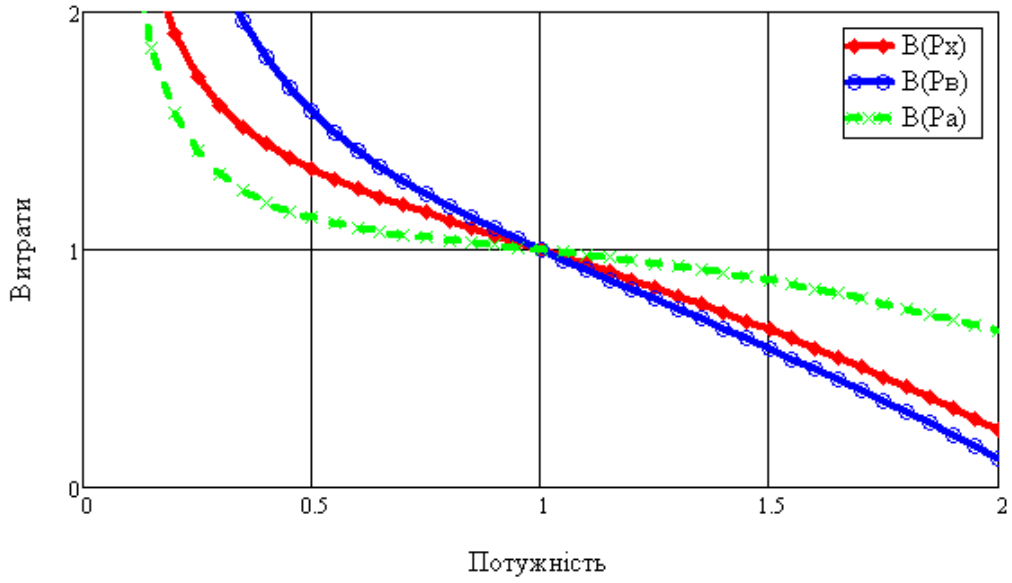


Рисунок 3.9 – Чутливість витрат до зміни потужності електохімічного накопичувача (червона крива), до змін потужності водневих технологій (синя крива) та до активізації спживачів (зелена крива)

Проаналізуємо залежності, наведені на рис. 3.9, з точки зору на можливу автономність ЛЕС. З рис. 3.9 видно, що найменші відносні витрати приходяться на зміну технології споживання електроенергії. Проте, щодо цього способу впливати на режим ЛЕС, то можуть бути сумніви стосовно його практичної надійності, оскільки тут проявляються суб'єктивні фактори. Більш надійними є інші два способи. В даному випадку віддали перевагу електрохімічному накопичувачеві, тому що прирости витрат на нього менші ніж на водневі технології. Через те, що ємність ЕХН відносно невелика, то доцільно не дробити

її по окремих microgrid, а встановити централізовано. Так вигідніше для технічного обслуговування та реалізації автоматичного керування ними.

За допомогою програмного комплексу оптимізації режимів ЕЕС і ЛЕС, описаного в п. 3.1.4, виконано розрахунки ЛЕС, схема якої наведена на рис. 3.5. На рис. 3.10 показано графіки зміни оптимальних значень втрат електричної енергії протягом характерної доби при різних значеннях генерування ФЕС. Решта результатів розрахунків різних режимів ЛЕС наведені в Додатку А.

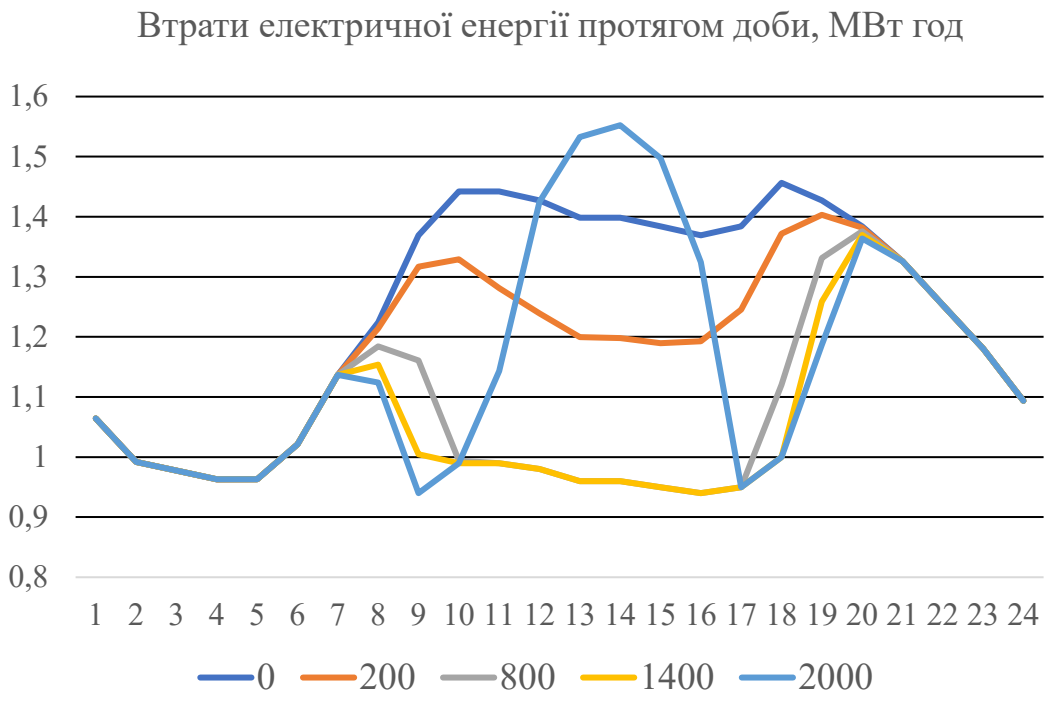


Рисунок 3.10 – Графіки зміни втрати електричної енергії протягом доби при різних значеннях генерування ФЕС

Завдяки розбудові відновлюваних джерел в електроенергетичних системах, зокрема в розподільних електричних мережах, появилася можливість створювати системи електропостачання споживачів на основі ВДЕ. Поза тим, що це забезпечує певні переваги щодо енергоефективності електропостачання, є можливість формування локальних електроенергетичних систем на основі ВДЕ як балансуючих групи в електроенергетичній системі. Проте через те, що генерування фотоелектричних і вітрових електростанцій залежить від погодних умов, то вони не можуть бути гарантованим постачальником електроенергії без додаткових засобів. Такими можуть бути системи, які запасають (накопичують) електроенергію, коли в ЛЕС генерується надлишок електроенергії для власних

споживачів, і які повертають електроенергію в ЛЕС, коли в ній спостерігається дефіцит. За таких умов ЛЕС можуть зберігати працездатність і забезпечити електропостачання споживачів в автономному режимі.

В структурі ЛЕС з ВДЕ передбачається система накопичення енергії, запаси якої достатні для компенсації нестабільності генерування та балансування режиму. В ЛЕС можуть бути задіяні в якості резерву існуючі в ЕЕС маневрені потужності, електрохімічні накопичувачі, водневі технології та біогазові установки. Можливо використовувати також спосіб узгодження в ЛЕС графіків генерування і споживання електроенергії за рахунок активних споживачів. Який зі способів та засобів резервування ВДЕ в ЛЕС доцільно вибрати можуть показати тільки оптимізаційні розрахунки. Оскільки інформація про них, як правило, неповна або відсутня, то застосовується метод оптимізації, який дозволяє віддати перевагу тому або іншому, порівнявши їх між собою і оцінивши у відносних одиницях. Такою оцінкою можуть бути відносні прирости витрат на способи резервування до їх потужності.

3.3 Балансування режимів локальних електроенергетичних систем по потужності та електроенергії

3.3.1 Загальні положення

Серед задач, які мають розв’язуватися для переходу до електричних мереж (ЕМ) на базі концепції Smart Grid, знаходяться, в тому числі, задачі, розв’язок яких покликаний удосконалити систему керування потоками потужності [31]. Для цього необхідно забезпечити технічний стан і регулювальні можливості відповідного обладнання. Це, впершу чергу, стосується власне відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) – вітрових та сонячних електростанцій (ВЕС та ФЕС), малих гідроелектростанцій (МГЕС), когенераційних та біогазових установок (КГУ та БГУ) [31, 32]. Це стосується також трансформаторів і автотрансформаторів з РПН, для яких повинні бути створені сучасні системи оперативного діагностування, а також покращені умови їх експлуатації для того, щоб можна було оптимально використовувати їх навантажувальну здатність для керування перетоками потужності між електричними мережами вищої та нижчої напруги [33].

Одночасно необхідно вдосконалювати активно-адаптивну систему автоматичного керування (САК) потоками потужності і напругою в електричних мережах енергосистем, яка б дозволяла мінімізувати втрати потужності в них з врахуванням технічного стану електрообладнання ВДЕ та регулюючого ефекту трансформаторів з РПН і лінійних регуляторів [33].

Розвивати САК потоками потужності і напругою в ЕМ можливо, використовуючи принцип найменшої дії (ПНД). ПНД в природних системах проявляється у виді механізму самооптимізації, тобто властивості систем та їх частин самоналагоджуватися таким чином, що забезпечується підвищення їх рівня з переходом до найбільш енергетично вигідного стану. Таким чином досягається найбільш вигідний режим функціонування. Після відхилення від оптимального стану функціонування в системі виникає зустрічна, протилежно скерована дія, тобто протидія, яка намагається повернути систему в оптимальний стан. Отже для будь-якої системи в довільний момент її існування нормою є якісний оптимум, глибина якого визначається мірою ідеальності системи [34, 35]. Завданням є створення умов самооптимізації електричних мереж з використанням Smart Grid технологій для зменшення втрат електроенергії в них за рахунок ефективного використання ВДЕ і систем споживання/накопичення енергії в ЛЕС.

3.3.2 Задача оптимального керування режимів ЛЕС

На сьогодні актуальною є оптимізація режимів ВДЕ з метою мінімізації відхилень від заявленого на наступну добу погодинного графіка сукупного для групи балансування генерування $P_{\text{ВДЕ}}(t)$ за заданих обмежень на первинні енергоресурси та характеристики ВДЕ:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2}[P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^{n} P_i(t)]^2 \, dt \to \min, \tag{3.19}$$

де $P_{ВДЕ}(t)$ – заявлений погодинний графік генерування ВДЕ на наступну добу; $\sum_{i=1}^{n} P_i(t)$ – сумарне генерування n електростанцій з ВДЕ, приєднаних до шин балансуючої підстанції ЛЕС.

Заявлений графік генерування $P_{ВДЕ}(t)$ формується таким чином, щоб забезпечити максимум надходжень від реалізації електроенергії ВДЕ за “зеленим тарифом”:

$$\sum_{i=1}^{n} \int_{t_0}^{t_k} z_i P_i(t) \, dt \to \max, \tag{3.20}$$

де z_i – “зелений тариф” на відпущену електроенергію i-ою електростанцією з ВДЕ.

Задачі як (3.19), так і (3.20) розв'язуються за умови балансу на шинах ЛЕС як балансуючої групи джерел електроенергії та навантаження (див. рис. 3.11):

$$P_{EEC}(t) + \sum_{i=1}^{n} P_i(t) - \sum_{j=1}^{m} P_{TП\ j}(t) - \Delta P(t) \pm P_{нак}(t) = 0, \qquad (3.21)$$

де $P_{EEC}(t)$ – потужність, яка передається в ЛЕС з ЕЕС від централізованих джерел електроенергії, $P_{ТП\ i}(t)$ – навантаження трансформаторних підстанцій (ТП), m – кількість ТП, $\Delta P(t)$ – технологічні втрати електроенергії (ТВЕ) в електричній мережі ЛЕС, $P_{нак}$ – потужність, яка генерується або споживається системою накопичення електроенергії .

Одночасно заявлений графік генерування $P_{ВДЕ}\ (t)$ і генерування решти джерел активної та реактивної електроенергії планується таким чином, щоб перетоки потужності забезпечували мінімальні втрати електроенергії в електричній мережі.

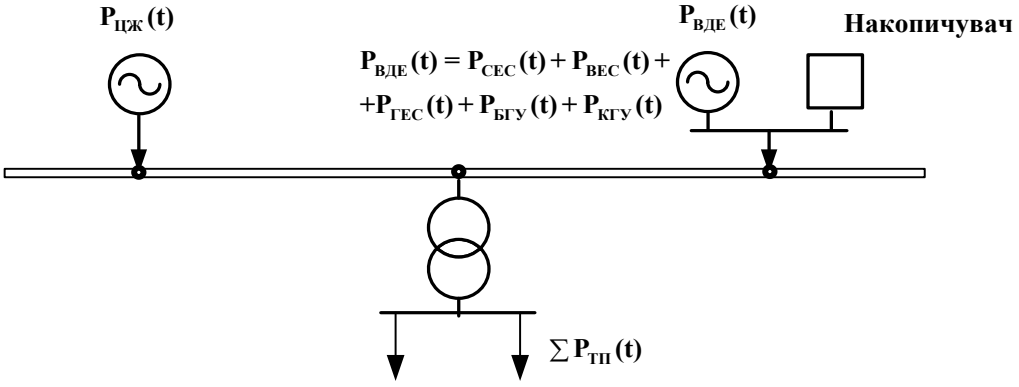


Рисунок 3.11 – Баланс потужності в електричній мережі

3.3.3 Активно-адаптивне керування потоками потужності в ЛЕС

Одним з можливих способів функціонування САК потоками потужності і напругою у складі системи оптимального керування нормальними режимами ЛЕС є керування з еталонною моделлю (див. рис. 3.12). При цьому використовується подібність оптимальних режимів ЕЕС і критеріальні співвідношення між їх параметрами. Використання такого підходу дає можливість використати в якості законів керування стійкі співвідношення між параметрами режиму ЛЕС, отримані засобами теорії подібності [17]. Вони

дозволяють відійти від централізованого керування і більш широко та ефективніше використовувати керування за локальними параметрами. Під час формування їх також враховується поточний технічний стан регулюючих пристроїв, який може змінюватися в залежності від метеорологічних умов та характеру навантаження.

Об'єкт керування – режим ЛЕС і регулятори утворюють основний контур системи автоматичного керування. На режим ЛЕС постійно діють збурення у вигляді зміни навантаження **s** і параметричні збурення – відхилення параметрів ЛЕС від їх значень **q** в заявленому режимі.

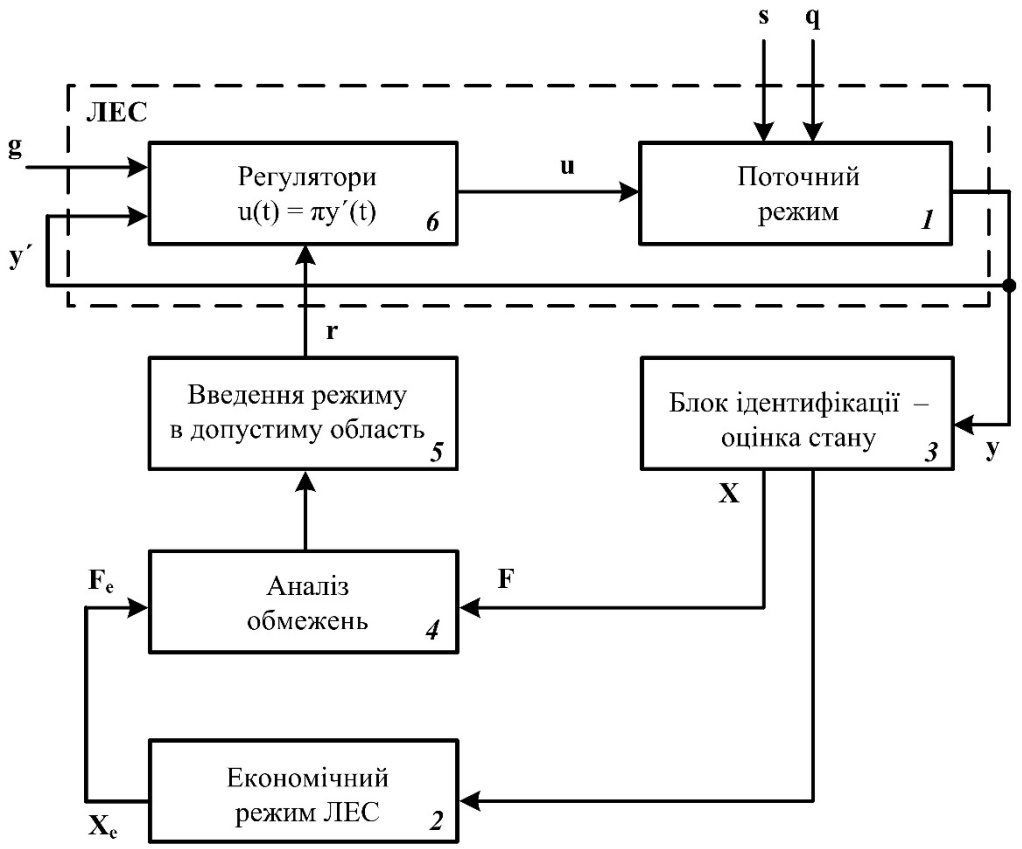


Рисунок 3.12 – Адаптивна система оптимального керування нормальним режимом ЕМ

Значення визначальних параметрів **y**', склад яких визначається з результатів аналізу на чутливість критерію оптимальності F до керуючих параметрів u, подаються на вхід регуляторів, якими згідно заданих законів керування режим ЛЕС утримується в допустимій області оптимальності. Через регулятори здійснюються керуючі впливи **g**, які визначаються як результат найвигіднішого розподілу навантаження між джерелами електроенергії в ЛЕС (див. рис. 3.12), або за необхідності безпосередньо здійснюються оперативним персоналом.

Контур адаптації (блоки 2–5) керує коефіцієнтами регуляторів. Процес адаптації залежить, як правило, від векторів впливів **g**, **s** і від параметричних збурень **q**, викликаних зміною метеорологічних умов. В блок 3 з бази даних оперативно-інформаційного комплексу (ОІК) поступає інформація, необхідна для визначення поточного F_n і заявленого $F_З$ значень генерування ВДЕ в ЛЕС. Блок 2 є моделлю, в якій визначається заявлений на наступну добу погодинний графік генерування ВДЕ за прогнозними даними метеопараметрів [36]. В блоці 4 перевіряються умови:

$$\Delta F = \left| F_П - F_З \right| \le \xi_F \ , \tag{3.22}$$

де ξ_F – допустиме відхилення поточних значень генерування ВДЕ від їх заявлених значень.

Якщо остання умова (3.22) виконуються, то це означає, що режим ЛЕС є збалансованим і знаходиться в допустимій області і ніяких керуючих дій не вимагається. В противному випадку на вхід блоку 5 передаються ΔF і визначаються зміни в законах керування **r**, які змінюють потужності $P_{цж}$ від ЕЕС, $P_{нак}$ накопичувача електроенергії, а також за можливості і необхідності здійснюється зміна генерування ВДЕ. В результаті цих дій зводиться ΔF до ξ_F .

Поточний режим в адаптивній системі оптимального керування нормальним режимом ЛЕС повинен відповідати запланованому режиму на наступну добу. На рис. 3.13 приведена функціональна схема розподіленого обчислювального комплексу для оптимізації роботи джерел електроенергії (ОК ОРДЕ) в енергосистемі в темпі процесу, адаптований до електричних мереж з ВДЕ. Він реалізований в обчислювальному середовищі TRACE MODE. Його склад наступний.

Обчислювальна система найвигіднішого розподілу навантаження між джерелами електроенергії є частиною автоматизованої системи керування ЛЕС. Вона під’єднана до бази даних (БД) оперативно-інформаційного комплексу (ОІК), звідки в модель ЛЕС поступає інформація про навантаження вузлів системи. Джерела електроенергії в обчислювальному комплексі моделюються їх характеристиками економічних опорів (ХЕО). На ХЕО кожного джерела виділяється робоча частина характеристики, яка визначається регулювальним діапазоном станції $P_{min} \le P \le P_{max}$. Характеристики джерел можуть змінюватися в часі t. Рішення щодо оптимального їх навантаження приймається з врахуванням транзитних перетоків між мережами вищої і нижчої напруги, які

впливають на пропускну здатність ЛЕП ЛЕС і втрати потужності в них. Перерозподіляються потоки потужності між мережами вищої і нижчої напруги зміною коефіцієнтів трансформаторів зв'язку. Результати оптимального розподілу навантаження між джерелами електроенергії ***g*** передаються в основний контур системи автоматичного керування ЛЕС і ***b*** у банк даних для узагальнення.

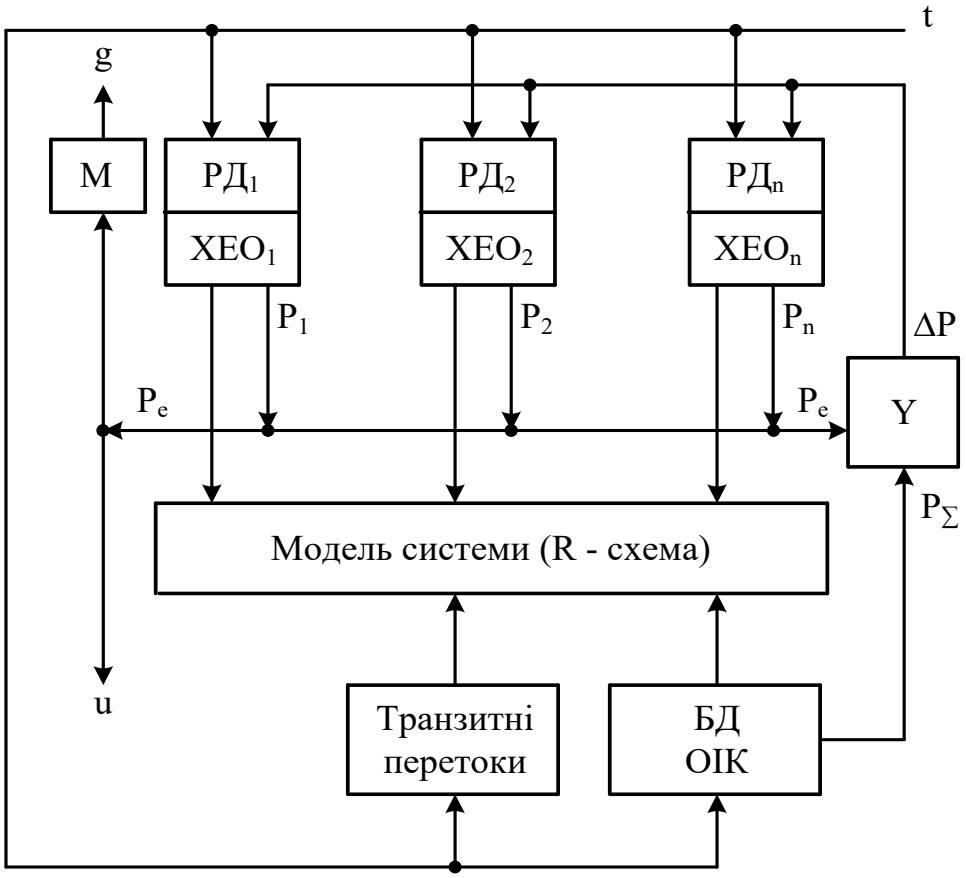


Рисунок 3.13 – Функціональна схема найвигіднішого розподілу навантаження між ВДЕ і засобами їх резервування

Функціонування обчислювального комплексу оптимізації роботи джерел електроенергії в ЛЕС в темпі процесу здійснюється наступним чином. Процес складається з двох етапів. Спочатку за реальними даними з ОІК визначається оптимальний режим ЛЕС і визначається найвигідніше навантаження джерел електроенергії. Розрахункова модель (R-схема) системи і характеристики економічних опорів джерел з виділеним регулювальним діапазоном вводяться в ОК ОРДЕ. Задаються оптимальні потужності джерел електроенергії. Транзитні перетоки при цьому враховані, тому що вони відображені в базі реальних даних

ОІК, за якими визначається оптимальний режим ЛЕС. При зміні навантаження в ЛЕС відбувається найвигідніший перерозподіл потужності згідно ХЕО між джерелами електроенергії.

3.3.4 Математична модель оптимізації режимів ЛЕС з використанням принципу найменшої дії

Умови оптимального розподілу навантаження між джерелами електроенергії можна отримати, скориставшись принципом найменшої дії (ПНД) за методикою, викладеною в [17]. Для цього витрати на виробництво електроенергії *i*-м ВДЕ розглядаються як вартість втрат електроенергії в активному опорі R_{ei} за такий же проміжок часу. На цьому проміжку часу Δt графіка навантаження генерування джерел електроенергії приймається постійним. Незмінною на Δt є також z – вартість електроенергії ВДЕ. За таких умов можна записати

$$F = V_i \, \Delta t \, c = z_i P_i \, \Delta \mathrm{t} \ , \tag{3.23}$$

де c – вартість 1 кВт·год втрат електроенергії, V_i – втрати активної потужності на елементі R_{ei} від перетоків потужності з ВДЕ в ЛЕС P_i. Враховуючи, що

$$V_i = \frac{P_i^2}{U_i^2} R_{ei}$$

вираз (3.23) перепишеться

$$F = \frac{P_i^2}{U_i^2} R_{ei} \, \Delta t \, c = z_i P_i \, \Delta \mathrm{t} \, .$$

З останнього виразу отримаємо формулу для розрахунку значень економічних активних опорів, за якими розміщаються ВДЕ:

$$R_{ei} = \frac{U_i^2 \, z_i}{P_i \, c} . \tag{3.24}$$

Враховуючи зміни економічних активних опорів в часі в залежності від потужності, визначаються ХЕО.

Аналогічно визначається значення економічного опору і ХЕО, за яким розміщається централізоване живлення:

$$R_{e\,цж} = \frac{U_{цж}^2 ц(t)}{P_{цж}\, c}, \tag{3.25}$$

де *ц(t)* – вартість електроенергії з електроенергетичної системи (ЕЕС) за багатоступеневим тарифом. Якщо графік генерування ВДЕ не співпадає з заявленим графіком з допустимою похибкою, то *ц(t)* збільшується до значення платної послуги за використання резерву потужності з ЕЕС.

Інший варіант виконання заявленого графіка генерування ВДЕ з заданою точністю – використання накопичувачів електроенергії в електричній мережі. Тут можливі два варіанти. Перший, коли накопичувачі електроенергії встановлюються безпосередньо на ВДЕ і вартість їх електроенергії заряду/розряду входить як складова тарифу z_i . Інший варіант, коли накопичувач електроенергії є окремим об'єктом для групового балансування режиму ЛЕС. В цьому випадку ймовірно балансуючий підрозділ системи буде купувати надлишок електроенергії ВДЕ за тарифом z_i , а продавати недостатню для виконання заявленого графіка генерування за ціною q ($q > z_i$). Відповідно економічний активний опір, за яким під'єднано груповий накопичувач, буде визначатися як

$$R_{e\,нак} = \frac{U_i^2 z_i}{P_{i\,над} c} \quad \text{або} \quad R_{e\,нак} = \frac{U_i^2 q}{P_{i\,нед} c}. \tag{3.26}$$

Розмістивши джерела електричної енергії за розрахованими таким чином опорами, як це показано на рис. 3.14, можна замінити визначення мінімуму сумарних витрат на виробництво електроенергії розрахунком економічного режиму електричної мережі з ВДЕ за заступною схемою, складеною тільки із активних опорів елементів ЛЕС та економічних опорів R_{ei} зв'язків з джерелами енергії. Задача оптимізації режимів електричної мережі в ЕЕС формулюється:

$$\min\left\{ V = \sum_{i=1}^{s} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} R_{ei} \right\} \tag{3.27}$$

за умови

$$P_{цж}(t) + \sum_{i=1}^{n} P_i(t) - \sum_{j=1}^{m} P_{ТП\ j}(t) - \Delta P(t) \pm P_{нак}(t) = 0\,.$$

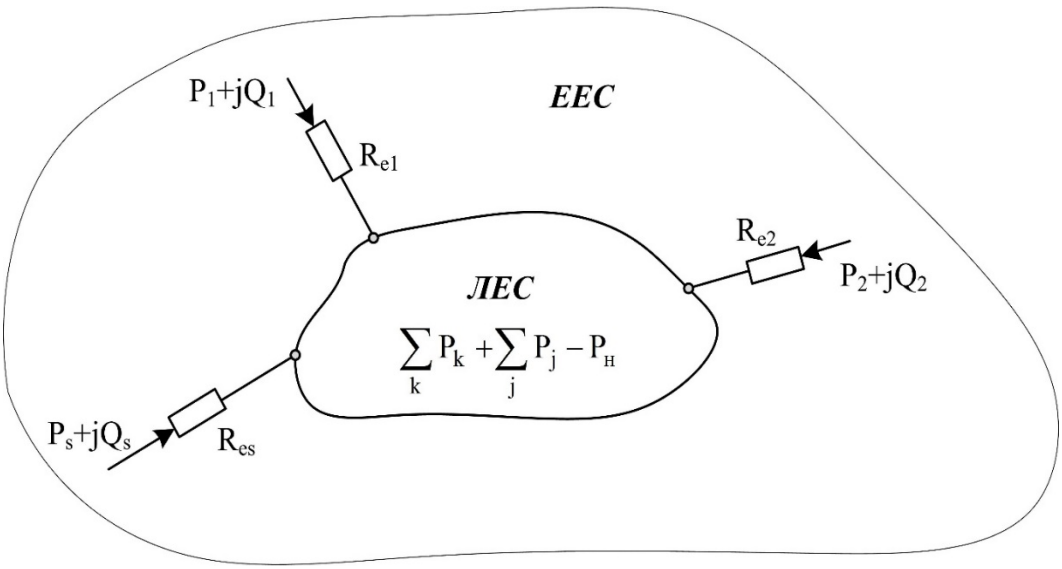


Рисунок 3.14 – Розрахункова схема електричної мережі ЛЕС

Процес оптимізації режимів ЛЕС з ВДЕ і системою накопичення може здійснюватися з використанням принципу найменшої дії. При цьому джерела активної потужності, в тому числі і ВДЕ, в розрахунковій моделі представляються економічним опором. Значення цих активних опорів, якими моделюється вартість генерування потужності, визначаються у відповідності до вибраного критерію оптимальності режимів електричних мереж і в залежності від цінових показників, які можуть змінюватися. Визначення оптимального генерування джерел електроенергії ЛЕС (зовнішніх і внутрішніх) зводиться до розрахунку усталеного режиму електричної мережі за її заступною R-схемою. Реалізація такого режиму забезпечує не тільки економічний режим джерел електроенергії, але також досягаються мінімальні втрати електроенергії під час її передачі.

Адаптивна система керування нормальним режимом ЛЕС з ВДЕ, де в якості еталонної моделі використовується модель її економічного режиму, дозволяє реалізувати задачу наближення поточного режиму до економічного з врахуванням обмежень. Як вихідна інформація використовується база даних ОІК, що забезпечує адекватність результатів оптимізації. Запропонована схема розподіленого обчислювального комплексу для оптимізації роботи електричної мережі з ВДЕ в складі енергосистеми в темпі процесу, який реалізовано в обчислювальному середовищі TRACE MODE. Обчислювальна система найвигіднішого розподілу навантаження між джерелами електроенергії і засобами їх резервування в ЛЕС є частиною її автоматизованої системи керування.

3.4 Використання активних споживачів для балансування електроенергії в лес, які сформовані з розподільних мереж

3.4.1 Загальні положення та постановка завдання

В електричній мережі, в якій споживання електроенергії та її генерування відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) співрозмірні між собою, може бути сформована локальна електроенергетична система (ЛЕС) достатньо великої потужності – десятки МВт. Частина споживачів електроенергії в такій електричній мережі є активними, які традиційно використовуються для вирівнювання графіків навантаження за багато ставочним тарифом. Розбудова ВДЕ в електричних мережах змінює умови їх експлуатації і ставить нові задачі. Електричні мережі зі значною кількістю ВДЕ в балансі потужності та електроенергії мають всі ознаки ЛЕС з характерними проблемами. Зокрема це стосується нестабільності генерування вітрових і фотоелектричних станцій (ВЕС, ФЕС), створення системи способів і засобів резервування ВДЕ для надійного і якісного електропостачання, регулювання параметрів електроенергії у відповідності до стандартів, забезпечення самоорганізації і самовідновлення як необхідних елементів Smart Grin технологій, тощо.

Показано [13], що в першу чергу для компенсації нестабільності генерування ВДЕ рекомендується використати можливості узгодження в електричній мережі графіків генерування і споживання електроенергії активними споживачами. На значення електроенергії, що залишилася незбалансованою після такого узгодження, для повного балансування доцільно використати інші способи і засоби: доступні маневрені потужності ЕЕС, електрохімічні накопичувачі, вироблений в мережі водень.

Електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, коли електроенергія від крупних теплових і атомних електростанцій трансформуючись передавалась до споживачів. Для розподільних електричних мереж (РЕМ) 6–10–20 кВ, які проектувались і експлуатувалися за розімкненими схемами, це означає що лінії електропередачі працювали в режимі з одностороннім живленням, а трансформатори є понижувальними. Відповідно до цього в РЕМ вибиралися комутаційні апарати, засоби релейного захисту і автоматики, встановлювалися системи обліку електроенергії, тощо. Стосовно до вимог надійності електропостачання споживачів та їх характеристик, вибиралась схема РЕМ та виконувалися пункти секціонування, що відповідно формувало потоки потужності в мережі. При цьому РЕМ характеризувалися певним значенням втрат електроенергії і рівнем напруги у вузлах.

З розбудовою в розподільних електричних мережах електричних станцій, що використовують відновлювані джерела енергії (ВДЕ) (див. рис. 3.15) виникають нові задачі [37–39]. Це необхідність оптимізації комбінованого електропостачання від електроенергетичної системи (ЕЕС) і розосередженого генерування ВДЕ, узгодження покриття графіка навантаження розосередженими джерелами, які через свою залежність від погодних умов можуть виробляти електроенергію за відповідними графіками, оцінка впливу ВДЕ на значення струмів короткого замикання і, відповідно, на роботу релейного захисту та автоматики, оцінка впливу на техніко-економічні показники РЕМ, тощо. Вплив ВДЕ на режими РЕМ суттєво залежить від значення сумарного розосередженого генерування в ній, від одиничної встановленої потужності ВДЕ та їх типу, а також від місця їх під'єднання в електричній мережі (це можуть бути шини нижчої напруги підстанцій або відгалуження ліній електропередачі).

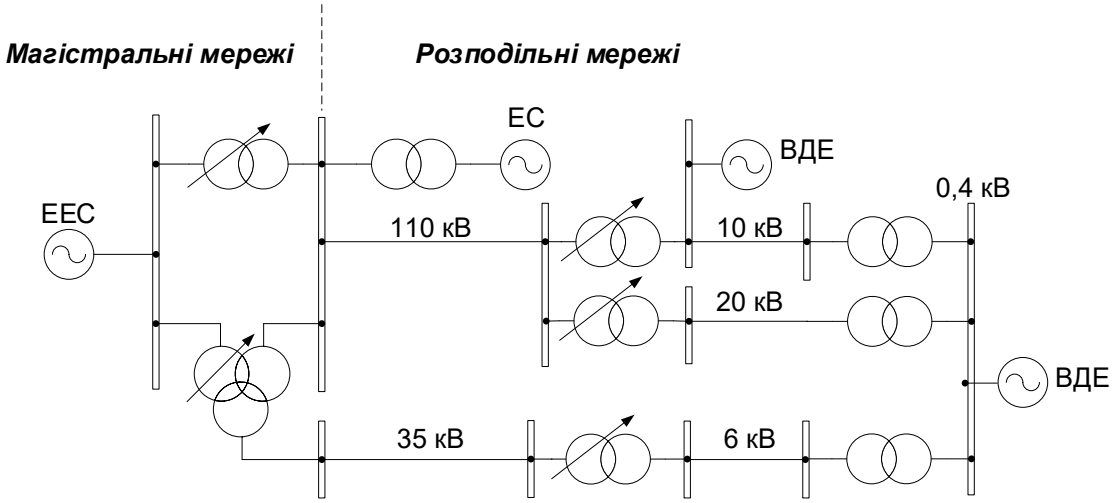


Рисунок 3.15 – Балансування електроенергії в електричній мережі як в балансуючій групі

Крім того слід враховувати, що одночасно змінюються економічні умови функціонування електроенергетики як галузі, зокрема змінюється модель оптового ринку [40, 41]. У випадку реалізації електропостачання за двосторонніми договорами за участі ВДЕ, коли останні видають потужність в електричну мережу, постає необхідність узгодження їх роботи з енергосистемою, від якої здійснюється централізоване живлення [42]. В цьому випадку РЕМ можна і доцільно розглядати як локальну електроенергетичну систему, в якій окрім зазначених вище задач постають задачі дослідження статичної і динамічної стійкості РДЕ та інші, характерні для ЕЕС [43, 44]. Серед

комплексу задач, що виникають в процесі впровадження ВДЕ і формування на основі них ЛЕС, доцільно вивчати і розв'язувати в першу чергу ті, які безпосередньо впливають на масштаби й інтенсивність їх розбудови, та правильне рішення яких зможе сформувати наряду з «зеленими тарифами» та акціонуванням стійку мотивацію у інвесторів та енергопостачальних компаній щодо розбудови як ВДЕ, так і децентралізації електричних мереж з організацією ЛЕС.

Відновлювані джерела енергії, зокрема фотоелектричні і вітрові станцій (ФЕС, ВЕС), на сьогодні для електроенергетичних систем (ЕЕС) не є гарантованими джерелами електроенергії. Оскільки генерування електроенергії ВДЕ залежить від погодних умов, то для того, щоб узгодити їх роботу з технологічними вимогами ЛЕС, необхідно мати резерв потужності [2, 45]. Для забезпечення ефективної роботи ВДЕ в ЛЕС і надійного електропостачання споживачів необхідно мати резервні джерела енергії, які могли б компенсувати природну нестабільність генерування ВДЕ. На сьогодні тут можуть бути різні варіанти, які відрізняються технічними та економічними характеристиками [4, 46]. В ЕЕС через дефіцит маневреної потужності використовують різні способи і засоби накопичення електроенергії. В першу чергу йдеться про накопичення електроенергії, виробленої ВДЕ. Серед найбільш ефективних накопичувачів: електрохімічні накопичувачі, водневі та біогазові технології [47, 48]. Також активно в процесі балансування режиму ЕЕС може приймати участь узгодження графіків генерування ВДЕ з графіками навантаження споживачів електроенергії [49]. Особливо, коли йдеться про ЛЕС, які утворюються як частина існуючих розподільних електричних мереж, де розбудовуються ВДЕ і які набувають всіх ознак систем з певною автономією.

На сьогодні в ЕЕС з метою облегшити проходження максимуму навантаження застосовується стимулювання споживачів електроенергії щодо зміщення їх найбільшого навантаження в години, коли в системі спостерігається режим з мінімальним навантаженням. Участь «активних споживачів» в регулюванні балансу електроенергії в ЕЕС може покращити регулювання частоти і напруги в ній [2, 50]. Робиться це шляхом встановлення різних тарифів на електроенергію в різні години доби за узгодженням з оператором системи розподілу. В ЕЕС ускладнилось підтримування балансу потужності та електроенергії, коли в ній суттєво виросла частка ВДЕ. Зокрема з розбудовою ФЕС і ВЕС, які через свою природну залежність від погодних умов не є гарантованим постачальником електроенергії. Ще складніша ця проблема є для ЛЕС, де резервування нестабільності генерування ВДЕ має бути в середині неї.

Розглянемо випадок, коли ВДЕ в ЛЕС виробляють електроенергію за прогнозованим погодинним графіком генерування на наступну добу. Потужність навантаження електроспоживачів в ЛЕС є співрозмірна з потужністю ВДЕ. Така ЛЕС містить джерела енергії, які об'єднані електричними мережами різного класу напруги, та споживачів електроенергії. Вона також зв'язана з енергосистемою лініями електропередачі, по яких вона може видавати або отримувати електроенергію. Таку ЛЕС технічно та економічно можливо і доцільно розглядати як окрему балансуючу групу. Для цього необхідно визначитися зі способами і засобами зменшення нестабільності генерування ВДЕ в ЛЕС. В [13] показано, що серед можливих способів і засобів перекриття небалансів згенерованої та прогнозованої електроенергії ВДЕ ефективним є узгодження між собою в ЛЕС графіків генерування і споживання електроенергії. Реалізація способу узгодження графіків генерування і споживання електроенергії в першу чергу може також зменшити потрібну ємність накопичувачів енергії, що дозволить зменшити їх вартість. Проте, перед тим як розробляти систему технічної реалізації і економічної мотивації активної поведінки споживачів електроенергії в ЛЕС, необхідно дослідити ефективність узгодження графіків генерування ВДЕ і споживання електроенергії як заходу балансування режиму ЛЕС.

3.4.2 Активні споживачі в балансі потужності та електроенергії в ЛЕС як в балансуючій групі

На рис. 3.15 наведено склад ЛЕС, яка є окремою балансуючою групою. В неї входить джерела електроенергії, накопичувачі електроенергії та споживачі електроенергії. Джерелами електроенергії є ВДЕ, а також джерела централізованого живлення від ЕЕС (атомні електричні станції (АЕС), теплові електростанції (ТЕС), гідроелектростанції (ГЕС), гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС)). Як накопичувачі і перетворювачі електроенергії в інші види енергії і навпаки використовуються електрохімічні накопичувачі (ЕХН), водневі і біогазові установки (БГУ). Водневі технології призначені шляхом електролізу виробляти водень, який може для підтримування балансу електроенергії в ЛЕС використовуватися для вироблення електроенергії, а решта його використовується в інших галузях і на транспорті. БГУ можуть використовуватися як джерело теплової і електричної енергії (когенераційні установки). Споживачами електроенергії в ЛЕС є промислове і комунально-побутове навантаження, а також водневі технології та ЕХН в режимі заряду.

Баланс електроенергії в ЛЕС, як в балансуючій групі, запишеться:

$$P_{EEC}(t) + P_{ВДЕ}(t) \pm P_{в}(t) \pm P_{х}(t) - P_{сп}(t) - P_{ас}(t) - \Delta P(t) = 0, \qquad (3.28)$$

де $P_{EEC}(t)$ – потужність від ЕЕС; $P_{ВДЕ}(t)$ – потужність ВДЕ; $P_{в}(t)$ – потужність водневих установок; $P_{х}(t)$ – потужність електрохімічних накопичувачів; $P_{сп}(t)$ – потужність споживачів електроенергії, які працюють за своїм графіком; $P_{ас}(t)$ – потужність активних споживачів, які працюють за скоригованим графіком; $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

Як ВДЕ в електричній мережі передбачаються фотоелектричні станції (ФЕС), вітрові електростанції (ВЕС), малі гідроелектростанції мГЕС, біогазові установки (БУ), газ яких може використовуватися для виробництва електроенергії. В електричній мережі може створюватися система накопичення електроенергії. В наших умовах це електрохімічні накопичувачі та водневі технології, які перетворюють електроенергію в інші види енергії, накопичують її, а за необхідності перетворюють її знову в електроенергію.

За фінансово-економічних та технічних обставин в ЛЕС як в балансуючій групі реалізується принцип: вся вироблена електроенергія споживається в ЛЕС, а надлишок передається в ЕЕС. Для забезпечення стійкості ЛЕС у періоди максимального (мінімального) споживання або обмеженої пропускної здатності централізованої системи електропостачання, коли варіювання параметрів локального генерування може призводити до порушення обмежень на параметри режиму ЕЕС, актуальною є оптимізація режимів ВДЕ з метою мінімізації відхилень від заданого централізовано графіка сукупного генерування ВДЕ за заданих обмежень на первинні енергоресурси та характеристик ВДЕ [51]:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2}\left(P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^{n} P_i(t) \right)^2 dt \to \min, \qquad (3.29)$$

де $P_{ВДЕ}(t)$ – сумарна прогнозована потужність ВДЕ ЛЕС, яка надається оператору балансуючої групи у вигляді графіка генерування на наступну добу; $P_i(t)$ – поточне значення потужності ВДЕ на інтервал часу $t_0 - t_k$, на якому контролюється вироблена електроенергія в ЛЕС.

Не дивлячись на те, що генерування ФЕС і ВЕС можна прогнозувати з врахуванням внутрішньодобового корегування досить точно, проте за фактом вироблення ними електроенергії вони є нестабільними, тому в ЛЕС необхідний

резерв потужності. Ним можуть бути електрохімічні накопичувачі, водневі і біогазові технології, а також може бути системний резерв ЕЕС. Ефективним також для компенсації нестабільності генерування ВДЕ в ЛЕС є спосіб узгодження їх графіків генерування та графіків навантаження споживачів електроенергії [13]. Перевагою способу узгодження графіків генерування і споживання електроенергії є також те, що зменшується потрібна ємність накопичувачів енергії і зменшуються витрати на них. Тим більше, що вже є досвід використання активних споживачів для вирівнювання графіків навантаження в ЕЕС. Проте, перед тим як розробляти систему технічної реалізації і економічної мотивації активної поведінки споживачів електроенергії в ЛЕС, необхідно дослідити ефективність узгодження графіків генерування ВДЕ і споживання електроенергії як заходу балансування режиму ЛЕС.

3.4.3 Узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС для балансування в ній електроенергії

Вплив на графіки навантаження є складним процесом, що потребує змін у технологічному процесі споживачів електроенергії. Тому, зміна графіка електричних навантажень (ГЕН) повинна бути детально обґрунтована. Для цього необхідно вибрати зручний метод аналізу і порівняння параметрів графіків навантаження і генерування електроенергії в ЛЕС. В [52] показано, що використання морфометричного апарату для аналізу нерівномірності графіків має ряд переваг і дозволяє здійснити комплексну і детальну оцінку форми ГЕН. В основі застосування морфометричного аналізу лежить перехід від декартової до полярної системи координат (рис. 3.16). Таким чином, метою дослідження є формалізація нерівномірності ГЕН із застосуванням морфометричного аналізу, що дає можливість більш ґрунтовно охарактеризувати нерівномірність ГЕН, на відміну від класичних показників, що описують характер нерівномірності ГЕН (дисперсія, коефіцієнт форми, коефіцієнт заповнення, коефіцієнт нерівномірності ГЕН). Детальний аналіз ГЕН дає можливість покращити роботу джерел енергії, в тому числі і ВДЕ, в задачі покриття заданого графіка навантаження в межах балансової належності споживача та, як наслідок, зменшити нерівномірність ГЕН мережі.

На рис. 3.16 наведено, як приклад, покриття добового графіка електроспоживання електричної мережі у весняно-літньому сезоні, в якій режим споживання і генерування збалансований власними відновлюваними джерелами електроенергії та надходженнями з ЕЕС. По суті, електрична мережа, яка розглядається, є локальною електроенергетичною системою і балансування в ЛЕС є частиною процесу балансування електроенергії в ЕЕС. Графік на рис. 3.16

побудовано у відносних одиницях, де за базис прийнято потужність вечірнього максимуму. Характерним є те, що в після обідній час споживання електроенергії зменшується, а генерування ВДЕ за сприятливих погодних умов збільшується, тобто пік генерування ВДЕ припадає на денний провал у графіку навантаження. Якщо режим ЕЕС в цей час профіцитний, то стосовно балансування режиму спостерігається «надлишок» генерованої ФЕС і ВЕС потужності. Оператор системи розподілу (ОСР) змушений обмежувати вироблення ВДЕ електроенергії або необхідно узгоджувати графіки генерування і споживання в ЛЕС. Виникає необхідність мотивувати споживачів зміщувати свій добовий графік електричних навантажень в години максимуму генерування ФЕС і ВЕС.

Для розроблення методу узгодження графіків генерування ВДЕ та навантаження ЛЕС потрібно оцінити вплив генерування ВДЕ станцій на нерівномірність добового графіка електричних навантажень. Для аналізу та оцінювання ВДЕ на сумарний графік навантаження електричної мережі використаємо інтегральні морфометричні показники нерівномірності ГЕН [52].

Основним мотивуючим заходом є зонний тариф на електроенергію, згідно якого вартість електроенергії диференціюється за періодами часу доби. Споживач може зменшити плату за електроенергію, не зменшуючи обсягів споживання. При цьому зменшується нерівномірність ГЕН. Якщо споживач електроенергії знаходиться в балансуючій групі, то додатковим стимулюючим мотивом є також зменшення різниці в (3.16) між прогнозованим і фактичним графіками генерування в ЛЕС.

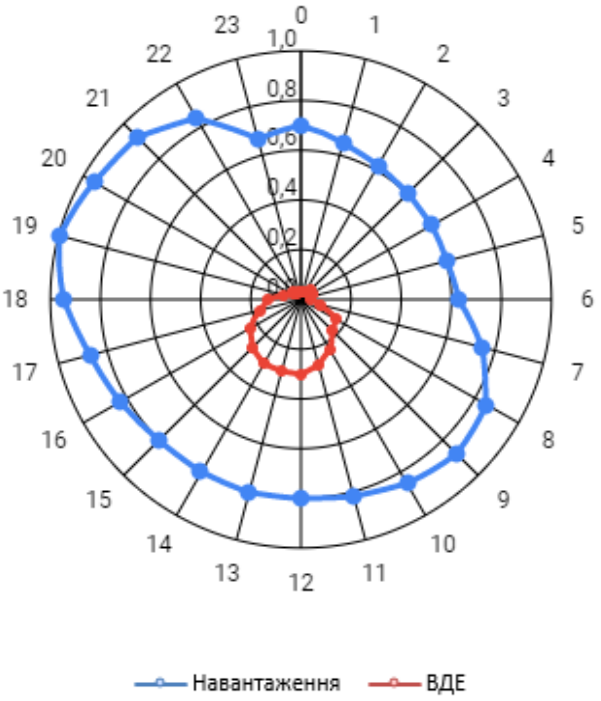


Рисунок 3.16 – Приклад покриття добового графіка електроспоживання

Для оцінювання вартості зміщення потужності споживання потрібно розробити показник, який би враховував зміну тарифного коефіцієнта вартості електроенергії згідно зонного тарифу. Вартість компенсаційних виплат споживачеві за зміщення графіка електроспоживання та вартість втрат потужності внаслідок вирівнювання сумарного добового ГЕН визначаються:

$$B_{ij} = P_{зм} \cdot C_t \left(K_{tj} - K_{ti} \right) + \beta \pm \delta P \cdot C_t \ , \qquad (3.30)$$

де $P_{зм}$ – потужність, яку споживач має змістити для вирівнювання графіка навантаження ЛЕС; C_t – тариф на електроенергію по енергопостачальній компанії; K_{tj} – коефіцієнт вартості електроенергії згідно зонного тарифу ступені графіка, з якої планується перенести потужність; K_{ti} – коефіцієнт вартості електроенергії згідно зонного тарифу ступені графіка, в яку планується переносити потужність; β – вартість технологічного зсуву виробництва, що має бути компенсована ЛЕС; δP – зміна втрат потужності мережі ЛЕС внаслідок коригування графіка навантаження споживача.

Для впливу зменшення нерівномірності сумарного добового ГЕН ЛЕС та мінімізації втрат потужності пропонується коригувати графік навантаження трансформаторних підстанцій (ТП) по черзі відповідно до їх коефіцієнтів завантаження. Очевидно, що значення відносних вартостей B_{ij} для кожного вузла будуть відрізнятись. Відповідно до поставленої задачі напишемо цільову функцію:

$$\sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} B_{ij} \cdot P_{ij} \to \min \ , \qquad (3.31)$$

де P_{ij} – потужність, яку потрібно змістити з j-тої ступені графіка навантаження на і-ту; m – години, в які власне споживання ТП більше за генерування ВДЕ; n – години, в які генерування ВДЕ переважатиме споживання ТП.

Перша група обмежень вказує, що потужність на будь-якій ступені ГЕН повинна дорівнювати сумарній потужності споживання електроенергії цієї ступені ГЕН. Друга група обмежень вказує, що сумарний зсув споживання на деяку ступень ГЕН повинен повністю компенсувати генерування на цій ступені. Також вводиться обмеження на неможливість зміщення від'ємних значень потужності споживання.

Для розв'язання цієї задачі скористаємося методом транспортної задачі [53]. Розроблено відповідний алгоритм і програма. Для визначення потужності, якою може маневрувати споживач, визначається технологічний мінімум для кожного споживача. Виходячи з цього, потужність, яку може зміщувати споживач, буде дорівнювати різниці між фактичною $P_{l\,i}$ потужністю споживання та технологічним мінімумом $P_{tm\,i}$ для певної години навантаження. Споживачі ранжуються відповідно до їх коефіцієнту завантаження ТП.

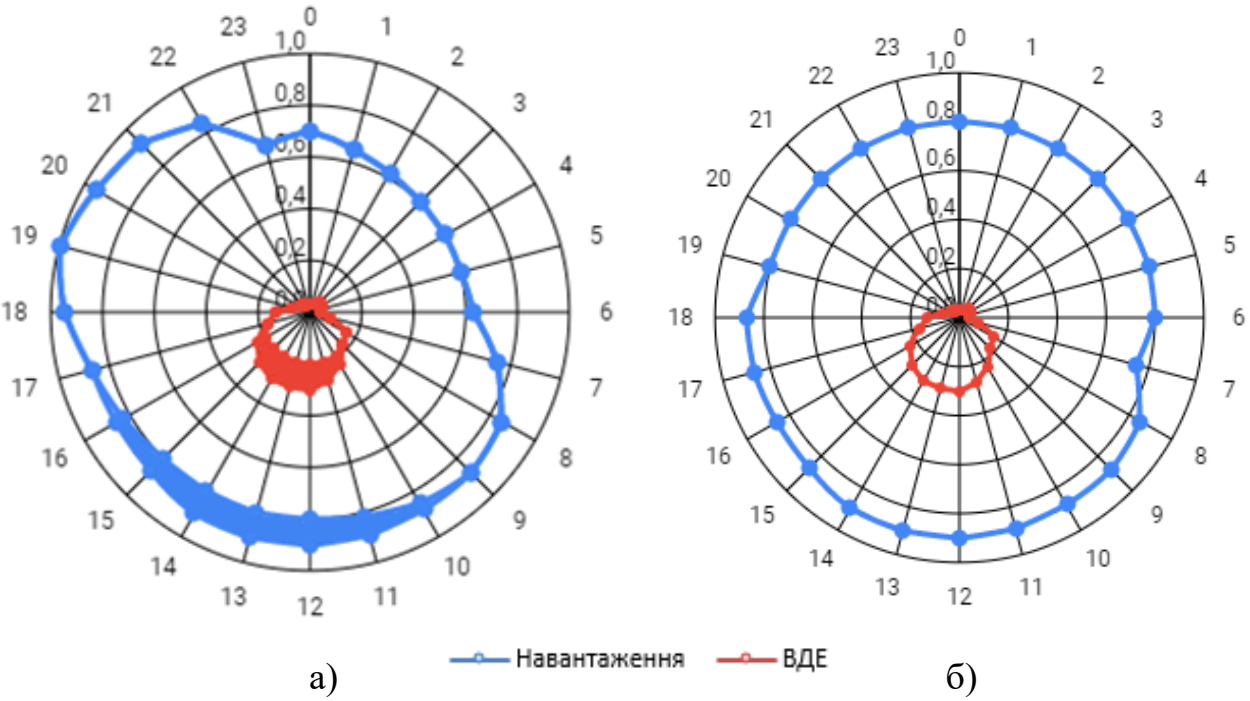
Години, в які власне споживання ТП менше за потужність генерування ВДЕ, умовно відносяться до годин «генерування». Тобто годин, на які потрібно буде змістити потужності споживання. Години, в які навантаження більше за потужність генерування та виконується умова $P_{l\,i}(t) - P_{tm\,i}(t) \succ 0$ відносяться до годин, з яких можна переносити потужність. Саме ця різниця визначає обсяг надлишкової потужності $P_{нд\,i}(t)$, яку можна змістити з певною вартістю та $P_{дефі}(t)-$ потужність, якої не вистачає в певну годину доби для коригування добового графіка. З урахуванням визначених потужностей дефіциту і надлишку формується транспортна матриця переносу потужностей з годин надлишків в години дефіциту для коригування добового графіка навантаження. У випадку, коли сумарна потужність генерування переважатиме потужність, яку можна змістити для коригування графіка електричних навантажень, для отримання збалансованої транспортної задачі вводиться додатково фіктивне джерело генерування навантаження (віртуальна електрична станція [54]) $P_{вір\,i}(t) = \sum_{i\in\theta} P_i(t) - P_{нд\,i}(t)$ (θ – множина джерел електроенергії ЛЕС). У випадку, коли власного генерування ВДЕ не вистачає для забезпечення потреб в електроенергії споживачів, вводиться умовне джерело централізованого живлення $P_{EEC\,i}(t) = \sum_{i\in\theta} P_i(t) - P_{нд\,i}(t)$.

Розв'язком транспортної задачі є рекомендація щодо зміщення графіка електричних навантажень споживачів, які в найбільшій мірі впливають на нерівномірність сумарного графіка навантаження ЛЕС. Коригування добового графіка електричних навантажень проводиться доти, доки є необхідність виконувати умову (3.29). Після завершення виводиться графічне відображення морфометричної моделі графіка електричних навантажень без урахування генерування ВДЕ, з урахуванням генерування ВДЕ та відкоригований графік електричних навантажень ЛЕС (рис. 3.16) та відповідні морфометричні показники для перерахованих графіків.

На рис. 3.17,а показано добовий графік електроспоживання, в якому надлишок незбалансованої електроенергії ФЕС (виділено червоним кольором) споживається під час післяобіднього мінімуму (виділено голубим кольором). Для цього зроблено відповідні зміни в технологічному процесі електроспоживання. На рис. 3.17,б наведено добовий графік електроспоживання, коли окрім електроенергії генерованої ФЕС зміщене також електроспоживання під час вечірнього максимуму на нічний мінімум. Таким чином є можливість вирівняти графік споживання електроенергії і наблизити його до кола.

Нерівномірність графіка електроспоживання характеризує зміщення центру ваги фігури, що описує її координати $x_ц, y_ц$ відносно центра координат x_0, y_0 [52]. Якщо графік електроспоживання має форму кола (коли графік рівномірний), то координати центра ваги і початку координат співпадають. В іншому випадку має місце зміщення координат центру фігури, що описує графік електроспоживання, від центу рівномірного графіка x_0, y_0. Така нерівномірність визначається відстанню *d*:

$$d = \sqrt{\left(x_0 - x_ц\right)^2 + \left(y_0 - y_ц\right)^2}. \qquad (3.32)$$



а) б)

Рисунок 3.17 – Відкориговані графіки добового електроспоживання

Зі зменшенням нерівномірності відбувається наближення форми фігури, що описує графік електроспоживання, до кола, $d \to 0$. Тобто d є мірою нерівномірності фігури, що описує графік електроспоживання, та реагує на будь-які піки та провали в ньому. Наближення d до відповідає зменшенню втрат електроенергії в електричній мережі. Для графіка електроспоживання в декартовій формі координат це подібно до зменшення його коефіцієнта форми графіка $k_ф$ під час визначення навантажувальних втрат методом середніх навантажень.

Висновки до розділу 3

За певних техніко-економічних умов в ЕЕС формуються локальні електроенергетичні системи, в яких балансується потужність і електроенергія за принципом – те що генерується споживається. За реалізації такого принципу ЕЕС є резервом відновлюваних джерел енергії в ЛЕС. За таких умов в ЛЕС стоїть задача компенсації природної нестабільності генерування ВДЕ, зокрема фотоелектричних і вітрових електростанцій. Вирішується вона різними способами і засобами накопичення електроенергії, виробленої ВДЕ. Пропонується один зі способів, який напряму не зв’язаний з накопиченням електроенергії. Йдеться про узгодження графіків генерування і споживання електроенергії в ЛЕС. Пропонується ще й тому, що в системах електропостачання є накопичений досвід вирівнювання графіків навантаження шляхом використанням зонного обліку електроенергії за різними тарифами. Розроблено алгоритм і програмне забезпечення для формування рекомендацій щодо зміщення графіка електричних навантажень споживачів, які в найбільшій мірі впливають на нерівномірність сумарного графіка навантаження ЛЕС. Показана можливість і доцільність узгодження графіків генерування ВДЕ і споживання електроенергії в локальній електроенергетичній системі як способу балансування в ній потужності та електроенергії.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ ДО РОЗДІЛУ 3

1. Basok B. I., Butkevich O. F., Dubovsky S. V. Technical and economic aspects of evaluating prospects decarbonization of the unified energy system of Ukraine. *Technical electrodynamic,* № 5, pp. 55–62, 2021.
https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055

2. Яндульський О. С., Нестерко А. Б, Труніна Г. О. Визначення величини резерву активної потужності ТЕС та ГЕС для регулювання частоти та перетоків в ОЕС України, *Технічна електродинаміка*, № 1, с. 58-63, 2020. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2020.01.058

3. Towards a 100% renewable energy future. URL: https://www.wartsila.com/energy/vision (accessed 15.01.2021).

4. Kudrya S. O., Repkin O. O., Rubanenko O. O., Yatsenko L. V., Shynkarenko L. Ya. Development stages of green hydrogen energy of Ukraine. *Renewable Energy*, vol. 1, pp. 5-16, 2022/ https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022. 1(68)840

5. Kan Z. et al., Research on Grid-Connected/Islanded Control Strategy of PV and Battery Storage Systems as Emergency Power Supply of Pumping Storage Power Station, *2020 IEEE 3rd International Conference on Electronics Technology (ICET), Chengdu, China*, 2020, pp. 457-462. doi: 10.1109/ICET49382.2020.9119658.

6. Zhu Z., Liu Z., Duan Q., Xu Z., Sun B. and Mei H., Capacity Allocation of Energy Storage and Synchronous Condenser for Wind-photovoltaic-thermal-storage Combined Transmission System, *2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, Nanjing, China, 2021, pp. 239-244, doi: 10.1109/iSPEC53008.2021.9735446.

7. Болотний М. П., Лоєнко Ю. Г., Кармазін О. О.. Застосування систем накопичення енергії для задач керування режимами ЕЕС України: стан та перспективи розвитку, *Відновлювана енергетик,* № 3, с. 28-35, 2022. https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).

8. Денисюк С. П., Дерев'янко Д. Г., Бєлоха Г. С. Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації, *Технічна електродинаміка*, № 4, с. 48-53, 2022.

DOI: https://doi.org/10.15407/techned2022.04.048

9. Tomashevskyi, Y., Burykin, O., Kulyk, V., Malogulko, J. Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves, *Eastern-European Journal of Enterprise Technologiesthis*, vol. 6, pp. 6-12, 2019.

10. Lezhniuk P., Komar V., Hunko I., Jarykbassov D., Tussupzhanova D., Yeraliyeva B., & Katayev N. Natural-simulation model of photovoltaic station generation in process of electricity balancing in electrical power system, *Informatyka, Automatyka, Pomiary W Gospodarce I Ochronie Środowiska*, vol. 12(3), pp. 40-45, 2022. https://doi.org/10.35784/iapgos.3030.

11. S. Yin, M. Jin, X. Chen, X. Guo and J. Feng, Modeling and Simulation of Optimal Configuration of Virtual Power Plant Oriented to Power Internet of Things, *2021 IEEE 4th International Conference on Automation, Electronics and Electrical Engineering*, Shenyang, China, 2021, pp. 751-754, doi: 10.1109/AUTEEE52864.2021.9668812.

12. Кузнєцов М. П., Мельник О. А. Вплив нестабільності споживання на енергетичний баланс гібридної енергосистеми, *Відновлювана енергетика*, № 2, с.8-17, 2020. https://doi.org/10.36296/1819-8058.

13. Andrzej Smolarz, Petro Lezhniuk, Stepan Kudrya and others. Increasing Technical Efficiency of Renewable Energy Sources in Power Systems, *Energies,* vol. 16, pp. 2828, 2023. DOI: https://doi.org/10.3390/en16062828.

14. Зміни до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від № 641 від 26 квітня 2019 року (Затверджено постановою НКРЕКП № 46 від 15.01.2021 р.)

15. Ervin Szűcs, Similitude and Modelling. Elsevier Scientific Publishing Company, 1980.

16. Лежнюк П. Д., Бевз С. В. Методи оптимізації в електроенергетиці. Критеріальний метод. Вінниця: ВДТУ, 1999.

17. Лежнюк П. Д., Кулик В. В. , Нетребський В. В. Принцип найменшої дії в задачах оптимізації електроенергетичних систем, Технічна *електродинаміка: Тематичний випуск: Проблеми сучасної електротехнік,* ч. 3, с. 35-41, 2006.

18. Goldstein H. Classical Mechanics, 2nd edition. Addison-Wesley, 1980.

19. Чабан А. Принцип Гамільтона-Остроградського в електромеханічних системах. Львів: В-во Тараса Сороки, 2015.

20. Richard L. Burden, J. Douglas Faires. Numerical Analysis: Ninth Edition. Brooks/Cole, Cengage Learning, 2011.

21. Лежнюк П. Д., Кулик В. В. *Оптимальне керування потоками потужності і напругою в неоднорідних електричних мережах: монографія*. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2004.

22. Moreno, G.; Santos, C.; Martín, P.; Rodríguez, F.J.; Peña, R.; Vuksanovic, B. Intra-Day Solar Power Forecasting Strategy for Managing Virtual Power Plants. *Sensors,* vol. *21*, pp. 5648, 2021. https://doi.org/10.3390/s21165648

23. Stepan Kudria, Petr Lezhniuk, Oleksandr Riepkin, Olena Rubanenko. Hydrogen technologies as a method of compensation for inequality of power generation by renewable energy sources. *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 98, 2022. doi: 10.15199/48.2022.10.01

24. Handbook of Operations. Foundations and Fundamentals. Edited by Joseph J. Moder, and Salah E. Elmaghraby. Van Nostrand Reinhold Company, New York, 1978.

25. Butkevych O. F., Yuneeva N. T., Gureeva T. M., Stetsyuk P. I. The problem of electric power storage placement in the IPS of Ukraine taking into account its influence on power flows transmitted by controlled cutsets. *Technical electrodynamics*, no. 4, pp. 46-50, 2020. https://doi.org/10.15407/techned2020.04.046

26. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Добровольська Л. Н., Повстянко К. О. Відносне оцінювання засобів балансування режимів електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії. *Вісник Вінницького політехнічного* інституту, № 3, с. 24-30, 2022. https://doi.org/10.31649/1997-9266-2022-162-3-24-30

27. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Повстянко К. О. Відносне оцінювання вартості засобів резервування відновлюваних джерел енергії, *Енергетика: економіка, технології, екології,* № 1, с. 39-45, 2023. DOI: 10.20535/1813-5420.1.2023.275958

28. Кравчук С. В., Ситник А. В., Огороднік А. А., Плотиця В. А. Визначення оптимальної ємності накопичувача фотоелектричної станції для підвищення балансової надійності локальних електричних систем, *Вісник НТУ «ХПІ», Серія «Нові рішення в сучасних технологіях, Харків: НТУ «ХПІ»,* № 9 (1285). с. 38-44, 2018.

29. Belik M., Evaluation of long term degradation process of monocrystalline si photovoltaic panels, *Renewable Energy and Power Quality Journal*, vol. 18, pp. 551-555, 2020.

30. Kyrylenko O. V., Blinov I. V., Parus E. V., Rybina O. B., Methods of ensuring the implementation of ancillary services to improve the reliability of the UES of Ukraine, *Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine*., vol. 35, p. 7, 2013.

31. Кириленка О.В., Ред., *Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими.* Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2016, 400 с.

32. Кудря С. О., Ред., *Відновлювані джерела енергії: монографія*. Київ: ІВЕ НАН України, 2020, 392 с.

33. Лежнюк П. Д., Гунько І. О., Рубаненко О. Є. Оптимізація секціонування в локальних електричних системах за критерієм втрат електричної потужності з врахуванням відмов, *Всеукраїнський науково-технічний журнал «Техніка, енергетика, транспорт АПК»*, № 2, с. 74-82, 2016.

34. Feynman, Richard P. Quantum Electrodynamics. Addison Wesley. 1962. ISBN 978-0-8053-2501-0.

35. J. Clemente-Gallardo, J.M.A. Scherpen, Relating Lagrangian and Hamiltonian formalisms of LC circuits. I*EEE Transactions on Circuits and Systems I: Fundamental Theory and Applications*, volume: 50, issue: 10, pp. 1359-1363, 2003.

36. Lezhnyuk P., Komar V., Kravchuk S., Lesko V., Netrebskiy V., Meteorological Parameters Analysis for hourly Forecast of Electricity Generation by Photovoltaic Power Station on the Day Ahead, *2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS),* Kharkiv, Ukraine, 2018, pp. 235-238. DOI: 10.1109/IEPS.2018.8559598.

37. Кириленко О. В., Блінов І. В., Парус Є. В., Трач І. В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах, *Технічна електродинаміка*, № 2, с. 44-45,2021.

DOI: https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044

38. Shiwei Su, Yiran You, Yu Zou. Comprehensive method for evaluation of medium- and low-voltage distribution network operating state, *Технічна електродинаміка,* № 6, с. 47-56, 2020.

DOI: https://doi.org/10.15407/techned2020.06.047

39. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В., Мельник О. А. Задача оптимізації гібридної енергосистеми за рівнем дисперсії генерованої потужності, *Відновлювана енергетика*, № 1, с. 17-26, 2022.

DOI: https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68)839

40. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку: Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0308874-18 (дата звернення 23.05.2019).

41. Блінов І. В., Мірошник В. О., Лоскутов С. С. Зниження витрат на покриття небалансів учасників балансуючої групи виробників електричної енергії з відновлюваних джерел, Технічна електродинаміка, № 1, с. 62-65, 2023. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2023.01.062

42. Зміни до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від № 641 від 26 квітня 2019 року (Затверджено постановою НКРЕКП № 46 від 15.01.2021 р.)

43. Денисюк С. П., Таргонський В. А., Артем'єв М. В. Локальні електроенергетичні системи з активним споживачем: методи побудови та алгоритми їх функціонування, *Енергетика: економіка, технології, екологія*, № 3, с. 7-22, 2018.

44. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В., Лесько В. О., Нетребський В. В., *Балансова надійність електричної мережі з фотоелектричними станціями: монографія*. Вінниця: ВНТУ, 2018.

45. Basok B. I., Butkevich O. F., Dubovsky S. V. Technical and economic aspects of evaluating prospects decarbonization of the unified energy system of Ukraine, *Technical electrodynamics*, № 5, pp. 55-62, 2021.

DOI: https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055

46. Комар В. О., Кудря С. О., Лежнюк П. Д., Гунько І. О. Водневі технології для вирівнювання графіків генерування вітрових електростанцій під час балансування режимів електроенергетичних систем, *Відновлювана енергетика*, № 4, с. 64-70, 2022. DOI: https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.4(71).64-70

47. Zhu Z., Liu Z., Duan Q., Xu Z., Sun B. and Mei H. Capacity Allocation of Energy Storage and Synchronous Condenser for Wind-photovoltaic-thermal-storage Combined Transmission System. *2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, Nanjing, China, 2021, pp. 239-244.

DOI: https://doi.org/10.1109/iSPEC53008.2021.9735446.

48 Болотний М. П., Лоєнко Ю. Г., Кармазін О. О. Застосування систем накопичення енергії для задач керування режимами ЕЕС України: стан та перспективи розвитку, *Відновлювана енергетика*, № 3, с. 28-35, 2022. DOI: https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).

49. Денисюк С. П., Дерев'янко Д. Г., Бєлоха Г. С. Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації, *Технічна електродинаміка,* № 4, с. 48-53, 2022.

DOI: https://doi.org/10.15407/techned2022.04.048

50. Lezhniuk P., Komar V., Hunko I. and others. Natural-simulation model of photovoltaic station generation in process of electricity balancing in electrical power system. *Informatyka, Automatyka, Pomiary W Gospodarce I Ochronie Środowiska*, № 12(3), pp. 40-45, 2022. DOI: https://doi.org/10.35784/iapgos.3030.

51. Petro Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Serhii Kravchuk, Volodymyr Netrebskiy, Vladyslav Lesko. *Optimal Integration of Photoelectric Stations in Electric Networks*. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019.

52. Taras Komenda, Nataliya Komenda, Yuriy Vagapov. Criteria of morphometric analysis of a daily load profile, *Electrical Energy Systems*, vol. 29, issue 5, 2019. DOI: https://doi.org/10.1002/2050–7038.2847.

53. Зайченко Ю. П. Дослідження операцій. Київ, ЗАТ «ВІПОЛ», 2001.

54. S. Yin, M. Jin, X. Chen, X. Guo and J. Feng. Modeling and Simulation of Optimal Configuration of Virtual Power Plant Oriented to Power Internet of Things. *2021 IEEE 4th International Conference on Automation, Electronics and Electrical Engineering*, Shenyang, China, 2021. pp. 751-754. DOI: doi: 10.1109/AUTEEE52864.2021.9668812.

4 АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ТА АКТИВНИМИ СПОЖИВАЧАМИ

Для подальшої розбудови відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та оптимального інтегрування їх в електричні мережі необхідно продовжувати створювати умови, які б сприяли формуванню зацікавленості в цьому процесі як виробників електроенергії, так і розподільних мереж та споживачів. Щодо споживачів, то вони мають бути впевнені в джерелі електроенергії, його надійності і перспективі розбудови в майбутньому. З іншої сторони споживачі мають бути готові сприяти процесу балансування потужності та електроенергії в системі електропостачання. Особливо це важливо стосовно локальних електроенергетичних систем (ЛЕС) з ВДЕ, які в силу обставин можуть виділятися з ЕЕС як балансуюча група і функціонувати в ній паралельно або автономно. Оскільки в якості ВДЕ, як правило, використовуються фотоелектричні і вітрові електростанції (ФЕС і ВЕС), потужність генерування яких є перемінною і залежить від погодних умов, то без узгодження графіків генерування і споживання балансування режимів в ЛЕС не можливе. Якщо цього не вистачає для надійного балансування, то приходиться використовувати інші способи і засоби для компенсації нестабільності генерування електроенергії ФЕС і ВЕС (електрохімічні накопичувачі, водневі і біогазові технології з газопоршневими та газотурбінними установками, тощо).

Постають нові задачі, до розв’язання яких потрібні нові підходи і методи. У світовій практиці в основу розвитку існуючих та побудови нових електричних мереж покладено концепцію SMART Grid технологій. Впровадження цієї концепції передбачає збільшення двосторонніх комунікаційних зв’язків між генеруванням, передачею, розподілом електроенергії та її споживанням.

Згідно концепції SMART Grid сучасна система електропостачання бачиться як розподілена енергетична система з двонаправленими потоками електроенергії та можливістю приєднання джерел електроенергії за принципом «приєднуйся та працюй» у будь-який момент часу. Для цього передбачається інтелектуальне керування системами з використанням спеціальних програм, вимірювальних приладів і комунікаційної інфраструктури. Останнє має забезпечити, на відміну від традиційних підходів, можливість роботи в автономному від ЕЕС режимі, що можливо тільки за рахунок ВДЕ та систем зберігання енергії (СЗЕ), а також зменшення втрат електроенергії на її генерування, транспортування й споживання, підвищення якості електроенергії.

4.1 Вплив генерування відновлювальних джерел енергії на режими електричних мереж у формі локальних електроенергетичних систем

4.1.1 Оцінювання впливу динаміки зростання ВДЕ на режимні показники роботи електричних мереж

В останні роки спостерігається постійна тенденція до зміни загальної концепції розвитку енергетики. Мова йде про впровадження нової ідеології – енергетика для сталого розвитку [1]. Одним із головних елементів цієї ідеології є впровадження малих розподілених джерел генерації. Широке поширення джерел розосередженого генерування (РГ) також пов'язане з розвитком відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ).

Окрім зменшення екологічного навантаження на навколишнє середовище та вирішення проблем, пов’язаних із подорожчанням первинних енергоносіїв інтеграція відновлюваних джерел енергії в електромережі дає можливість створити модель, яка заснована на ринкових відносинах і спрямована на узгодження добового навантаження та загального графіка генерування.

Взаємодія в рамках такої моделі може принести користь усім суб’єктам ринку електроенергії [2]. Це дозволяє власнику ВДЕ отримати ряд переваг, які він не міг отримати раніше:

– отримання оплати за участь у власних програмах управління навантаженням та виробництва відновлюваної енергії;

– можливість продажу надлишків електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел, електропередавальним компаніям;

– можливість резервування певної кількості електроенергії за довгостроковими договорами;

– можливість оптимізації власних витрат на основі оцінювання виробничих експлуатаційних витрат та закупівлі електроенергії безпосередньо у постачальника електроенергії;

– можливість збільшити вартість активів.

Для енергорозподільчої компанії такі переваги виражаються наступним чином:

– удосконалення управління комерційними ризиками;

– новий рівень роботи зі споживачами, можливість запропонувати нові програми управління енергоспоживанням;

– підвищення надійності електропостачання;

– покращення білінгу.

Однак не варто забувати про декілька проблем, пов’язаних з інтеграцією відновлюваної енергетики в систему енергопостачання:

– ускладнення управління електромережами;

– можливість появи надлишкової потужності та пов'язана з цим проблема регулювання частоти;

– виникнення реверсивних перетікань електроенергії в розподільних мережах та мережах високої напруги;

– необхідність забезпечення стабільності енергосистеми при відключенні (або включенні) великої кількості ВДЕ;

– забезпечення «ізольованої» роботи всіх видів генерувальних установок.

– труднощі в обслуговуванні ліній з «активними споживачами» та об’єктами відновлюваної енергетики;

– наявність відновлюваних джерел енергії в структурі електромереж з імовірнісним генеруванням електроенергії;

– складність узгодження графіків виробництва та споживання відновлюваних джерел енергії;

– збільшення струмів короткого замикання, що може призвести до необхідності заміни встановлених розподільних пристроїв, зміни налаштувань РЗА та аварійної автоматики;

– необхідність збереження роботи об’єктів електропостачання без відключення від мережі за низьких значень напруги і частоти.

Значну частину перерахованих проблем можна успішно вирішити шляхом впровадження концепції Smart Grid.

Основою роботи електричної мережі на основі концепції Smart Grid є наявність технологічної платформи з великою кількістю зв’язків між процесами виробництва, передачі, розподілу та споживання електроенергії. Відповідно до [3–8], технологічна платформа Smart Grid – це «електричні мережі, що відповідають вимогам ефективного та надійного функціонування енергосистеми. Це забезпечується за допомогою координованої взаємодії та організації двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулюючими пристроями і споживачами». Концепція Smart Grid була розроблена перш за все для забезпечення надійного та безперебійного енергопостачання та інтеграції електростанцій на вітрі, сонці, воді тощо в традиційні енергетичні системи.

На сьогоднішній день можна виділити 5 основних груп стандартів, що стосуються інтелектуалізації мереж в енергетичній галузі [9]:

– IEC 61970 та IEC 61968 – описують «загальну інформаційну модель» (CIM), необхідну для обміну даними між апаратурою та мережами, насамперед у передавальному секторі (IEC 61970) і розподілі (IEC 61968);

– IEC 61850 – сприяє автоматизації підстанцій і комунікацій, так само як і сумісності на основі єдиного формату даних;

– IEC 60870-6 – описує інформаційний обмін між центрами управління;

– IEC 62351 – вирішує завдання безпеки комунікаційних протоколів, що визначені на основі попередніх стандартів IEC.

Розглянуті стандарти дозволяють реалізувати такі функціональні можливості системи:

1. Самовідновлення в аварійних ситуаціях: електрична система та її елементи повинні постійно підтримувати свій технічний стан на рівні, який гарантує надійність і якість електропостачання.

2. Мотивація активної поведінки кінцевого споживача: забезпечення можливості споживачів самостійно змінювати кількість та функціональні характеристики отриманої електроенергії (рівень надійності, якість тощо) виходячи з балансу власного споживання та можливостей електроенергетичної системи, виходячи з інформації про ціни на електроенергію згідно зонного тарифу. Такий механізм працює завдяки впровадженню автоматичних систем управління власним споживанням електроенергії.

3. Розширення ринку електроенергії: відкритий доступ «активного споживача» до ринку електроенергії (рис. 4.1) посилює конкуренцію на ринку електроенергії.

4. В умовах реалізації змін до Закону України «Про ринок електричної енергії України» модель ринку електричної енергії (рис. 4.2) передбачає укладення двосторонніх договорів (позабіржової торгівлі) купівлі-продажу електричної енергії, у той час як на етапі за добу на перед буде організовано централізований ринок.

Регулятор повинен забезпечити мінімальну участь у «Ринку на добу наперед» для підтримки достатньої ліквідності. Слід організувати безперервний Внутрішньодобовий ринок (ВДР), щоб забезпечити більший захист учасників ринку (страхування від небалансів) перед Оператором системи передачі (ОСП).

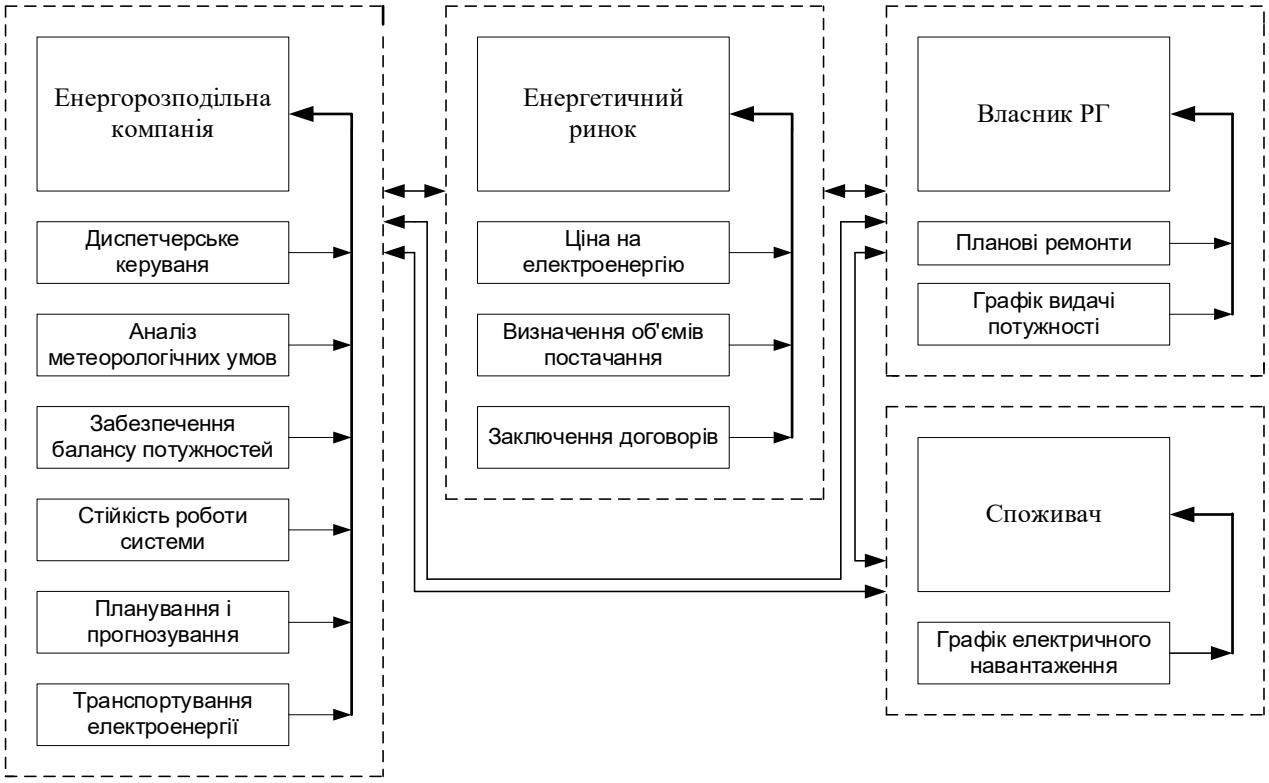


Рисунок 4.1 – Модель зв’язку між учасниками енергетичного ринку на основі концепції Smart Grid

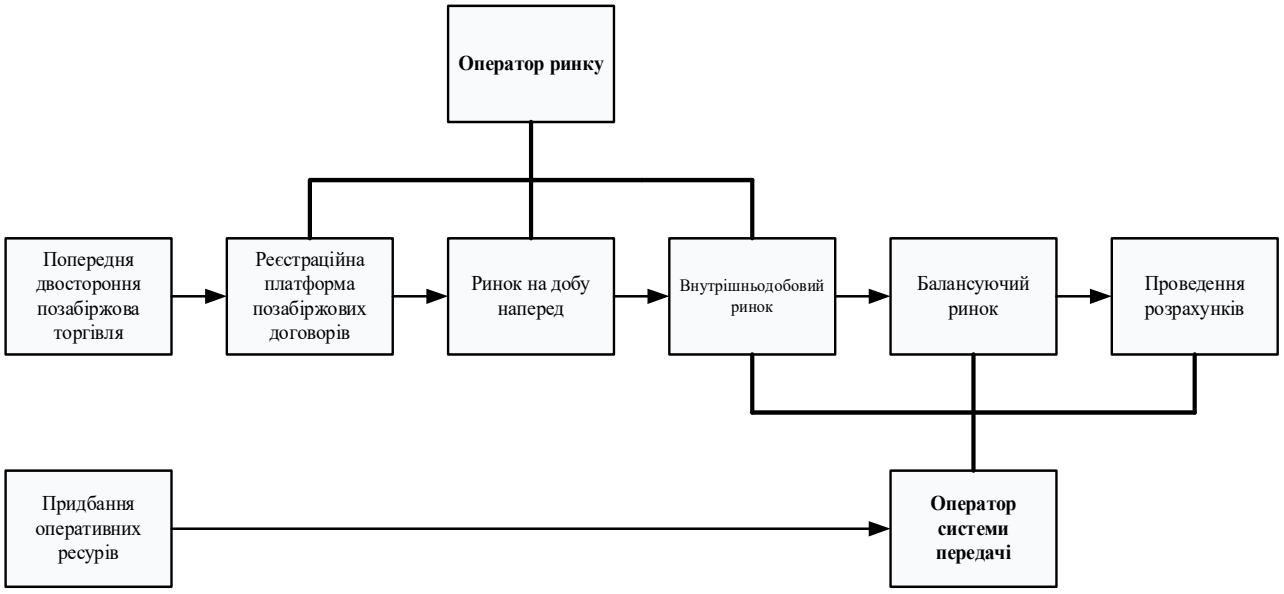


Рисунок 4.2 – Модель ринку електроенергії України

Відновлювані джерела енергії за «зеленим тарифом», так само як ТЕС за регульованим тарифом, укладають договори з Гарантованим покупцем, який зобов'язується продавати ці обсяги на оптовому ринку. Наприклад, на основі двосторонніх договорів та/або РДН та/або ВДР. Крім того, Гарантований покупець є Стороною Відповідальною за Баланс (СВБ) перед оператором системи передачі за обсягами виробленої електроенергії виробниками за «зеленим тарифом». Відповідно до Закону «Про електроенергетику», приватні побутові сонячні електростанції зі встановленою потужністю не більше 30 кВт укладають договори з постачальниками універсальних послуг. Останні зобов'язуються купувати всю кількість електроенергії, що перевищує відповідне місячне споживання домогосподарства, за відповідним «зеленим тарифом».

Щоб зафіксувати ці обсяги в оптових сегментах ринку, постачальники універсальних послуг завжди враховують відповідні обсяги в межах власних потреб споживання, тобто ці обсяги сальдовані з навантаженням (підхід від'ємного навантаження).

Формування нових умов функціонування ринку електроенергії дає змогу, поряд з дією «зеленого тарифу», залучити нові інвестиції у розвиток відновлюваних джерел енергії. Значний вплив на роботу електричних мереж має поступове збільшення в балансі ОЕС України частки електроенергії, виробленої з ВДЕ. Виходячи з цього, необхідно оцінити волатильність виробництва ВДЕ:

по-перше, можливість прогнозувати обсяги виробництва ВДЕ, особливо ФЕС, з достатньою точністю на добу наперед;

по-друге, розробити методи узгодження такого виробництва з графіком споживача.

1. Оптимізація управління активами: перехід до моніторингу виробничих активів у режимі реального часу, інтегрованого з системами управління, для підвищення ефективності режимів роботи та покращення процесів експлуатації, ремонту та заміни обладнання відповідно до його поточного стану і, як наслідок, зменшити загальносистемні витратами.

2. Здатність протистояти негативним перешкодам у роботі електричної системи: наявність спеціальних методів забезпечення стійкості та живучісті, які зменшують фізичну та інформаційну вразливість усіх частин електричної системи.

3. Забезпечення високої надійності та якості електроенергії шляхом зміни системноорієнтованого підходу (system-based approach) та забезпечення цих властивостей клієнтоорієнтованим (customer – based) та підтримку різних рівнів надійності та якості електроенергії в різних цінових сегментах.

Наявність різноманітних електростанцій, особливо на основі відновлюваних джерел енергії та систем накопичення електроенергії: оптимальна інтеграція відновлюваних електростанцій в електромережі та узгодження роботи з графіком навантаження.

Непідготовленість електромереж до інтенсивного впровадження відновлюваних джерел енергії призвела до певного погіршення показників надійності, особливо SAIDI. Однак найбільш критична ситуація з точки зору безпеки електропостачання почалася з повномасштабним нападом рф у 2022 році (див. рис. 4.3). І при цьому наявні відновлювані джерела енергії можуть бути використані за певних умов для забезпечення автономної роботи окремих споживачів.

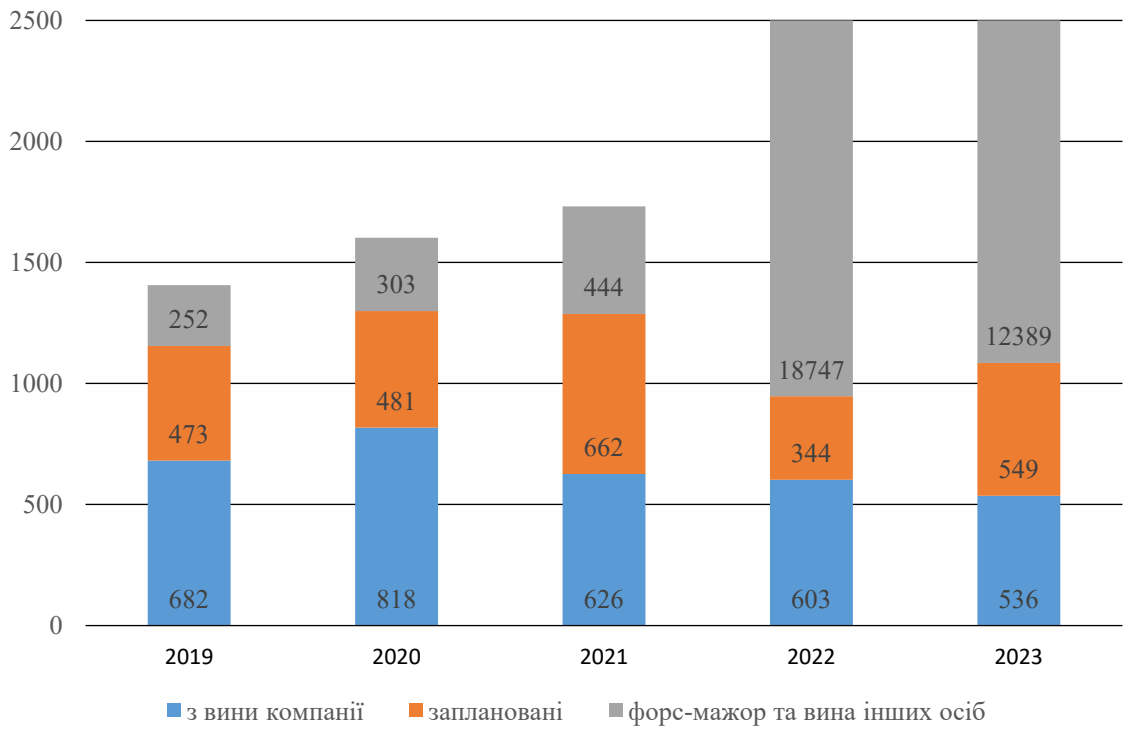


Рисунок 4.3 – Показники SAIDI за рік, хв

4.1.2 Локальні електроенергетичні системи на основі відновлюваних джерел енергії як елемент балансування електроенергії в ЕЕС

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) зокрема фотоелектричні і вітрові станцій (ФЕС, ВЕС) на сьогодні для електроенергетичних систем (ЕЕС) джерелами електроенергії з мінливою (стохастичною) потужністю. Оскільки генерування електроенергії ВДЕ залежить від погодних умов, то для того, щоб узгодити їх роботу з технологічними вимогами ЕЕС, необхідно мати відповідний резерв потужності [10–12], який міг би компенсувати природну нестабільність

генерування ВДЕ. На сьогодні тут можуть бути різні варіанти, які відрізняються технічними та економічними характеристиками [13–15]. В ЕЕС через дефіцит маневреної потужності використовують різні способи і засоби накопичення електроенергії. Тому, природно, що в першу чергу йдеться про накопичення електроенергії, виробленої ВДЕ. Серед найбільш ефективних накопичувачів: електрохімічні накопичувачі, водневі та біогазові технології [15, 16]. В процесі балансування режиму ЕЕС може приймати участь узгодження графіків генерування ВДЕ з графіками навантаження споживачів електроенергії [17–18]. Також в балансуванні електроенергії в ЕЕС використовуються «активні споживачі», що покращує регулювання частоти і напруги в ній [11, 19]. Особливо ефективно проявляються перераховані засоби сприяння балансуванню режимів тоді, коли йдеться про локальні електроенергетичні системи (ЛЕС), які утворюються як частина існуючих розподільних електричних мереж, де розбудовуються ВДЕ і які набувають всіх ознак систем з певною автономією [20, 21].

В ЕЕС ускладнилось підтримування балансу потужності та електроенергії, коли в ній суттєво виросла частка відновлюваних джерел енергії. Зокрема з розбудовою фотоелектричних і вітрових електростанцій, які через свою природну залежність від погодних умов не є гарантованим постачальником електроенергії. Констатуючи той факт, що наявність в електричних мережах відновлюваних джерел енергії ускладнює балансування режиму в ЕЕС, пропонується формувати ЛЕС на основі ВДЕ таким чином, щоб вони були балансуючими групами в складі ЕЕС [22].

Під час балансування режиму ЕЕС приходиться приймати до уваги ту обставину, що стосовно генерування ВДЕ можуть бути різні нормативні умови. Вони можуть змінюватися таким чином, що ВДЕ генерують електроенергію в ЕЕС без всяких обмежень (обмеження допускаються тільки через можливі порушення стійкості ЕЕС), генерують електроенергію в ЕЕС за прогнозованим коротко термінованим (найчастіше на наступну добу) погодинним графіком або за участі в аукціоні ВДЕ генерують електроенергію за встановленими правилами [23].

Оскільки потужності ЛЕС з ВДЕ на сучасному етапі сягають від десятків до сотень МВт, а до ЕЕС може бути приєднана без ризику її розбалансування тільки обмежена потужність, то це одна з причина того, що ЛЕС має бути само збалансованою. Для цього потужність навантаження електроспоживачів в ЛЕС має бути спів розмірною з потужністю ВДЕ. Для компенсації природної нестабільності генерування ВДЕ в ЛЕС повинна бути передбачена система резервування, яка дозволить активно впливати на процес балансування.

Необхідно визначитися зі способами і засобами зменшення нестабільності генерування ВДЕ в ЛЕС. Серед них є системи, які пов'язані з накопиченням і перетворенням електроенергії, та системи керування графіками генерування та споживання електроенергії. Вони відрізняються вартістю і тому доцільно використати спочатку останні, а саме узгодження між собою графіків генерування ВДЕ і споживання електроенергії. Реалізація способу узгодження графіків генерування і споживання електроенергії в першу чергу може також зменшити потрібну ємність накопичувачів енергії, що дозволить зменшити їх вартість.

Вибір складу способів і засобів для резервування та балансування режимів ЛЕС є оптимізаційною задачею. Критерієм оптимальності є сумарні витрати на резервування потужності несталого генерування ВДЕ за умови дотримання техніко-технологічних показників. Складність оптимізації полягає в тому, що скористатися традиційними методами оптимізації, в яких складові цільової функції є розмірними величинами (в грошових одиницях), на сьогодні нереально через розбіжність, а то й відсутність відповідних цінових показників. Тому пропонується скористатися критеріальним методом, основою якого є теорія подібності, який дозволяє оцінити складові способів і засобів резервування у відносних одиницях і порівняти їх між собою [24, 25].

Структура ЛЕС з ВДЕ і системою накопичення енергії розглянуто в п. 3.2. На рис 3.5 наведено склад ЛЕС, яка може бути окремою балансуючою групою в складі електроенергетичної системи (ЕЕС). За певних умов, під час втрати зв'язків з ЕЕС, вона може функціонувати в автономному режимі. В неї входить джерела електроенергії, накопичувачі електроенергії та споживачі електроенергії. Джерелами електроенергії є ФЕС, ВЕС, малі гідроелектростанції (мГЕС), дизель генератори (ДГ), біогазові установки (БГУ) з когенераційними установками. В залежності від стану і можливостей власних джерел живлення ЛЕС може брати або передавати електроенергію в ЕЕС.

Оскільки ЛЕС є частиною ЕЕС, то вона має функціонувати згідно загальних правил, а саме, прогнозувати свою участь в режимі ЕЕС своїм погодинним графіком генерування/споживання на наступну добу з необхідною точністю [23, 26]. Похибка визначається як

$$f = \frac{W_{пр} - W_{ф}}{W_{пр}} 100\% \rightarrow \min, \qquad (4.1)$$

де $W_{пр}$ – значення погодинного прогнозованого вироблення електроенергії ЛЕС на наступну добу; $W_{ф}$ – фактичне вироблення ЛЕС електроенергії за цей же час

T; f – похибка в прогнозуванні, яка має бути меншою за допустиму (наприклад, для ФЕС 5%).

Для підтримування балансу в ЛЕС створюється автоматична система керування (АСК), метою якої є мінімізувати небаланси:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2}\left(P_{ЛЕС}(t) \pm P_{н}(t) + P_{вде}(t) - P_{сп}(t)\right)^2 dt \to \min, \qquad (4.2)$$

де $P_{ЛЕС}(t)$ – сумарна прогнозована потужність ЛЕС, яка надається оператору балансуючої групи у вигляді графіка на наступну добу; $(\pm P_{н}(t) + P_{вде}(t) - P_{сп}(t))$ – поточне значення потужності ЛЕС на інтервал часу $t_0 - t_k$, на якому здійснюється контроль; $P_{вде}(t)$ – згенерована потужність ВДЕ; $P_{сп}(t)$ – сумарна потужність навантаження споживачів; $P_{н}(t)$ – потужність, вироблена/спожита системою накопичення електроенергії.

Однією з найскладніших проблем балансування режиму в ЛЕС є природна несталість генерування ФЕС і ВЕС та необхідність компенсації цієї нерівномірності генерування спеціальними методами і способами. Без них виконати умову (4.2) з допустимою похибкою (4.1) неможливо і приходиться сплачувати штрафні санкції. Альтернативою може бути дозвіл корегувати прогнозовану потужність ЛЕС $P_{ЛЕС}(t)$ протягом доби як це робиться в ряді європейських країн [26, 27]. Проте для цього має бути достатній резерв потужності в ЕЕС, відповідне програмне та апаратне забезпечення з функціонуванням на принципах SMART Grid.

4.1.3 Інтелектуалізація електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії

Як показує аналіз сучасного стану електричних мереж, існує об'єктивна необхідність оптимізації способів їх експлуатації, удосконалення принципів побудови мереж за рівнями напруги та виконання комплексної автоматизації, підвищення надійності, якості та ефективності. про функціональність мереж з урахуванням регіональних особливостей, що забезпечує ефективне управління, модернізацію та інноваційний розвиток електричних мереж [28–32]. Ці та інші проблеми необхідно вирішувати шляхом вибору оптимального напрямку розвитку електричних мереж. В умовах реформування відносин власності в енергетиці технічна політика є ефективним інструментом реалізації положень

Закону України «Про електроенергетику» в частині створення державою умов для розвитку і підвищення технічного рівня електроенергетики.

Розподільні електричні мережі (РЕМ) для передачі електричної енергії місцевими (локальними) електричними мережами та постачання електричної енергії, які є останньою ланкою до споживачів у системі електропостачання, взаємодіють безпосередньо з конкретним споживачем і з магістральними електромережами. Результати роботи розподільчих електричних мереж значною мірою визначають надійність і якість електропостачання споживачів [33].

Модернізація та розвиток електроенергетичних мереж України пов'язана з вирішенням проблем, пов'язаних з управлінням функціонуванням електроенергетичної системи, створенням більш ефективних засобів транспортування та розподілу електроенергії, що потребує використання нових технологій. На даний момент найбільш перспективними є впровадження гнучких систем передавання електроенергії змінного струму (FACTS - Flexible Alternating Current Transmission Systems) і технологій SMART Grid (Self-Monitoring, Analysis and Reporting Technology). Це шлях до інтелектуальних електромереж , тобто мереж, які включають набір технологій, технологічних процесів, пристроїв і додатків, які створюють електронні комунікації нового покоління. Smart Grid є одним із інструментів, які роблять мережі гнучкими [34–37].

Особливістю сучасних розподільних мереж є розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), переважно сонячних і вітрових електростанцій (ФЕС і вітрогенераторів). Проблема в тому, що мережі були не готові до цього. Вони розроблені та використовуються для централізованого постачання електроенергії від великих теплових, атомних і гідроелектростанцій, які є гарантованим джерелом енергії. Відновлювані джерела енергії, особливо ФЕС і вітрогенератори, такими не є, тому що графік виробництва електроенергії в них залежить від природних умов і постійно змінюється. Для того, щоб компенсувати нестабільність виробництва відновлюваних джерел енергії, необхідно використовувати інші джерела енергії для резервування відновлюваних джерел енергії з метою надійного забезпечення споживачів електроенергією [38]. На рисунку 4.4 показано, що такими резервними джерелами можуть бути: газопоршневі когенераційні установки (ТЕЦ), газотурбінні та парогазові установки (ГТУ та ПГУ), каскади малих гідроелектростанцій (МГЕС) тощо. ЕЕС залишається надійним джерелом електроенергії. Виникає непросте завдання для оперативно-диспетчерського керування цими джерелами електроенергії і оптимальними перетоками потужності між ними.

Сьогодні, завдяки розвитку науки і техніки, реалізуються проекти РЕМ з впровадження інтелектуальних мереж на основі концепції SMART Grid. Завдяки сучасним технологіям можна вирішити такі проблеми, як доступність електроенергії та її ефективне використання. Відновлювані джерела енергії оптимально інтегруються в комунікації нового покоління, особливо сонячні електростанції та вітрові турбіни як джерела негарантованого генерування та системи зберігання енергії (СЗЕ). На рисунку 4.5 зображено систему електропостачання з енергетичними та комунікаційними зв'язками за технологією SMART Grid [38].

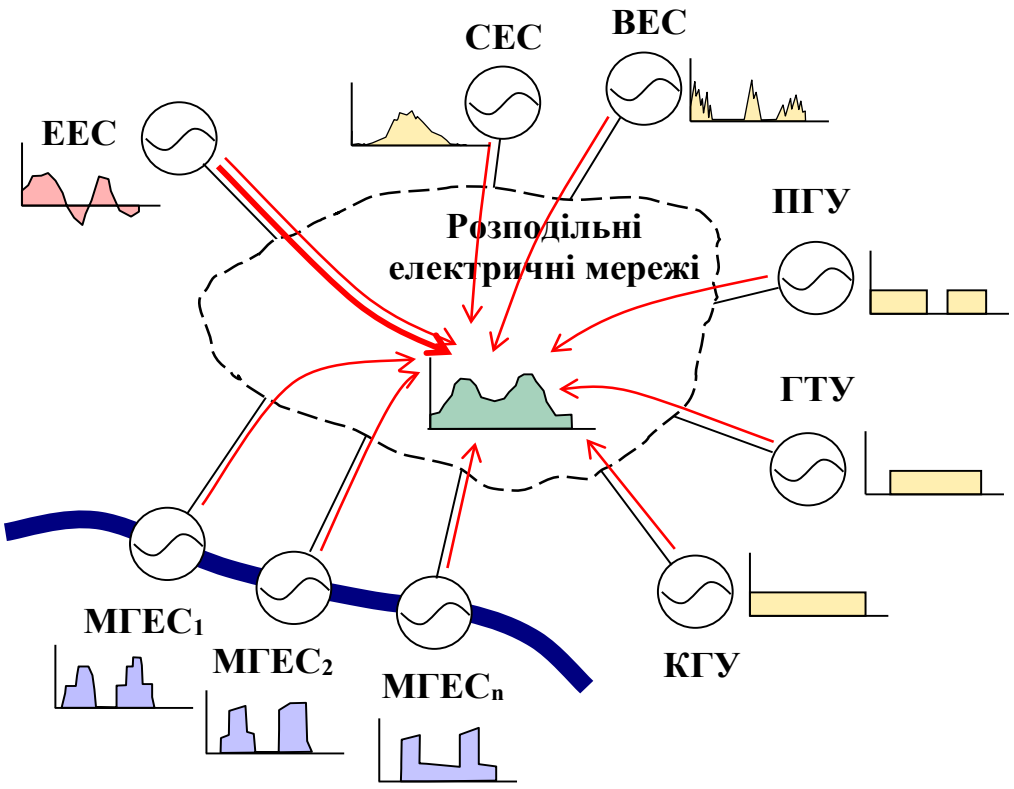


Рисунок 4.4 – Розподільні мережі з комбінованим електропостачанням

Фактично рисунку 1.6 показано структуру системи електропостачання, яка є інформаційно-енергетичною системою. Окрім вирішення проблем, пов'язаних із зменшенням навантаження на навколишнє середовище, скороченням дефіциту електроенергії за рахунок використання відновлюваних джерел енергії та підвищенням якості та надійності електропостачання, концепція має ще один дуже важливий аспект: Smart Grid – це каталізатор необхідної модернізації електричних мереж, як в електроенергетиці, так і в інформаційному сенсі.

Розвиток електромереж шляхом впровадження технологій Smart Grid може бути успішно реалізований, якщо наявні:

– різні типи генерованої потужності;

– розгалужена конфігурація систем розподілу;

– розвинена системи диспетчерського управління;

– значна частка відновлюваних джерел енергії;

– резервні системи для нестабільної відновлюваної енергії.

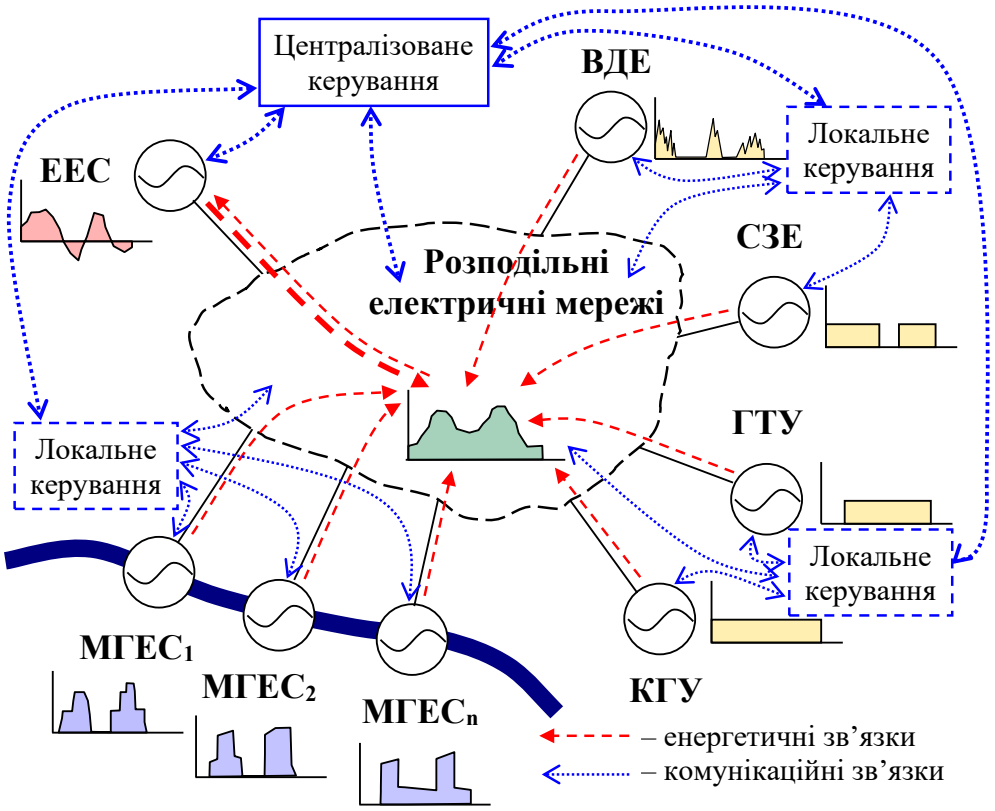


Рисунок 4.5 – Енергетичні та телекомунікаційні зв'язки *в SMART Grid*

Проекти з використанням інтелектуальних електромереж мають проблеми, вирішення яких не обов'язково виправдовується розробкою планів щодо покращення стану мереж. Це питання функціональної сумісності обладнання та технічних стандартів; підвищення рівня безпеки мереж керування пристроями та передачі даних; участь споживачів електроенергії у розбудові інтелектуальних електромереж.

Під час експлуатації інтелектуальних мереж, які безпосередньо впливають на споживачів, важливими є програми участі споживачів, навчання їх особливостям роботи Smart Grid та постійна технічна підтримка. На сьогоднішній день розроблено концепцію впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року

та складається план заходів щодо її реалізації. У планах – надання споживачам техніко-економічну інформацію, застосування систем матеріального заохочення, нових методів інформування для підвищення довіри споживачів і продемонструвати переваги проекту для підвищення ефективності їхніх систем розподілу електроенергії.

Розглянемо деякі особливості впровадження технологій Smart Grid, щоб зробити електромережі інтелектуальними. У результаті аналізу, проведеного багатьма дослідниками, стало зрозуміло, що для успішного вирішення нових завдань лише збільшенням потужності та розширенням комплектації електрообладнання, навіть із покращеними характеристиками, недостатньо [39–41]. Роль ініціативи, що стимулює техніко-економічний розвиток країн-лідерів полягає у впровадженні технологій Smart Grid та розвитку інтелектуальних систем на основі штучного інтелекту [42].

Відповідно до Європейської технологічної платформи Smart Grid – це мережі, які відповідають вимогам енергоефективної та економічної роботи мережі завдяки скоординованому управлінню та сучасному двосторонньому зв'язку між мережами, електростанціями, джерелами зберігання та споживачами. В Європі розвиток інтелектуальної електромережі рекомендований насамперед для надійної та ефективної інтеграції відновлюваних джерел енергії (вітрових, сонячних, малих гідроелектростанцій та інших, виробництво яких є нестабільним) зі споживачами та ОЕС. Загальною робочою та технологічною ідеологією концепції Smart Grid є визначена IEEE концепція повністю інтегрованої, саморегульованої та самовідновлюваної електроенергетичної системи з топологією мережі, яка включає всі джерела генерації, магістральні та розподільні мережі і всі типи споживачів електричної енергії, керовані єдиною мережею автоматичних пристроїв у режимі реального часу [43]. Концепція впровадження «розумних мереж» в Україні до 2035 року позиціонує Smart Grid як повністю автоматизовану систему, що забезпечує двосторонній перетік електроенергії та інформації між енергетичними об'єктами.

Останні події в країні призвели до дефіциту палива та значного його подорожчання, що стимулює розвиток альтернативних джерел електроенергії. Іншими словами, виробничі потужності в майбутній системі електропостачання будуть більш децентралізованими, ніж концентрованими, як зараз. Характерною рисою альтернативних джерел електроенергії є їх відносно мала потужність і нестабільність параметрів виробленої потужності. Зрозуміло, що для стабілізації параметрів таких джерел і їх автоматичної синхронізації з мережею потрібні інтелектуальні пристрої керування.

Такі джерела, як вітрова та сонячна енергія, є нестабільними і тому потребують складніших систем керування для полегшення їх підключення до електромереж ОЕС. Енергія від сонячних панелей і певною мірою від вітрогенераторів ставить під сумнів необхідність великих централізованих електростанцій. Занепокоєння з приводу тероризму також зростає, створюючи потребу в надійній енергетичній системі, яка менше залежить від централізованих електростанцій як привабливих цілей для терористичних атак. Засоби виробництва повинні бути розподілені згідно з рисунком 4.5. Водночас рекомендовано і необхідно розвивати локальні електромережі навколо розподілених джерел енергії (РДЕ), так звані мікромережі, які могли б працювати як паралельно з ОЕС, так і окремо (автономно) від неї [44–48] .

Сьогодні існує два основних сценарії розвитку енергетичних систем:

– підвищення надійності за рахунок резервного перемикання інших типів джерел для мінімізації збитків від аварійних подій;

– інтелектуальні електричні мережі, які пов’язані з поєднанням комплексних інструментів управління, контролю, моніторингу та зв’язку, дозволяє значно підвищити ефективність і надійність мережі, а також покращити якість енергії.

При впровадженні технологій Smart Grid в Україні важливо враховувати можливі сценарії. Впровадження технології Smart Grid означає суттєву реорганізацію електромереж:

– забезпечення безперебійної роботи електричної мережі в умовах підвищеного навантаження, зниження SAIDI та SAIFI;

– зменшення втрат електроенергії від побудови інтелектуальних систем обліку з можливістю врахування якості електроенергії та управління навантаженням;

– розвиток комунікацій, які можуть надійно та якісно підтримувати двосторонній інформаційний обмін між постачальниками та споживачами енергоресурсів;

– підвищення якості електроенергії за рахунок використання пристроїв компенсації реактивної потужності;

– застосування інтелектуальних пристроїв і програмних комплексів для управління схемою мережі для забезпечення надійності роботи;

– використання накопичувачів енергії для балансування графіків навантаження та забезпечення безперебійної роботи особливо важливих об’єктів;

– участь споживачів електричної енергії у створенні окремих частин мікромережі як потенційних постачальників електричної енергії місцевим споживачам;

– розвиток розподіленої енергетики, в тому числі когенерації за рахунок газопоршневих електростанцій, для покриття максимального навантаження та збалансування графіків виробництва відновлюваних джерел енергії.

Головною метою інтелектуальної електромережі з усіма її елементами є формування нової технологічної основи, яка може бути використана для значного вдосконалення попередньої та створення нових функціональних властивостей електроенергетичної системи, які гарантують досягнення ключових цілей. Реалізація ключових вимог (цінностей) на основі розглянутих підходів може бути реалізована шляхом удосконалення традиційних та створення нових можливостей енергосистеми. У цьому сенсі впровадження інтелектуальних електромереж багато в чому залежить від загальної стратегії розвитку української електроенергетики. Тому при реалізації стратегії впровадження технологій Smart Grid та формування сучасних інтелектуальних систем електропостачання необхідно враховувати такі положення:

– підвищення надійності електропостачання споживачів;

– зменшення втрат електроенергії на всіх ділянках мережі;

– підвищення якості електричної енергії;

– збільшити тривалість міжремонтного періоду при збереженні надійності електропостачання;

– підвищення рівня електро- та екологічної безпеки всієї країни;

– розвиток та інтеграція альтернативних джерел електроенергії в єдину енергетичну систему на взаємовигідних умовах з законодавчим забезпеченням.

З новими умовами розвитку змінюється напрямок розвитку електричних мереж, який набуває ряду особливостей:

– активне стимулювання енергозбереження та зменшення втрат електро-енергії;

– швидке зростання альтернативних джерел енергії;

– дотримання високих стандартів надійності та якості електропостачання;

– підвищення інформаційної забезпеченості суб’єктів в електроенергетиці;

– самовідновлення, усунення або зменшення наслідків порушень у роботі електричних мереж, що працюють паралельно та незалежно від ОЕС;

– стимулювання обмеження електроспоживання та мотивування активних споживачів електроенергії.

Процес впровадження технологій Smart Grid викликає наступні фундаментальні зміни порівняно з поточним станом електроенергетичної системи:

– перехід від централізованих методів виробництва та передачі електроенергії до децентралізованих з можливістю керування останніми;

– заміна централізованого прогнозування попиту на метод активного впливу споживача, який стає частиною та метою системи управління;

– відмова від жорсткого регулювання розподілу на користь координації роботи всіх частин мережі;

– підтримка технології Smart Grid в процесах контролю, обліку та діагностики, що пропонує перспективні можливості для самовідновлення мережі;

– побудова ефективної інформаційно-обчислювальної інфраструктури як ядра енергетичної системи;

– створення умов для широкого впровадження пристроїв, що підвищують маневреність і керованість обладнання – гнучких зв'язків, накопичувачів енергії тощо;

– розробка розподілених інтелектуальних систем управління та аналітичних інструментів для підтримки розробки та впровадження рішень у режимі реального часу;

– створення оперативних додатків наступного покоління (SCADA/EMS/NMS), що дозволяють використовувати інноваційні алгоритми та методи керування електромережами, у тому числі її активними елементами.

Виходячи з цих характеристик, можна визначити інтелектуальну електричну мережу як набір програмно-апаратних засобів, які підключені до джерел генерування та електроустановок споживачів, а також інформаційно-аналітичних та керуючих систем, які гарантують надійність і якість передавання електричної енергії від джерела до приймача в потрібний час і в необхідній кількості.

4.1.4 Способи і засоби компенсування нестабільності генерування ВДЕ в задачах балансування режиму електричних мереж

Відновлювані джерела енергії, особливо сонячні та вітрові електростанції (ФЕС, вітрові турбіни), наразі не є гарантованими джерелами електроенергії для систем електропостачання, оскільки їх виробництво електроенергії залежить від погодних умов. Для забезпечення надійного електропостачання споживачів необхідні резервні джерела енергії, які могли б компенсувати природну нестабільність ВДЕ. Коли відновлювані джерела енергії займали незначну частку в енергетичному балансі країни, контрольований резерв ОЕС країни впорався з цим завданням. Через обмеженість маневреного резерву збільшення потужностей ВДЕ більш ніж на 10–15% від загальної потужності ОЕС стало неможливим. Через відсутність регульованої потужності в ОЕС необхідно

використовувати різні способи і засоби резервування нестабільного виробництва ВДЕ, що відрізняються за техніко-економічними характеристиками [13–15].

По-перше, увагу було приділено таким системам резервного накопичення енергії, як електрохімічні батареї для електроенергії, в тому числі виробленої відновлюваними джерелами енергії [49]. Серед інших найбільш ефективними є водневі та біогазові технології [13, 50, 51]. Також у процесі балансування режиму ОЕС може активно використовуватися метод узгодження графіків виробництва ВДЕ з графіками навантаження споживачів електроенергії [18, 52]. Особливо, коли йдеться про локальні електроенергетичні системи (ЛЕС), які формуються у складі існуючих мереж розподілу електроенергії, де розвиваються відновлювані джерела енергії та які набувають усіх характеристик систем з певною автономністю [17, 45].

Отже, у балансі потужності та електроенергії електричних мереж, а також в інформаційно-енергетичній системі (див. рис. 4.5) можна загалом використовувати такі способи та засоби:

$$\begin{aligned}&\pm P_{ЕЕС}(t)+P_{ФЕС}(t)+P_{ВЕС}(t)+P_{мГЕС}(t)+P_{КГУ}(t)+P_{ГТУ}(t)\pm P_{в}(t)\pm P_{х}(t)-\\&-P_{сп}(t)-P_{са}(t)-\Delta P(t)=0\end{aligned}, \quad (4.3)$$

де $P_{ЕЕС}(t)$ – потужність ЕЕС, яка може поступати в мережу або, навпаки, віддаватися з неї в систему; $P_{ФЕС}(t)$ – потужність ФЕС; $P_{ВЕС}(t)$ – потужність ВЕС; $P_{мГЕС}(t)$ – потужність малих гідроелектростанцій; $P_{КГУ}(t)$ – електрична потужність когенераційних установок, як правило газопоршневих електростанцій; $P_{ГТУ}(t)$ – потужність газотурбінних або парогазових установок; $P_{в}(t)$ – потужність водневих установок (– за рахунок виробленої електроенергії шляхом електролізу добувається водень, + водень як добавка до газу спрацьовується в КГУ та ГТУ); $P_{х}(t)$ – потужність електрохімічних накопичувачів (– заряд, + розряд); $P_{сп}(t), P_{са}(t)$ – потужність споживачів електроенергії пасивних і «активних»; $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

Зрозуміло, що весь набір засобів балансування, наведений у (4.3), не рекомендується використовувати в електромережі з техніко-економічних причин. Вони повинні бути оптимізовані за витратами та враховувати технічні характеристики пристроїв балансування з умовами експлуатації електромережі.

Способи балансування електроенергії в електромережах, спричинені нестабільністю виробництва ФЕС та вітрової енергії, можна класифікувати за кількома ознаками. По-перше, за призначенням. Якщо ВДЕ бере участь у балансуванні стану ЛЕС, тобто виробляє електроенергію за заданим погодинним графіком, то резервні пристрої повинні мати можливість функціонувати в такому стані: перетворення виробленої електроенергії в іншу енергію, накопичення енергії, перетворення накопиченої енергії в електроенергію. Вони перетворюють електроенергію, вироблену з відновлюваних джерел енергії, в інший вид енергії, зберігають її, а потім подають назад в електричну мережу. Наприклад, зарядка/розрядка електрохімічних накопичувачів. До таких засобів зарядки відносяться і водневі технології. Останні в результаті електролізу виробляють водень, який накопичується і може повертатися в ЛЕС у вигляді електроенергії за необхідним графіком. Перевага водневої технології полягає в тому, що так званий «зелений водень» можна використовувати в багатьох інших галузях промисловості, крім електроенергетики.

Резерв потужності системи ЕЕС може бути використаний для резервування нестабільності виробництва ВДЕ. Однак через обмежену маневреність можливості незначні. У дефіцитній ЕЕС це або неможливо, або ця послуга занадто дорога, і ЕЕС не може взяти додаткову електроенергію з ЛЕС як надлишок, якщо у неї немає вільної потужності в системі зберігання енергії. У цьому випадку ЕЕС вважає за краще обмежувати виробництво відновлюваної енергії в критичних ситуаціях. Що стосується системного резерву, то в межах дозволеного використання для вирівнювання нестабільного виробництва відновлюваної енергії його вартість визначається інтересами електроенергетики. Якщо інтерес до розвитку відновлюваних джерел енергії в ЕЕС все ще є, то витрати $B_c(P_c)$ мають відповідно зменшитися.

При характеристиці способів резервування слід також враховувати таке. Ціна на батареї електрохімічного типу, виробництво яких достатньо контрольоване у світовій практиці, постійно знижується, а тому їх ємність в електросистемах зростає. Водневі та біогазові технології як резерв для виробництва нестабільних відновлюваних джерел енергії знаходяться на стадії розробки. Їх витрати не мають чіткої тенденції до зниження, і вони залежать від використання водню та біогазу в інших галузях. Це певною мірою впливає на ефективність використання КГУ, ГТУ і ПГУ. Особливо це стосується КГУ, які, незважаючи на дефіцит природного газу, змушені використовувати його через обмежену потужність ТЕС і ТЕЦ.

Що стосується використання водних ресурсів, то лише малі гідроелектростанції на малих річках реально використовувати для компенсації нестабільності виробництва відновлюваної енергії. Хоча це має свої обмеження. По-перше, це мілководність малих річок, за винятком короткочасних паводків, а по-друге, відсутність достатніх запасів води, яка, до того ж, зазвичай використовується для господарських потреб. Проте, незважаючи на такі обмеження, існує нагальна потреба у підвищенні надійності електропостачання споживачів, декілька обленерго змушені експлуатувати малі ГЕС в «острівному» режимі.

Активні споживачі можуть досить ефективно впливати на вирівнювання балансу електроенергії в електричних мережах [52]. Діяльність активних споживачів регулюється чинним законодавством, а відповідно до Закону «Про ринок електричної енергії України», активним споживачем є споживач, який є замовником енергетичної послуги та/або:

– споживає та виробляє електричну енергію;

– займається діяльністю з накопичення енергії;

– реалізує надлишки виробленої та/або накопиченої електричної енергії;

– бере участь у заходах з енергоефективності та управління попитом відповідно до вимог законодавства.

В ЕЕС, щоб полегшити проходження максимального навантаження, споживачів електроенергії закликають переносити максимальне навантаження на години, коли система визначає стан мінімального навантаження. Участь «активних споживачів» у регулюванні балансу електроенергії в ЕЕС може покращити регулювання частоти та напруги в ній [53]. Це робиться шляхом встановлення різних тарифів на електроенергію в різний час за погодженням з оператором розподільної мережі. Оскільки підтримка балансу потужності та електроенергії в ЕЕС ускладнилася, коли в ній значно зросла частка ФЕС і вітрогенераторів, які через свою природну погодозалежність не є надійним постачальником електроенергії, були зроблені спроби використати можливості активних споживачів для балансування [52, 54].

Для способів балансування необхідно вибрати оптимальні техніко-економічні аспекти, виходячи з особливих умов електромережі. Якщо критерієм оптимальності прийняти загальну вартість $B_{рез}$ до резервної потужності $P_{рез}(t)$ нестійке виробництво відновлюваної енергії, то, враховуючи можливі на даний момент способи резервування, задача мінімізації $B_{рез}$ записується:

$$B_{рез}(P_{рез}) = \sum_{i \subset \theta} B_i(P_i) \Rightarrow \min, \tag{4.4}$$

де $B_i(P_i)$ – витрати на резервування певним способом; θ – масив з індексами попередньо вибраних способів резервування нестабільного генерування ВДЕ; P_i – відповідно оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування.

У роботі [24] показано, що для оптимізації витрат на резервування ВДЕ при нестабільному виробництві та вибору відповідних способів і засобів для цього можна використовувати критеріальний метод теорії подібності [25]. Перевага критеріального методу полягає в тому, що він дає можливість отримати відносну оцінку кожного способу та засобу резервування ВДЕ з мінімальною інформацією. Особливість критеріального методу полягає в тому, що розв'язок оптимізаційної задачі з його допомогою отримують у відносних одиницях. У нашому випадку це означає, що за допомогою критеріального методу ми можемо дати відносну оцінку порівняння окремих методів резервування ВДЕ та отримати їх класифікацію за обраним критерієм оптимальності. У теорії оптимізації це співрозмірність [26]. Це особливо важливо на етапі формування ЛЕС, коли відомі лише їх загальні техніко-економічні характеристики і немає точної інформації про цінові показники.

Задача знаходження мінімуму функції витрат для компенсації нестабільності виробництва ВДЕ при балансуванні електричних мереж критеріальним методом записується:

$$B_{рез} = \sum_{i=1}^{m} C_i \prod_{j=1}^{n} P_j^{\alpha_{ji}} \Rightarrow \min \tag{4.5}$$

за умов

$$F_k = \sum_{i=m_k+1}^{m_{k+1}} C_i \prod_{j=1}^{n} P_j^{\alpha_{ji}} \le G_k, \quad k = \overline{1,\ q} \quad , \tag{4.6}$$

де C_{i} – узагальнені константи, що містять вихідні дані задачі (в першу чергу це цінові показники); F_{k} – функція обмежень на техніко-економічні витрати на резервування ВДЕ і G_k її максимальне значення; $P_j^{\alpha_{j,i}}$ – оптимальні значення потужності засобів резервування, де $\alpha_{j,i}$ – показник степені; m – кількість членів у функції $B_{рез}$; n – кількість змінних P_i ; q – кількість обмежень.

Узагальнюючи можна зробити висновок, що збільшення обсягів виробництва відновлюваної енергії суттєво впливає на роботу електричних

мереж, особливо розподільчих, де вони в основному розвинені. Завдяки цьому деякі з розподільних електричних мереж набувають ознак і властивостей, характерних для локальних електричних систем. Це створює нові проблеми, вирішення яких вимагає нових підходів і методів. У світовій практиці розвиток існуючих електромереж і будівництво нових базується на концепції технологій SMART Grid. Реалізація цієї концепції передбачає додавання двосторонніх зв'язків між виробництвом, передачею, розподілом і споживанням електроенергії. При цьому особлива роль відводиться розвитку активних споживачів, що сприяє оптимальному розвитку електромереж з відновлюваними джерелами енергії. Для того, щоб інформаційно-енергетичні системи розподілу електроенергії розвивалися в майбутньому, необхідно значно підвищити рівень інтелектуалізації електричних мереж. Основна мета такої електричної мережі з усіма її елементами полягає у формуванні нової технологічної основи, яка може бути використана для значного вдосконалення старих і створення нових функціональних особливостей електричної системи, які гарантують досягнення нових цілей якнайкраще. Інтелектуалізація електричних мереж допомагає вирішити таке важливе завдання, як балансування потужності та електроенергії. Для цього необхідно оптимізувати способи і засоби резервування генерування електроенергії і сформувати відповідні математичні моделі за критерієм оптимізації мінімум витрат.

4.2 Втрати електроенергії, викликані перетоками відновлюваних джерел енергії, в балансі електричних мереж

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ), особливо вітрові та сонячні електростанції (ВЕС і ФЕС), зазвичай використовують комунальні мережі для передачі виробленої електроенергії споживачам. Тому важливо знати, як вони впливають на техніко-економічні показники електромереж. Це стосується рівнів напруги, навантаження та пропускної спроможності ліній електропередач (ЛЕП) і трансформаторів, струмів короткого замикання та їх відповідності номіналам розподільних пристроїв [55–57]. Окремим завданням є визначення потужності та втрат електроенергії електричних мереж енергосистеми, які впливають на ефективність роботи мереж та відновлюваних джерел енергії, а також потужність та баланс потужності енергосистеми. Проблема полягає в тому, що втрати в електричних мережах нелінійно залежать від навантаження і генерації у її вузлах. Виділити складові сумарних втрат потужності в вітках схеми мережі можна лише з певними припущеннями та наближеннями. У практиці різних країн

використовується декілька методів, за допомогою яких можна розрахувати перетоки електроенергії від кожного окремого генератора або цілого енергетичного об'єднання, як за індивідуально визначеними даними, так і за допомогою ймовірнісно-статистичних оцінок втрат (регресійний аналіз). Залежно від зроблених припущень і наближень, усі доступні методи розподілу втрат при передачі електроенергії можна розділити на групу методів, заснованих на пропорційному розподілі, питомих приростах втрат потужності, дольовому розподілі, математичному розбитті формули втрат потужності на складові та використання методу суперпозиції [58–60].

Визначаємо втрати потужності та електроенергії, спричинені окремими ВДЕ та їх групами в електромережах та їх різних вітках, за допомогою методу визначення коефіцієнтів розподілу втрат електроенергії згенерованої ВДЕ та результатів розрахунку усталеного режиму мережі.

4.2.1 Коефіцієнти розподілу втрат потужності у вітках електричної мережі

Значення повної потужності на початку і в кінці кожної вітки мережі визначається за формулою [61]:

$$\dot{\mathbf{S}}_{\text{в}} = \sqrt{3} \cdot \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma\text{д}} \mathbf{M}_{\Sigma} \cdot \widehat{\mathbf{I}}_{\text{д}}, \tag{4.7}$$

де $\dot{\mathbf{U}}_{\Sigma\text{д}}$ – діагональна матриця напруги у вузлах, включаючи і балансувальні; $\mathbf{M}_{\Sigma}$ – матриця з'єднань віток у вузлах, включаючи і балансувальні; $\widehat{\mathbf{I}}_{\text{д}}$ – діагональна матриця струмів у вітках схеми (тут і далі знак $\widehat{\ }$ означає, що матриця або вектор є спряжений).

Помноживши вираз (4.7) зліва на одиничний транспонований вектор $\mathbf{n}_{\text{t}}$, отримаємо транспонований вектор втрат потужності кіл кола:

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_{\text{вt}} = \sqrt{3} \cdot \mathbf{n}_{\text{t}} \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma\text{д}} \cdot \mathbf{M}_{\Sigma} \widehat{\mathbf{I}}_{\text{д}},$$

або враховуючи $\mathbf{n}_{\text{t}} \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma\text{д}} = \dot{\mathbf{U}}_{\text{t}}$,

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_{\text{вt}} = \sqrt{3} \dot{\mathbf{U}}_{\text{t}} \mathbf{M}_{\Sigma} \widehat{\mathbf{I}}_{\text{д}}, \tag{4.8}$$

де $\dot{\mathbf{U}}_{\text{t}}$ - транспонований вектор напруги у вузлах, включаючи і балансувальні (тут і далі індекс "t" означає, що матриця або вектор є транспонованими).

З (4.8) видно, що втрати і-ї вітки мережі визначаються виразом:

$$\Delta\dot{S}_{вi} = \sqrt{3}(\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i})\hat{I}_i, \tag{4.9}$$

де $\mathbf{M}_{\Sigma i}$ – вектор-стовпець матриці з'єднань віток у вузлах $\mathbf{M}_\Sigma$; $\hat{I}_i$ – струм в і-й вітці, який може бути визначений через струми у вузлах

$$\dot{I}_i = \mathbf{C}_i \dot{\mathbf{J}}_\Sigma, \tag{4.10}$$

де $\dot{C}_i$ – і-й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах $\dot{\mathbf{J}}_\Sigma$ по вітках схеми.

Матриця розподілу струмів розраховується за допомогою методу одиничних струмів або відомої формули [61]:

$$\mathbf{C} = \mathbf{z}_в^{-1}\mathbf{M}_{\Sigma t}(\mathbf{M}_\Sigma \mathbf{z}_в^{-1}\mathbf{M}_{\Sigma t})^{-1}, \tag{4.11}$$

де $\mathbf{z}_в$ – діагональна матриця комплексних опорів віток схеми електричної мережі.

Якщо схема і параметри електричних мереж ЕЕС є відносно незмінними, то застосування методу визначення струмів у вітках за допомогою матриці струморозподілу **C** є доцільнішим.

З урахуванням (4.10) і (4.11) вираз (4.9) перепишемо:

$$\Delta\dot{S}_{вi} = \sqrt{3}(\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i})\hat{C}_i \hat{\mathbf{J}}_\Sigma, \tag{4.12}$$

Враховуючи це

$$\hat{\mathbf{J}}_\Sigma = \frac{1}{\sqrt{3}}\dot{\mathbf{U}}_{\Sigma д}^{-1}\dot{\mathbf{S}}_\Sigma,$$

(4.12) має вигляд:

$$\Delta\dot{S}_{вi} = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i})\hat{C}_i \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma д}^{-1}\dot{\mathbf{S}}_\Sigma, \tag{4.13}$$

де $\dot{\mathbf{S}}_\Sigma$ – вектор навантажень і генерувань ВДЕ у вузлах, включаючи і балансувальні.

Позначимо в (4.13)

$$\dot{\mathbf{V}}_i = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i})\hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_д^{-1}, \tag{4.14}$$

де $\dot{\mathbf{U}}_д$ – діагональна матриця напруги у вузлах без балансувальних вузлів.

Лінійний вектор $\dot{\mathbf{V}}_i$ складається з коефіцієнтів, які показують, яка частина загальних втрат у цій вітці викликана потоком потужності кожного вузла. З урахуванням (4.14) вираз (4.13) для втрат потужності в і-му рядку перепишемо:

$$\Delta\dot{S}_{\text{Bi}} = \dot{\mathbf{V}}_i \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}. \tag{4.15}$$

Відповідно вектор сумарних втрат віток електричної мережі записується у вигляді

$$\Delta\dot{\mathbf{S}}_{\text{B}} = \dot{\mathbf{V}} \cdot \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}, \tag{4.16}$$

де $\dot{\mathbf{V}}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми в залежності від потужності у вузлах схеми, кожний рядок якої складається з (4.14).

Треба звернути увагу, що коефіцієнти розподілу втрат залежать від параметрів схеми, які зберігаються постійними за певних припущень, і значень напруги вузлів, які визначаються навантаженням і генерацією вузлів схеми. Таким чином, зберігається нелінійність залежності втрат від параметрів режиму. Визначення коефіцієнтів матриці $\dot{\mathbf{V}}$ через поточні значення напруг вузлів по суті означає перехід до лінеаризованої моделі від нормального стану електричної мережі, де вузли мають фіксовані потужності та напруги.

4.2.2 Втрати потужності й електроенергії від потоків ВДЕ

При визначенні потужності електричної мережі та втрат електроенергії з відновлюваних джерел енергії необхідно враховувати особливості роботи ВДЕ в ЕЕС та їх нестабільне виробництво. Крім того, їх потужність, через залежність від природних умов протягом доби, змінюється в досить широкому діапазоні – від нуля до встановленої потужності. ФЕС працює лише вдень і то за ненормованим графіком. Потужність вітрогенераторів залежить від сили вітрового потоку, яка також постійно змінюється (див. графік виробництва на рис. 4.6). Отже, електроенергія та втрати електроенергії, спричинені потоками електроенергії ФЕС та вітрогенераторів в електромережах, також змінюються.

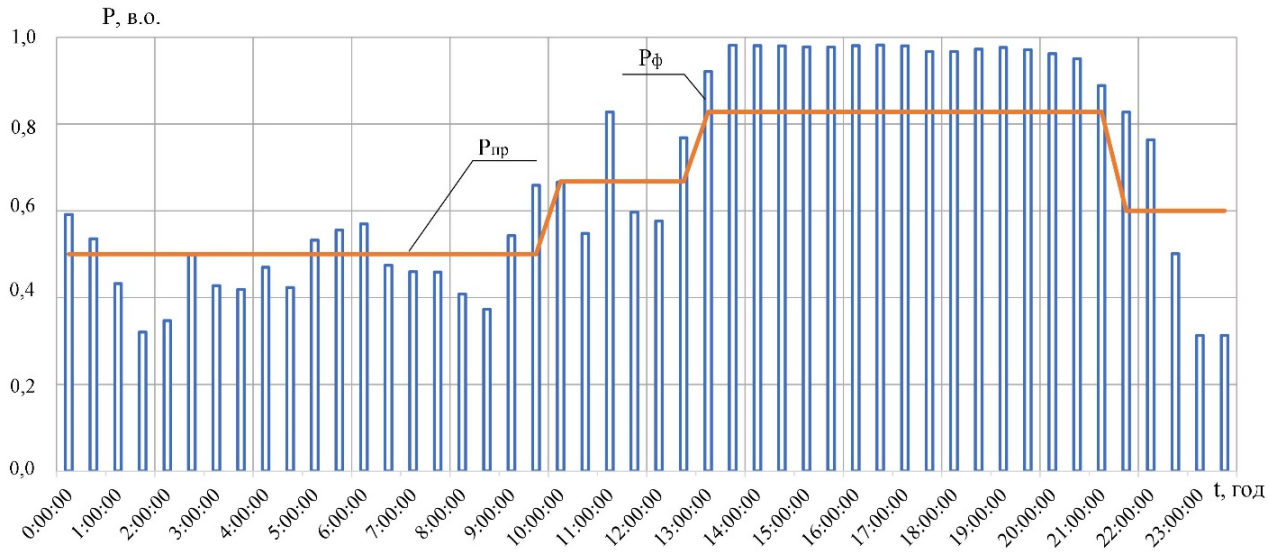


Рисунок 4.6 – Приклад добових графіків фактичного та прогнозованого генерування вітрових турбін

Разом із визначенням величини та походження електроенергії в вітках мережі, яка розраховується за (4.7), втрати потужності в певному колі (ланцюгах) електричної мережі від струму електроенергії ВДЕ в ньому визначається за допомогою (4.15). Для цього розраховуються вектор-рядок **V** і матриця розподілу втрат V із зазначенням напруг вузлів відповідно до значень потужності в цих же вузлах мережі та визначаються складові втрат потужності. Відокремлено від потужності навантаження та потужності генерування:

$$\Delta \dot{\mathrm{S}}_{\mathrm{ві}} = \dot{\mathbf{V}}_i \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma} = \sum_{i \in \boldsymbol{\theta}_H} v_i s_i + \sum_{j \in \boldsymbol{\theta}_{ВД}} v_j s_j \,, \tag{4.17}$$

де v – елементи вектор-рядка $\dot{\mathbf{V}}_i$; s – елементи вектора потужностей вузлів $\dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}$; $\boldsymbol{\theta}_H$ і $\boldsymbol{\theta}_{ВД}$ – масиви вузлів відповідно навантажень і ВДЕ.

Список вузлів ВДЕ $\boldsymbol{\theta}_{ВД}$ може складатися з одного або кількох вузлів залежно від того, коли визначаються втрати у вітці від одного ВДЕ або їх групи.

Втрати електроенергії – це сума втрат потужності в усіх режимах мережі за розрахунковий період T:

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt \text{ або } \Delta W \approx \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i \cdot \Delta t_i \,, \tag{4.18}$$

де $\Delta P(t)$ – графік зміни втрат потужності на протязі часу T; ΔP_i – втрати потужності, які приймаються постійними на протязі часу Δt_i; n – кількість інтервалів, на які розбито графік зміни втрат $\Delta P(t)$ (якщо $\Delta t_i = \Delta t = const$, то $n = T / \Delta t$).

Яка з формул (4.18) буде використана, залежить від постановки задачі та забезпечення даних. Ми виходимо з того, що розв'язується задача балансування електроенергії на наступний день в режимах ЕЕС і дистанційне вимірювання доступне для всіх вузлів електричної мережі. При цьому графіки виробництва ВДЕ є прогнозованими та відомими $\dot{S}_{ВД}(t)$, а також відомі фактичні значення виробленої електроенергії ВДЕ за даними системи комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) на інтервалах часу Δt.

Значення $\Delta P(t)$ визначаються за графіками прогнозування потужності P(t) і Q(t) у вузлах ВДЕ. Наприклад, для і-ої ВЕС (див. рис. 4.6)

$$\Delta W^{пр}_{ВДi} = \int_{t_0}^{t_к} \Delta P^{пр}_{ВДi}(t)dt \text{ або } \Delta W^{пр}_{ВД_i} = \sum_{i=1}^{n} \Delta P^{пр}_{ВД_i}\ \Delta t\,, \tag{4.19}$$

де $n = (t_к - t_0) / \Delta t$

Якщо мова йде про групу ВДЕ , то $\Delta W^{пр}_{ВД} = \sum_{i \in \theta_{ВД}} \Delta W^{пр}_{ВДi}$.

Фактичні значення втрат потужності для однієї і тієї ж ВЕС визначаються наступним чином

$$\Delta W^{ф}_{ВДi} = \sum_{i=1}^{n} \Delta P^{ф}_{ВДi}\ \Delta t\,. \tag{4.20}$$

Значення фактичних втрат електроенергії від групи ВДЕ

$$\Delta W^{ф}_{ВД} = \sum_{i \in \theta_{ВД}} \Delta W^{ф}_{ВДi}\,.$$

Якщо прогнозні та фактичні значення втрат потужності приведені до одного і того ж періоду, то визначається похибка прогнозу втрат потужності при балансуванні режиму ЕЕС:

$$\delta = \frac{\Delta W^{пр}_{ВД} - \Delta W^{ф}_{ВД}}{\Delta W^{пр}_{ВД}} 100\%\,. \tag{4.21}$$

Відповідно до значення похибки δ розраховується додаткова потужність до потужності для заміщення втрат від ВДЕ маневреними потужностями ЕЕС або накопичувача [62]. В результаті прогнозування потужності і-ї ВДЕ $P_{\text{пр}}$ також покращується шляхом додавання відповідного значення до прогнозованого значення потужності $\Delta P_{ВД_i}^{пр}$.

Ефективність розробленого методу оцінки втрат потужності електричних мереж, спричинених генеруванням відновлюваними джерелами енергії, представлено на прикладі електричної мережі 110 кВ, схема якої наведена на рисунку 4.7. Опори відгалужень, навантаження та генерація показані на схемі. Вузол балансування – вузол № 1, ВДЕ знаходиться у вузлі 6. Усталений розрахунок для максимальної генерації ФЕС (о 13:00) проводився за допомогою програми PowerFactory 15.1. За результатами усталеного розрахунку сумарні втрати потужності електричної мережі становлять ΔS = 3,15+j2,8 МВА, значення модулів напруги та фаз вузлів наведено на рисунку 4.7.

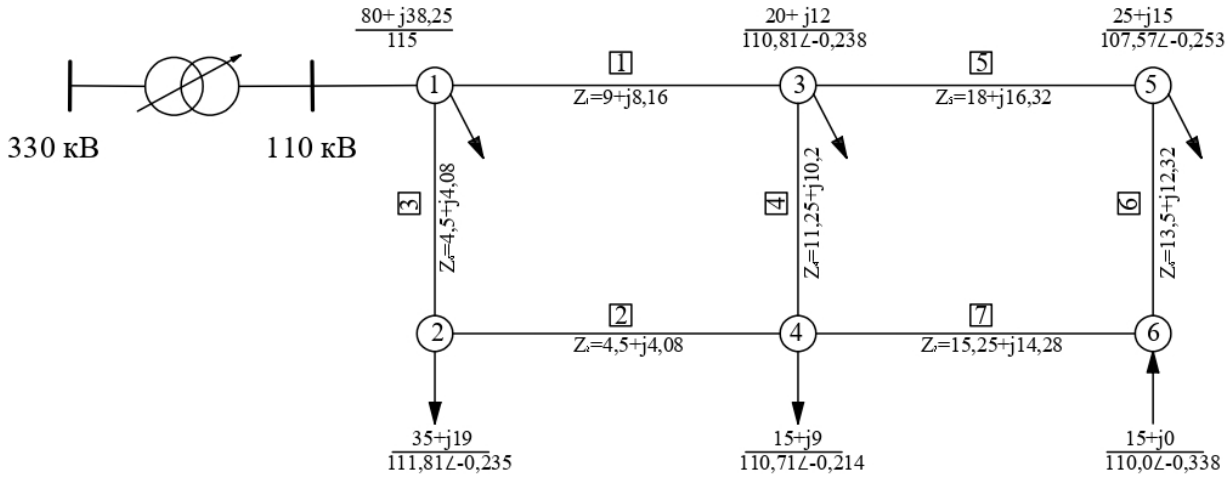


Рисунок 4.7 – Схема електричної мережі

Використовуючи значення розрахованих вузлових напруг, згідно з (4.14), розраховуємо матрицю розподілу коефіцієнтів втрат потужності **V** :

$$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} 0{,}00624 + j0{,}00071 & 0{,}02531 + j0{,}00288 & 0{,}0126 + j0{,}00143 & 0{,}02108 + j0{,}0024 & 0{,}01697 + j0{,}00179 \\ -0{,}00163 + j0{,}00006 & 0{,}0033 - j0{,}00012 & 0{,}00664 - j0{,}00025 & 0{,}0047 - j0{,}00017 & 0{,}00556 - j0{,}00025 \\ 0{,}02386 + j0{,}00352 & 0{,}00959 + j0{,}00141 & 0{,}0193 + j0{,}00284 & 0{,}01368 + j0{,}00202 & 0{,}01619 + j0{,}00225 \\ 0{,}00012 - j0{,}00006 & -0{,}00024 + j0{,}00011 & 0{,}00024 - j0{,}00011 & -0{,}00006 + j0{,}00003 & 0{,}00008 - j0{,}00004 \\ 0{,}00092 + j0{,}00001 & -0{,}00186 - j0{,}00002 & 0{,}00186 + j0{,}00002 & 0{,}01813 + j0{,}00016 & 0{,}01041 + j0{,}0 \\ -0{,}00069 - j0{,}00027 & 0{,}0014 + j0{,}00054 & -0{,}0014 - j0{,}00054 & 0{,}00893 + j0{,}00347 & -0{,}00785 - j0{,}00297 \\ -0{,}0002 + j0{,}00025 & 0{,}00041 - j0{,}0005 & -0{,}00041 + j0{,}0005 & 0{,}00259 - j0{,}00319 & 0{,}00409 - j0{,}00512 \end{bmatrix}.$$

Відповідно до розробленої методики втрати віток мережі через навантаження у вузли визначаються за формулою (4.16):

$$\mathbf{\Delta S_в = \dot{V} S} =$$

$$= \begin{array}{c|c} & \begin{array}{ccccc} 2 & 3 & 4 & 5 & 6 \end{array} \\ \begin{array}{c} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \end{array} & \left| \begin{array}{ccccc} 0,2049+j0,1434 & +0,4716+j0,3612 & +0,1762+j0,1349 & +0,4908+j0,3762 & \mathbf{-0,2545-j0,0268} \\ -0,0584-j0,0289 & +0,0674+j0,0372 & +0,1018+j0,056 & +0,1202+j0,0663 & \mathbf{-0,0834+j0,0038} \\ 0,7683+j0,5765 & +0,1749+j0,1434 & +0,2639+j0,2162 & +0,3117+j0,2558 & \mathbf{-0,2428-j0,0338} \\ 0,0053+j0,0003 & -0,0062-j0,0007 & +0,0046+j0,0005 & -0,0019-j0,0002 & \mathbf{-0,0012+j0,0006} \\ 0,0322+j0,0178 & -0,0371-j0,0227 & +0,0278+j0,017 & +0,4508+j0,276 & \mathbf{-0,1562-j0,0001} \\ -0,0192-j0,0226 & +0,0215+j0,0277 & -0,0161-j0,0208 & +0,1713+j0,2208 & \mathbf{+0,1177+j0,0446} \\ -0,0117+j0,0049 & +0,0141-j0,0051 & -0,0106+j0,0039 & +0,1127-j0,041 & \mathbf{-0,0613+j0,0769} \end{array} \right| \end{array} \text{ МВА.} \quad (4.22)$$

Сумарно втрати в електромережі становлять $\Delta S_\Sigma = 3,15+j2,8$ МВА, що збігається з результатами, отриманими за допомогою програми PowerFactory 15.1. Відповідно до виразу (2.16), ефективні втрати потужності в ланцюгах від навантаження вузла та генерування ВДЕ у вузлі 6 становлять 3,831 і -0,682 МВт відповідно (у (4.22) втрати ВДЕ виділені жирним шрифтом). Отже, у цьому прикладі підключення відновлюваної електроенергії до електромережі зменшує загальні втрати: $\Delta P = 3,831–0,682=3,149$ МВт. Це той випадок, коли спостерігається позитивний ефект від встановлення відновлюваної електроенергії в електромережі.

Застосування розробленого метода визначення втрат потужності та електроенергії, спричинених окремими ВДЕ та їх групами в електричних мережах та в різних її вітках, дає можливість оцінити та врахувати вплив ВДЕ на електроенергетичний баланс електроенергії. ЕЕС в режимі реального часу. В основі методу лежить математична модель електричної мережі для визначення втрат, яка використовує коефіцієнти розподілу струмів ланцюгів вузлів з ВДЕ і поточні значення напруг вузлів мережі, що дозволяє отримати матрицю коефіцієнтів. розподілу втрат потужності в вітках залежно від потужності ВДЕ у вузлах. Значення втрат електроенергії в електричних мережах, викликаних ВДЕ, можуть бути використані при плануванні балансу електроенергії ЕЕС. Оскільки ці втрати підлягають відшкодуванню, їх вартість може бути відповідно компенсована.

Розвиток відновлюваної енергетики в електричних мережах змінює умови їх роботи та ставить нові виклики. Електромережі зі значною кількістю відновлюваних джерел енергії в балансі потужності та електроенергії мають усі

ознаки локальної електроенергетичної системи (ЛЕС) з характерними проблемами. Особливо це стосується нестабільності виробництва вітрових та сонячних електростанцій (ВЕС, ФЕС), створення системи резервування відновлюваних джерел енергії для надійного та якісного електропостачання, регулювання електричних параметрів відповідно до стандартів, що забезпечують самоорганізацію та самовідновлення як необхідні елементи технологій Smart Grid тощо.

Оскільки кількість електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії в балансі ЕЕС, зростає, важливо визначити потужність та втрати електроенергії, спричинені потоками електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії в електромережах. Розроблено метод, алгоритм і програму визначення складової втрат потужності та електроенергії з відновлюваних джерел енергії із сумарних втрат електричних мереж. В основі методу лежить математична модель електричної мережі, призначена для визначення втрат, яка використовує коефіцієнти розподілу струмів у вітках від ВДЕ і вузлових напруг. У результаті формується матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності по вітка схеми в залежності від потужності у вузлах системи. Напруги при формуванні матриці розподілу втрат визначаються за результатами розрахунків усталеного режиму електричної мережі або даних експериментальних вимірювань. Значення втрат електроенергії в електричних мережах, викликаних ВДЕ, можуть бути використані в плануванні балансу електроенергії ЕЕС, а оскільки вони є адресними, їх витрати можуть бути відповідно компенсовані.

4.3 Алгоритмізація методів балансування режимів роботи електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії та активними споживачами

4.3.1 Балансування потужності та електроенергії в локальній електроенергетичній системі узгодженням в ній графіків генерування і споживання

4.3.1.1 Загальні умови балансування потужності та електроенергії в ЛЕС узгодженням в ній графіків генерування і споживання

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ), особливо сонячні та вітрові електростанції (ФЕС, ВЕС), наразі не є гарантованими джерелами електроенергії в електроенергетичних системах (ЕЕС). Оскільки виробництво електроенергії ВДЕ залежить від погодних умов, необхідний резерв потужності для узгодження їх роботи за технічними вимогами ЕЕС [11, 12, 63]. Для забезпечення ефективної

роботи відновлюваних джерел енергії в ЕЕС та забезпечення надійного електропостачання споживачів необхідні резервні джерела енергії, які могли б компенсувати природну нестабільність виробництва ВДЕ. На сьогоднішній день може бути декілька варіантів, які відрізняються своїми техніко-економічними характеристиками [14, 64, 65]. Через відсутність маневреної потужності в ЕЕС використовуються різні способи та засоби накопичення електроенергії. Перш за все, мова йде про накопичення електроенергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії. Найбільш ефективними накопичувачами є електрохімічні батареї, водневі та біогазові технології [16, 65]. Також у процесі балансування ЕЕС можна активно залучати узгодження графіків виробництва ВДЕ з графіками навантаження споживачів електроенергії [66, 67]. Особливо, якщо мова йде про локальні електроенергетичні системи (ЛЕС), які формуються у складі існуючих мереж розподілу електроенергії, де розвиваються відновлювані джерела енергії та які набувають усіх характеристик систем з певною автономністю [20].

В ЕЕС, щоб полегшити проходження максимального навантаження, споживачам електроенергії рекомендовано переносити максимальне навантаження на години, коли система має режим мінімального навантаження [68, 69]. Участь «активних споживачів» у регулюванні електричного балансу в ЕЕС дозволяє покращити регулювання частоти та напруги в ній [11, 19] . Це відбувається шляхом встановлення різних тарифів на електроенергію в різний час доби за погодженням з оператором розподілення. В ЕЕС підтримувати баланс потужності та електроенергії стало складніше, коли частка відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) значно зросла. Особливо розвиток сонячної електроенергії та вітрових електростанцій (ФЕС і ВЕС), які не є гарантованими виробниками електроенергії через їхню залежність від погодних умов.

При балансуванні режиму ЕЕС необхідно враховувати, що виробництво відновлюваних джерел енергії може мати різні нормативні умови. Вони можуть змінюватися таким чином, що ВДЕ виробляє електроенергію в ЕЕС без обмежень (обмеження допускаються лише через можливі порушення стабільності роботи ЕЕС), виробляє електроенергію в ЕЕС в прогнозований короткий термін (найчастіше на наступну добу) за погодинним графіком, або виробляє електроенергію шляхом участі в аукціоні відновлюваних джерел енергії згідно з правилами [70] .

Розглянемо ситуацію, коли відновлювані джерела енергії виробляють електроенергію згідно з прогнозованим погодинним графіком виробництва на наступну добу. ВДЕ працює у складі балансуючої групи, сумарна потужність якої може зростати від десятків до сотень МВт. Потужність навантаження

споживачів електроенергії в ЛЕС пропорційна потужності відновлюваних джерел енергії. Такою балансуючою групою є за всіма параметрами локальна енергосистема у складі ЕЕС. Вона містить джерела енергії, з'єднані електричними мережами та електричними споживачами різних класів напруги, а також з'єднаний з електричною системою лініями передачі, через які він може посилати або отримувати електроенергію. Технічно та економічно можливо та доцільно розглядати такі ЛЕС як окрему балансуючу групу. Для цього необхідно визначитися з способами та засобами зниження нестабільності виробництва ВДЕ в ЛЕС. До них відносяться системи, пов'язані з резервуванням і перетворенням електроенергії , а також системи управління графіками виробництва і споживання електроенергії. Вони відрізняються за вартістю, тому рекомендується в першу чергу використовувати останні, тобто узгодження графіків виробництва відновлюваної енергії та споживання електроенергії. Запровадження методу узгодження графіків виробництва та споживання електроенергії також може зменшити необхідну ємність накопичувачів енергії, що дозволить знизити їх вартість. Проте перед розробкою технічної реалізації активної поведінки споживачів електроенергії ЛЕС та розробкою системи фінансової мотивації необхідно вивчити ефективність узгодження графіків виробництва ВДЕ та графіків споживання електроенергії для збалансування системи ЛЕС. Таким чином ми показуємо можливість і доцільність узгодження графіків виробництва ВДЕ та споживання електроенергії локальної електроенергетичної системи як способу збалансування потужності та електроенергії в ній.

4.3.1.2 Балансування потужності та електроенергії в ЛЕС як в балансуючій групі

На рисунку 3.5 показана конфігурація окремої балансувальної групи ЛЕС. До неї входять джерела електроенергії, накопичувачі електроенергії та споживачі електроенергії. До джерел електроенергії відносяться ФЕС, вітрові турбіни, малі гідроелектростанції (МГЕС) та централізовані джерела електроенергії ЕЕС (атомні електричні станції (АЕС), теплоелектростанції (ТЕС), гідроелектростанції (ГЕС), гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС)). Електрохімічні накопичувачі (ЕХН), водневі та біогазові установки (БГУ) використовуються як батареї та перетворювачі електроенергії в інші види енергії та навпаки. Водневі технології призначені для отримання водню шляхом електролізу, який можна використовувати для вироблення електроенергії для підтримки електричного балансу в ЛЕС, а решта використовується в інших галузях промисловості та на транспорті. БГУ можна використовувати як джерело теплової та електричної енергії (когенераційні установки). Споживачами

електроенергії в ЛЕС є промислові та комунально-побутові навантаження, а також водневі технології та ЕГН в режимі заряду.

Баланс електроенергії в ЛЕС, як і в балансовій групі, обчислюється:

$$P_{ФЕС}(t)+P_{ВЕС}(t)+P_{мГЕС}(t)+P_{БГУ}(t)\pm P_{ЕЕС}(t)\pm P_{в}(t)\pm P_{х}(t)-P_{сп}(t)-\Delta P(t)=0, \quad (4.23)$$

де $P_{ФЕС}(t)$ – потужність ФЕС; $P_{ВЕС}(t)$ – потужність ВЕС; $P_{мГЕС}(t)$ – потужність малих гідроелектростанцій; $P_{БГУ}(t)$ – електрична потужність когенераційних установок; $P_{ЕЕС}(t)$ – потужність ЕЕС; $P_{в}(t)$ – потужність водневих установок; $P_{х}(t)$ – потужність електрохімічних накопичувачів; $P_{сп}(t)$ – потужність споживачів електроенергії, в тому числі «активних»; $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

Як балансуюча група ЛЕС реалізує принцип: вся вироблена електроенергія споживається в ЛЕС, а надлишок передається в ЕЕС. Забезпечити стабільність ЛЕС у періоди максимального (мінімального) споживання або обмеженої продуктивності системи централізованого електропостачання, коли коливання локальних параметрів виробництва можуть призвести до порушення режиму ЕЕС, актуальною є оптимізація ВДЕ з метою мінімізації відхилень від централізовано визначеного графіка загального виробництва, враховуючи обмеження первинних енергетичних ресурсів та характеристики відновлюваних джерел енергії [71]:

$$\int_{t_0}^{t_k}\frac{1}{2}\left(P_{ВДЕ}(t)-\sum_{i=1}^{n}P_i(t)\right)^2 dt\to\min, \quad (4.24)$$

де $P_{ВДЕ}(t)$ – сумарна прогнозована потужність ВДЕ ЛЕС, яка надається оператору балансуючої групи у вигляді графіка генерування на наступну добу; $P_i(t)$ – поточне значення потужності ВДЕ на інтервал часу $t_0 - t_k$, на якому контролюється вироблена електроенергія в ЛЕС.

При цьому враховуються прогнозні дані параметрів погоди, отримані від відповідної підсистеми системи автоматичного керування (САУ) [72], які дозволяють достатньою мірою повторити стан відновлюваних джерел енергії за період часу, кілька днів, а потім з уточненням на день наперед з внутрішньодобовою корекцією. Через це нестійкі джерела енергії, такі як вітрові

турбіни та вітрові турбіни в цільових функціях і обмеженнях задач оптимального керування можуть бути представлені математичними сподіваннями часових залежностей генерування $M_{\text{ВЕС}}\{P(t)\}$, $M_{\text{ФЕС}}\{P(t)\}$, $t \in [t_0; t_k]$.

Незважаючи на те, що виробництво сонячних електростанцій і вітрових турбін можна передбачити досить точно, враховуючи внутрішньодобове коригування, але вони нестабільні за фактом вироблення електроенергії, тому необхідна установка резерву потужності. Таким резервом є електрохімічні накопичувачі, воднева та біогазова технологія, а також може бути системним резервом для ЕЕС. Також можна компенсувати нестабільність виробництва відновлюваної енергії шляхом узгодження графіків генерування та споживання електроенергії. Виникає проблема, якими способами, засобами та в якій формі доцільно резервувати та забезпечувати проблему нестабільності виробництва електроенергії з ВДЕ на практиці (4.24).

4.3.2 Оптимізація витрат на резервування потужності ВДЕ в ЛЕС

В умовах, коли в ЕЕС сформовані локальні електроенергетичні системи, де потужність і електроенергія збалансовані за принципом – те, що виробляється, те споживається, то при реалізації цього принципу ЕЕС є резервом відновлюваних джерел енергії. За таких умов завдання ЛЕС – компенсувати природну нестабільність виробництва відновлюваних джерел енергії, особливо на сонячних та вітрових електростанціях. Це вирішується способами та засобами резервування електроенергії, виробленої з використанням різних відновлюваних джерел енергії. Запропоновано один із способів, який безпосередньо не пов'язаний з накопиченням електроенергії. Йдеться про узгодження графіків генерування та споживання електроенергії в ЛЕС. В системах енергопостачання накопичений досвід згладжування графіків навантажень за допомогою зонального обліку електроенергії з різними тарифами.

Якщо критерієм оптимальності прийняти загальну вартість $B_{рез}$ для резервування потужності $P_{рез}(t)$ в (4.24) нестабільного генерування ВДЕ, то з урахуванням можливих на даний момент способів резервування задача мінімізації $B_{рез}$ записується:

$$B_{рез} = B_x\left(P_x\right) + B_в(P_в) + B_г(P_г) + B_с(P_с) + B_п\left(P_п\right) + B_к(P_к) \to \min, \qquad (4.25)$$

де $B_x(P_x)$ – витрати на резервування накопичувачами електрохімічного типу; $B_в(P_в)$ – витрати на водневі технології; $B_г(P_г)$ – витрати, зв’язані з використанням

біогазових технологій як резерву; $B_c(P_c)$ – витрати на користування системним резервом, що є фактично компенсацією за утримання резерву на енергоагрегатах ТЕС; $B_n(P_n)$ – витрати на запаси пропускної спроможності ліній електропередачі, що необхідно для транспортування електроенергії з/до місця під'єднання резервної потужності до ЕЕС; $B_к(P_к)$ – витрати на реалізацію координації графіків генерування і споживання електроенергії в ЕЕС; P_x, $P_в$, $P_г$, P_c, $P_п$, $P_к$ – відповідно оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування.

У роботі [73] показано, що для оптимізації витрат на резервування ВДЕ при нестабільному виробництві та вибору відповідних способів і засобів для цього можна використовувати критеріальний метод теорії подібності [24, 74]. Перевага критеріального методу полягає в тому, що він дає можливість отримати відносну оцінку кожного способу та засобу резервування ВДЕ з мінімальною інформацією. Особливість критеріального методу полягає в тому, що розв'язок оптимізаційної задачі з його допомогою отримують у відносних одиницях. У нашому випадку це означає, що за допомогою критеріального методу ми можемо дати відносну оцінку порівняння окремих способів резервування ВДЕ та отримати їх класифікацію за обраним критерієм оптимальності. В теорії оптимізації це співрозмірність [75]. Це особливо важливо на етапі формування ЛЕС, коли відомі лише їх загальні техніко-економічні характеристики і немає точної інформації про цінові показники.

Відповідно до можливостей методу формується математична модель. Створення критеріальної моделі вимагає певних припущень. У ЛЕС розташовані електрохімічні батареї, обладнання для отримання «зеленого» водню та перетворення його на електроенергію, когенераційні, біогазові установки. Окремим завданням є вибір місця їх встановлення [76]. Централізоване розміщення ЕХН, водневих технологій і біогазових установок пов'язане з втратами електроенергії в електромережах і вони враховані в моделі оптимізації $B_{рез}$.

При визначенні способів резервування слід також враховувати таке. Ціна на батареї електрохімічного типу, виробництво яких достатньо контрольоване у світовій практиці, постійно знижується, а тому їх ємність в електросистемах зростає. Водневі та біогазові технології як спосіб збереження нестабільного виробництва відновлюваних джерел енергії знаходяться у фазі розробки. Їх витрати не мають чіткої тенденції до зниження, і вони залежать від використання водню та біогазу в інших галузях. Що стосується системного резерву, то в межах дозволеного використання для балансування нестабільного виробництва ВДЕ,

його величина в ринкових умовах визначається режимом ЕЕС (дефіцит або профіцит). Якщо інтерес до розбудови відновлюваних джерел енергії в ЕЕС все ще є, то витрати $B_c(P_c)$ мають відповідно зменшитися.

Враховуючи сказане, скористаємося методом оптимізації витрат на резервування ВДЕ, викладеним в п. 2.2. Математичну модель з урахуванням особливостей об'єктів ЕЕС для оптимізації характерних витрат виробництва 1 кВт резервної потужності ВДЕ можна представити у вигляді:

$$B_{рез} = C_1 P_x^{-1} + C_2 P_в + C_3 P_г + C_4 P_c^{-1} + C_5 P_к + C_6 P_x^2 P_c^2 P_в^{-1} P_г^{-1} P_к^{-1} \rightarrow \min, \quad (4.26)$$

за умови $P_c \le G_c$, що або $g_c P_c \le 1$,

де $C_1, C_2, C_3, C_4, C_5, C_6$ – узагальнені константи, що містять вихідні дані задачі (в першу чергу це цінові показники); G_c – максимальна потужність системного резерву, яку можна використати для урівноваження генерування ВДЕ ($g_c = 1/G_c$).

Цільова функція (4.26) формується з певними припущеннями. Вираз (4.26) не враховує деякі компоненти способів резервування задачі мінімізації $B_{рез}$ з (4.25). Зокрема це витрати на збільшення пропускної спроможності ліній електропередачі, яка вважається достатньою на початковому етапі. Перша складова рівняння (4.26) враховує питомі витрати на електрохімічні накопичувачі. Їх вартість зменшується, тому в ЕЕС їх кількість збільшується, а потужність зростає. Другий компонент розглядає конкретні витрати на впровадження резервування за допомогою системи для отримання та використання водню як накопичувача енергії. Враховуючи, що частина водню використовується в інших галузях, собівартість виробництва електроенергії в балансовій групі обернено пропорційна $P_в$. Вартість використання біогазу для збільшення резервних потужностей має лінійну залежність. За умови наявності системного резерву та зниження його вартості він буде використовуватися більше і P_c збільшиться. Останній доданок цільової функції (4.26) відображає витрати, пов'язані з покриттям втрат електроенергії в елементах електричної мережі, які пов'язані з впровадженням засобів резервування.

Для аналізу пропорційності та чутливості оптимального складу способів і засобів тарифікації ВДЕ перепишемо (4.26) у критеріальному вигляді. За базові значення беремо параметри оптимального варіанту. Тоді в критеріальній формі вираз витрат (4.26) запишеться:

$$B_{рез*} = \pi_{1o} P_{x*}^{-1} + \pi_{2o} P_{в*} + \pi_{3o} P_{г*} + \pi_{4o} P_{с*}^{-1} + \pi_{5o} P_{к*} + \pi_{6o} P_{x*}^{2} P_{с*}^{2} P_{в*}^{-1} P_{г*}^{-1} P_{к*}^{-1} \quad , (4.27)$$

де $B_{рез*} = B_{рез} / B_{рез\,\min}$; $P_{x*} = P_x / P_{x\,o}$, $P_{в*} = P_в / P_{в\,o}$, $P_{г*} = P_г / P_{г\,o}$, $P_{с*} = P_с / P_{с\,o}$, $P_{к*} = P_к / P_{к\,o}$, де $P_x, P_в, P_г, P_с, P_к$ – відповідно поточні та оптимальні значення потужності способів резервування, $\pi_{i\,o} = C_i / B_{рез\,\min}$ – оптимальні значення критеріїв подібності.

Методи теорії подібності, особливо критеріальний метод, використовується для оптимізації та аналізу способів і засобів резервування генерування ВДЕ, потім відповідно записується система ортогональних і нормалізованих (ортонормованих) рівнянь для (4.26), з яких визначаються $\pi_{i\,o}$ [24, 74]:

$$\begin{cases} -\pi_1 + 2\pi_6 = 0; \\ \pi_2 - 2\pi_6 = 0; \\ \pi_3 - \pi_6 = 0; \\ -\pi_4 + 2\pi_6 + \pi_7 = 0; \\ \pi_5 - \pi_6 = 0; \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 + \pi_5 + \pi_6 = 1; \end{cases} \Rightarrow \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -2 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 2 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \pi_4 \\ \pi_5 \\ \pi_6 \\ \pi_7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}. \quad (4.28)$$

Задача (4.28) не задовольняє умову канонічності, якщо міра її складності s=*m–n –1=0,* де m – кількість членів цільової функції, n – змінні P_i. У нашому випадку s=7–5–1=1. Оскільки в цій системі рівнянь усі параметри дійсні та мають певні допустимі межі існування, то такі діофантові рівняння мають дійсну множину розв'язків щодо одного параметра (оскільки s=1). Набір рішень можна побудувати, взявши будь-який із складових резервування в (4.25) як основний компонент. У нашому випадку за базову складову доцільно взяти витрати на організацію узгодження графіків виробництва та споживання електроенергії в ЛЕС, яку найпростіше реалізувати і з якою можна порівняти інші складові. Якщо прийняти вартість використання системного резерву для покриття небалансу в ЛЕС, то базовою змінною є π_7, відносно якої з системи рівнянь (4.28) визначаються критерії подібності:

$$\begin{aligned} &\pi_{1o} = 0,2405 - 0,2405\pi_7; \quad \pi_{2o} = 0,1582 - 0,1582\pi_7; \\ &\pi_{3o} = 0,1684 - 0,8418\pi_7; \quad \pi_{4o} = 0,2164 + 1,1207\pi_7; \\ &\pi_{5o} = 0,1082 + 0,0601\pi_7; \quad \pi_{6o} = 0,1082 + 0,0601\pi_7. \end{aligned} \quad (4.29)$$

З урахуванням значень критеріїв подібності (4.27) перепишемо:

$$B_{рез*} = (0,2405 - 0,2405\pi_7)P_{х*}^{-1} + (0,1582 - 0,1582\pi_7)P_{в*} + \\ + (0,1684 - 0,8418\pi_7)P_{г*} + (0,2164 + 1,1202\pi_7)P_{с*}^{-1} + \\ + (0,1082 + 0,0601\pi_7)P_{к*} + 0,1082 + 0,0601\pi_7)P_{х*}^2 P_{с*}^2 P_{в*}^{-1} P_{г*}^{-1} P_{к*}^{-1} \quad . \qquad (4.30)$$

Існує два компоненти відносної вартості резервування відновлюваних джерел енергії. Перша складова визначається на основі оптимальних значень витрат на заходи резервування та їх співвідношень, друга залежить від резервної потужності системи G_c :

$$B_{рез*} = (0,2405P_{х*}^{-1} + 0,1582P_{в*} + 0,1684P_{г*} + 0,2164P_{с*}^{-1} + 0,1082P_{к*} + \\ + 0,1082P_{х*}^2 P_{с*}^2 P_{в*}^{-1} P_{г*}^{-1} P_{к*}^{-1}) + (-0,2405P_{х*}^{-1} - 0,1582P_{в*} - 0,8418P_{г*} + \\ + 1,1202P_{с*}^{-1} + 0,0601P_{к*} + 0,0601P_{х*}^2 P_{с*}^2 P_{в*}^{-1} P_{г*}^{-1} P_{к*}^{-1})\pi_7. \qquad (4.31)$$

Якщо системний резерв не використано, то $B_{рез*}$ визначте лише першою компонентою:

$$B_{рез*} = (0,2405P_{х*}^{-1} + 0,1582P_{в*} + 0,1684P_{г*} + 0,2164P_{с*}^{-1} + 0,1082P_{к*} + \\ + 0,1082P_{х*}^2 P_{с*}^2 P_{в*}^{-1} P_{г*}^{-1} P_{к*}^{-1}). \qquad (4.32)$$

З (4.32) видно, що якщо значення потужності заходів резервування оптимальні, тобто у відносних одиницях всі $P_{i*} = 1$, то також $B_{рез*} = 1$. Це означає, що вираз (4.32) дозволяє аналізувати пропорційність і чутливість витрат на резервування ВДЕ $B_{рез*}$ до відхилення потужності P_{i*} від їх оптимальних значень.

Відповідно до прийнятої моделі (4.26) витрати, необхідні для балансування графіка генерування ВДЕ та його модифікованої моделі (4.32), є оптимальними витратами на резервне обладнання в певному співвідношенні. Загальні витрати є економічно доцільними, якщо їх розподілити в таких пропорціях: витрати на електрохімічні накопичувачі однакової потужності в півтора рази перевищують водневу технологію, витрати на заходи з узгодження графіків генерування та споживання електроенергії в ЛЕС є найнижчим серед інших способів резервування відновлюваних джерел енергії.

Такі результати були отримані завдяки тому, що значення оптимальних критеріїв подібності не залежать від параметрів C_1 ,..., C_5 . Щодо загальних

показників C_1 , ..., C_5 , їх вплив на економічно вигідні значення потужності $P_{x*}, P_{в*}, P_{г*}, P_{с*}, P_{к*}$ і витрати $B_{рез*}$ можна оцінити шляхом визначення їх значень із системи рівнянь, записаних методом інтегральних аналогів з (4.26) з урахуванням (4.29) [24]:

$$\begin{cases} (0,2405 - 0,2405\pi_7) = C_1 / B_{рез} P_x; \\ (0,1582 - 0,1582\pi_7) = C_2 P_в / B_{рез}; \\ (0,1684 - 0,8418\pi_7) = C_3 P_г / B_{рез}; \\ (0,2164 + 1,1202\pi_7) = C_4 / B_{рез} P_с; \\ (0,1082 + 0,0601\pi_7) = C_5 P_к / B_{рез}; \\ (0,1082 + 0,0601\pi_7) = C_6 P_x^2 P_с^2 / B_{рез} P_в P_г P_к. \end{cases} \quad (4.33)$$

З отриманих виразів можна оцінити вплив зміни, наприклад, C_1 на економічно вигідні значення всіх змінних. Вирази (4.33) показують, що економічно вигідні значення потужностей, які визначаються з кожного способу резервування, і витрати на їх реалізацію залежать від прийнятого сценарію реалізації резервування. Тому економічно вигідні способи резервування їх потужності, а також параметри реалізації кожного способу вибираються з урахуванням їх взаємного впливу на систему. Наприклад, якщо C_1 по відношенню до базової вартості зростає на 20% при незмінних C_2, C_3, C_4, C_5, то загальні витрати $B_{рез}$ на збалансування графіка генерування ВДЕ зростуть на 40%.

Критеріальне рівняння (4.32) дозволяє оцінити вплив вхідних даних на економічно обґрунтовані значення витрат і потужності, які визначаються з кожного способу резервування, тобто оцінити чутливість витрат до зміни потужності. (4.32) можна використовувати для визначення змін питомих витрат при зміні тієї чи іншої потужності, що підлягає оптимізації, тобто для вивчення економічної стійкості витрат на зміну параметрів. На рисунку 3.2 як приклад показано залежність чутливості вартості від зміни потужності накопичувачів електрохімічного типу та від зміни потужності водневих технологій. З рисунка 4.8 видно, що при збільшенні ємності акумуляторів електрохімічного типу P_x на 50% собівартість збільшується на 5,5 % , а при подвоєнні – на 20,4% . Якщо $P_в$ на 50%, собівартість збільшується на 4,3 %, що менше вартості акумуляторів електрохімічного типу. А як подвоїти, то вартість зросте на 10,4 %. Зміна вартості узгодження графіків виробництва та споживання електроенергії в ЛЕС становить 1,8% та 5,4%.

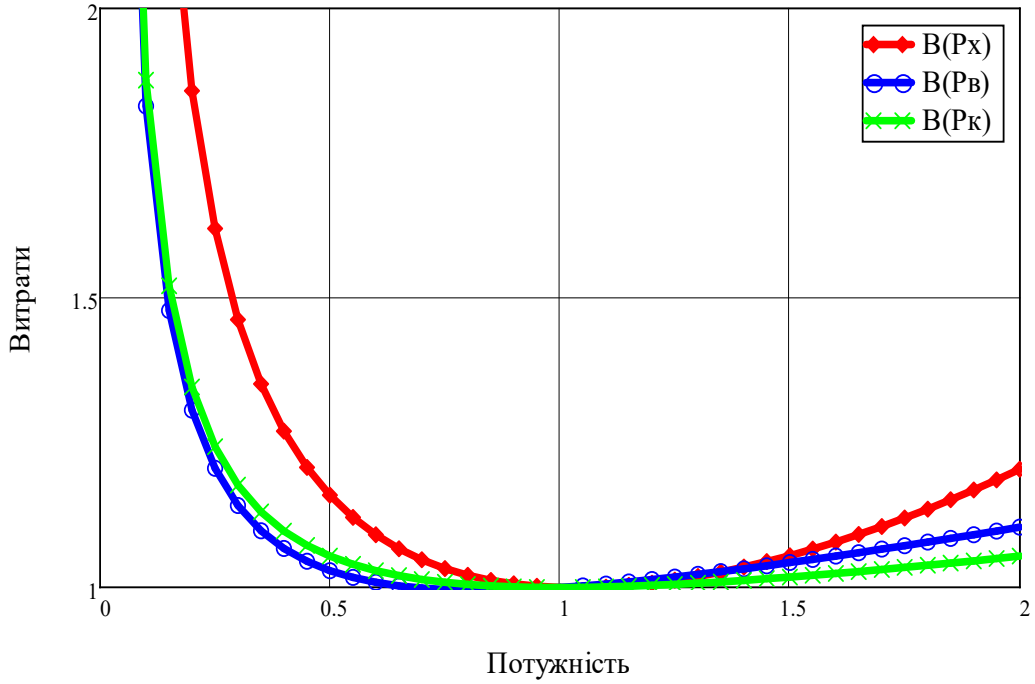


Рисунок 4.8 – Чутливість витрат до зміни потужності накопичувачів електрохімічного типу (червона крива), до змін потужності водневих технологій (синя крива) та до узгодження графіків генерування і споживання електроенергії (зелена крива)

Отже, підтверджено, що вартість 1 кВт резервної потужності для ВДЕ для компенсації нестабільності їх виробництва відрізняється чутливістю. Якщо заходи щодо компенсації нестабільності виробництва електроенергії з ВДЕ реалізовувати поетапно, то варто починати з найбільш ефективних і недорогих. З аналізу видно, що такими є узгодження графіків виробництва та споживання електроенергії в ЛЕС та водневих технологіях. Оскільки ЕЕС вже має досвід використання «активних споживачів», варто дослідити можливості та ефективність узгодження графіків генерування та споживання електроенергії під час балансування потужності та електроенергії в ЛЕС.

Для оцінки можливості та ефективності за допомогою критеріального методу проведено відносне порівняння резервування відновлюваних джерел енергії: електрохімічного накопичення, водневих та біогазових технологій, маневреної потужності ЕЕС та узгодження графіків виробництва та споживання електроенергії в ЛЕС. Було показано, що з аналізу пропорційності та чутливості відносних витрат до можливих способів і засобів резервування відновлюваних джерел енергії, водневі технології та узгодження графіків генерування та

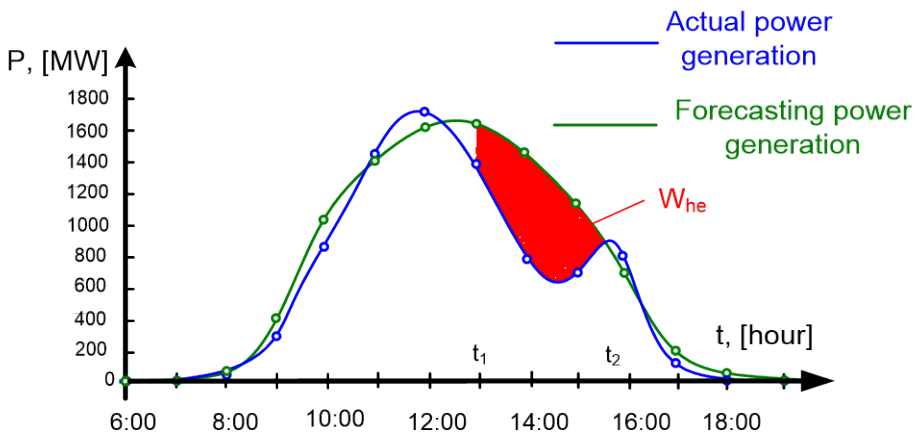
споживання електроенергії в ЛЕС є кращими. По-перше, рекомендується використовувати можливість узгодження графіків генерування та споживання електроенергії в ЛЕС. Водень, вироблений в ЛЕС, рекомендовано використовувати для вироблення електроенергії, якої не вистачило для повного балансування після такого узгодження.

4.3.3 Узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС для балансування в ній електроенергії

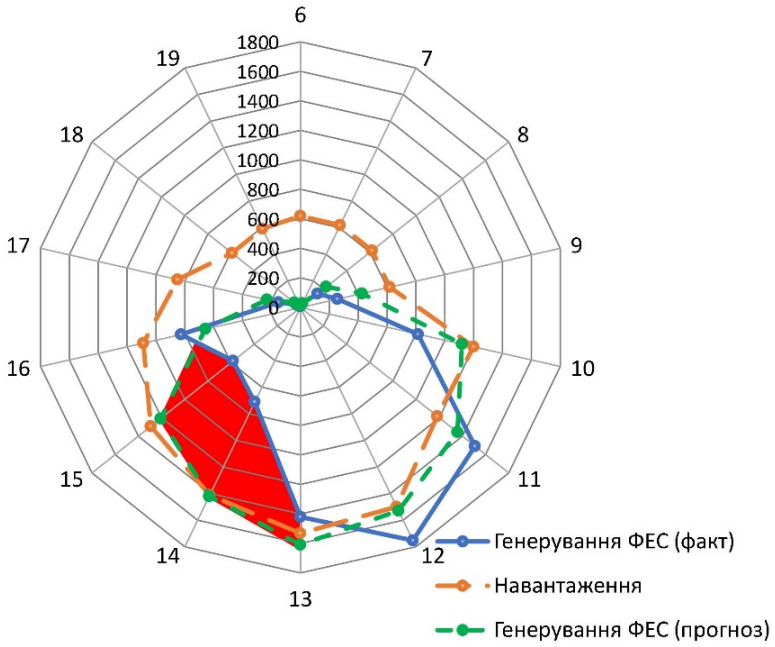
4.3.3.1 Аналіз сумарного графіка навантаження ЛЕС

Вплив на графіки навантаження є складним процесом, що потребує змін у технологічному процесі споживачів електроенергії. Тому, зміна графіка електричних навантажень (ГЕН) повинна бути детально обґрунтована. Для цього необхідно вибрати зручний метод аналізу і порівняння параметрів графіків навантаження і генерування електроенергії в ЛЕС. В [77] показано, що використання морфометричного апарату для аналізу нерівномірності графіків має ряд переваг і дозволяє здійснити комплексну і детальну оцінку форми ГЕН. В основі застосування морфометричного аналізу лежить перехід від декартової (рис. 4.9,а) до полярної системи координат (рис. 4.9,б). Таким чином, метою дослідження є формалізація нерівномірності ГЕН із застосуванням морфометричного аналізу, що дає можливість більш ґрунтовно охарактеризувати нерівномірність ГЕН, на відміну від класичних показників, що описують характер нерівномірності ГЕН (дисперсія, коефіцієнт форми, коефіцієнт заповнення, коефіцієнт нерівномірності ГЕН). Детальний аналіз ГЕН дає можливість покращити роботу ВДЕ в задачі покриття заданого графіка навантаження в межах балансової належності споживача та, як наслідок, зменшити нерівномірність ГЕН мережі.

Для розроблення методу узгодження графіків генерування ВДЕ та навантаження ЛЕС потрібно оцінити вплив генерування ВДЕ станцій на нерівномірність добового графіка електричних навантажень. Для аналізу та оцінювання ВДЕ на сумарний графік навантаження електричної мережі використаємо інтегральні морфометричні показники нерівномірності ГЕН [22]. Як приклад, розглянем характерний випадок, коли пік генерування ФЕС припадає на денний провал у графіку навантаження (див. рис. 4.9). Виникає необхідність мотивувати споживачів зміщувати свій добовий графік електричних навантажень в години максимуму генерування ФЕС.



а)



б)

Рисунок 4.9 – Графік електричних навантажень та генерування ФЕС, а) в декартові системі координат, б) в полярній системі координат

Основним мотивуючим заходом є зонний тариф на електроенергію, згідно якого вартість електроенергії диференціюється за періодами часу доби. Споживач може зменшити плату за електроенергію, не зменшуючи обсягів споживання. При цьому зменшується нерівномірність ГЕН. Якщо споживач електроенергії знаходиться в балансуючій групі, то додатковим стимулюючим мотивом є також зменшення різниці (4.1) між прогнозованим і фактичним графіками генерування в ЛЕС.

Для оцінювання вартості зміщення потужності споживання потрібно розробити показник, який би враховував зміну тарифного коефіцієнта вартості електроенергії згідно зонного тарифу. Вартість компенсаційних виплат споживачеві за зміщення графіка електроспоживання та вартість втрат потужності внаслідок вирівнювання сумарного добового ГЕН визначаються:

$$B_{ij} = P_{зм} \cdot C_t \left(K_{tj} - K_{ti} \right) + \beta \pm \delta P \cdot C_t \ , \qquad (4.34)$$

де $P_{зм}$ – потужність, яку споживач має змістити для вирівнювання графіка навантаження ЛЕС; C_t – тариф на електроенергію по енергопостачальній компанії; K_{tj} – коефіцієнт вартості електроенергії згідно зонного тарифу ступені графіка, з якої планується перенести потужність; K_{ti} – коефіцієнт вартості електроенергії згідно зонного тарифу ступені графіка, в яку планується переносити потужність; β – вартість технологічного зсуву виробництва, що має бути компенсована ЛЕС; δP – зміна втрат потужності мережі ЛЕС внаслідок коригування графіка навантаження споживача.

Для впливу зменшення нерівномірності сумарного добового ГЕН ЛЕС та мінімізації втрат потужності пропонується коригувати графік навантаження трансформаторних підстанцій (ТП) по черзі відповідно до їх коефіцієнтів завантаження. Очевидно, що значення відносних вартостей B_{ij} для кожного вузла будуть відрізнятись. Відповідно до поставленої задачі напишемо цільову функцію:

$$\sum_{i=1}^{m} \sum_{j=1}^{n} B_{ij} \cdot P_{ij} \to \min , \qquad (4.35)$$

де P_{ij} – потужність, яку потрібно змістити з j-тої ступені графіка навантаження на і-ту; m – години, в які власне споживання ТП більше за генерування ФЕС; n – години, в які генерування ФЕС переважатиме споживання ТП.

Перша група обмежень вказує, що потужність на будь-якій ступені ГЕН повинна дорівнювати сумарній потужності споживання електроенергії цієї ступені ГЕН. Друга група обмежень вказує, що сумарний зсув споживання на деяку ступень ГЕН повинен повністю компенсувати генерування на цій ступені. Також вводиться обмеження на неможливість зміщення від'ємних значень потужності споживання.

Для розв'язання цієї задачі скористаємося методом транспортної задачі [75]. Розроблено відповідний алгоритм і програма.

4.3.3.2 Алгоритм корегування графіка електричних навантажень ЛЕС

Для визначення потужності, якою може маневрувати споживач, визначається технологічний мінімум для кожного споживача. Виходячи з цього, потужність, яку може зміщувати споживач, буде дорівнювати різниці між фактичною P_{li} потужністю споживання та технологічним мінімумом P_{tmi} для певної години навантаження. Споживачі ранжуються відповідно до їх коефіцієнту завантаження ТП.

Години, в які власне споживання ТП менше за потужність генерування ФЕС, умовно відносяться до годин «генерування». Тобто годин, на які потрібно буде змістити потужності споживання. Години, в які навантаження більше за потужність генерування та виконується умова $P_{li}(t) - P_{tmi}(t) > 0$ відносяться до годин, з яких можна переносити потужність. Саме ця різниця визначає обсяг надлишкової потужності $P_{exi}(t)$, яку можна змістити з певною вартістю та $P_{defi}(t)$ – потужність, якої не вистачає в певну годину доби для коригування добового графіка. З урахуванням визначених потужностей дефіциту і надлишку формується транспортна матриця переносу потужностей з годин надлишків в години дефіциту для коригування добового графіка навантаження. У випадку, коли сумарна потужність генерування переважатиме потужність, яку можна змістити для коригування графіка електричних навантажень, для отримання збалансованої транспортної задачі вводиться додатково фіктивне джерело генерування навантаження (віртуальна електрична станція $P_{viri}(t) = \sum_{i\in\theta} P_i(t) - P_{exi}(t)$ (θ – множина джерел електроенергії ЛЕС). У випадку, коли власного генерування ФЕС не вистачає для забезпечення потреб в електроенергії споживачів, вводиться умовне джерело централізованого живлення $P_{EECi}(t) = \sum_{i\in\theta} P_i(t) - P_{exi}(t)$.

На рис. 4.10 наведено алгоритм формування оптимального ГЕН для ЛЕС як балансуючої групи. Вихідними даними є прогнозовані на наступну добу погодинні графіки генерування і споживання електроенергії в ЛЕС, а також відповідно до (4.34): C_t – поточний тариф на електроенергію, K_{tj} *і* K_{ti} – коефіцієнти вартості електроенергії ступені графіка, з якої планується перенести потужність і в яку планується переносити потужність, β – вартість технологічного зсуву виробництва.

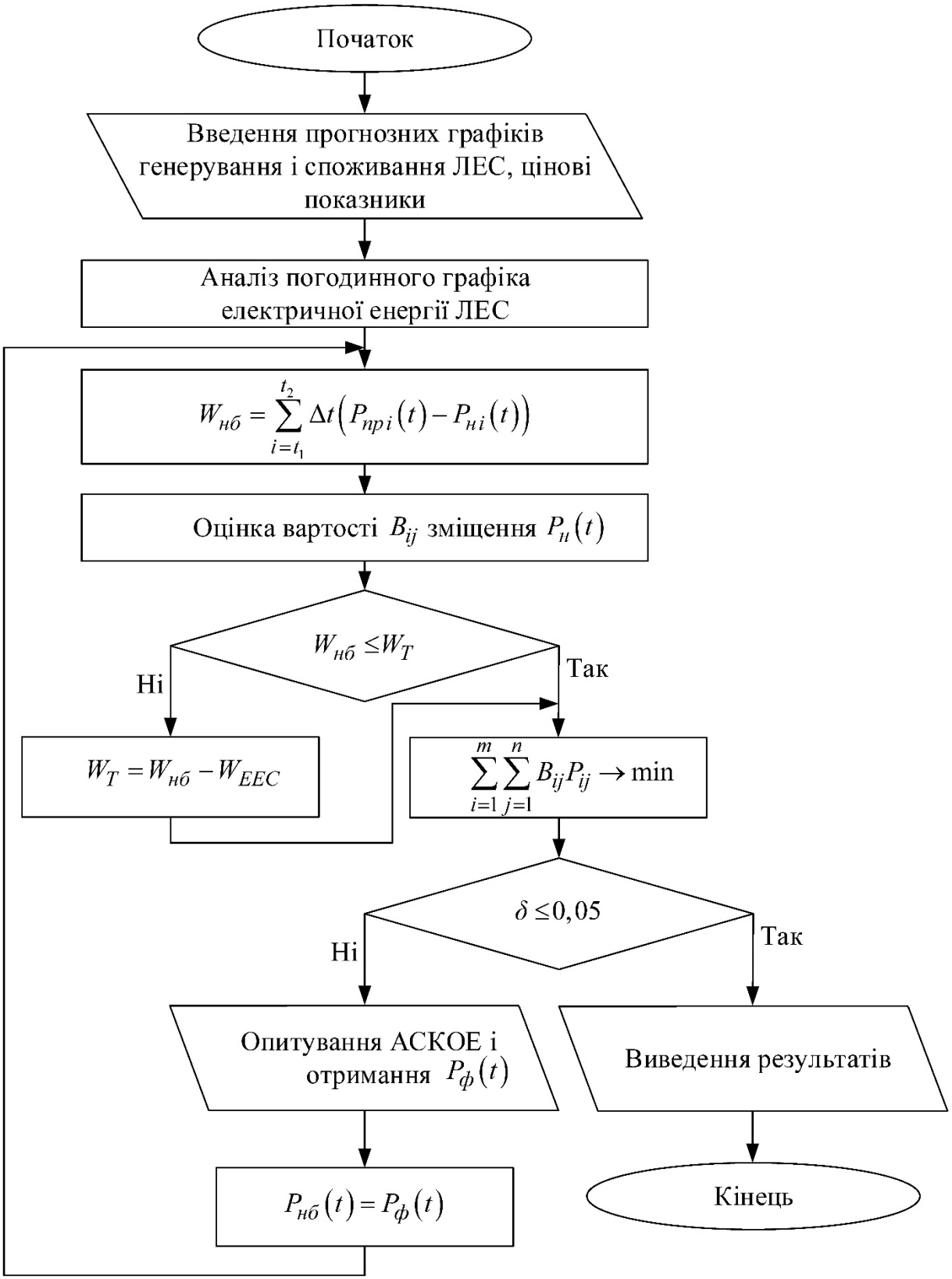


Рисунок 4.10 – Алгоритм формування оптимального ГЕН ЛЕС методом узгодження графіків генерування і споживання

З аналізу графіків навантаження і генерування визначається погодинний баланс електроенергії ЛЕС (сумарний графік навантаження ГЕН). На першому кроці використовуються прогнозні графіки. В подальшому, коли порушена умова точності прогнозу $\delta \le 0,05$, то коригується $P_{пр}$ до $P_{ф}$. Фактичні значення генерування і споживання ЛЕС зчитуються з АСКОЕ.

Оцінка вартості зміщення графіка навантаження $P_{н}(t)$ здійснюється за формулою (4.34) і уточняється чи може електроенергія небалансу ЛЕС $W_{нб}$ компенсуватися допустимою електроенергією зсуву графіка навантаження $W_{т}$. Якщо так, то за (4.35) вирішується транспортна задача і формуються рекомендації щодо зміни графіка навантаження і технологічного процесу споживачів. Якщо ні, то визначається наскільки можлива корекція графіка навантаження без суттєвого порушення технологічного процесу і вже за уточнених значень $W_{т}$ вирішується задача (4.35). Можливо, що за умовами експлуатації допускається взяти частину електроенергії W_{EEC} з електроенергетичної системи.

Розв’язком транспортної задачі є рекомендація щодо зміщення графіка електричних навантажень споживачів, які в найбільшій мірі впливають на нерівномірність сумарного графіка навантаження ЛЕС. Коригування добового графіка електричних навантажень проводиться доти, доки є необхідність виконувати умову (4.1).

Після завершення виводиться графічне відображення морфометричної моделі графіка електричних навантажень без урахування генерування ФЕС, з урахуванням та відкоригований графік електричних навантажень ЛЕС та відповідні морфометричні показники для перерахованих графіків. Приклад такого вікна програми узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС для балансування в ній електроенергії наведено на рис. 4.11.

Розглянутий алгоритм корегування графіка електричних навантажень ЛЕС ГЕН можливо використати і для інших способів балансування режимів ЛЕС. Розглянемо, наприклад, зменшення різниці між прогнозним і фактичним виробленням електроенергії балансуючою групою шляхом водневих технологій [64]. Показано, що у випадку, який розглянуто на рис. 4.9, для підтримування балансу електроенергії в балансуючій групі з заданою точністю необхідно 1417 кВт-год. Якщо цю кількість електроенергії виробити на ТЕС, використавши суміш 25% водню і 75% газу, то необхідно витратити 19,560 кг водню. Якщо таку кількість водню використати для заправки автомобілів за ціною 19 USD за кілограм водню, то це коштуватиме 371,6 USD. Якщо замістити 1417 кВт-год по базовому тарифу 0,05 USD/кВт-год, то це буде 59,5 USD.

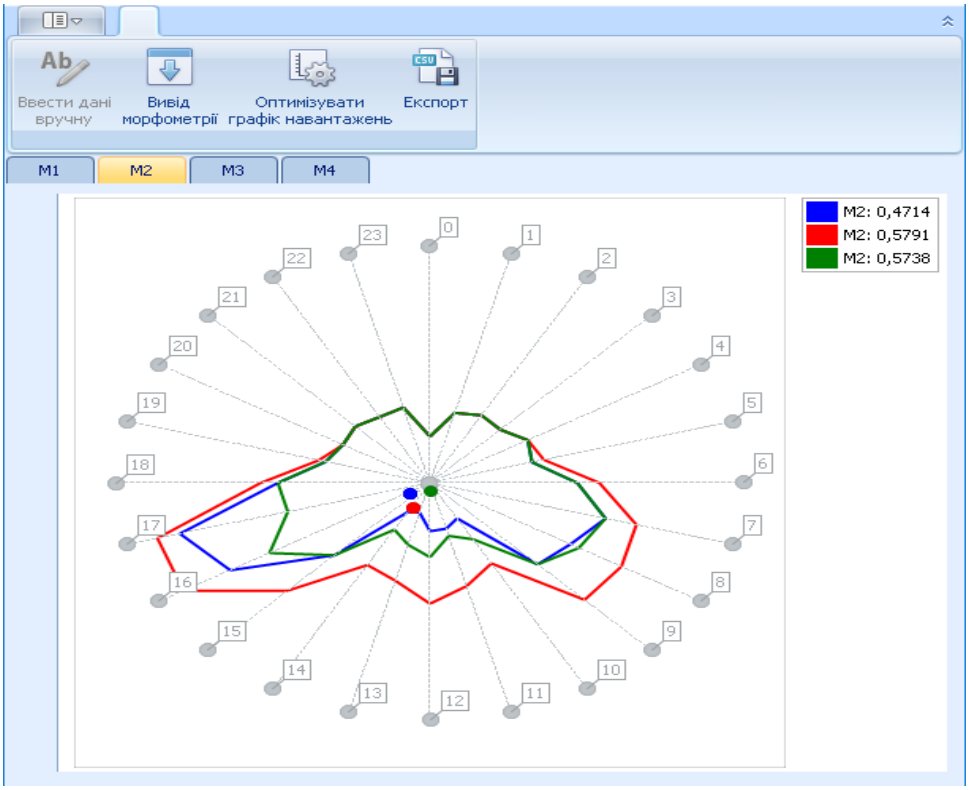


Рисунок 4.11 – Вікно виведення морфометричної форми графіка електричних навантажень без (червоний колір), з (синій колір) урахуванням генерування ФЕС та оптимізованого графіка електричних навантажень (зелений колір)

Таким чином, вигідніше змістити графік навантаження на години, коли фактичне вироблення електроенергії менше за прогнозне. В прикладі, наведеному на рис. 4.9, доцільно закупити з ЕЕС по базовому тарифу 1417 кВт-год з 13 години по 15,5 годину і збільшити споживання по балансуючій групі на цей час. Щоб не змінилося сумарне споживання електроенергії, то в решті годин доби необхідно на таку ж кількість електроенергії зменшити її споживання. Очевидно, що такий розрахунок не точний. Точніше розрахунок здійснюється програмними засобами згідно (4.34) з врахуванням (4.35) і особливостей технологічного процесу. За необхідності для подальшого аналізу та дослідження динаміки видається список морфометричних параметрів графіків навантаження і генерування електроенергії в ЛЕС [65].

Для оцінювання можливості та ефективності способів і засобів резервування нестабільності генерування електроенергії ВДЕ використано критеріальний метод теорії подібності. З аналізу співрозмірності та чутливості відносних витрат на можливі способи та засоби резервування ВДЕ показано, що кращими є водневі технології та узгодження графіків генерування і споживання електроенергії в ЛЕС. В першу чергу рекомендується використати можливості узгодження в ЛЕС

графіків генерування і споживання електроенергії. На значення електроенергії, що залишилася незбалансованою після такого узгодження, для повного балансування доцільно використати вироблений в ЛЕС водень.

Підтверджується те, що витрати на 1 кВт резервної потужності для ВДЕ з метою компенсувати їх нестабільність генерування відрізняються чутливістю. Якщо впроваджувати заходи компенсації нестабільності вироблення електроенергії ВДЕ поетапно, то доцільно розпочати це з найбільш ефективних і мало затратних. З аналізу видно, що такими є узгодження графіків генерування і споживання електроенергії в ЛЕС та водневі технології. Оскільки в ЕЕС вже є досвід використання «активних споживачів», то варто дослідити для балансування потужності і електроенергії в ЛЕС можливості та ефективності узгодження графіків генерування і споживання електроенергії.

4.4 Інтелектуальна система керування режимами локальної електроенергетичної системи з microgrid

4.4.1 Формування інтелектуальної системи керування режимом ЛЕС в складі електроенергетичної системи

Завдяки розбудові відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в електроенергетичних системах, зокрема в розподільних електричних мережах, появилася можливість створювати системи електропостачання споживачів на основі ВДЕ. Поза тим, що це забезпечує певні переваги щодо енергоефективності електропостачання, є можливість формування локальних електроенергетичних систем (ЛЕС) на основі ВДЕ як балансуючих групи в електроенергетичній системі (ЕЕС) [78, 79]. В [80] показана структура такої ЛЕС, в склад якої крім ВДЕ обов’язково входить система зберігання (накопичення) енергії (СЗЕ). В СЗЕ можуть входити малі ГЕС, електрохімічні накопичувачі та когенераційні установки на природному газі та біогазі з добавками водню.

В ЛЕС генерування ВДЕ, а це в основному фотоелектричні і вітрові електростанції (ФЕС, ВЕС), залежить від природних умов і має непостійну, змінну в часі потужність. Так само змінним в ЛЕС є графік споживання електроенергії. Навіть, якщо середні потужності генерування і споживання електроенергії в такій ЛЕС як балансуючій групі будуть співрозмірними, то виникає проблема балансування в ній режиму. В ЛЕС необхідно створювати автоматизовану або, враховуючи сучасний стан апаратного і програмного забезпечення в галузі, інтелектуальну автоматичну систему керування (АСК) режимом ЛЕС [81]. Функції АСК полягають в тому, щоб підтримувати в ЛЕС прогнозований графік генерування ВДЕ на наступну добу та узгоджувати його з

графіком споживання. При цьому використовуються активні споживачі, які, коригуючи свій технологічний процес, впливають на сумарний графік споживання/генерування ЛЕС стосовно ЕЕС [82]. Коли ЛЕС працює з профіцитом, то надлишок електроенергії запасається СЗЕ або може передаватися в ЕЕС. Якщо ФЕС і ВЕС в силу своїх природних обмежень не можуть покривати графік навантаження ЛЕС, то задіються СЗЕ або послуги ЕЕС. За таких умов ЛЕС можуть зберігати працездатність і забезпечити електропостачання споживачів як в нормальному паралельному режимі з ЕЕС, так і в автономному режимі.

Оскільки ЛЕС є частиною ЕЕС, то вони повинні діяти в умовах і за правилами, не порушуючи функціонування ЕЕС, яка на сьогодні забезпечує стійке електропостачання. Це стосується всіх режимів роботи ЛЕС. Тому важливо, виходячи з реальних технічних можливостей і стану генеруючих потужностей та електричних мереж, визначатися з якими характеристиками і які задачі можуть вирішувати ЛЕС як балансуючі групи ЕЕС. Через обмеженість технічних і людських ресурсів процес формування ЛЕС може бути поетапним. Окремі частини системи розвиваються згідно певного плану і формуються згідно певної концепції. Відповідність прийнятої концепції контролюється інтегральним показником якості використання ресурсів за кінцевим результатом [83]. За основу концепції формування плану (дорожньої карти) формування ЛЕС в ЕЕС може бути прийнята «Концепція «розумних» електричних мереж як інтелектуальної системи». В ній закладається технічна політика розвитку електроенергетичних систем, наукові основи на принципах SMART Grid, а також форми підготовки кваліфікованих кадрів.

Для обґрунтування умов і принципів розглянемо виокремлення частини ЕЕС у формі локальних електроенергетичних систем як об’єкта інтелектуальної системи [84]. На першому етапі формування ЛЕС з відновлюваними джерелами енергії для балансування її потужності доцільно дослідити можливості використання добре відпрацьованих та відносно не дорогих методів, таких, наприклад, як активні споживачі [82, 85]. Для дослідження проблеми споживання відновлюваної енергії розглянемо ЛЕС як балансуючу групу, яка наведена на рис. 4.1. В неї входить фотоелектрична станція як джерело електроенергії, система зберігання енергії та споживачі електроенергії. Джерелами електроенергії є ФЕС, а також джерела централізованого живлення від ЕЕС (атомні електричні станції (АЕС), теплові електростанції (ТЕС), гідроелектростанції (ГЕС), гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС)).

Баланс електроенергії в ЛЕС, показаній на рис. 4.12, як в балансуючій групі запишеться:

$$\pm P_{EEC}(t) + P_{ФЕС}(t) \pm P_{СЗЕ}(t) - P_{сп}(t) - P_{ас}(t) - \Delta P(t) = 0, \qquad (4.36)$$

де $P_{EEC}(t)$ – потужність від ЕЕС; $P_{ФЕС}(t)$– потужність ФЕС; $\pm P_{СЗЕ}(t)$ – потужність системи зберігання енергії; $P_{сп}(t)$ – потужність споживачів електроенергії, які працюють за своїм графіком; $P_{ас}(t)$ – потужність активних споживачів, які працюють за скоригованим графіком; $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

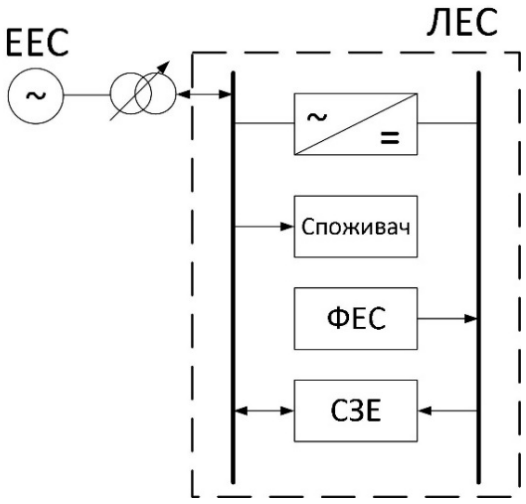


Рисунок 4.12 – Локальна електроенергетична система як частина ЕЕС

На рис. 4.13 показано приклад покриття добового графіка навантаження ЛЕС, наведеній на рис. 4.12. Завданням є сформувати ЛЕС як балансуючу групу. Для цього, прогнозуючи графік генерування і споживання на наступну добу, складається баланс електроенергії (див. рис. 4.13,а):

$W_H = \sum_{i=1}^{24} \Delta t \; P_{H_i}(t)$ – електроенергія сумарного навантаження, включно втрат;

$W_{ФЕС} = \sum_{j=t_n}^{t_к} \Delta t \; P_{ФЕС_j}(t)$ – електроенергія, вироблена ФЕС,

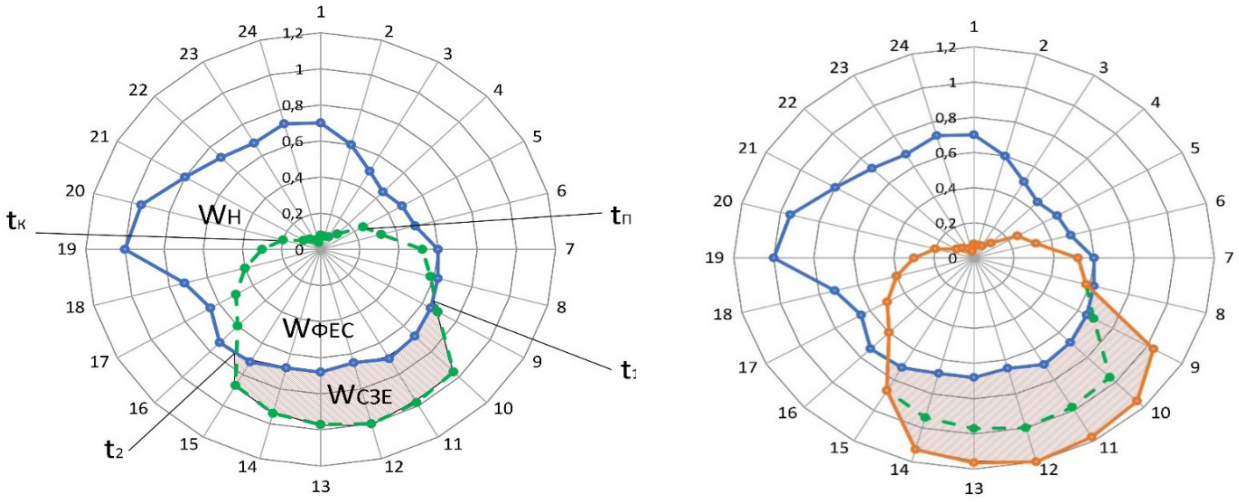
де t_n, $t_к$ – час початку і закінчення генерування;

$W_{СЗЕ} = \sum_{j=t_1}^{t_2} \Delta t \; P_{ФЕС_j}(t) - \sum_{j=t_1}^{t_2} \Delta t \; P_{H_i}(t)$ – надлишок електроенергії в ЛЕС, яка може передаватись в систему зберігання енергії або в ЕЕС;

Δt – в погодинному графіку дорівнює 1 год.

Визначається кількість електроенергії навантаження в години, коли генерування ФЕС відсутнє:

$W_{ЕЕС} = W_{Н} - W_{ФЕС} + \Delta W$ – електроенергія, яку необхідно для балансу в ЛЕС взяти з ЕЕС або з СЗЕ. Тут можливі два варіанти: коли ЛЕС працює паралельно з ЕЕС і коли вона працює автономно. В першому варіанті дефіцит електроенергії в ЛЕС покривається з ЕЕС – напряму або через СЗЕ. Для роботи в автономному режимі електроенергії СЗЕ повинно бути достатньо для покриття навантаження в «нічний» час. Щоб забезпечити автономний режим ЛЕС, необхідно збільшити потужність ФЕС, як це показано на рис. 4.13,б, і, відповідно, збільшити ємність СЗЕ. Інший спосіб – обмеження потужності споживачів і задіяння потенціалу активних споживачів, як це показано в [82].



а) б)

Рисунок 4.13 – Приклади покриття добового графіка електроспоживання ЛЕС (–– – графік навантаження (синій) ;
–– – графік генерування ФЕС (зелений);
–– – графік генерування розширеної ФЕС (червоний))

У склад виокремленої в ЕЕС локальної системи входять джерела електроенергії, резервна система накопичення енергії та споживачі електроенергії, які об’єднані розвиненими електричними мережами різної напруги. З точки зору системи керування ЛЕС є складними розосередженим об’єктом, який складається з окремих агентів, призначених реагувати на змінні

поточні стани ЛЕС і формувати колективні дії для забезпечення надійного електропостачання споживачів. Автономні агенти приймають рішення з керування і складають мультиагентну систему [79, 81, 86].

На рис. 4.14 показана ієрархічна структура інтелектуальної системи ЛЕС. На верхньому рівні локальний агент ЛЕСА є елементом нижнього рівня оператора системи розподілу (ОСР). За умови паралельної роботи з ЕЕС на цьому рівні ЛЕСА здійснює функції балансуючої групи в складі ЕЕС, координуючи свої дії з ОСР. На цьому рівні основним поточним завданням є прогноз споживання і генерування електроенергії в ЛЕС і здійснення обміну електроенергією з ЕЕС. Для цього формується база даних через запити на інформацію агентів середньої ланки microgrid MGA і MGA_i. Під час відділення ЛЕС з ЕЕС змінюються завдання і зміст функцій, які мають виконуватися АСК. На ЛЕСА покладаються функції внутрішнього балансування потужності і електроенергії та підтримування техніко-економічні показників системи електропостачання в допустимих значеннях. В першу чергу це стосується підтримування в ЛЕС частоти і напруги на шинах споживачів. Це здійснюється колективними діями агентів середнього і технічного рівня шляхом подачі на них відповідних робочих команд. Здійснюється оптимальне керування активними споживачами в межах споживання енергії $W_{СЗЕ}$ [82], а також обмеження, за необхідності, потужності неактивних споживачів.

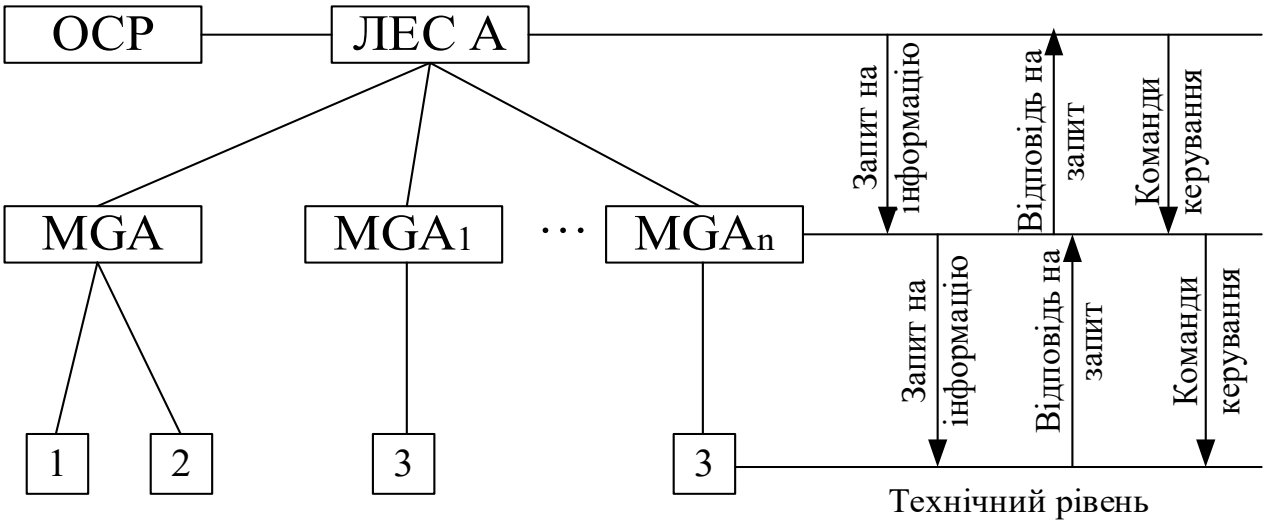


Рисунок 4.14 – Ієрархічна структура інтелектуальної системи ЛЕС

Агент MGA є агентом системи накопичення енергії, агентом керованих розосереджених джерел енергії, а також всередині добової корекції генерування за командою ЛЕСА. Він керує спільною СЗЕ, підтримуючи частоту, а також керує джерелами реактивної потужності, підтримуючи напругу. Агенти MGA_i представляють собою microgrid, які відповідають за зв'язок зі своїми агентами на технічному рівні: ФЕС, активний споживач, неактивний споживач, місцеві СЗЕ. Ними здійснюється оптимізація техніко-економічних параметрів на основі даних від місцевих агентів і завантажується результат оптимізації відповідної зони microgrid (надлишок/дефіцит потужності, стан накопичувача енергії, можливості активного споживача). Вони відповідають за зв'язок для завантаження відповідних даних і отримання робочих команд.

На агента ЛЕСА покладаються також функції комутації ЛЕС з електричною мережею ЕЕС. За паралельної роботи ЛЕС і ЕЕС точка їх примикання є опорною точкою по напрузі. В ній спільними діями ОСР і ЛЕСА підтримується такий рівень напруги, який забезпечує передачу електроенергії з ЕЕС в ЛЕС і навпаки. При переведенні ЛЕС на ізольовану роботу можливі два варіанти: вимушений, коли з якоїсь причини втрачається напруга в електричній мережі, або за нормального режиму, коли від’єднання ЛЕС здійснюється з ініціативи ОСР або ЛЕСА. В цих випадках відпрацьовуються команди на MGA згідно програмного забезпечення АСК і ЛЕС переводиться в автономний режим. При під’єднанні ЛЕС до ЕЕС перед подачею команди на вимикач виконуються всі процедури, які пов’язані з синхронізацією двох електричних мереж.

Запропонована ієрархічна структура інтелектуальної системи локальної електроенергетичної системи може працювати як паралельно з ЕЕС, так і ізольовано від неї. Завдяки інтелектуальній системі в ЛЕС реалізуються принципи SMART Grid і вона функціонує як інформативно-енергетична система. Сформована таким чином ЛЕС може працювати як балансуюча група в складі ЕЕС, виконуючи завдання оператора системи розподілу в залежності від напруги і потужності її складових MGA. В автономному режимі ЛЕС в залежності від ємності системи зберігання енергії може бути повноцінним резервом відновлюваних джерел енергії і використовуватися для оптимізації потоків потужності та підтримування частоти і наруги. Ефективним є участь активних споживачів електроенергії для узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС як способу балансування в ній потужності та електроенергії.

4.4.2 Самовідновлення електропостачання в інтелектуальній локальній електроенергетичній системі, сформованій на основі відновлюваних джерел енергії

4.4.2.1 Загальні умови самовідновлення електропостачання в ЛЕС на принципах SMART Grid

З розбудовою відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в електричних мережах електроенергетичних систем (ЕЕС) і децентралізації генерування стало можливим, а в якійсь мірі і необхідним, організовувати локальні електроенергетичні системи (ЛЕС) на основі ВДЕ. ЛЕС можуть функціонувати паралельно з ЕЕС як окрема балансуюча група, споживаючи або генеруючи електроенергію в систему. За певних умов ЛЕС, виходячи з економічних інтересів або через екстремальний стан в ЕЕС, можуть функціонувати автономно як ізольована інтелектуальна система [87–89]. ЛЕС на рівні системи генерування і розподілу електроенергії розглядається як сукупність мікромереж (microgrid), які є групою взаємозв'язаних навантажень і засобів розподіленої генерації, в тому числі переважно відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) [86, 90].

В локальній електроенергетичній системі як і в ЕЕС виникають подібні проблеми і задачі: балансування режиму, регулювання частоти і напруги, зменшення втрат електроенергії і покращання її якості, підвищення надійності електропостачання, зменшуючи SAIFI і SAIDI. Сучасні ЛЕС формуються на основі ВДЕ, переважну частину яких складають фотоелектричні і вітряні електростанції (ФЕС і ВЕС). Оскільки генерування електроенергії ФЕС і ВЕС залежить від погодних умов, то для зменшення дисбалансу, який може вносити їх перемінне генерування, в ЛЕС вимушено використовують системи накопичення електроенергії. Так чи інакше всі перераховані фактори впливають на режими роботи ЛЕС і на якість електропостачання споживачів.

Збільшення електроенергії, виробленої ВДЕ в ЕЕС, приводить до більш частих і суттєвих коливань потужності в системі і збільшує її експлуатаційні ризики. Оперативна диспетчеризація має мало шансів справитися з нестабільністю генерування. Часто дії оператора, в залежності від стану ЕЕС – профіцит чи дефіцит в ній електроенергії, зводяться до обмеження вироблення електроенергії ВДЕ або до зменшення навантаження споживачів. Ця проблема вирішується в інтересах виробника електроенергії і її споживача, якщо ЛЕС оснащена засобами прямого і зворотного перетворення електроенергії. Надлишки електроенергії після балансування можуть, наприклад, зберігатися у вигляді енергії електрохімічних накопичувачів (ЕХН) або водню, отриманого в результаті електролізу. Зворотній процес повертання електроенергії в ЛЕС

здійснюється за необхідністю, як правило, в режимах ранішнього та вечірнього максимумів навантаження або під час аварійних ситуацій. Оператору системи розподілу (ОСР) електроенергії справитися ефективно з таким складним процесом виробництва, передачі, розподілу та перетворення електроенергії з метою балансування режиму системи надійно і без збитків не можливо. На сьогодні, з цією проблемою успішно справляються технології, розроблені на принципах SMART Grid [81–83]. Концепція інтелектуальної системи надає більші можливості для контролю та керування компонентами енергосистеми, а також підвищує надійність, якість та ефективність електропостачання споживачів. Ключовою характеристикою інтелектуальної системи є самовідновлення, яке визначається як здатність систем розподілу електроенергії автоматично відновлюватися після збоїв [91]. Самовідновлення є важливою особливістю інтелектуальних систем розподілу, яка зводить до мінімуму наслідки екстремальних подій та автоматично відновлює навантаження під час таких інцидентів [92]. Система самовідновлення використовує різні сучасні методи для забезпечення сталого, надійного та безпечного електроживлення на об'єктах споживачів [93, 94]. Тим не менш, реалізація методів самовідновлення керування та відповідних їм ефективних операцій залишається проблемою для локальних електроенергетичних систем.

4.4.2.2 Локальна електроенергетична система з microgrid як інтелектуальна система

Для дослідження проблеми самовідновлення електропостачання розглянемо ЛЕС як балансуючу групу, яка наведена на рис. 1. ЛЕС розглядається як частина ЕЕС з можливістю централізованого живлення, а також з власними джерелами енергії. ЛЕС формується на основі відновлюваних джерел енергії (ФЕС, ВЕС), а також оснащується системою засобів перетворення і зберігання виробленої електроенергії (СЗЕ) для підтримування в ній балансу електроенергії. Баланс електроенергії в ЛЕС, показаній на рис. 4.15, як в балансуючій групі запишеться:

$$\pm P_{EPS}(t) + P_{RSE}(t) \pm P_{ESS}(t) - P_{con}(t) - P_{ac}(t) - \Delta P(t) = 0, \qquad (4.37)$$

де $P_{EEC}(t)$ – потужність від ЕЕС; $P_{ВДЕ}(t)$ – потужність ВДЕ; $\pm P_{СЗЕ}(t)$ – потужність системи зберігання енергії; $P_{сп}(t)$ – потужність споживачів електроенергії, які працюють за своїм графіком; $P_{ac}(t)$ – потужність активних споживачів, які працюють за скоригованим графіком; $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах ЛЕС.

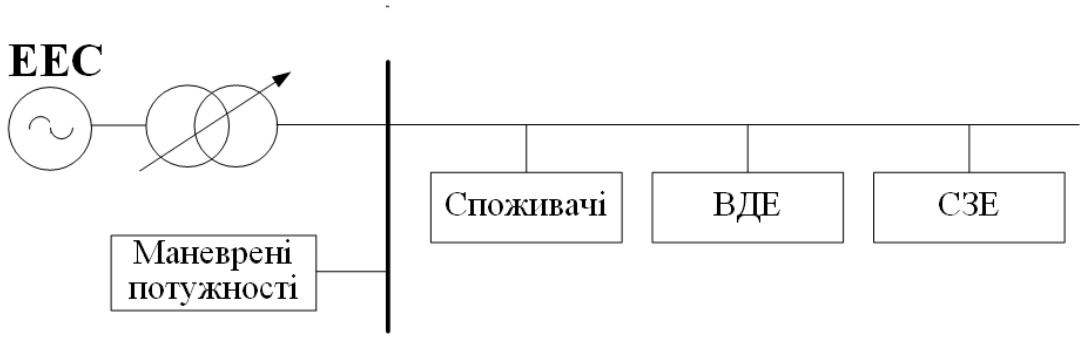


Рисунок 4.15 −Локальна електроенергетична система як частина ЕЕС

Балансування режимів ЕЕС, в тому числі і ЛЕС як її частини, здійснюється за погодинними графіками навантаження і генерування, які прогнозуються на день наперед і можуть коригуватися протягом поточної доби [95]. Якщо за інтервал часу Δt прийнято годину, то для ЛЕС характерними є такі значення електроенергії:

– $W_{H} = \sum_{i=1}^{24} \Delta t \, P_{H_i}(t)$ – електроенергія сумарного навантаження, включно з втратами;

– $W_{ВДЕ} = \sum_{j=t_n}^{t_к} \Delta t \, P_{ВДЕ_j}(t)$ – електроенергія, вироблена ВДЕ, де t_n, $t_к$ – час початку і закінчення генерування;

– $W_{СЗЕ} = \sum_{j=t_1}^{t_2} \Delta t \, P_{ВДЕ_j}(t) - \sum_{j=t_1}^{t_2} \Delta t \, P_{H_i}(t)$ – надлишок електроенергії в ЛЕС, яка може передаватись в систему зберігання енергії або в ЕЕС;

– $W_{неб} = W_{H} - W_{ВДЕ} + \Delta W$ – електроенергія, яку необхідно для балансу в ЛЕС взяти з СЗЕ, ЕЕС або джерел енергії, де наявна маневрена потужність.

Якщо ЛЕС складається зі споживачів електроенергії з різними характеристиками (відрізняються категорії надійності, вимого щодо якості електроенергії, тощо), а також мають джерела електроенергії, що відрізняються принципом роботи і технічними характеристиками, то їх логічно представляти як multi-microgrid [86]. Для таких ЛЕС можливі різні схеми керування: централізоване, розподілене, ієрархічне та керування на основі MAS (MAS – based management scheme) [81]. Для ЛЕС, в якій реалізується інтелектуальна система самовідновлення електропостачання, пропонується багатокомпонентна ієрархічна система керування MAS (див. рис. 4.16) [44].

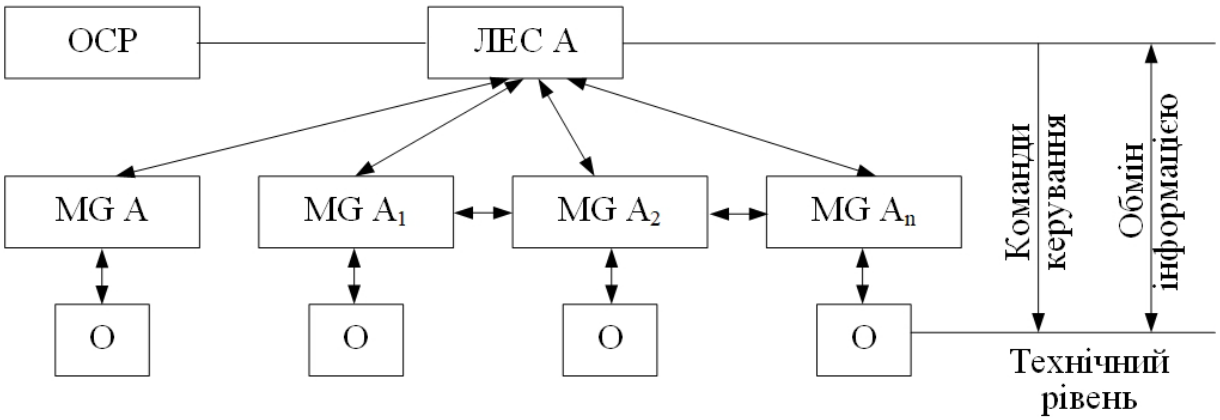


Рисунок 4.16 −Ієрархічна структура інтелектуальної системи ЛЕС

На рис. 4.16 на верхньому рівні локальний агент ЛЕСА є елементом нижнього рівня оператора системи розподілу (ОСР) електроенергії. За умови паралельної роботи з ЕЕС на цьому рівні ЛЕСА здійснює функції балансуючої групи в складі ЕЕС, координуючи свої дії з ОСР. Основним завданням тут є прогнозування генерування і споживання електроенергії в ЛЕС і здійснення обміну електроенергією з ЕЕС. Для цього формується база даних через запити на інформацію агентів середньої ланки microgrid MGA і MGA_i . MGA для визначення технічного ресурсу і міри готовності до дії засобів маневреної потужності та MGA_i як агентів, що об’єднують окремі групи ВДЕ, СЗЕ та споживачів електроенергії.

Агент MGA є агентом, через який за необхідності реалізуються послуги ЕЕС для балансування режиму ЛЕС. MGA через ЛЕСА здійснює координацію системи накопичення енергії, які розміщенні в microgrid ЛЕС, а також здійснює оцінку готовності керованих розосереджених джерел енергії для всередині добової корекції генерування за командою ЛЕСА. Він керує спільною СЗЕ, підтримуючи частоту, а також керує джерелами реактивної потужності, підтримуючи напругу. Агенти MGA_i представляють собою microgrid, які відповідають за зв'язок зі своїми агентами на технічному рівні: ФЕС, активний споживач, неактивний споживач, місцеві СЗЕ. Ними здійснюється оптимізація техніко-економічних параметрів на основі даних від місцевих агентів і завантажується результат оптимізації відповідної зони microgrid (надлишок/дефіцит потужності, стан накопичувача енергії, можливості активного споживача). Вони відповідають за зв'язок для завантаження відповідних даних і отримання робочих команд та взаємодіють один з одним. Маючи прямий зв'язок із обладнанням, вони функціонують як розподілена

система керування, де кожен агент виконує свої функції незалежно, але може взаємодіяти з іншими агентами для координації.

Під час відділення ЛЕС з ЕЕС змінюються завдання і зміст функцій, які мають виконуватися автоматично інтелектуальною системою. На ЛЕСА покладаються функції внутрішнього балансування потужності і електроенергії та підтримування техніко-економічні показників системи електропостачання в допустимих значеннях. В першу чергу це стосується підтримування в ЛЕС частоти і напруги на шинах споживачів. Це здійснюється колективними діями агентів середнього і технічного рівня шляхом подачі на них відповідних робочих команд. Здійснюється оптимальне керування активними споживачами в межах споживання енергії $W_{СЗЕ}$ [44], а також обмеження, за необхідності, потужності неактивних споживачів.

При переведенні ЛЕС на ізольовану роботу можливі два варіанти: вимушений, коли з якоїсь причини втрачається напруга в електричній мережі, або за нормального режиму, коли від'єднання ЛЕС здійснюється з ініціативи ОСР або ЛЕСА. В цих випадках відпрацьовуються команди на MGA згідно програмного забезпечення інтелектуальної системи і ЛЕС переводиться в автономний режим. При під'єднанні ЛЕС до ЕЕС перед подачею команди на вимикач виконуються всі процедури, які пов'язані з синхронізацією двох електричних мереж. Ці завдання є функцією інтелектуальної системи, яку прийнято називати самовідновленням електропостачання [96].

4.4.2.3 Самовідновлення електропостачання в ЛЕС

Самовідновлення – це здатність енергосистем автоматично відновлюватися після збоїв [97]. Самовідновлення потенційно є найважливішою функцією інтелектуальних систем розподілу електроенергії, яка допомагає мінімізувати вплив екстремальних подій і автоматично відновлює порушені навантаження. Як елемент Smart Grid самовідновлення основується на функціях двосторонніх комунікацій в мережі, дистанційного моніторингу і самодіагностики обладнання, стандартах попередження розвитку системних аварій, керування потоками потужності і напругою, тощо [98]. Концепція інтелектуальної системи надає більше можливостей для керування та контролю компонентів енергосистеми, а також підвищує надійність, стійкість до відмови та ефективність енергосистеми. Самовідновлення є важливою особливістю інтелектуальних систем розподілу, яка зводить до мінімуму наслідки екстремальних подій та автоматично відновлює електропостачання під час таких інцидентів [99].

Принцип роботи системи самовідновлення під час вимушених збоїв в ЛЕС включає виявлення, ізоляцію та відновлення електропостачання. Відновлення електропостачання здійснюється автоматично під час аварійних ситуацій шляхом ефективного моніторингу та прийняття рішень без втручання оперативного персоналу, що суттєво зменшує SAIFI. В залежності від балансу генерування і споживання електроенергії в ЛЕС може бути повне або часткове відновлення електропостачання.

В процесі експлуатації ЛЕС можливі два характерні випадки, які зв’язані з необхідністю використання функції самовідновлення інтелектуальної системи: ЛЕС втрачає зв'язок з ЕЕС і змушена переходити на автономний режим; виникають аварійні ситуації в середині самої ЛЕС, які самоліквідуються і, в залежності від тяжкості, можуть призводити до від’єднання від мережі ЕЕС або ні.

На рис. 4.17 розглянуто перший випадок, коли, наприклад, в ЕЕС виникає екстремальна ситуація і втрачається джерело напруги для ЛЕС. В цьому випадку в ЛЕС встановлюється перехідний режим, в якому в робочому стані залишаються споживачі з автономним живленням і джерела електроенергії типу СЗЕ, що постійно під’єднані до електричної мережі і знаходяться або автоматично переводяться з режиму «заряд» в режим «розряд» [100]. Дії по самовідновленню електропостачання розпочинаються з оцінювання реального небалансу електроенергії $P_{нб}(t)$ в ЛЕС:

$$P_{ВДЕ}(t)+P_{СЗЕ}(t)+P_{MGA}(t)-P_{сп}(t)-P_{ас}(t)-\Delta P(t)=P_{нб}(t), \qquad (4.38)$$

де $P_{ВДЕ}(t)$ – потужність, яку згідно відкоригованого прогнозованого графіка генерування всі ВДЕ в ЛЕС можуть генерувати, починаючи з часу від’єднання від ЕЕС t; $P_{СЗЕ}(t)$ – сумарна потужність СЗЕ всіх microgrid MGA_i на час t; $P_{MGA}(t)$ – потужність, яку локальний агент ЛЕС А може задіяти з засобів маневреної потужності MGA для підтримування частоти в ізольованій ЛЕС на час t і далі; $P_{сп}(t), P_{ас}(t), \Delta P(t)$ – споживання електроенергії в ЛЕС.

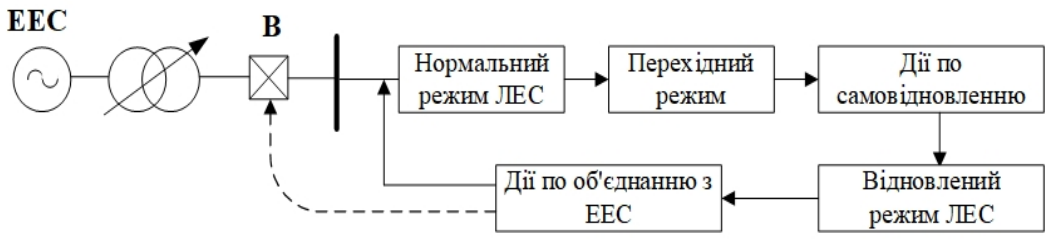


Рисунок 4.17 – Самовідновлення електропостачання в ЛЕС при втраті зв’язку з ЕЕС

В залежності від значення небалансу $P_{нб}(t)$ програмними засобами інтелектуальної системи формується графік споживання електроенергії в ЛЕС. В першу чергу виділяються споживачі, які за умовами надійності електропостачання мають працювати за своїми нормальними графіками навантаження. Решта споживачів діляться на дві групи: споживачі, які на час екстремальної ситуації можуть бути тимчасово відключені; споживачі, які допускають тимчасові перерви в електропостачанні і за певних умов можуть бути задіяні для підтримування частоти в ЛЕС (третинне регулювання). Первинне і вторинне регулювання частоти здійснюється джерелами, які виділяються з ВДЕ і централізованих СЗЕ. СЗЕ в окремих microgrid доцільно використовувати для покриття власного навантаження. Для балансування режиму ЛЕС використовуються також активні споживачі. Тоді баланс потужності у відновленому режимі ЛЕС має наступний вигляд:

$$P_{ВДЕ}(t)+P_{СЗЕ}(t)+P_{f}(t)-P_{сп}^{'}(t)-P_{спf}(t)-P_{ас}(t)-\Delta P(t)\approx 0, \qquad (4.39)$$

де $P_{f}(t)$ – потужність, яка виділена з регульованих ВДЕ та СЗЕ для регулювання потужності і частоти в ЛЕС; $P_{сп}^{'}(t)$ – потужність споживачів електроенергії, які продовжують працювати за своїми нормальними графіками навантаження; $P_{спf}(t)$ – потужність споживачів електроенергії, для яких можлива перерва в електропостачанні і вони можуть бути задіяні для підтримування частоти в ЛЕС.

Коли відновлюється напруга з боку ЕЕС, то з дозволу ОСР здійснюється під'єднання ЛЕС до системи. Для цього виконуються необхідні дії, які в основному зводяться до вирівнювання напруги на шинах ЛЕС, і ЛЕС синхронізується з ЕЕС. Для споживачів і джерел генерування електроенергії відновлюється нормальний режим експлуатації [101].

На рис. 4.18 розглянуто інший випадок самовідновлення електропостачання, коли аварійні ситуації виникають безпосередньо в ЛЕС. Можливі два варіанти: ЛЕС під'єднана до ЕЕС і несправність в ній не призвела до спрацювання релейного захисту в ЕЕС, ЛЕС залишилася працювати паралельно з ЕЕС; аварійна ситуація призвела до від'єднання з ЕЕС. В останньому випадку алгоритм дій подібний як у випадку (див. рис. 4.17), коли самовідновлення електропостачання в ЛЕС відбувається як при втраті зв'язку з ЕЕС. Різницею є те, що спочатку засобами релейного захисту і автоматики локалізується фрагмент електричної мережі з пошкодженням. Встановлюється перехідний режим ЛЕС.

Якщо зберігається зв'язок з ЕЕС, то першим етапом операцій самовідновлення повинно бути виявлення несправності для того, щоб якнайшвидше уникнути несприятливого впливу аномальних подій та знизити втрати споживачів електроенергії. Наступний етап процесу самовідновлення після виявлення несправності є ізоляція несправності. Ізолювання пошкодження здійснюється шляхом відключення автоматичних вимикачів та відключення пошкодженої ділянки. У ході операції ізоляції визначається першопричина несправності та її місце знаходження. Шляхом зміни конфігурації електричної мережі мінімізуються обмеження споживачів в електропостачанні. Якщо в ізольованому фрагменті мережі виявилися джерела електроенергії, то їх потужність компенсується або резервними джерелами ЛЕС, або платними послугами ЕЕС. У відновленому режимі встановлюється наступний баланс потужності:

$$P_{EEC}(t)+P_{ВДЕ}(t)+P_{СЗЕ}(t)-P_{сп}(t)-P_{ас}(t)-\Delta P(t)\approx 0. \qquad (4.40)$$

У відновленому режимі значення навантаження споживачів може залишатися без зміни або зменшуватися в залежності від небалансу $P_{нб}(t)$ в ЛЕС. Графік навантаження активних споживачів відповідним чином корегується.

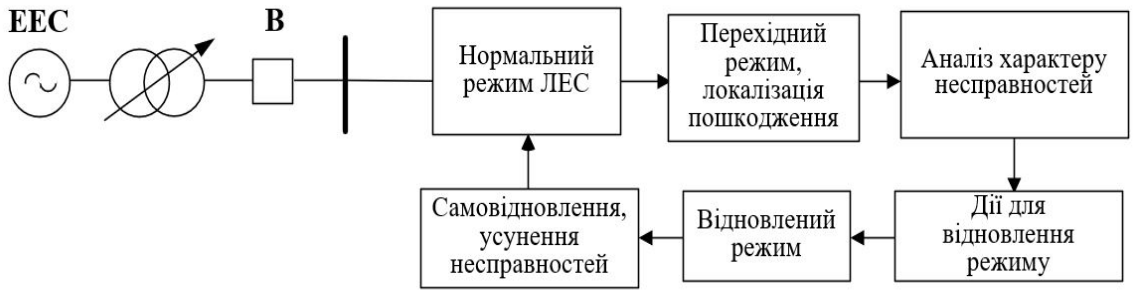


Рисунок 4.18 – Самовідновлення електропостачання в ЛЕС через аварійні ситуації в ній

Всі дії по самовідновленню електропостачання відбуваються в інтелектуальній системі ЛЕС. Алгоритми дій функції відновлення досягається шляхом керуючих дій по зміні конфігурації електричної мережі оптимальними перемиканнями. Стратегія відновлення системи електропостачання основується на теорії графів. Використовується метод реконфігурації мережі з мінімізацією кількості операцій перемикання. Для зменшення кількості перемикань

відновлення електропостачання навантажень і генерування джерел електроенергії здійснюється структурно по мікромережах. Після усунення несправностей відбуваються дії по відновленню генерування і електроспоживання локалізованої частини ЛЕС і в ній встановлюється нормальний режим роботи.

Таким чином, з розбудовою відновлюваним джерелам енергії і впровадженням способів і засобів, що перетворюють ВДЕ в гарантовані джерела електроенергії, стала можливою децентралізація генерування електроенергії і забезпечення нею систем електропостачання. Можливо і доцільно це зробити у формі локальних електроенергетичних систем, які можуть працювати паралельно з ЕЕС як окрема балансуюча група або, за необхідності, ізольовано в автономному режимі.

Для підвищення енергоефективності ЛЕС доцільно керування її режимами здійснювати у формі інтелектуальної системи. Інтелектуальна система ЛЕС будується як ієрархічна структура, яка реалізує керування окремими microgrid. Як агреговані microgrid вони мають власні джерела енергії, систему зберігання енергії, пасивних і активних споживачів електроенергії, а також місцеву автоматику. Завданням інтелектуальної системи ЛЕС є забезпечити її функціонування паралельно з ЕЕС як балансуючої групи та ізольовано в автономному режимі. В автономному режимі здійснюється керування у випадках, коли ЛЕС втратила зв'язок з електричною мережею ЕЕС і коли безпосередньо в ЛЕС виникають аварійні ситуації. У будь-яких випадках інтелектуальна система забезпечує самовідновлення генерування електроенергії і надійне електропостачання споживачів.

Висновки до розділу 4

Розподільні електричні мережі зі зростанням в них частки відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ) набувають ознак локальної електроенергетичної системи (ЛЕС) і виникає необхідність створення в них умов для підтримання балансу активної і реактивної потужностей, враховуючи ту обставину, що генерування електроенергії ВДЕ залежить від природних умов і є нестабільним. Оскільки балансова надійність як комплексний показник характеризує якість функціонування системи електропостачання, то важливо забезпечити електричні мережі засобами, які компенсували б нестабільність генерування ВДЕ, надто фотоелектричних і вітрових електростанцій (ФЕС, ВЕС). Задача, які обрати способи і засоби резервування ВДЕ, є задачею техніко-економічною і оптимізаційною.

Розроблено метод оптимізації способів і засобів компенсації нестабільності генерування ФЕС в ЛЕС, де за критерій оптимальності прийнято мінімум витрат на реалізацію проекту. Для обґрунтування способів і засобів резервування нестабільності генерування ФЕС використано критеріальний метод теорії подібності. Показано, що з аналізу співрозмірності та чутливості відносних витрат до потужності засобів резервування ФЕС встановлюється їх доцільність і черговість реалізації.

Встановлена можливість і доцільність узгодження графіків генерування фотоелектричних станцій і споживання електроенергії в ЛЕС з використанням активних споживачів. В результаті використання активних споживачів і засобів зберігання електроенергії формується балансуюча група, яка може функціонувати як паралельно з енергосистемою, так і ізольовано в автономному режимі. Завдяки узгодженню графіків електричних навантажень ЛЕС і генерування ФЕС в ній можливо підвищити енергоефективність системи електропостачання за рахунок зменшення втрат електроенергії в мережі, покращання якості напруги та збільшення надійності електропостачання споживачів;

Показано, що зі збільшенням в балансі ЕЕС електроенергії, виробленої ВДЕ, актуальним є визначення втрат потужності та електроенергії в електричних мережах, викликаних перетоками електроенергії від ВДЕ. Запропоновано метод, алгоритм і програма визначення складової втрат потужності та електроенергії від ВДЕ у сумарних втратах в електричних мережах. В основу методу покладено математичну модель електричної мережі для визначення втрат, в якій використовуються коефіцієнти розподілу струмів у вітках схеми від вузлів з ВДЕ та вузлові напруги. В результаті формується матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми в залежності від потужності у вузлах схеми. Значення втрат електроенергії в електричних мережах, викликаних ВДЕ, можуть використовуватися під час оперативного планування балансу електроенергії в ЕЕС та, оскільки вони є адресними, то відповідно може компенсуватися їх вартість.

Пропонується інтегрувати ВДЕ в розподільній електричній мережі у вигляді окремих microgrid (MG), які є ключовою частиною переходу до ЛЕС з функціонуванням на принципах SMART Grid. Місцеві MG окрім джерел генерування і споживачів мають також засоби накопичення певної кількості енергії. Для забезпечення техніко-економічної ефективності MG об’єднуються в інтелектуальну систему керування, що дозволяє більш раціонально використовувати ресурси MG, ефективно взаємодіяти з розподільчою мережею і

задіяти можливості активних споживачів електроенергії в процесі балансування режиму ЛЕС. В роботі запропоновано ієрархічну структуру інтелектуальної системи ЛЕС, побудовану з використанням агрегованих microgrid. Структуровані таким чином ЛЕС з інтелектуальними електричними мережами можуть під час обмеження централізованого електрозабезпечення не втрачати потужності ВДЕ, а в повній мірі використати їх переваги разом з системами зберігання енергії для надійного електропостачання споживачів.

Для підвищення енергоефективності ЛЕС доцільно керування її режимами здійснювати у формі інтелектуальної системи. Інтелектуальна система ЛЕС будується як ієрархічна структура, яка реалізує керування окремими microgrid. Як агреговані microgrid вони мають власні джерела енергії, систему зберігання енергії, пасивних і активних споживачів електроенергії, а також місцеву автоматику. Завданням інтелектуальної системи ЛЕС є забезпечити її функціонування паралельно з ЕЕС як балансуючої групи та ізольовано в автономному режимі. В автономному режимі здійснюється керування у випадках, коли ЛЕС втратила зв'язок з електричною мережею ЕЕС і коли безпосередньо в ЛЕС виникають аварійні ситуації. У будь-яких випадках інтелектуальна система забезпечує самовідновлення генерування електроенергії і надійне електропостачання споживачів.

Розроблено технологію самовідновлення електропостачання споживачів під час паралельної роботи ЛЕС з енергосистемою і під час ізольованої (автономної) роботи. Всі дії по самовідновленню електропостачання відбуваються в інтелектуальній системі ЛЕС. Алгоритми дій функції відновлення досягається шляхом керуючих дій по зміні конфігурації електричної мережі оптимальними перемиканнями. Стратегія відновлення системи електропостачання основується на теорії графів. Використовується метод реконфігурації мережі з мінімізацією кількості операцій перемикання. Для зменшення кількості перемикань відновлення електропостачання навантажень і генерування джерел електроенергії здійснюється структурно по microgrid. Після усунення несправностей відбуваються дії по відновленню генерування і електроспоживання локалізованої частини ЛЕС і в ній встановлюється нормальний режим роботи.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ ДО РОЗДІЛУ 4

1. Драчук Ю. З., Яворська М. К., Зеркаль А. В., Аспекти розвитку нової енергетичної стратегії в Україні: європейський досвід використання розподіленої генерації, *Економічний вісник Донбасу*, № 1(71), с. 36-46, 2023. DOI: https://doi.org/10.12958/1817-3772-2023-1(71)-36-46.

2. Денисюк С. П., Горенко Д. С., Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій, *Енергетика: економіка, технології, екологія: науковий журнал,* № 2 (44), с. 25-33, 2016.

3. Стогній Б. С., Кириленко О. В., та Денисюк С. П., Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення, *Технічна електродинаміка*, № 6, с. 44-50, 2010. ISSN 1607-7970.

4. European Smart Grids Technology Platform: vision and Strategy for Europes Electricity Networks of Future. *European Commission*, 2006.

5. W. R. Lachsetal, Power system control in the next century, *IEEE Transmission on Power Systems*, vol. II, № 1, 1996.

6. The National Energy Technology Laboratory: A vision for the Modern Grid, March 2007.

7. Smart Power Grids – Talking about a Revolution, *IEEE Emerging Technology portal*, 2009.

8. Гриб О. Г., Гапон Д. А., Ієрусалімова Т. С., Бєлов М. С., та Лелека О. В., Аналіз нормативної бази по проектуванню і побудові систем Smart Grid, яка базується на цифрових підстанція, *Вісник НТУ«ХПІ»,* № 19 (1128), с. 74-78, 2015. ISSN 2079 - 4525.

9. IEC standard for Communication networks and systems for power utility automation. Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations, IEC 61850-90-1, 1st ed., 2010.

10. Basok B. I., Butkevich O. F., Dubovsky S. V. Technical and economic aspects of evaluating prospects decarbonization of the unified energy system of Ukraine. *Technical electrodynamics*, vol. 5, pp. 55-62, 2021. https://doi.org/10.15407/techned2021.05.055

11. Яндульський О. С., Нестерко А. Б., Труніна Г. О. Визначення величини резерву активної потужності ТЕС та ГЕС для регулювання частоти та перетоків в ОЕС України, *Технічна електродинаміка*, № 1, с. 58-63, 2020. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2020.01.058

12. Towards a 100% renewable energy future. URL: https://www.wartsila.com/energy/vision (accessed 15.01.2021).

13. Kudrya S. O., Repkin O. O., Rubanenko O. O., Yatsenko L. V., Shynkarenko L. Ya. Development stages of green hydrogen energy of Ukraine. *Renewable Energy*, vol. 1, pp. 5-16, 2022. https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022. 1(68)840

14.Kan Z. *et al*., Research on Grid-Connected/Islanded Control Strategy of PV and Battery Storage Systems as Emergency Power Supply of Pumping Storage Power Station, *2020 IEEE 3rd International Conference on Electronics Technology (ICET), Chengdu, China*, 2020, pp. 457-462. doi: 10.1109/ICET49382.2020.9119658.

15. Zhu Z., Liu Z., Duan Q., Xu Z., Sun B. and Mei H., Capacity Allocation of Energy Storage and Synchronous Condenser for Wind-photovoltaic-thermal-storage Combined Transmission System, *2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, Nanjing, China, 2021, pp. 239-244, doi: 10.1109/iSPEC53008.2021.9735446.

16. Болотний М. П., Лоєнко Ю. Г., Кармазін О. О. Застосування систем накопичення енергії для задач керування режимами ЕЕС України: стан та перспективи розвитку. *Відновлювана енергетика*, № 3, с. 28-35, 2022. https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).

17. Денисюк С. П., Дерев'янко Д. Г., Бєлоха Г. С. Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації, *Технічна електродинаміка,* № 4, с. 48-53, 2022.
DOI: https://doi.org/10.15407/techned2022.04.048

18. Tomashevskyi Y., Burykin O., Kulyk V., Malogulko J. Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, vol. 6(8-102), pp. 6-12, 2019.

19. Lezhniuk P., Komar V., Hunko I., Jarykbassov D., Tussupzhanova D., Yeraliyeva B., & Katayev N. Natural-simulation model of photovoltaic station generation in process of electricity balancing in electrical power system. *Informatyka, Automatyka, Pomiary W Gospodarce I Ochronie Środowiska*, vol. 12(3), pp. 40-45, 2022. https://doi.org/10.35784/iapgos.3030.

20. S. Yin, M. Jin, X. Chen, X. Guo and J. Feng, "Modeling and Simulation of Optimal Configuration of Virtual Power Plant Oriented to Power Internet of Things," *2021 IEEE 4th International Conference on Automation, Electronics and Electrical Engineering, Shenyang*, China, 2021, pp. 751-754, doi: 10.1109/AUTEEE52864.2021.9668812.

21. Кузнєцов М. П., Мельник О. А. Вплив нестабільності споживання на енергетичний баланс гібридної енергосистеми. *Відновлювана енергетика*, № 2, с. 8-17, 2020. https://doi.org/10.36296/1819-8058. 2020.2(61).8-17

22. Andrzej Smolarz, Petro Lezhniuk, Stepan Kudrya, Viacheslav Komar, Vladyslav Lysiak, Iryna Hunko and others, "Increasing Technical Efficiency of Renewable Energy Sources in Power Systems", *Energies*, № 16, pp. 2828, 2023. DOI: https://doi.org/10.3390/en16062828.

23. Зміни до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від № 641 від 26 квітня 2019 року (Затверджено постановою НКРЕКП № 46 від 15.01.2021 р.)

24. Baker W. E., Westine P. S., Dodge F. T. *Similarity Methods in Engineering Dynamics: Theory and Practice of Scale Modeling*. New Jersey: Spartan Books, 1973.

25. Лежнюк П. Д., Бевз С. В. Методи оптимізації в електроенергетиці. Критеріальний метод. Вінниця: ВДТУ, 1999.

26. Moreno, G.; Santos, C.; Martín, P.; Rodríguez, F.J.; Peña, R.; Vuksanovic, B. Intra-Day Solar Power Forecasting Strategy for Managing Virtual Power Plants. *Sensors,* vol. 21*,* pp. 5648, 2021. https://doi.org/10.3390/s21165648

27. Кириленко О. В., Басок Б. І., Базєєв Є. Т., Блінов І. В. Енергетика України та реалії глобального потепління. *Технічна електродинаміка*, № 3, с. 52-61, 2020. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052.

28. M. Çolak, and E. Irmak, "A State-of-the-Art Review on Electric Power Systems and Digital Transformation", *Electric Power Components and Systems*, № 51(11), pp. 1089-1112, 2023. https://doi.org/10.1080/15325008.2023.2189760.

29. Sanghita Baidya, Vidyasagar Potdar, Partha Pratim Ray, and Champa Nandi, "Reviewing the opportunities, challenges, and future directions for the digitalization of energy", *Energy Research & Social Science*, vol. 81, pp. 102243. 2021. ISSN 2214-6296, https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102243.

30. M. A. Mahmoud, N. R. Md Nasir, M. Gurunathan, P. Raj, and S. A. Mostafa, "The current state of the art in research on predictive maintenance in smart grid distribution network: Fault's types, causes, and prediction methods – A systematic review", *Energies, № 14(*16), pp. 5078, 2021. 10.3390/en14165078.

31. Julio Romero Agüero, Erik Takayesu, Damir Novosel, and Ralph Masiello, "Grid modernization: challenges and opportunities", *The Electricity Journal*, Volume 30, Issue 4, pp. 1-6. 2017. ISSN 1040-6190. https://doi.org/10.1016/j.tej.2017.03.008.

32. Матеріали Наук.-практ. конф. "Проблеми розподільчих мереж України, впровадження Smart Grid, розвиток і підвищення якості мереж, інтеграція в європейську систему". Славсько Львівської обл., 12-15 червня 2023 р.

33. Dhara Saumen, Shrivastav Alok. Smart Grid Modernization: Opportunities and Challenges, 2021.

34. Muhammad Khalid, "Smart grids and renewable energy systems: Perspectives and grid integration challenges", *Energy Strategy Reviews*, Volume 51, pp. 101299, 2024. ISSN 2211-467X, https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101299. (https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X24000063).

35. Osama Majeed Butt, Muhammad Zulqarnain, and Tallal Majeed Butt, "Recent advancement in smart grid technology: Future prospects in the electrical power network", *Ain Shams Engineering Journal*, Volume 12, Issue 1, pp. 687-695, 2021. ISSN 2090-4479, https://doi.org/10.1016/j.asej.2020.05.004.

36. Chibuike Peter Ohanu, Salihu Ahmed Rufai, and Ugbe Christiana Oluchi, "A comprehensive review of recent developments in smart grid through renewable energy resources integration", *Heliyon*, Volume 10, Issue 3, 2024. e25705, ISSN 2405-8440, https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25705.

37. Лежнюк П. Д., Ковальчук О. А., Нікіторович О. В., Кулик В. В., *Відновлювані джерела в розподільних електричних мережах: монографія*. Вінниця, Україна: ВНТУ, 2014.

38. J. Shi, and Q. Ai, Research on several key technical problems in realization of smart grid, 2009.

39. S. Dorji, A. A. Stonier, G. Peter, R. Kuppusamy, and Y. Teekaraman, An Extensive Critique on Smart Grid Technologies: Recent Advancements, Key Challenges, and Future Directions, *Technologies,* vol. 11, pp. 81, 2023. https://doi.org/10.3390/technologies11030081.

40. A. Ghorbani, and K. Fartash, Challenges of Smart Grid Technology Deployment in Developing Countries, In: Fathi, M., Zio, E., Pardalos, P.M. (eds), *Handbook of Smart Energy Systems. Springer, Cham*, pp. 1-22, 2021. https://doi.org/10.1007/978-3-030-72322-4_74-1.

41. Olufemi Omitaomu, and Haoran Niu, "Artificial Intelligence Techniques in Smart Grid: A Survey", *Smart Cities,* 4, pp. 548-568, 2021. 10.3390/smartcities4020029.

42. Stuart Borlase, Smart Grids: Infrastructure, Technology, and Solutions. CRC Press, 2013. https://doi.org/10.1201/b13003. 16.

43. Матеріали Наук.-практ. конф. «Розподільчі мережі 0,4-35 кВ як складова частина локальних електроенергетичних систем майбутнього». Ярмолинці Хмельницької обл., 10-14 жовтня 2016 р.

44. Козачук О. І., Лежнюк П. Д. Формування локальних електроенергетичних систем в складі об’єднаної електроенергетичної системи, *Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки)*, Т. 337, № 3(2), с. 352-356, 2024. DOI: 10.31891/2307-5732-2024-337-3-53.

45. Бєлоха Г. С., Тараба М. О., Транзактивні локальні електроенергетичні системи: особливості функціонування та перспективи розвитку, *Енергетика: економіка, технології, екологія,* № 4, с. 29-37, 2023. DOI 10.20535/1813-5420.4.2023.290888.

46. Mahmoud, Moamin A., Alicia Y. C. Tang, Andino Maseleno, Fung-Cheng Lim, Hairoladenan Kasim, Christine Yong and Salama A. Mostafa. "A Review on Smart Energy Grid Technology: Features and Specifications", *Journal of Engineering and Applied Sciences*, n.15, pp. 535-547, 2019

47. K. Salman, Introduction to the Smart Grid: Concepts, Technologies and Evolution. *Energy Engineering,* 2017. DOI: 10.1049/PBPO094E. https://digital-library.theiet.org/content/books/po/pbpo094e.

48. Kamran Muhammad, Introduction to smart grids Fundamentals of Smart Grid Systems, *Academic Press*, pp. 1-22, 2023. ISBN 9780323995603, https://doi.org/10.1016/B978-0-323-99560-3.00008-9.

49. Буткевич О. Ф., Юнєєва Н. Т., Гурєєва Т. М. До питання про розміщення накопичувачів енергії в ОЕС України, *Технічна електродинаміка*, № 6, с. 59-64, 2019. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2019.06.059.

50. Комар В. О., Кудря С. О., Лежнюк П. Д., Гунько І. О., Водневі технології для вирівнювання графіків генерування вітрових електростанцій під час балансування режимів електроенергетичних систем, *Відновлювана енергетика*, № 4, с. 64-70, 2022. https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.4(71).64-702727.

51. Moses Jeremiah Barasa Kabeyi, Oludolapo Akanni Olanrewaju, "Biogas Production and Applications in the Sustainable Energy Transition", *Journal of Energy*, 8750221, pp. 1-43, 2022. https://doi.org/10.1155/2022/8750221.

52. Дерев'янко Д. Г., Горенко Д. С., Особливості побудови та функціонування віртуальних електростанцій в умовах розвитку ОЕС України, *Енергетика: економіка, технології*, *екологія*, № 3, с. 61-69, 2016.

53. Babak V. P., Kulyk M. M., Possibilities and perspectives of the consumers-regulators application in systems of frequency and power automatic regulation, *Tekhnichna elektrodynamika,* № 4, pp. 72-80, 2023. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2023.04.072.

54. Денисюк С. П., Таргонський В. А., Артем'єв М. В., Локальні електроенергетичні системи з активним споживачем: методи побудови та алгоритми їх функціонування, *Енергетика: економіка, технології, екологія*, № 3, с. 7-22, 2018.

55. Mladenov V., Chobanov V., and Georgiev A., Impact of Renewable Energy Sources on Power System Flexibility Requirements, *Energies,* Volume 14, Issue 10, pp. 2813, 2021. DOI: https://doi.org/10.3390/en14102813.

56. Lezhniuk P., Komar K., Rubanenko O., and. Ostra N. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources, *Przeglad Elektrotechniczny,* Vol. 2020, № 10, pp. 32-38, 2020. DOI: 10.15199/48.2020.10.05.

57. Tanveer F., and Dongdong Z. Renewable energy integration/techno-economic feasibility analysis, cost/benefit impact on islanded and grid-connected operations: case study", *Renewable Energy,* Vol. 180, pp. 83-108, 2021.

58. J. Conejo, J. Arroyo, N. Alguacil, and A. Guijarro, Transmission loss allocation: a comparison of different practical algorithms, *IEEE Transactions on Power Systems,* Vol. 17, pp. 571-576, 2002.

59. K. Ahmed, S. Karthikeyan, and M. Rao, Proportional generation and proportional loadbased transmission loss allocation considering reactive power demand in restructured environment, *TENCON 2017 - 2017 IEEE Region 10 Conference*, 2017, pp. 992-997. DOI: 10.1109/TENCON.2017.8228002

60. S. Chintada, S. Abbagouni, and H. Kumar, Investigation on Loss Allocation in Distribution Network with Distributed Generation, *2nd International Conference on Emerging Frontiers in Electrical and Electronic Technologies (ICEFEET),* 2022, pp. 1-6. DOI: 10.1109/ICEFEET51821.2022.9848212.

61. Lezhniuk P., Burykin O., Malogulko Y., *Distributed energy sources in the local electrical systems,* LAP LAMBERT Academic Publishing, 2018.

62. M.A.K.S. Boralessa, S. Hovden, A.V.U.A. Wickramarathna, and K.T.M.U. Hemapala, Effect of Renewable Energy Forecasting Error on Model Predictive Control Based Microgrid Energy Management System, *In Proceedings of the 2022 IEEE IAS Global Conference on Emerging Technologies (GlobConET)*, Arad, Romania, 2022, pp. 959-962.

63 Парус Є. В., Блінов І. В., Олефір Д. О., Оцінка економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги балансування в ОЕС України, *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*, Вип. 60, с. 20-28, 2021. https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028.

64. Кудря С. О. Ред. Відновлювані джерела енергії, Київ: Інститут відновлюваної енергетики НАНУ, 2020. 392 с.

65. L. Bin, Z. Yuqiong, M. Linwei et al., Design and optimization of technical schemes of supply-side base integrated energy systems in northwest china, *Proceedings of the CSEE*, vol. 41, no. 2, pp. 568-581, 2021.

66. Nazari M. H., Sanjareh M. Bagheri, A. Khodadadi, M. Torkashvand, and S. H. Hosseinian, An economy-oriented DG-based scheme for reliability improvement and loss reduction of active distribution network based on game-theoretic sharing strategy, *Sustainable Energy, Grids and Network*, Vol. 27, pp. 100514, 2021. DOI: https://doi.org/10.1016/j.segan.2021.100514.

67. Бурикін О. Б, Малогулко Ю. В., Ситник А. В.,. Гриник В. А, Підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань, *Вісник Хмельницького національного університету*, № 6, с. 291, 2020. DOI 10.31891/2307-5732-2020-291-6-124-130.

68. Кузнєцов М. П., Кармазін О. О., Оптимальне планування гібридної енергосистеми при різних тарифах на електроенергію, *Відновлювана енергетика*, № 3, с. 6-18, 2022. https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).

69. Jaesung Jung, and Michael Villaran, Optimal planning and design of hybrid renewable energy systems for microgrids, *Renewable and Sustainable Energy Reviews,* Volume 75, pp. 180-191, 2017.

70. Kyrylenko O. V., Strzelecki R., Denysiuk S. P., Derevianko D. G.,Main Features of the Stability and Reliability Enhancement of Electricity Grid with DG in Ukraine Based on IEEE Standards, *Tekhnichna Elektrodynamika*, № 6, pp. 46-50, 2013.

71. Petro Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Serhii Kravchuk, Volodymyr Netrebskiy, and Vladyslav Lesko, *Optimal Integration of Photoelectric Stations in Electric Networks*, LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019.

72. Malvoni M., and Hatziargyriou N., One-day ahead PV power forecasts using 3D Wavelet Decomposition, *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEST.2019.8849007.

73. Stepan Kudria, Petr Lezhniuk, Oleksandr Riepkin, and Olena Rubanenko, Hydrogen technologies as a method of compensation for inequality of power generation by renewable energy sources, Przegląd Elektrotechniczny, r. 98 nr 10/2022, 2022. DOI: 10.15199/48.2022.10.01.

74. Astakhov Y. N., Lezhniuk P. D., Application of the criterion method in the energy power system, Kyiv: UMK VO, 1989.

75. Joseph J. Moder, and Salah E. Elmaghraby, *Handbook of Operations. Foundations and Fundamentals*, Van Nostrand Reinhold Company, USA: New York, 1978.

76. Butkevych O. F., Yuneeva N. T., Gureeva T. M., and Stetsyuk P. I., The problem of electric power storage placement in the IPS of Ukraine taking into account its influence on power flows transmitted by controlled cutsets, *Technical electrodynamics*, № 4, pp. 46-50, 2020.
URL: https://doi.org/10.15407/techned2020.04.046.

77. Vercamer D., Steurtewagen B., D. Van den Poel, and F. Vermeulen, Predicting consumer load profiles using commercial and open data, *IEEE Trans Power Systems,* Vol. 31, Issue 5, pp. 3693-3701, 2017.
https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2493083.

78. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O., Information Support for the Task of Estimation the Quality of Functioning of the Electricity Distribution Power Grids with Renewable Energy Source, *IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, 2020.
DOI: https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9159965.

79. Кириленка О. В. Ред., *Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими,* К. Україна: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016.

80. Petro Lezhniuk, Oleh Kozachuk, Natalia Komenda, and Juliya Malogulko, Electrical power and energy balance in the local electrical system by using reconciliation of the generation and consumption schedules, *Przegląd Elektrotechniczny*, № 9, pp. 57-63, 2023. DOI:10.15199/48.2023.09.10.

81. W. Jiang, K. Yang, J. Yang, R. Mao, N. Xue, and Z. Zhuo, "A Multiagent-Based Hierarchical Energy Management Strategy for Maximization of Renewable Energy Consumption in Interconnected Multi-Microgrids", *IEEE Access*, Vol. 7, pp. 169931-169945, 2019. DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2955552.

82. Лежнюк П., Козачук О., та Галузінський О., Використання активних споживачів для балансування електроенергії в електричній мережі, *Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки*), № 3, с. 214-221, 2023. DOI 10.31891/2307-5732-2023-321-3-214-221.

83. Budko V. I, Vainstein Y. V., Covering the imbalances of the generated and forecasted electricity by the solar power station due to the electric energy storage system, *Renew. Energy*, № 1, pp. 25-31, 2021.

84. Hussain M., Y. Gao, "A review of demand response in an efficient smart grid environment", *The Electricity Journal*, Vol. 31, pp. 55-63, 2018.

85. Блінов І. В., Трач І. В., Парус Є. В., Дерев'янко Д. Г., Хоменко В. М., Регулювання напруги та реактивної потужності в розподільних електричних мережах шляхом використання розосереджених відновлюваних

джерел енергії, *Технічна електродинаміка,* № 2, с. 60-69, 2022. DOI: https://doi.org/10.15407/techned2022.02.060

86. X. Xing, and L. Jia, "Energy management in microgrid and multi-microgrid", *IET Renewable Power Generation*, 00, pp. 1-29, 2024. https://doi.org/10.1049/rpg2.12816. (https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/rpg2.12816).

87. G. Liu, T. B. Ollis, M. F. Ferrari, A. Sundararajan and Y. Chen, "Distributed Energy Management for Networked Microgrids Embedded Modern Distribution System Using ADMM Algorithm," in *IEEE Access*, vol. 11, pp. 102589-102604, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3316513.

88. S. A. Arefifar, M. S. Alam and A. Hamadi, "A Review on Self-Healing in Modern Power Distribution Systems," in *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 11, no. 6, pp. 1719-1733, November 2023, doi: 10.35833/MPCE.2022.000032.

89. Ali, S.A.; Hussain, A.; Haider, W.; Rehman, H.U.; Kazmi, S.A.A. Optimal Energy Management System of Isolated Multi-Microgrids with Local Energy Transactive Market with Indigenous PV-, Wind-, and Biomass-Based Resources. *Energies* 2023, *16*, 1667. https://doi.org/10.3390/en16041667

90. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 р. № 3915-IX : станом на 18 верес. 2024 р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19/ed20240918#Text (дата звернення: 08.10.2024).

91. Ahmed M. Othman, Abdelmonem Draz, Attia A. El-Fergany, Chapter 13 - Design of self-healing techniques and strategies for smart microgrids, Editor(s): Sandeep Dhundhara, Yogendra Arya, Ramesh C. Bansal, Advanced Frequency Regulation Strategies in Renewable-Dominated Power Systems, Academic Press, 2024, pp. 279-306, ISBN 9780323950541, https://doi.org/10.1016/B978-0-323-95054-1.00005-6.

92. Zahraoui, Younes & Alhamrouni, Ibrahim & Basir Khan, M. Reyasudin & Mekhilef, Saad & Hayes, Barry & Rawa, Muhyaddin & Ahmed, Mahrous. (2021). Self-healing strategy to enhance microgrid resilience during faults occurrence. International Transactions on Electrical Energy Systems. 31. 10.1002/2050-7038.13232.

93. D. Sarathkumar et al 2021 IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng. 1055 012153

94. Sun, W., Ma, S., Alvarez-Fernandez, I., Roofegari nejad, R. and Golshani, A. (2018), Optimal self-healing strategy for microgrid islanding. IET Smart Grid, 1: 143-150. https://doi.org/10.1049/iet-stg.2018.0057

95. Iftikhar, H.; Turpo-Chaparro, J. E.; Canas Rodrigues, P.; López-Gonzales, J. L. Day-Ahead Electricity Demand Forecasting Using a Novel Decomposition Combination Method. *Energies*, vol. 16, p. 6675, 2023. https://doi.org/10.3390/en16186675

96. Torres Bruno, Ferreira Lucas, Aoki Alexandre. Distributed Intelligent System for Self-Healing in Smart Grids. *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, pp. 2394 – 2403, 2018. 10.1109/TPWRD.2018.2845695.

97. Chandak Sheetal & Rout,Pravat. An Optimal Performance of a Self-healing Microgrid. *IET Smart Grid*, vol. 3, 2020. 10.1049/iet-stg.2019.0177.

98. Nedjah, Nadia & Cardoso, Kleber & Mourelle, Luiza. An efficient distributed approach for a self-healing smart grid using minimal spanning tree. *International Journal of Energy Research*, vol. 45, 2021. 10.1002/er.6783.

99. T. E. Khalil Zidane, Y. Zahraoui and P. E. Campana, Microgrids Resilience Against Extreme Events in Distribution Power Systems: A Case Study, *2024 International Conference on Smart Systems and Technologies (SST)*, Osijek, Croatia, 2024, pp. 179-183, doi: 10.1109/SST61991.2024.10755454.

100. Farzamnia A., S. Marjani, S. Galvani, and K. T. T. Kin, Optima Allocation of Soft Open Point Devices in Renewable Energy Integrated Distribution Systems, *IEEE Access*, vol. 10, 2022.

101. Лобода Ю. В., Слободян Р. О., Застосування Soft Open Point для оптимізації втрат електроенергії в розподільних електричних мережах, *Вісник Хмельницького національного університету, Технічні науки*, № 2, с. 166-170, 2024.

5 АДАПТАЦІЯ СИСТЕМИ БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ ДО АВТОМАТИЗОВАНОЇ СИСТЕМИ КЕРУВАННЯ СХІДНО-ЄВРОПЕЙСЬКОЇ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

В Україні структура потужностей генерації електроенергії, передачі та розподілу у теперішній час зазнає істотних змін, які пов’язані як з розвитком нових технологій, зокрема, наростаючих темпів та масштабів розвитку комп'ютерних і інформаційних технологій, так і розв’язанням росією повномасштабної війни проти України. Російська агресія проти України принесла небачену за масштабами соціальну та гуманітарну катастрофу, яка безумовно позначилась на економіці держави. Так, внаслідок масованих атак суттєво зруйнована як критична електроенергетична інфраструктура, так і критична інфраструктура споживачів електричної енергії, що доведеться враховувати у повоєнній розбудові національної електроенергетики.

Характерною особливістю реалізації енергетичного переходу як цифрової трансформації, який природним шляхом розпочався ще в довоєнний час, є значне зростання частки розосереджених, у першу чергу, відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в загальному балансі Об’єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, застосування систем зберігання електроенергії (СЗЕ), електромобілів [1, 2]. Це обумовлює необхідність відповідної перебудови мережевої інфраструктури на основі реалізації положень концепції Smart Grid на фоні загальної тенденції до підвищення рівня автоматизації процесів, зокрема, сучасних технологій «розумних мереж» (в національному трактуванні Smart Grid) та забезпечення гарантованого і стабільного електропостачання об'єктів критичної інфраструктури.

Стратегічною метою сучасного розвитку електроенергетичного комплексу є створення інтелектуальних електроенергетичних систем та мереж як нової бази для управлінських і технологічних інновацій, що забезпечують перехід до нового рівня розвитку електроенергетики – реалізації положень енергетичного переходу на основі «концепції 3D»: Decarbonization, Decentralization, Digitalization [1, 2].

Decarbonization («декарбонізація») – перехід до екологічно чистої «безвуглецевої» економіки та енергетики, що виявляється у зростанні частки ВДЕ в енергетичному балансі, збільшенні частки електричного транспорту та

відмови від викопних палив. Decentralization («децентралізація») – перехід до територіально розосередженої електроенергетики з великою кількістю різнорівневих генераторів і споживачів, що виражається в зростанні частки, приєднаної до електромереж середньої та низької напруги, щодо малопотужної та різноманітної за своїм характером генерації; появі активних споживачів (просюмерів) – нового типу суб'єктів електроенергетики, які є одночасно і виробниками та споживачами електроенергії, мають можливість гнучко змінювати профіль свого споживання з мережі. Digitalization («цифровізація») – перехід до повсюдного застосування в електроенергетиці цифрових керованих пристроїв, підключених до інформаційних мереж Інтернету, на всіх рівнях енергосистеми від пристроїв генераторів та електричних мереж до кінцевих пристроїв, у тому числі побутових, споживачів електроенергії, що забезпечує можливість реалізації інтелекту керування енергосистемами, заснованого на міжмашинній взаємодії (Machine to Machine, M2M) та інтернет речей (Internet of Things, IoT).

Згідно Плану дій ЄС «Цифровізація енергетичної системи» [COM(2022) 552], прийнятого Єврокомісією 18 жовтня 2022 р., цифровізація дає змогу суттєво покращити доступність, сталість та стійкість енергетичної системи. Цифровізація стає центральним елементом для сучасного розвитку енергетики, зокрема, за напрямками управління енергією, оптимізації енергетичного балансу, побудови цифрових інтелектуальних мереж. Цифрова мережа є єдиним цифровим середовищем технологічних даних, що забезпечує функції керування технологічним процесом розподілу електроенергії, включаючи вироблення оптимальних управлінських рішень на основі актуальних достовірних даних про стан обладнання.

Реалізація цифрових технологій передбачає перехід до нової функціональної архітектури електроенергетичних систем в ЄС та, відповідно, ОЕС України, розвиток «розумних мереж» (Smart Grid), технологій зберігання енергії, а також появу нових форм взаємодії учасників ринку електричної енергії, зокрема, віртуальних електростанцій (ВрЕС), локальних електроенергетичних співтовариств (ЛЕС), активних споживачів (АС), балансуючих груп та агрегаторів задля підвищення ефективності процесів керування енергетичними системами та ринками електричної енергії.

Передумовою широкого запровадження цих процесів стало формування відповідних умов, стимулів, мотивацій, попиту та потреб побудови і експлуатації «розумних мереж», розвиток сучасних ринкових відносин в енергетичній галузі, зокрема, за рахунок збільшення частки ВДЕ в загальному балансі ОЕС України,

впровадження пілотних проєктів із застосуванням сучасних технологій цифровізації моніторингу та керування електричними системами і мережами, оптимізації попиту та пропозиції, розвитку нормативно-технічного забезпечення функціонування систем передачі та розподілу електроенергії на основі цифрових технологій, впровадження відповідних європейських та міжнародних стандартів в Україні, розвиток навчальних програм для студентів і підвищення кваліфікації фахівців в сфері «розумних» мереж та ринків електричної енергії.

Наукові напрацювання за останні роки дозволили вирішити низку важливих задач адаптації політики Європейського Співтовариства (ЄС) у сфері цифровізації та цифрової трансформації в Україні, зокрема, визначення цілей цифрової трансформації в галузі електроенергетики, як вищого рівня розвитку концепції Smart Grid (Smart Grid 3.0), аналізу впливу цифровізації на процеси розвитку електричних мереж, підприємств галузі, ринок електричної енергії. Визначено пріоритетні напрямки нормативного забезпечення у сфері «розумних мереж» як складової цифрової трансформації енергетики України, вперше розроблено структуру, обґрунтовано та визначено об'єкти встановлення обладнання для пілотних проєктів системи моніторингу режимів ОЕС України, автоматизованих систем керування технологічними процесами на підстанціях 110-750 кВ, забезпечено організацію впровадження систем Wide Area Measuring System (WAMS), виконано науково-організаційний супровід впровадження пілотних проєктів «розумного обліку» в операторах систем розподілу із застосуванням систем збору даних про параметри споживання електроенергії, у тому числі параметрів якості і надійності електропостачання.

5.1 Математичне моделювання процесу балансування режимів електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії з використанням SMART grid технологій

5.1.1 Сучасні тенденції та завдання цифрової трансформації електроенергетики

Сьогодні важливою частиною політики Європейського Союзу (ЄС) в галузі електроенергетики є комплекс заходів, що об'єднаний терміном «енергетичний перехід» (англ. Energy Transition) [1–3]. Основні тренди «енергетичного переходу» сформульовані в рамках «концепції 3D»: Decarbonization, Decentralization, Digitalization). Якщо Decarbonization («декарбонізація») розглядається як перехід до екологічно чистої «безвуглецевої» економіки та енергетики, а Decentralization («децентралізація») – як перехід до територіально

розосередженої електроенергетики з великим числом різнорівневих виробників і споживачів, то Digitalization («діджиталізація» – цифровізація) передбачає перехід до широкомасштабного застосування в енергетиці сучасних багатофункціональних програмних комплексів на основі інформаційних моделей та цифрових керованих пристроїв, підключених до інформаційної мережі Інтернет, на всіх рівнях енергосистеми від виробництва до обладнання кінцевих споживачів.

Цифровізація – діджиталізація (digitalization) – це нові бізнес-можливості від оцифрування, використання цифрових технологій для зміни бізнес-процесу та підвищення ефективності та прибутку учасників бізнес-процесів. Це процес переходу до «цифрового бізнесу», де оптимальність досягається завдяки обчисленню, цифровому зв'язку та автоматизованому менеджменту.

Сьогодні в енергетичній системі процеси цифровізації є ключовими для інтеграції ВДЕ, підвищення надійності електричних мереж та зниження вартості доступу до електроенергії, розвитку та впровадження нових моделей функціонування на ринку електричної енергії [4–6].

Подальше поглиблення процесів цифровізації ставить на порядок денний нову проблему цифрової трансформації (digital transformation) в енергетичному секторі [1, 2, 3, 7], вирішення якої дає можливість компаніям створювати нові бізнес-моделі та розробляти стійкі стратегії виробництва, передачі, розподілу та постачання енергії.

Цифрова трансформація (digital transformation) – це зміна звичних бізнес-моделей завдяки цифровим технологіям та забезпечення нових можливостей щодо отримання додаткової вартості у нових чи існуючих сегментах ринку електричної енергії або надання послуг (надання нових можливостей для отримання доходу та створення доданої вартості). Узагальнено цифрова трансформація може бути визначена як нове використання цифрових технологій для прискорення впровадження нових бізнес-стратегії.

Цифрова трансформація може бути визначена як розвиток сучасних електроенергетичних систем і мереж, зміна звичних бізнес-моделей завдяки використанню цифрових технологій та забезпеченню нових можливостей щодо організації взаємодії та підвищення економічної ефективності участі у нових чи існуючих сегментах ринку електричної енергії та послуг за умов досягнення безперебійності електропостачання споживачів та надійності функціонування електричних мереж і систем, їх стійкості, забезпечення балансування та гнучкості систем і мереж.

Електроенергетика стикається з новими викликами та можливостями, на які цифрова трансформація дає можливість успішно реагувати:

– підхід, орієнтований на користувача;

– оновлення та інновації електричних мереж;

– безпека постачання: обмежені первинні ресурси традиційних джерел енергії, гнучкі системи зберігання енергії;

– лібералізовані ринки електроенергії;

– розподілена генерація та ВДЕ.

– за умов більшого проникнення відновлюваної генерації розподільні мережі стануть все більш активними і повинні будуть приймати двонаправлені потоки потужності.

– екологічні проблеми;

– відповідь на попит та управління попитом;

– політика та регулятивні аспекти: постійний розвиток та гармонізація політики та нормативної бази в контексті Європейського Союзу;

– соціальні та демографічні аспекти.

Успішна модернізація енергетичних компаній вимагає комплексного вирішення трьох задач, що досягається за допомогою цифрових технологій: ефективність витрат; продуктивність; прийняття рішень в режимі реального часу. Зростаючий обсяг інформації щодо виробництва, передачі, розподілу та споживання електричної енергії може бути використаний для кращого планування трансформації енергетичного сектору, як на макро-, так і на мікрорівні [3]. Власне цифрові технології змінюють не тільки підхід до прийняття рішень у бізнесі, підвищення його продуктивності, при передаванні та розподілу електричної енергії, але також й моніторинг споживання та соціальну активність, зокрема і споживачів електричної енергії.

За даними консалтингової компанії Roland Berger п'ять мегатрендів надаватиме найбільший вплив на електроенергетику, цифровізація є «наскрізним» мегатрендом, що стосується всіх аспектів сектора:

1) децентралізація генерації виробництва електроенергії;

2) зміна традиційного енергетичного ланцюжка створення вартості;

3) електрифікація транспорту та промисловості;

4) сильний акцент на декарбонізацію енергетики;

5) цифрова трансформація: цифровізація – «наскрізний» тренд, який забезпечує чи полегшує реалізацію інших трендів у електроенергетиці; впровадження цифрових технологій у поточну операційну діяльність; розвиток нових бізнес-моделей гравцями з урахуванням цифрових рішень.

Міжнародний досвід показує, що цифрова трансформація потребує скоординованих зусиль за п'ятьма взаємопов'язаними напрямками:

1) рамкові умови цифрової трансформації (включають такі аспекти, як: людський капітал, наявність базової цифрової інфраструктури, наявність джерел фінансування та ін.).

2) цифрова трансформація підприємств (культура, підходи, компетенції персоналу) (здійснюється зміна організаційної моделі компаній, перехід до гнучких моделей ведення бізнесу, більш активну взаємодію із зовнішніми джерелами інновацій та ін.).

3) впровадження цифрових рішень для поточної діяльності (відбувається впровадження цифрових рішень, спрямованих на підвищення ефективності поточної операційної та інвестиційної діяльності, наприклад, впровадження передиктивної аналітики, оптимізація режимів роботи обладнання та ін.).

4) впровадження цифрових технологій для розвитку нових бізнесів (відбувається впровадження рішень, спрямованих на запуск нових продуктів чи послуг традиційними енергетичними компаніями чи компаніями із суміжних галузей).

5) інституційна підтримка цифрової трансформації у галузі (включає цілий спектр дій з боку держави, асоціацій та професійних об'єднань, університетів та науково-дослідних організацій).

Формування Європейської політики у сфері цифровізації та цифрової трансформації. Починаючи з 2014 року, стратегічні дії в ЄС направлена на здійснення енергетичного переходу задля протистояння кліматичним та енергетичним викликам згідно концепції 3D. В листопаді 2016 року Європейська Комісія (ЄК) запропонувала пакет «Чиста енергія для всіх європейців» (Clean energy for all Europeans), метою якого є забезпечення успішного переходу від енергії викопного палива до більш екологічно чистої енергії та виконанням зобов'язання Паризької угоди ЄС щодо скорочення викидів парникових газів. Основними цілями цього енергетичного пакету є досягнення Європою статусу кліматично-нейтральної до 2050 року, спрощення умов інтеграції ВДЕ в енергетичну систему, більша незалежність побутових споживачів, які стали проактивними, розширене застосування ІТ-технологій у відповідності з концепцією Smart Grid. Європейською технологічною та інноваційною платформою інтелектуальних мереж для енергетичного переходу (European Technology and Innovation Platform for Smart Networks for Energy Transition, ETIP SNET) у 2018 р. був розроблений базовий документ ETIP-SNET Vision 2050 щодо

здійснення енергетичного переходу в ЄС [3, 7]. Планується, що у 2050 році інтегровані енергетичні системи складатимуться з чотирьох взаємопов'язаних і взаємозалежних рівнів, які стимулюватимуть економічне зростання та глобальну конкурентоспроможність для Європи:

1) ринковий рівень – дозволяє обмінюватися інформацією між учасниками ринку (виробниками, постачальниками електричної енергії, агрегаторами, споживачами, операторами мереж, постачальниками послуг із зберігання енергії);

2) комунікаційний рівень – підтримує вертикальну та горизонтальну інтеграцію енергетичних систем та обмін інформацією з ринком;

3) рівень фізичної системи – складається з автоматизованих енергетичних інфраструктур, розроблених для задоволення потреб споживачів;

4) рівень цифрової інфраструктури – підтримує мережеві операції для управління інтегрованими енергетичними системами з більш високим рівнем автоматизації, бачення та підзвітності.

ETIP-SNET Vision 2050 надає цифровізації головну роль в інтегрованих енергетичних системах, що підтримує надання нових послуг, забезпечуючи при цьому конфіденційність даних і право власності для всіх зацікавлених сторін та посилюючи кібербезпеку. Згідно досліджень ETIP SNET у майбутній цифровізованій енергетичній системі наступне покоління інтегрованих технологій буде здійснювати моніторинг, контроль, надання послуг та захищати інтелектуальне постачання і використання енергії [3, 7].

Зважаючи на актуальність цифровізації економіки, ЄК запланувала створення та забезпечення функціонування дев'яти спільних європейських просторів даних (Common European Data Spaces), зокрема, визначено створення «Спільного європейського простору енергетичних даних для сприяння більшій доступності та міжсекторному обміну даними, орієнтованим на клієнта, безпечним і надійним способом, що сприятиме інноваційним рішенням та підтримає декарбонізацію енергетичної системи» [8].

Відповідно до «Стратегія ЄС щодо інтеграції енергетичної системи», затвердженої 8 липня 2020 р. загальносистемний план дій з цифровізації енергетики має прискорити впровадження цифрових рішень, спираючись на Спільний європейський простір енергетичних даних, оголошений у Європейській стратегії даних, згідно якого запроваджуються розумні вимірювання, реагуванню на попит, забезпечення сумісності даних, пов'язаних з енергетикою.

18 жовтня 2022 року Єврокомісія опублікувала План дій «Цифровізація енергетичної системи». Він має на меті покращити ефективне використання енергетичних ресурсів, полегшити інтеграцію ВДЕ в мережу, заощадити витрати споживачів та компаній через нові технології. Дослідження ЄС у 5 ключових сферах:

1. Розвиток європейської інфраструктури обміну даними для нових енергетичних послуг.

2. Розширення можливостей громадян шляхом розробки інструментів для підтримки їх участі в енергетичному ринку.

3. Розширення впровадження цифрових технологій в енергетичному секторі та сприяння залученню ринком інвестицій у дослідження та інновації.

4. Підвищення кібербезпеки енергетичного сектору для задоволення вимог у режимі реального часу.

5. Сприяння діям щодо кліматичної нейтральності для IT-сектору.

Визначено, що цифровізація дозволить покращити доступність, сталість та стійкість енергетичної системи.

Цифровізація енергетичного сектору. Цифровізація матиме вирішальне значення для операційного та комерційного успіху як для енергетики в цілому, так і її окремих об’єктів, стає центральним елементом для сучасного розвитку енергетики [1, 2, 8]: управління енергією, оптимізація енергетичного балансу, інтелектуальні мережі, інтелектуальні будівлі та установки, інтелектуальний облік, інтелектуальне зберігання енергії, електромобілі та інтелектуальний транспорт, автоматизація та робототехніка (Robotic Process Automation, RPA), транзакції та кібербезпека.

Шість можливостей цифрової трансформації в енергетичному секторі: керування розподіленою мережею на основі даних; прогнозування на основі методів штучного інтелекту; прогнозне технічне обслуговування; цифрові близнюки; інфраструктура зарядки електромобілів; Smart-контракти.

Ефектами цифрової трансформації енергетики для держави є: забезпечення енергонезалежності та інфраструктурної забезпеченості розвитку економіки; випереджальна модернізація базової інфраструктури; підвищення якості та доступності послуг з передачі та технологічного приєднання, розвиток конкурентних ринків супутніх послуг; стримування зростання тарифів.

Цифровізація енергетичних компаній. Цифрові технології пропонують широкі можливості для підвищення ефективності та управління складними енергетичними системами на всіх ланках ланцюга поставок, від планування інфраструктури, експлуатації та обслуговування, через виробництво та передачу

енергії, до споживання енергії [2]. Цифровізація дозволяє компанії здійснити перехід новий рівень технологічної ефективності, постає ключовим фактором підвищення надійності та якості електропостачання споживачів, а також сприяє розвитку нових сервісів. Базою для успішної цифрової трансформації є механізм формування «бізнес-архітектури», що сприяє комплексному аналізу впливу пропонованих змін всередині компанії. Бізнес-архітектура являє собою цілісне, багатовимірне уявлення про можливості, наскрізну доставку цінності, інформацію та організацію, а також взаємозв'язки між цими складовими та стратегіями, продуктами, політиками, ініціативами, зацікавленими сторонами та показниками.

Ключові фактори, які сприяють розгортанню цифрових технологій в енергосистемах:

– надання переваг для регуляторів у частині доступу до даних та аналітики в режимі реального часу для динамічного прийняття рішень, посилення залучення більшої кількості учасників та забезпечення прозорості прийняття рішень, належна компенсація за надання послуг операторам як цифрових, так і фізичних систем;

– підвищення продуктивності та зменшення споживання енергії;

– впровадження інфраструктури та стандартів задля забезпечення надійного зв'язку між елементами системи, розширена інфраструктура вимірювання; сумісність на основі гармонізованих стандартів і протоколів обміну даними;

– управління даними із забезпеченням їх кібербезпеки та конфіденційності.

Інтерес до цифрової трансформації енергетичних компаній має різні рушійні сили та різні тенденції розвитку в окремих країнах, оскільки енергетичні компанії стикаються з різними проблемами на регіональному рівні.

Цифрові електричні мережі. Сучасна цифрова електрична мережа – це високоавтоматизована мережа, яка забезпечує спостережуваність та керованість за рахунок цифрових систем зв'язку і обладнання [9]. Основними складовими такої мережі можна визначити:

– інтелектуальні давачі інформації задля забезпечення обліку електроенергії (комерційного та технічного), систем контролю доступу; відеоспостереження; індикації пошкоджень в електричних мережах, пристроїв контролю напруги, збору та передачі даних від приладів обліку та пристроїв телеметрії;

– інтелектуальні системи керування: SCADA (система диспетчерського керування та збору даних); ADMS (системи керування розподілом електроенергії); CFMS (керування мережами в аварійному режимі); CRM (управління взаємовідносинами з клієнтами);

– виконавчі органи: автоматизована система керування технологічними процесами (АСК ТП), цифрові пристрої релейного захисту та автоматики (РЗА), допоміжні системи з автоматизацією, реклоузери тощо.

На сьогодні цифрова електромережа розглядається як єдине цифрове середовище технологічних даних, що забезпечує функції керування технологічним процесом розподілу електроенергії, включаючи вироблення оптимальних управлінських рішень на основі актуальних достовірних даних про стан обладнання. Вона має забезпечувати наступні функціональні особливості: аналіз топології та розрахунок усталеного режиму; автоматичний розрахунок показників надійності; виявлення дефектів в мережі; дистанційне керування оперативними перемиканнями в нормальному та аварійному режимах, у тому числі з диспетчерських центрів суб'єкта оперативно-диспетчерського керування щодо об'єктів диспетчеризації; автоматичне регулювання напруги відповідно до заданих суб'єктів оперативно-диспетчерського керування графіками; автоматизоване зниження та відновлення навантаження, у тому числі за командами суб'єкта оперативно-диспетчерського керування; перерозподіл навантаження шляхом реконфігурації розподільної мережі; згладжування «піків» навантаження у мережі; керування усуненням несправностей; самодіагностика та самовідновлення після збоїв у роботі окремих елементів; керування розосередженою малою генерацією.

За результатами світового досвіду цифровізація електричних мереж може забезпечити [2]: підвищення доступності технологічного приєднання – в 1,5 рази; зменшення операційних витрат – на 30%; зменшення капітальних витрат – на 15%; збільшення термін служби активів – на 10%; зменшення в середньому на 50% показників SAIDI та SAIFI (ключові показники надійності електропостачання).

Цифрова трансформація передбачає побудову електроенергетичної системи, що орієнтована на вирішення проблем оптимізації загальної ефективності та балансу низки взаємопов’язаних енергетичних технологій та процесів, як електричних, так і неелектричних. Досягається завдяки динамічному управлінню попитом і пропозицією; посиленому моніторингу електричних, теплових і паливних складових; контролю та оптимізації обладнання, приладів та послуг; кращій інтеграції розосереджених джерел енергії, а також мінімізації витрат як для постачальників, так і для споживачів.

Складовою сучасної електроенергетичної системи є побудова передових Microgrid (мікромереж), що представляють собою групу взаємопов’язаних навантажень та РЕР у встановлених електричних межах, який діє як єдиний

керований об’єкт мережі та може підключатися або відключатися від мережі задля забезпечення можливості роботи в острівному режимі, що є вкрай важливою властивістю таких мереж в умовах руйнування критичної інфраструктури в ОЕС України. Зв’язуючою ланкою між мережею вищого рівня та microgrid є розподільна інтелектуальна мережа, що автоматично відслідковує потоки енергії та відповідно адаптується до змін у попиті та пропозиції. У поєднанні з інтелектуальними системами вимірювання, такі мережі охоплюють споживачів і постачальників, надаючи інформацію про споживання в реальному часі. За допомогою сучасних лічильників споживачі можуть адаптувати своє споживання енергії до різних цін на електричну енергію протягом доби.

5.1.2 Забезпечення технічної ефективності відновлюваних джерел енергії в електроенергетичних системах

5.1.2.1 Загальні положення щодо оптимізації способів і засобів резервування нестабільного генерування ВДЕ

Інтенсивне впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в електроенергетичну систему (ЕЕС) України ставить нові задачі**.** В основному вони зумовлені непристосованістю електричних мереж ЕЕС до експлуатації електричних станцій, які використовують відновлювані джерела енергії, з несталим генеруванням та відсутністю достатнього рівня автоматизації мереж. Несталість генерування ВДЕ, яка зумовлена залежністю від природних умов, а також завищена встановлена потужність джерел, приєднаних до електричних мереж, призводить до зниження ефективності функціонування електричної мережі та погіршення якості послуг з електропостачання споживачів. Особливо це стосується фотоелектричних станцій (ФЕС), одинична та сумарна встановлена потужність яких в електричних мережах зростає з кожним роком. Несталість режимів роботи ФЕС, так само як і вітрових електростанцій (ВЕС), негативно впливає на балансову надійність енергосистеми, а також на стійкість її роботи. Убезпечити баланс потужності та електроенергії в енергосистемі можливо, комплексно використовуючи наявні маневрені потужності, зокрема теплові та гідроелектростанції. З різних причин, як природних, так і через нищення росією енергетичної структури України, маневрених потужностей недостатньо. Щодо сучасних засобів (електрохімічні накопичувачі електроенергії, водневі технології, біогазові технології, узгодження графіків генерування та споживання електроенергії, тощо), то вони поки що існують в перспективі і знаходяться на різних етапах розробки і застосування в електроенергетичних системах.

Необхідно створити сприятливі умови не лише для розбудови ВДЕ в електричних мережах енергосистеми, а й для оптимальної їх експлуатації, мінімізуючи негативний вплив на техніко-економічні показники енергосистеми. В залежності від місця під'єднання ВДЕ до електричних мереж і їх потужності може бути досягнуто зменшення втрат електроенергії на її транспортування, можуть покращуватися показники надійності SAIFI і SAIDI, а також суттєво покращуватися якість електроенергії і, в цілому, енергоефективність системи електропостачання. Проте ці можливості ВДЕ покращувати техніко-економічні показники енергосистеми зводяться внівець або суттєво знижуються через необхідність тримати в енергосистемі багато вартісний р332

Резерв потужності для компенсації несталого генерування електроенергії сонячними і вітровими електростанціями.

На рис. 5.1 наведено, як приклад, покриття добового графіка електроспоживання ОЕС України у весняно-літньому сезоні [10]. Характерним є те, що АЕС і ТЕЦ працюють в базі за рівномірним графіком, ГЕС використовуються для покриття ранішнього і вечірнього максимумів навантаження, ВДЕ на той час працювали за вільним графіком (все, що вироблено, видавалось в систему без обмежень), ТЕС працюють у змінній частині графіка і є ремонтним, навантажувальним та аварійним резервом, а також резервом негарантованого генерування ФЕС і ВЕС.

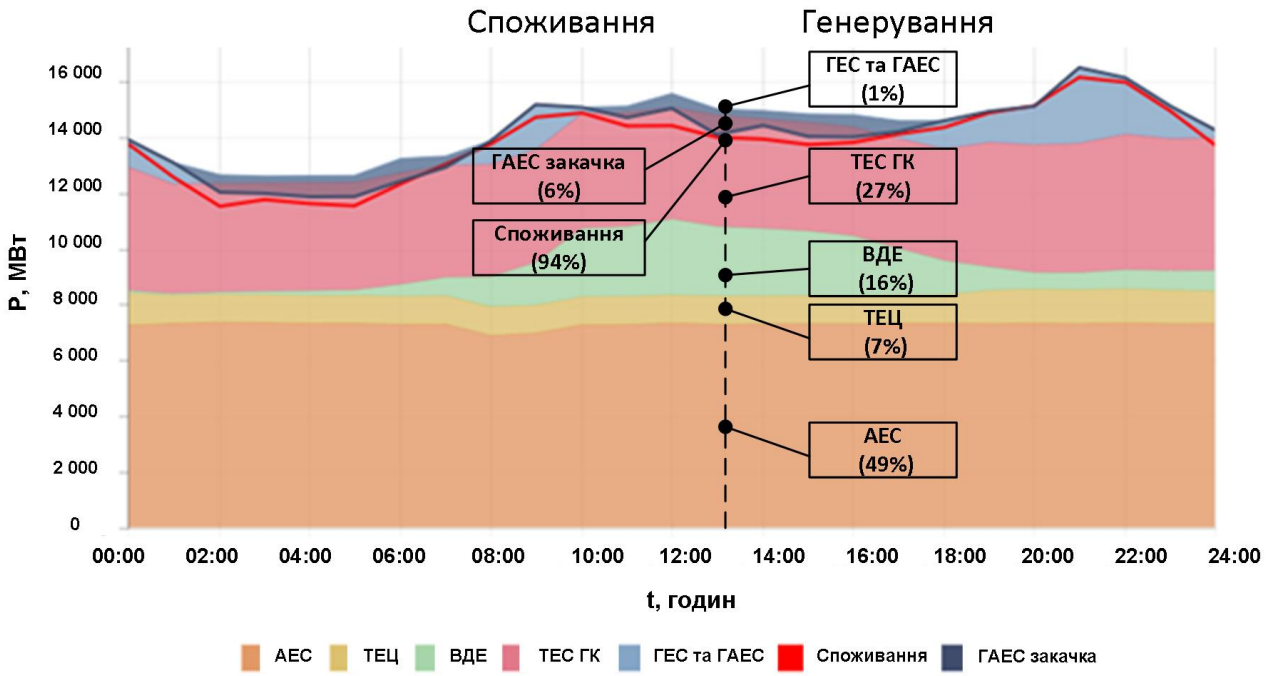


Рисунок 5.1 – Приклад покриття добового графіка електроспоживання

З розбудовою ВДЕ в енергосистемі і недостатнього об'єму маневреної потужності виникають проблеми, що обмежує нарощування потужності ВДЕ та створює ненормальні режими в системі. Особливо це спостерігається тоді, коли завдяки сприятливим погодним умовам ФЕС і ВЕС виходять на номінальну потужність. Наприклад, на графіку, наведеному на рис. 1.1, з 10.00 до 16.00 стосовно балансування режиму спостерігається «надлишок» генерованої ФЕС і ВЕС потужності. Для того, щоб не обмежувати генерування ВДЕ, прийшлося використати ГАЕС в насосному режимі. Інакше, необхідно було б зупинити один блок 1000 МВт АЕС.

Як бачимо, в енергосистемі необхідно розвивати засоби резервування генерування ВДЕ для успішного вирішення задачі балансування режимів в ЕЕС. Завдання полягає тільки в тому, що серед можливих засобів необхідно вибрати ті, які є найбільш технічно ефективними та оптимальними щодо витрат.

Баланс електроенергії в ОЕС України в частині генерування формується різними електростанціями:

$$P_{AEC}(t) + P_{TEC}(t) + P_{ГЕС}(t) \pm P_{ГАЕС}(t) + P_{ВДЕ}(t) \pm P_{рез}(t) - P_{н}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (5.1)$$

де $P_{AEC}(t)$ – потужність атомних електростанцій (АЕС), $P_{TEC}(t)$ – потужність теплових електростанцій (ТЕС) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ), $P_{ГЕС}(t)$ – потужність гідроелектростанцій, $P_{ГАЕС}(t)$ – потужність гідроакумулюючих електростанцій (ГАЕС), $P_{ВДЕ}(t)$ – потужність ВДЕ, $P_{рез}(t)$ – потужність засобів і шляхів резервування електроенергії під час балансування, $P_{н}(t)$ – навантаження трансформаторних підстанцій (ТП), $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

Якщо за критерій оптимальності прийняти сумарні витрати $B_{рез}$ на резервування $P_{рез}(t)$ в (5.1) несталого генерування ВДЕ, то з врахуванням реально можливих на сьогодні способів резервування задача мінімізації $B_{рез}$ запишеться як в 4.3.2 (4.25).

В процесі експлуатації ВДЕ в електроенергетичній системі вирішується задача балансування споживання та генерування електроенергії, включаючи всі джерела енергії. Складність полягає в тому, що споживання і генерування в ЕЕС має ймовірнісний характер. Стосовно ВДЕ під час прогнозування погодинного

графіка генерування в ЕЕС сьогодні на завтра приходиться враховувати їх мінливість значення потужності в залежності від часу і метеорологічних умов. Оскільки спрогнозувати погодинне генерування ВДЕ можливо тільки з певною похибкою, то для них задача формулюється як

$$\delta = \frac{W_{пр} - W_{ф}}{W_{пр}} 100\% \rightarrow \min, \qquad (5.2)$$

де $W_{пр}$ – значення погодинного прогнозованого вироблення електроенергії ВДЕ на наступну добу; $W_{ф}$ – фактичне вироблення ВДЕ електроенергії за цей же час Т; δ – похибка в прогнозуванні, яка має бути меншою за допустиму (для ФЕС 5%, для ВЕС 10%).

Проблема участі в балансуванні режиму ЕЕС для ВДЕ ускладняється ще й тим, що вони, маючи відносно невелику потужність, розподілені у всіх регіонах країни з різними метеорологічними параметрами, їх кількість становить сотні і продовжує збільшуватися. Тому вирішено задля керованості цим процесом об'єднувати ВДЕ в окремі балансуючі групи, для яких визначаються сумарні прогнозовані погодинні графіки генерування і передаються Гарантованому покупцеві.

Для підвищення ефективності інтегрування ВДЕ в електричні мережі енергосистеми необхідно вирішити низку завдань:

– оскільки ВДЕ є нестабільним, негарантованим джерелом електроенергії, то необхідно визначитися зі способами і засобами резервування їх генерування;

– вдосконалення методів прогнозування обсягів відпуску електричної енергії балансуючою групою виробників з ВДЕ та розроблення методики визначення оптимального складу балансуючої групи виробників з ВДЕ;

– оцінювання вартості похибки прогнозу обсягів відпуску електричної енергії балансуючої групи виробників за «зеленим» тарифом;

– балансування режимів локальних електроенергетичних систем (ЛЕС, мікромереж) сформованих на основі ВДЕ як способу децентралізації генерування електроенергії;

– метод формування інтелектуальної системи керування режимами ЛЕС (мікромереж) з самовідновленням в них електропостачання.

5.1.2.2 Оптимізація способів і засобів резервування нестабільності генерування ВДЕ

Проблемою використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) зокрема фотоелектричних і вітрових станцій (ФЕС, ВЕС) як таких є те, що вони на сьогодні для електроенергетичних систем (ЕЕС) не є гарантованими джерелами електроенергії. Залежність генерування електроенергії ВДЕ від змінних погодних умов необхідно компенсувати для того, щоб узгодити їх можливості з технологічними вимогами ЕЕС. Проте ці проблеми виникають не тільки тоді, коли ВДЕ працюють паралельно з іншими електростанціями ЕЕС, але і тоді, коли вони забезпечують живлення в автономній системі електропостачання типу ЛЕС. В будь якому випадку для забезпечення ефективної роботи ВДЕ в ЕЕС і надійного електропостачання споживачів необхідно мати резервні джерела енергії, які могли б компенсувати природну нестабільність генерування ВДЕ. На сьогодні тут можуть бути різні варіанти, які відрізняються технічними та економічними характеристиками.

Якщо розглядати хронологічно, то з початком розбудови ВДЕ для забезпечення їх нормальної роботи за «зеленим» тарифом були задіяні маневрені потужності ЕЕС, які призначені для балансування потужності та електроенергії в системі для регулювання частоти [11, 12]. З часом, коли можливі маневрені потужності на теплових і гідроелектростанціях були вичерпані, прийшлося досліджувати інші способи впливу на графіки генерування ВДЕ. Через недостатню кількість маневрової потужності, що маємо в енергосистемі України, приходиться обмежувати генерування ВДЕ для того, щоб убезпечити стійкість роботи ЕЕС. Очевидно, що це зменшує їх енергоефективність, стримує інвестування та розбудову ВДЕ в ЕЕС. Оскільки так сталося, що йти попереду ситуації, яка склалася з ВДЕ через відсутність вільної маневрової потужності не вдалося, то приходиться надолужувати стан в ЕЕС, розвиваючи системи накопичення електроенергії.

Якщо йдеться в ЕЕС, ЛЕС або мікромережах з ВДЕ, то виникає завдання формування системи накопичення/відпуску електроенергії для резервування нестабільного генерування ВДЕ. Якими способами і засобами це робити залежить від технічних вимог і коштів. Обладнання і оптимальна вартість системи накопичення визначається з (4.25). Складність полягає в тому, що на час прийняття рішення, як правило, приблизними та невідомими є вартісні показники способів і засобів системи зберігання електроенергії. Пропонується,

як показано в п. 4.3 задачу вирішувати в два етапи. На першому етапі складові системи накопичення оцінюються у відносних одиницях, тобто в порівнянні одні до інших, а на другому – кращі по рейтингу оцінюються в іменованих одиницях з аналізом їх технічних характеристик і можливостей.

Перевагою вибраного методу є те, що він дозволяє отримати критерії подібності, які зв'язують між собою однойменні параметри, в нашому випадку різних способів резервування, і створюються умови для аналізу співрозмірності і чутливості результатів розрахунків у відносних одиницях за обмеженої кількості вихідної інформації [13, 14].

Наприклад, в п. 4.3.2 отримана критеріальна модель сумарних витрат на резервування нестабільності генерування ВДЕ у формі (4.32):

$$B_{рез*} = \left(\frac{2}{7}\frac{1}{P_{x*}} + \frac{1}{7}P_{в*} + \frac{1}{7}P_{г*} + \frac{2}{7}P_{с*} + \frac{1}{7}\frac{P_{x*}^2 P_{с*}^2}{P_{в*} P_{г*}} \right).$$

За допомогою критеріальної моделі можливо аналізувати заходи резервування генерування ВДЕ на співрозмірність і чутливість $B_{рез*}$ до відхилення потужностей P_{i*} від їх оптимальних значень. В (4.32) порівнювалася, як приклад, чутливість трьох складових резервування нестабільності генерування ВДЕ: електрохімічні накопичувачі, водневі технології та узгодження графіків генерування і споживання. Якщо можливості узгодження графіків генерування і споживання вичерпані, то залишається актуальним дослідження можливостей ЕХН і водневих технологій.

На рис. 5.2, як приклад, наведено залежності чутливості витрат $B_{рез}$ до зміни потужності накопичувачів електрохімічного типу та до змін потужності водневих технологій. З рис. 5.2 видно, що коли потужність накопичувачів електрохімічного типу P_x збільшити на 50%, то значення витрат збільшиться на 8,3%, а якщо вдвічі – то значення витрат збільшиться на 28,6%. Якщо $P_в$ збільшити на 50%, то значення витрат збільшиться на 2,4%, що в декілька разів менше ніж витрати на накопичувачі електрохімічного типу.

В п. 2.2 показана також можливість визначення потужностей P_x і $P_в$ в іменованих одиницях. Для цього необхідно мати значення вартісних показників C_i або їх відношення. В п. 2.2 отримано вирази (2.28), скориставшись якими можна дослідити вплив окремих C_i на відхилення значень P_x і $P_в$ від їх оптимальних значень.

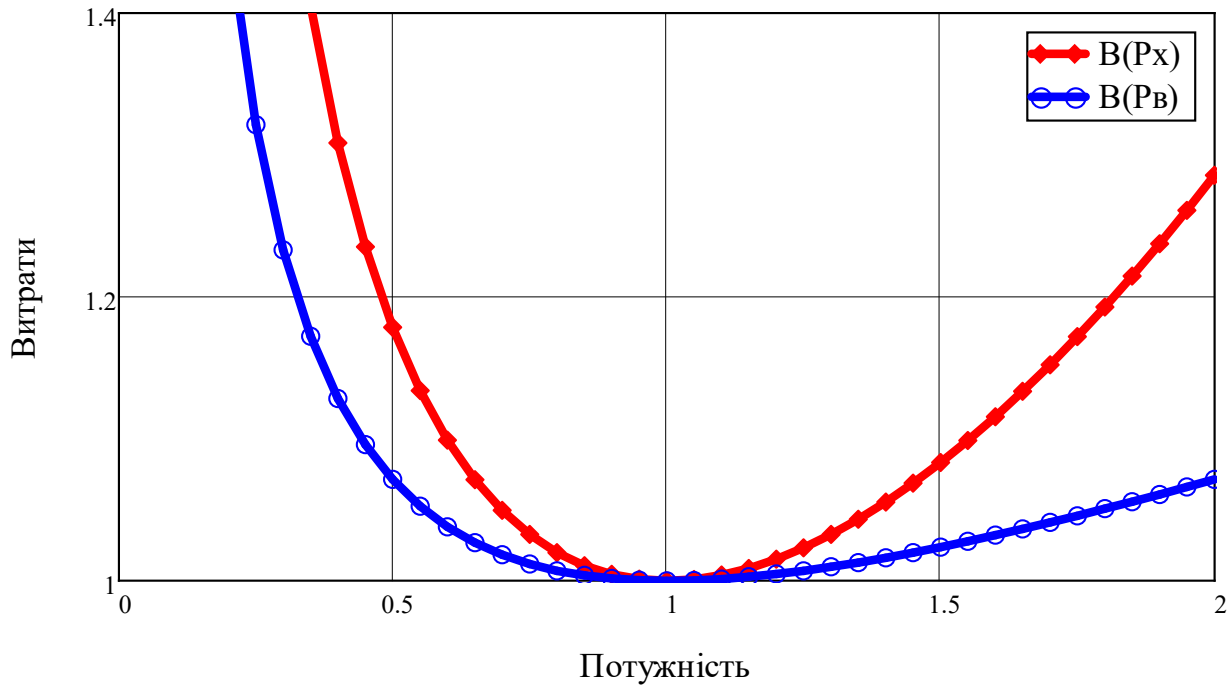


Рисунок 5.2 – Чутливість витрат до зміни потужності накопичувачів електрохімічного типу (червона крива) та до змін потужності водневих технологій (синя крива)

Отже, для перед проектного аналізу способів резервування відновлюваних джерел енергії з несталим генеруванням в задачі балансування режимів електроенергетичних систем доцільно використовувати критеріальний метод, побудований на основі теорії подібності. Такий підхід дає можливість у відносних одиницях оцінити переваги того чи іншого способу резервування і встановити їх оптимальні потужності за даних вартісних характеристик. Результати співрозмірності дають можливість ранжувати способи резервування генерування ВДЕ за витратами, а чутливість – раціонально, найбільш ефективно використовувати потужності різних способів під час експлуатації.

5.1.2.3 Зменшення небалансів прогнозованого і фактичного генерування комбінацією методів

В електроенергетичних системах для балансування їх режиму і забезпечення відповідної вимогам надійності та якості електроенергії ведеться планування і постійний облік кількості виробленої і спожитої електроенергії. За таких умов мають працювати як традиційні, так і відновлювані джерела енергії. Якщо для

ВДЕ з обліком виробленої електроенергії особливої складності завдяки сучасними автоматизованим системам комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) не виникає, то з плануванням все не так просто. Оскільки кількість виробленої електроенергії ВДЕ залежить від прогнозу погодних умов, то і планування перетворюється в прогнозування вироблюваної ВДЕ електроенергії. На сьогодні розроблено багато методів, алгоритмів і програм прогнозування генерування електроенергії ВДЕ, особливо ФЕС і ВЕС. На жаль всі вони не можуть забезпечити необхідну допустиму точність, по скільки це зв'язано з неможливістю точного прогнозу погодних умов. Тому, як вихід, допускається корегування прогнозу погодинного графіка генерування електроенергії ФЕС і ВЕС на наступну добу.

На рис. 5.3 ілюструється приклад комбінованого застосування методів зменшення різниці між прогнозованим і фактичним вироблення електроенергії балансуючою групою ФЕС. Коли на певному відрізку часу факт більший за прогноз (див. рис. 5.3 точка t_1), то доцільно цей небаланс зменшувати, накопичуючи енергію, наприклад, у вигляді водню. Водень може вироблятися безпосередньо на ФЕС, якщо така можливість забезпечена відповідною установкою, або необхідно купляти потрібну кількість водню як послугу в іншого виробника. Варіант з воднем доцільний, тому що, використовуючи, наприклад, електрохімічні накопичувачі, ми обмежені необхідністю перетворювати накопичену енергію знову в електричну. Тоді як у випадку з воднем варіантів більше: застосування в інших галузях або на транспорті, перетворення в електроенергію. Коли прогноз на якомусь інтервалі часу більший за факт (див. рис. 5.3 точка t_3), то, запустивши програму уточнення прогнозу, прогнозоване генерування ФЕС коректується до допустимого за умовою $\delta \le \delta_{доп}$

Для випадку, наведеному на рис. 5.3, визначимо значення різниці між прогнозним і фактичним виробленням електроенергії ФЕС, яку необхідно компенсувати в задачі балансування режиму ЕЕС. Кількість електроенергії, виробленої надлишково до необхідного балансу і яка може бути використана для виробництва водню, визначається як площа, що обмежена кривими ABC та AC. Це 250,5 МВт-год.

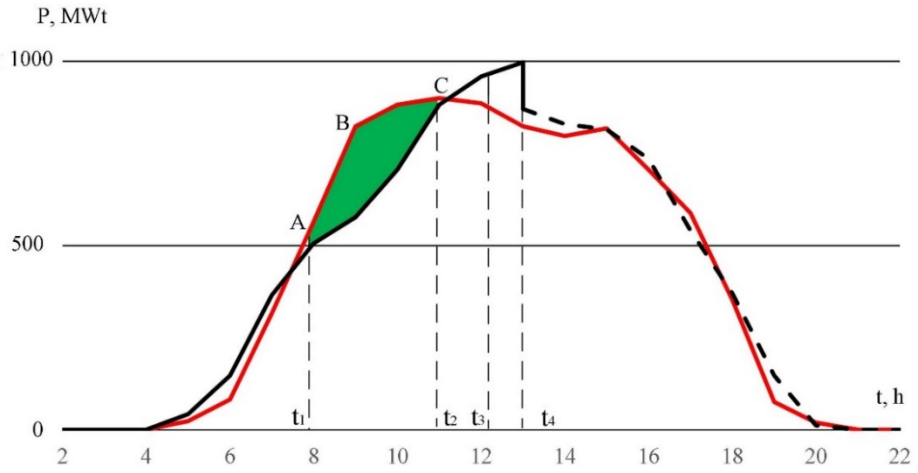


Рисунок 5.3 – Комбінація різних методів зменшення небалансу

Для розрахунку потенційно можливого обсягу виробництва зеленого водню за допомогою електролізу рахуватимемо, що на 1 м^3 водню передбачено 4,5 кВт·год електроенергії або на 1 кг водню – 50,56 кВт·год [16]. Для виробництва водню можна витратити 250,5 МВт-год, тобто це М=250,5/50,56=4954 кг водню за добу. Цей водень, якщо енергосистема дефіцитна щодо вироблення електроенергії, може використовуватися для генерування електроенергії і покращання балансу режиму ЕЕС. Якщо енергосистема профіцитна, то доцільно водень використати в інших галузях і на транспорті. Різницю між прогнозованим і фактичним генеруванням ФЕС в балансуючій групі можна зменшити програмно шляхом корекції прогнозу як це показано на рис. 5.3.

Зменшувати різницю між прогнозним і фактичним значеннями графіків генерування електроенергії ФЕС і ВЕС можливо двома шляхами: впливаючи на прогнозне значення Wпр або на фактичне – Wф . Впливати на фактичне генерування Wф можна тільки в сторону його зменшення, що економічно не доцільно. Зменшувати фактичне генерування електроенергії приходиться тільки за командою системного оператора по передачі або розподілу, коли це необхідно для забезпечення стійкості енергосистеми. Тому в нормальних режимах ЕЕС можливо коригувати тільки прогнозні значення вироблення електроенергії на певний час Δt. Фактичні значення виробленої електроенергії апроксимуються на цей же час Δt за попередніми даними з АСКОЕ.

Логічна схема розрахунку відкоригованого значення погодинного прогнозу генерування ФЕС на наступну годину поточної доби проілюстрована на рис. 5.4. В точці t1 , наприклад, $\delta_1 \succ 0$ і $\delta_1 \succ \delta_{ДОП}$, тоді прогноз потрібно зменшити на k.

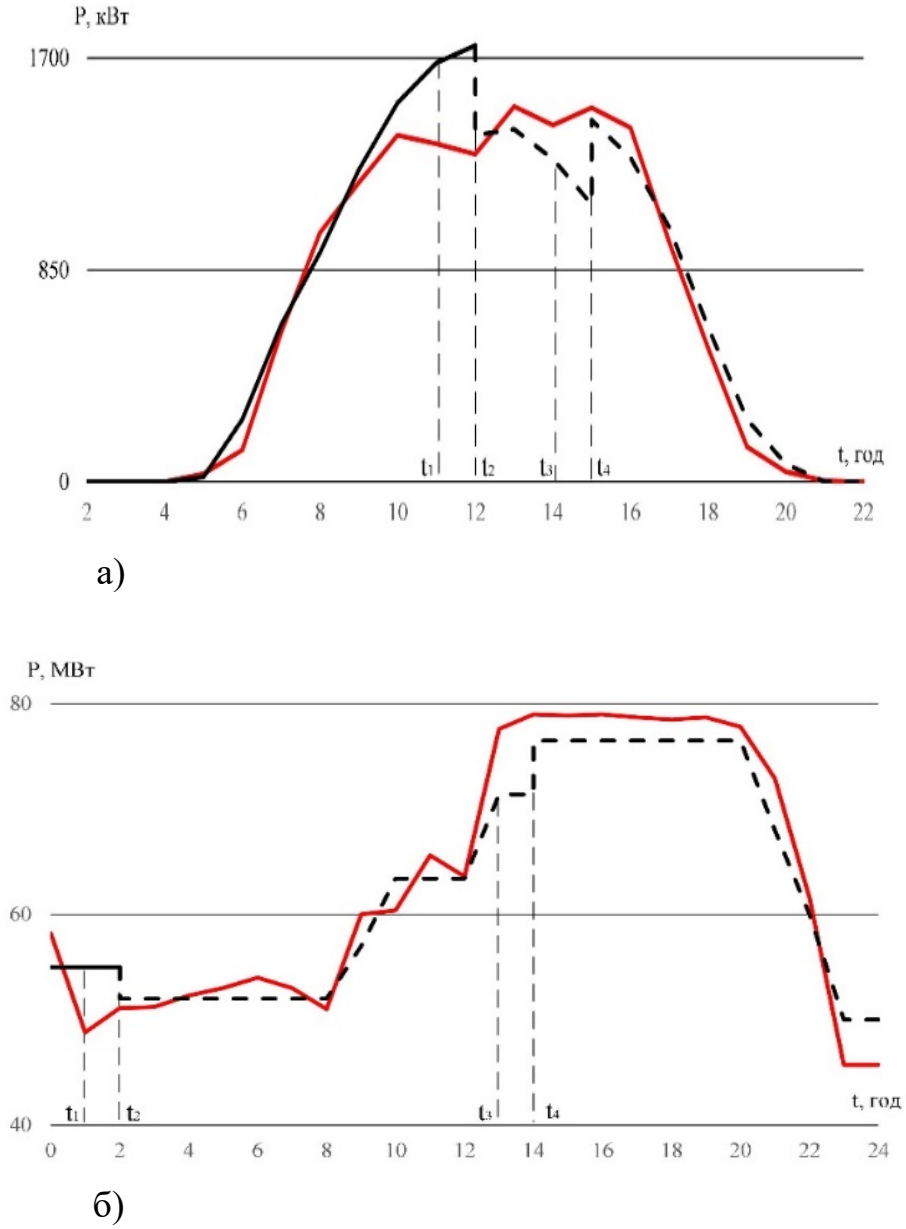


Рисунок 5.4 – Корекція прогнозного графіка генерування ФЕС (а) і ВЕС (б)

Відповідно, прогноз буде $W_{пр} = k\,W_{пр}$, де $k = 1 - \delta_1$, а $\delta_1 = (W_{пр1} - W_{ф1}) / W_{ф1}$. В точці t3 , наприклад, $\delta_3 \prec 0$ і $\delta_3 \prec -\delta_{ДОП}$, тоді прогноз потрібно збільшити на k. Відповідно, прогноз буде $W_{пр} = k\,W_{пр}$, де $k = 1 - \delta_3$, а $\delta_3 = (W_{пр3} - W_{ф3}) / W_{ф3}$. Якщо різниця між прогнозними і фактичними значеннями знаходиться в допустимому діапазоні, тобто $|\delta| \prec |\delta_{ДОП}|$, то коефіцієнт k=1 і коригувати прогнозні значення не потрібно.

Частота, з якою контролюється похибка прогнозування δ, визначається можливостями системи автоматичного керування (САК) прогнозуванням графіка генерування ФЕС і ВЕС, можливостями АСКОЕ і пропускною здатністю каналів зв'язку. Контроль здійснюється рівномірно з циклам Δt, де Δt не більше 1 години, і організовується наступним чином.

Визначається година *i*, з якої розпочинається $i_{\text{п}}$ та закінчується $i_{\text{к}}$ генерування електроенергії ФЕС, де *i* поточне значення номера години. Далі:

– i=$i_{\text{п}}$, визначається похибка прогнозування для i-ї години $\delta_i = \frac{w_i^{\text{п}} - w_i^{\text{ф}}}{w_i^{\text{ф}}}$;

– i=i+1, визначається похибка прогнозування для i+1-ї години $\delta_{i+1} = \frac{w_{i+1}^{\text{п}} - w_{i+1}^{\text{ф}}}{w_{i+1}^{\text{ф}}}$

Якщо $\delta_{i+1} \succ 0$, то:

якщо $\delta_{i+1} \le \delta_{\text{доп}}$, то k=1 $w_{i+1}^{\text{п}} = k\, w_{i+1}^{\text{п}}$ (Тобто, прогноз залишається тим же, в допустимій області);

якщо $\delta_{i+1} \le \delta_i$, то переходимо на початок циклу i=i+1 («Прогноз» наближається до «факту»);

якщо $\delta_{i+1} \succ \delta_i$ («Прогноз» розходиться з «фактом») і $\delta_{i+1} \succ \delta_{\text{доп}}$, то $k = 1 - \delta_i$ і $w_{i+1}^{\text{п}} = k\, w_{i+1}^{\text{п}}$ і переходимо на початок циклу i=i+1.

Якщо $\delta_{i+1} \prec 0$, то:

якщо $\delta_{i+1} \ge -\delta_{\text{доп}}$, то k=1 $w_{i+1}^{\text{п}} = k\, w_{i+1}^{\text{п}}$ (Тобто, прогноз залишається тим же, в допустимій області!);

якщо $\delta_{i+1} \succ \delta_i$, то переходимо на початок циклу i=i+1 («Прогноз» наближається до «факту»);

якщо $\delta_{i+1} \prec \delta_i$ («Прогноз» розходиться з «фактом») і $\delta_{i+1} \prec -\delta_{\text{доп}}$, то $k = 1 - \delta_i$ і $w_{i+1}^{\text{п}} = k\, w_{i+1}^{\text{п}}$ і переходимо на початок циклу i=i+1.

Згідно наведеного алгоритму розроблена програма погодинного коригування прогнозування вироблення електроенергії ФЕС і ВЕС. На рис. 5.5 наведено приклад результату погодинного прогнозування генерування ФЕС з використанням програми корегування прогнозу з компенсацією похибок δ_i. Як видно, похибка прогнозування вироблення електроенергії ФЕС за добу зменшилася з 15,6% до 4,7%. Тобто, алгоритм з компенсацією погодинних похибок прогнозування генерування ФЕС дає задовільний результат. Він може застосовуватися наряду з коригуванням генерування ФЕС за погодинним уточненням добових метеопараметрів.

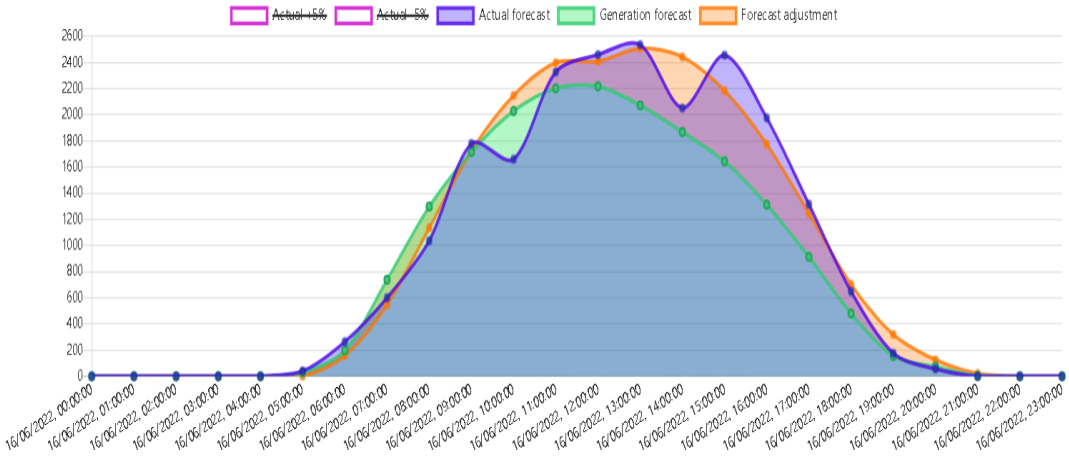


Рисунок 5.5 – Приклад корегування генерування ФЕС за результатами контролю похибки δ

5.1.3 Математичне моделювання процесу балансування режимів електроенергетичних систем з ВДЕ

5.1.3.1 Натурно-імітаційна модель генерування ФЕС в процесі балансування електроенергії в ЕЕС

Не дивлячись на позитивні сторони фотоелектричних станцій (ФЕС), вони мають ряд проблем під час використання їх в електроенергетичних системах (ЕЕС). Одна з них це їх нестале генерування протягом доби через залежність від природних умов. Особливо це проявляється тоді, коли їх генерування електроенергії починає суттєво впливати на процес балансування електроенергії в ЕЕС. Це наступає тоді, коли відносна частка ФЕС в ЕЕС сягає значення, яке співрозмірне та більше ніж запаси маневрової потужності в ЕЕС. Як правило, це

відбувається, коли потужність відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в ЕЕС сягає 20% і більше. З розбудовою сонячних і вітрових електростанцій, щоб мати можливість регулювати в ЕЕС частоту і напругу та забезпечувати стійкість енергосистеми, приходиться збільшувати в ній резерв маневрової потужності або застосовувати засоби компенсування несталого генерування ФЕС. По суті це також резервування потужності, але з використанням самих ФЕС. Оскільки ФЕС можуть працювати в режимах профіциту або дефіциту електроенергії в ЕЕС, то вони повинні бути забезпечені відповідно засобами накопичення енергії та перетворення її за необхідності в електроенергію. Як показано в 5.1.2 це можуть бути різні способи і засоби.

Спільною для всіх засобів резервування несталості генерування ФЕС і способів узгодження графіків генерування і споживання електроенергії в ЕЕС є задача досягнення мінімальної різниці між фактичним графіком генерування станціями ЕЕС і заявленим (прогнозованим) на певний період часу. Заявлений графік генерування електроенергії в ЕЕС формується на базі прогнозованого графіка споживання на цей же період часу. Як правило, в оперативних задачах цим періодом часу є наступна доба. Відповідно для ФЕС задача ставиться таким чином, що необхідно прогнозувати їх погодинний графік генерування на наступну добу в залежності від погодних умов і їх технічного стану.

Розглядається ЕЕС, в якій є атомні, теплові та крупні гідроелектростанції (АЕС, ТЕС, ГЕС), а також електростанції, які використовують відновлювані джерела енергії, зокрема ФЕС. Для забезпечення стійкості у періоди максимального (мінімального) споживання або обмеженої пропускної здатності централізованої системи електропостачання актуальною є оптимізація режимів ФЕС. З метою мінімізації відхилень від заданого централізовано графіка сукупного генерування ФЕС за встановлених обмежень на первинні енергоресурси задача сформулюється наступним чином:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2}\left(P_{ФЕС}(t) - \sum_{i=1}^{n} P_i(t) \right)^2 dt \to \min \qquad (5.3)$$

з урахуванням балансового обмеження: $P_{цж}(t) + \sum_{i=1}^{n} P_i(t) - P_{нав}(t) - \Delta P(t) = 0$,

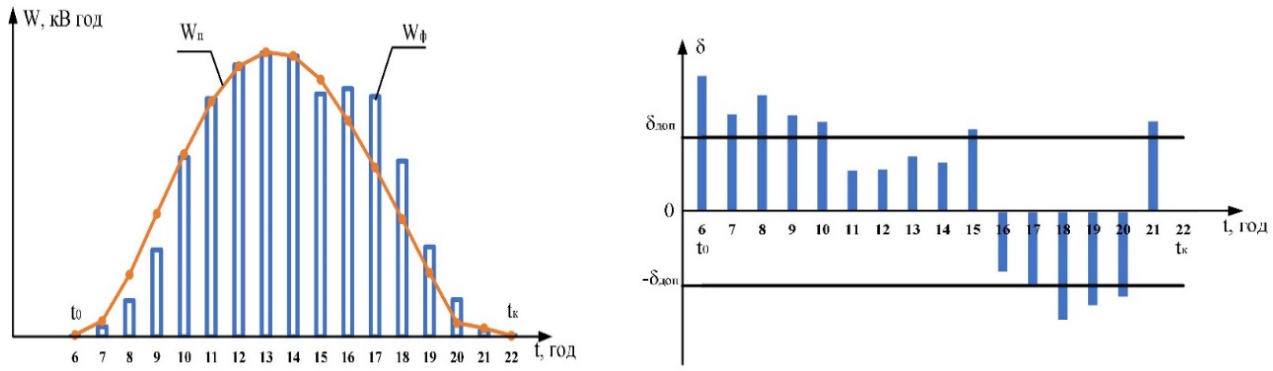
де $P_{ФЕС}(t)$ – запрогнозований сумарний графік генерування ФЕС у балансуючій групі; $P_i(t)$ – фактичне генерування усіх *n* ФЕС балансуючої групи; $P_{цж}(t)$ – централізоване живлення від ТЕС, АЕС, ГЕС; $P_{нав}(t)$ – сумарне навантаження споживачів електроенергії; $\Delta P(t)$ – втрати потужності в електричних мережах.

Задача (5.3), як правило, ставитися в цілому для ЕЕС. Інший варіант, коли для більш простого і точного керування генеруванням ФЕС в ЕЕС виділяється декілька балансуючих груп ФЕС. В кожній балансуючій групі для кожної ФЕС встановлюється автоматизована система комерційного обліку електроенергії (АСКОЕ) та здійснюється прогнозування погодинного графіка вироблення електроенергії на наступну добу. Тобто, для кожної *i*-ї ФЕС відомі значення фактичного і прогнозованого генерування електроенергії за заданий період часу. Тому, у відповідність до задачі (5.3), для кожної *i*-ї ФЕС сформулюється задача досягнення певної точності між прогнозованим і фактичним виробленням електроенергії за певний час, наприклад, одну годину:

$$\delta_i = \frac{w_i^{П} - w_i^{Ф}}{w_i^{Ф}} \le \delta_{доп}, \qquad (5.4)$$

де $w_i^{П}$, $w_i^{Ф}$ – прогнозовані і фактичні значення генерування електроенергії *i*-ї ФЕС за одинаків час; δ_i, $\delta_{доп}$ – поточне і допустиме значення похибок (допустима похибка встановлюється рівною 0,05).

Для контролю за значенням похибки δ_i необхідно моделювати два графіки: прогнозованого і фактичного генерування ФЕС. Похибка δ_i як різниця між цими графіками має бути в допустимій зоні або наближатися до неї (див. рис. 5.6). Можлива наступні реалізації цієї задачі: 1) фактичний графік який є, а прогнозований корегується що години, або кожні 15–20 хв; 2) прогнозований графік як є, а фактичний підганяється до прогнозованого, точніше уводиться в допустиму зону. Правда в останньому варіанті зменшується генерування електроенергії і, відповідно, прибуток. Вирішується що краще: чи втрачати на генеруванні електроенергії, чи зменшувати санкційні штрафи за відхилення від допустимої зони? Можливий і третій варіант, коли одночасно корегується прогнозований графік і змінюється фактичне генерування для уведення в допустиму зону або наближення до неї. Тобто, розробляючи натурно-імітаційну модель для дослідження процесів короткострокового прогнозування та оперативного керування генеруванням ФЕС в системі балансування режимів ЕЕС з використанням SMART Grid технологій, необхідно враховувати всі варіанти.



а) б)

Рисунок 5.6 – Графіки фактичного і прогнозованого генерування ФЕС (а) та похибки прогнозування (б)

Для побудови ефективного алгоритму прогнозування графіку виробітку електричної енергії фотоелектричними станціями (див. рис. 5.7) і успішної його автоматизації необхідно мати відповідний масив вихідних даних та програмне забезпечення. Першим кроком є формування математичної моделі самої ФЕС. Для цього необхідно мати інформацію з характеристиками фотомодулів, які прописані в паспортних даних. Визначальною інформацією є: орієнтація модулів відносно Півдня, кут їх нахилу, тип модуля, кількість елементів фотоелектричного модуля, напруга холостого ходу, струм короткого замикання, тощо. Конфігурація електричної схеми ФЕС складається з інформації щодо кількість модулів в стрінгу, кількість стрінгів на інвертор, кількість інверторів та кількість трансформаторних підстанцій.



Рисунок 5.7 – Структурна схема автоматизації процесу прогнозування ФЕС в складі балансуючої групи

Оскільки умови експлуатації ФЕС постійно змінюються, то їх математична модель постійно уточняється. Для автоматизації процесу уточнення моделі прогнозування генерування ФЕС формується база даних (БД) параметрів. Зазвичай застосовується MySQL, про те вона уповільнює свою роботу при значному її заповненні. В БД збираються необхідні метеопараметри від різних сервісів. На ринку таких сервісів досить багато, всі вони дозволяють організувати API зв'язок, що дозволяє автоматизувати процес збору даних, крім того є значна кількість бібліотек на C#, Python, тощо, які реалізують такий зв'язок.

Після виконання прогнозу на добу наперед гарантувати достатню точність жодна компанія, яка надає такі послуги не може, тому необхідно користуватись можливістю внутрішньодобового корегування. В різних країнах ринок приймає результати цього корегування з різною дискретністю. Як правило, це час від 15 хв до 2 год. Очевидно, що чим менший цей проміжок, тим кращі результати можна отримати. Виконувати внутрішньодобові корегування можна двома шляхами: за уточненими метеопараметрами проводити повторний розрахунок графіку генерування або за результатами контролю поточного виробітку електричної енергії ФЕС. Перший алгоритм потребує використання погодних сервісів, які здійснюють корегування своїх прогнозів протягом поточної доби. Другий – потребує використання телеметрії, яка може забезпечити опитування майже кожної хвилини, або АСКОЕ, яка, зазвичай, працює з більшою дискретністю.

Після корегування результати передаються до оператора балансуючої групи. Всі данні про метеопараметри, прогноз виробітку і фактичне значення виробленої енергії також заноситься в БД для подальшого корегування математичної моделі ФЕС. Таке корегування здійснюється протягом першого місяця надання послу з прогнозу і потім здійснюється за потреби для врахування сезонних змін та деградаційних процесів в обладнанні ФЕС.

В п. 5.1.2.3 приведена логічна схема розрахунку відкоригованого значення погодинного прогнозу генерування ФЕС на наступну годину поточної доби. Приклад результату корегування прогнозування генерування ФЕС, використовуючи різницю значень прогнозованого і фактичного генерування, показано на рис. 5.5.

Процес автоматизації прогнозування графіків генерування ФЕС і поточного їх коригування у відповідності до зміни умов експлуатації, в першу чергу погодних умов, є важливим елементом успішного балансування станів ЕЕС. Як у всіх динамічних процесах, що стосуються електроенергетичних систем, так і в нашому випадку, особливістю є неможливість дослідження їх в різних режимах безпосередньо на об’єкті. Тому перевірка працездатності і настроювання автоматичної системи прогнозування генерування (АСПГ) ФЕС з метою оцінювання її функціонування та ефективності застосування в задачі балансування станів ЕЕС можлива тільки шляхом моделювання. Виходячи з природи процесу АСПГ, доцільним є застосування імітаційного моделювання. Оскільки під час балансування з використанням АСПГ постійно контролюється фактичне значення генерування w_i^{Φ}, то є можливість задіяти ці значення під час моделювання. Така модель може класифікуватися як натурно-імітаційна [3]. Метод натурно-імітаційного моделювання розглядається як експериментальний метод дослідження, за якого збуренням і дослідженню піддається не сам об'єкт, а реалізована на ЕОМ імітаційна модель об'єкта.

На рис. 5.8 наведена структура натурно-імітаційної моделі (НІМ) перевірки і настроювання АСПГ ФЕС. Вона містить у собі функціональну модель об'єкта (ФМО), яка у сукупності з АСПГ ФЕС утворює замкнуту систему. Це дозволяє при досить точному моделюванні об'єкта керування досягти максимальної вірогідності випробування АСПГ ФЕС, оскільки в системі випробування можливе відтворення довільного режиму об'єкта в допустимій області існування. Поряд з достоїнствами необхідно відмітити певну складність при реалізації структури, що позначається насамперед у необхідності не тільки інформаційної, але і фізичної сумісності моделі й АСПГ. Оцінка правильності функціонування АСПГ у даній структурі передбачається шляхом порівняння виходів АСПГ з даними контролю режимів реального об'єкта.

Ключовою ланкою організації НІМ випробувальної системи є побудова імітатора, який є частиною ФМО. Імітатор призначений для відтворення визначеного ряду режимів об'єкта. Режим ФЕС являє собою припустиму сукупність її станів і процесів їх зміни [21, 22]. Під час переходу від одного стану до іншого змінюються поточні показники режиму (параметри режиму), що відбувається під впливом зовнішніх збурень (зміна навантажень) або керуючих сигналів на зміну фактичного генерування ФЕС.

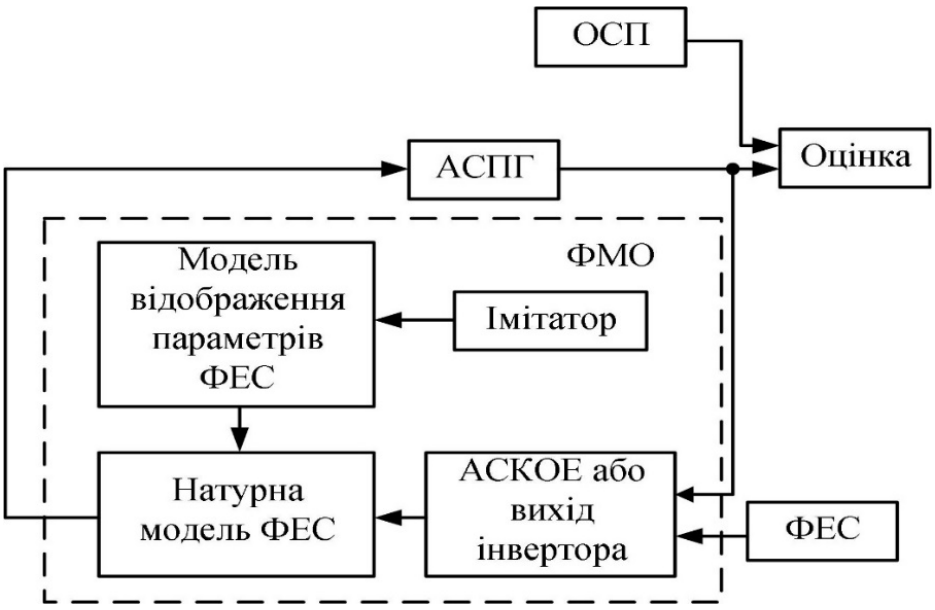


Рисунок 5.8 – Структура натурно-імітаційної системи випробування АСПГ

При створенні і випробуваннях системи керування на основі моделювання безперервне функціонування ФЕС заміняється набором характерних режимів. Коректна реалізація цього принципу забезпечує необхідну вірогідність процесу перевірки засобів керування. Коректність у даному випадку має на увазі відповідний вибір режимів і їхньої кількості, набору параметрів і точності їхнього виміру засобами автоматичної системи комерційного обліку електроенергії. При введенні в керуючу систему сигналів, що імітують параметри режимів ФЕС, враховується обмеження оператора системи передачі (ОСП) ЕЕС. В першу чергу це стан ЕЕС стосовно дефіциту чи профіциту в балансі електроенергії.

Математичну постановку задачі організації імітатора ФМО можна сформулювати в такий спосіб. Задано залежність (функція)

$$y = f(t), \tag{5.5}$$

де y – в загальному випадку n-мірний вектор, $f = [f_1, f_2, \ldots, f_n]^T$; незалежна змінна t, що представляє собою час, заданий на деякому кінцевому проміжку $t_\in[t_0, t_k]$.

Процес відтворення функції (5.5) організовується при дотриманні деяких умов: повинна бути забезпечена необхідна точність моделювання, задана, наприклад, у виді значення

$$\varepsilon = \left|\max y(t) - \overline{y}(t)\right|, \quad t_0 \le t \le t_k, \tag{5.6}$$

тобто, у виді максимально припустимої різниці між відтвореним процесом *y(t)* і його машинною моделлю $\overline{y}(t)$; система уведення функції (5.5) в модель повинна мати властивості гнучкої керованості (зупинка, повтор, зміна режимів і т.д.) для забезпечення ефективності системи випробування у цілому; процес відтворення повинен бути контрольованим для забезпечення надійності і вірогідності результатів іспитів.

Експерименти можуть проводитися як відповідно до заздалегідь складеного плану, так і послідовно, мета нового експерименту встановлюється на основі аналізу результатів попереднього. У випадку реалізації імітатора на ЕОМ створюється не тільки власне програма імітатора, але і програма керування експериментами, що приводять до того, що: стан імітатора після проведення чергового експерименту не змінюється і проводиться наступний експеримент; імітатор після проведення кожного експерименту повертається в загальне для всіх експериментів початковий стан; результати експерименту приводять до зміни імітатора, тобто моделі [23].

Функціональна модель ФЕС має такі ж перетворюючі властивості, як і сам об'єкт, що моделюється. ФМО ФЕС побудована з визначеним набором структур і описана у виді рівняння

$$\mathbf{Y} = F(\mathbf{y}, \mathbf{x}, \mathbf{u}, t), \tag{5.7}$$

де **y** – *n*-мірний вектор вихідних координат $y_i(t)$, i = $\overline{1,n}$; **x** – r-мірний вектор впливів, що збурюють $x_i(t)$, i = $\overline{1,r}$; **u** – m-мірний вектор керуючих впливів $u_i(t)$, i = $\overline{1,m}$; відомі області значень змінних: $y_\in Y$, $x_\in X$, $u_\in U$.

Важливою умовою, що обумовлює область застосування моделі, є вимога натурності вхідних і вихідних змінних моделі. При наявності вимог натурності змінних, модель засновується на наступних принципах [23]. У якості трьох основних, функціонально самостійних взаємозалежних частин система містить у собі еталонну модель відтвореного об'єкта (відтворений образ), зафіксовану у виді носія інформації, керований носій натурних перемінних (натурна модель) і керуючу систему (керуючий пристрій). Функціонування моделюючої системи організується системою керування, що забезпечує керування вхідними перемінними натурної моделі таким чином, щоб її вихідні змінні змінювалися за законом, що задається еталонною моделлю, тобто натурна модель відслідковує поводження еталонної моделі.

Еталонна модель є носієм образа об'єкта, що моделюється. Вона реалізується залежностями, що зафіксовують здатність сертифікованого генерування ФЕС або обчисленого генерування згідно вольт-амперних характеристик (ВАХ), знятих під час введення ФЕС в експлуатацію. В усіх випадках еталонна модель описується заданим рівнянням (5.7) або вирішує його. Відтворені еталонною моделлю змінні відрізняються від реальних процесів масштабними коефіцієнтами. Масштаб часу вихідних сигналів є рівним одиниці, оскільки в моделюючій системі на вхід натурної моделі повинні надходити реальні керуючі сигнали.

Оскільки натурна модель повинна задовольняти вимогам до натурності своїх вихідних характеристик, то внутрішні властивості її повинні задовольняти умовам керованості. Це досягається АСКОЕ або параметрами, що передаються безпосередньо з виходу інверторів ФЕС. В останньому випадку вимагається додаткове обладнання, але зате є можливість контролювати похибки АСКОЕ, що вносяться в результати фактичного генерування електроенергії ФЕС. Якщо натурна модель обрана, то її рівняння відоме і має вигляд

$$\mathbf{Z} = \Phi(\mathbf{z}, \mathbf{v}, \mathbf{x}, t), \tag{5.8}$$

де $\mathbf{z} \in \mathbf{Z}$ – координати стану, тобто моделюючі змінні системи; $\mathbf{v} \in \mathbf{V}$ – керуючі змінні; $\mathbf{x} \in \mathbf{X}$ – натурні зовнішні впливи (ті ж перемінні, котрі входять у рівняння об'єкта, що моделюється, оскільки об'єкт і модель призначені для роботи в одному і тому ж зовнішньому середовищі).

Відповідно до принципу заміни об'єкта моделлю рівняння (5.7) і (5.8) не збігаються, тобто $F \neq \Phi$, і, крім того, не збігаються області визначення змінних, що входять у ці рівняння, а також можуть не збігатися розмірності векторів **y** і **z**. Отже, у загальному випадку неможливо забезпечити повне натурне відтворення в моделі всіх режимів функціонування об'єкта, що моделюється.

Керуюча система побудована на основі відомих принципів керування. Вибір методу синтезу керуючої системи і її структури визначається критеріями подібності. В якості критеріїв подібності приймаються обмеження на співвідношення між змінними, що моделюються y_i , що надходять від еталонної моделі, і моделюючими змінними z_i, відтвореними натурною моделлю. Визначальними критеріями подібності є функціонали від похибки моделювання $\varepsilon = y - z$.

Різні структури моделюючих систем можуть бути отримані в залежності від виду заданих рівнянь еталонної моделі, прийнятого методу керування (по збурюванню, по відхиленню, програмний метод), виду закону керування. Організацію деяких структур систем моделювання розглянемо на прикладі лінійного об'єкта, описуваного лінійним, у загальному випадку матричним, рівнянням виду

$$\mathbf{Y} = \mathbf{F}\mathbf{y} + \mathbf{u}, \tag{5.9}$$

де вектор вихідних координат **y** і вектор вхідних впливів **u**, що мають однакову розмірність *n*; **F** – матриця операторів розмірності $n_{\times}n$.

Структура моделюючої системи, що реалізують функціональну модель об'єкта описується рівнянням

$$\mathbf{Z} = \mathbf{\Phi}\mathbf{z} + \mathbf{v}, \tag{5.10}$$

де компоненти **z**, **v** і **Φ** аналогічні компонентам рівняння (5.9) і мають таку ж розмірність.

Подібність моделі та об'єкта забезпечується введенням у моделюючу систему керуючого сигналу **u** з умовою

$$\mathbf{Z} = \mathbf{Y}. \tag{5.11}$$

Оскільки умова (5.11) рівносильна рівності ,

$$\mathbf{F}\mathbf{y} + \mathbf{u} = \mathbf{\Phi}\mathbf{z} + \mathbf{v}, \tag{5.12}$$

то для керуючого впливу в моделюючій системі справедливий вираз

$$\mathbf{v} = \mathbf{F}\mathbf{y} - \mathbf{\Phi}\mathbf{z} + \mathbf{u} \tag{5.13}$$

і дане керування приводить до спостереження координат **z** за поводженням змінних ***y***.

Керування здійснюється з використанням регіональних диспетчерських центрів, які координуються операторами системи передавання і розподілу. Критерієм керування є досягнення стійкого балансу електроенергії в системі оптимальним складом доступних засобів. Одним з вимушених способів балансування є обмеження генерування ВДЕ з метою підтримування частоти і напруги в допустимих межах. При натурно-імітаційному моделюванні складна система балансуючих груп ФЕС може розбиватися на підсистеми. В цьому випадку імітаційна модель розробляється для окремих підсистем, інші підсистеми не моделюються і для них здійснюється натурний експеримент. В

якості підсистеми може бути окрема ФЕС або група ФЕС, об’єднаних якоюсь ознакою (наприклад, територіально, коли для групи ФЕС характерні одинакові метеопараметри). При цьому використовуються відповідні АСПГ зі своїми базами даних, що не вимагає якихось додаткових витрат на інформаційне забезпечення натурно-імітаційного моделювання.

5.1.3.2 Аналіз програмних засобів для моделювання режимів роботи розподільних електричних мереж з високим рівнем інтегрування ВДЕ

Відомо, що електричні станції, що працюють на відновлюваних джерелах енергії зазвичай мають нестабільний графік генерування, до того ж вони розподіленні в різних точках електричної мережі, що ускладнює систему керування потоками електроенергії в таких системах [24–28]. Окрім, того, як зазначається в [29–32], також останнім часом різко зріс попит на електромобілі. Отже зростає кількість та потужність зарядних станцій для цих авто по всій території країни. Також процеси урбанізації міст, розвитку нових технологій у виробництві, призводить до зростання складності систем електропостачання. Отже перед енергетикою постають нові задачі, а саме забезпечення стабільності роботи електричної мережі, підтримуючи вдопустимих значеннях показники якості електроенергії, з урахуванням двонаправлених перетоків потужності в розподільних мережах з нестабільним графіком генерування наявних РДЕ та нестабільним графіком навантаження. Тому виникає необхідність вивчення процесів, що відбуваються в електричних мережах за нових умов функціонування, шляхом виконання комп'ютерного моделювання. На сьогодні на ринку програмних засобів є безліч інструментів для виконання моделювання процесів в електричних мережах. Перед інженером постає складна задача, яку саме програму використати для вирішення поставленої задачі. Тому проаналізовано основні програми, що застосовуються для моделювання режимів роботи електроенергетичної системи, починаючи від виробництва, передачі та розподілу до споживання електроенергії [33]. Проведений аналіз показано в табл. 5.1. Так на сьогоднішній день універсальними, з зручними інтерфейсами, зрозумілими та з широкими можливостями є такі програми, як Simulink інтегрований в MatLAB (The MathWorks) [36], PowerFactory [37], PSCAD [38], PSS/E [39], що дозволяють виконати моделювання електричних мереж з ВДЕ та дослідити показники якості електроенергії та стабільності роботи мережі. Також є спеціалізовані програми, такі як WindSlim та SolarPro спрямовані на моделювання та прогнозування виробітку електроенергії вітровими та фотоелектричними станціями відповідно, а також дозволяють на основі технічних характеристик елементів станцій та статистичних метеорологічних параметрів оцінити економічну ефективність проектів, оптимізувати розміщення тощо.

Таблиця 5.1 – **Порівняльний аналіз різних програмних засобів**

Програми	Інструменти моделювання							
	1	2	3	4	5	6	7	8
PowerFactory		+		+		+	+	+
PSCAD	+	+	+	+	+	+	+	+
PSS/E		+		+		+	+	+
WindSim		+*						
OptiPower		+		+				
Solar Pro		+**		+				
IPSE Pro	+	+						
ATP		+	+	+	+	+		+
EDSA Paladin Toolkit		+	+	+	+	+	+	+
Open DSS		+	+	+	+		+	+
ETAP tool kit		+	+	+	+	+	+	+
GYM toolkit		+	+	+	+		+	+
POM Applications Suit		+		+				+
AUTODESK Substation Desing			+	+	+			
Grid LAB-D		+		+				+
Power World Simulator		+	+	+				+
ASPEN Toolkit		+	+	+	+	+	+	+
PowerCAD, Windis			+	+	+	+	+	+
EMTP-RV		+	+	+		+	+	+

Продовження табл. 5.1

Програми	Інструменти моделювання							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Easy Power Suites						+	+	+
GYMGRID					+			+
Cable Pro					+	+		
Bentley Substation			+	+	+	+		+
POM Applications Suit				+				+
Grid Spice		+	+	+	+	+	+	+
IPSA		+	+	+	+	+	+	+
MATLAB Simulink	+	+	+	+	+	+	+	+
Графсканер			+	+	+	+		+

* лише ВЕС; ** лише ФЕС

В таблиці 5.1.: 1 – моделювання теплових електростанцій;
2 – відновлюваних джерел енергії;
3 – підстанцій, трансформаторів, заземлюючих пристроїв;
4 – систем передачі та розподілу електроенергії;
5 – повітряних та кабельних ліній електропередачі;
6 – розподільних пристроїв та систем захисту;
7 – якості електроенергії;
8 – перетоків потужності та коротких замикань.

Так зокрема, однією з важливих задач є оптимальне інтегрування об'єктів розосередженого генерування в розподільні мережі, для дослідження показників якості електричної енергії в ній.

5.1.3.3 Моделювання роботи електричної мережі з ВДЕ в PSCAD

PSCAD є швидкодіючим, точним та простим для розуміння та використання програмним комплексом для моделювання роботи енергосистем і силових електронних перетворювачів при їх проектуванні, аналізі їх роботи, оптимізації та верифікації. Програма PSCAD має широку бібліотеку елементів та компонентів для аналізу режимів роботи об'єктів електроенергетичної системи. Бібліотека містить близько 300 компонентів, які можна розділити на такі групи: пасивні елементи; джерела електроенергії; вимикачі; елементи силової електроніки; трансформатори; електричні машини; ЛЕП і кабелі; елементи релейного захисту; експорт та імпорт даних; логічні функції; елементи створення сценаріїв поведінки моделі; фільтри тощо.

Елементна база програмного середовища дозволяє використовувати як готові елементи, такі як фотоелектричні установки, вітротурбінні тощо, так і створювати ці елементи самостійно. Модуль моделювання перехідних процесів EMTDC™ дозволяє дослідити як змінюватимуться показники якості електроенергії в перехідні режими роботи мережі, зокрема, включення/відключення потужних фотоелектричних станцій, відсутність живлення від головної підстанції, автоматичне введення резерву тощо.

В програмному середовищі PSCAD розроблено комп'ютерну модель електричної мережі 110/10/0,4 кВ (рис. 5.9) [26, 27, 38–40] з метою дослідження впливу об'єктів розосередженого генерування на параметри режиму мережі та показники якості електроенергії в ній (рис. 5.10).

Результати комп'ютерного моделювання свідчать про те, що найбільші спотворення форми синусоїди напруг та струмів на виході ФЕС викликають перехідні процеси, пов'язані з увімкненням та вимкненням потужних споживачів, самих ФЕС, потужної батареї статичних конденсаторів тощо. Особливо значні спотворення виникають в режимі увімкнення різних ФЕС та потужних споживачів з малим інтервалом часу між ними (наприклад, у разі успішного автоматичного повторного включення на різних ділянках РЕМ).

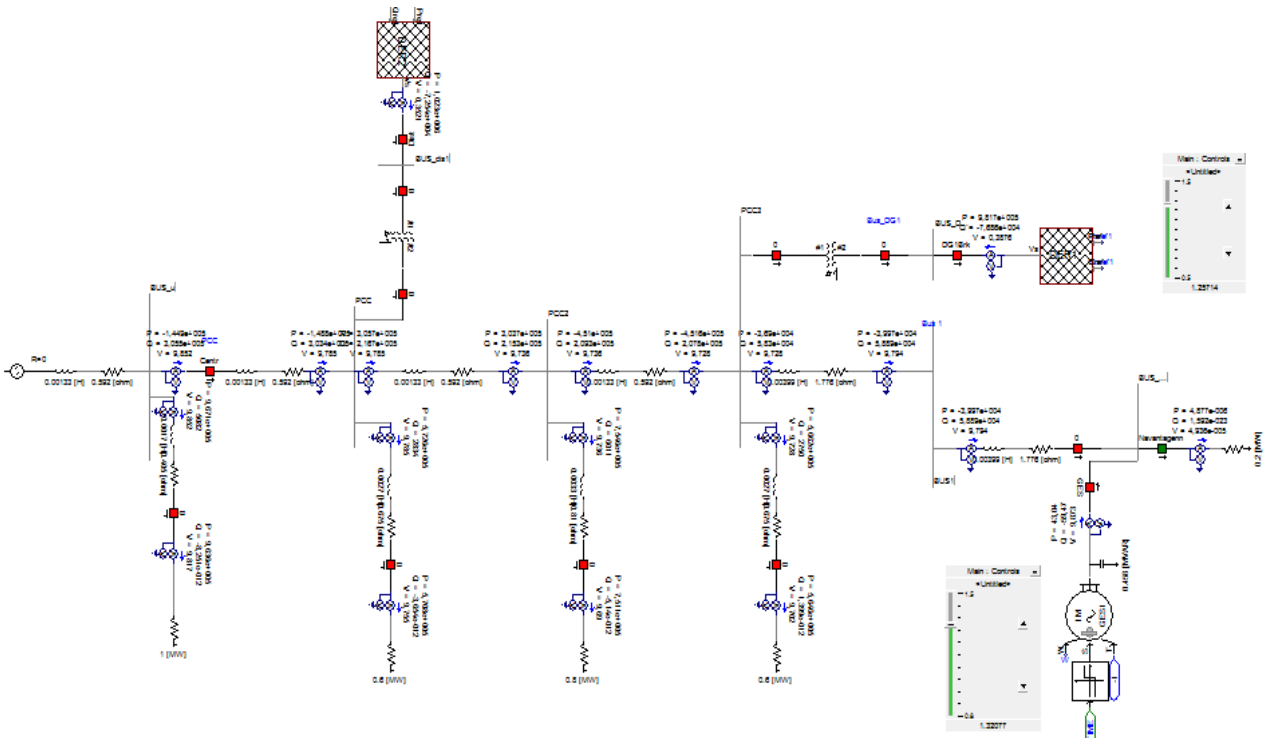


Рисунок 5.9 – Комп’ютерна модель мікрогрід з ВДЕ

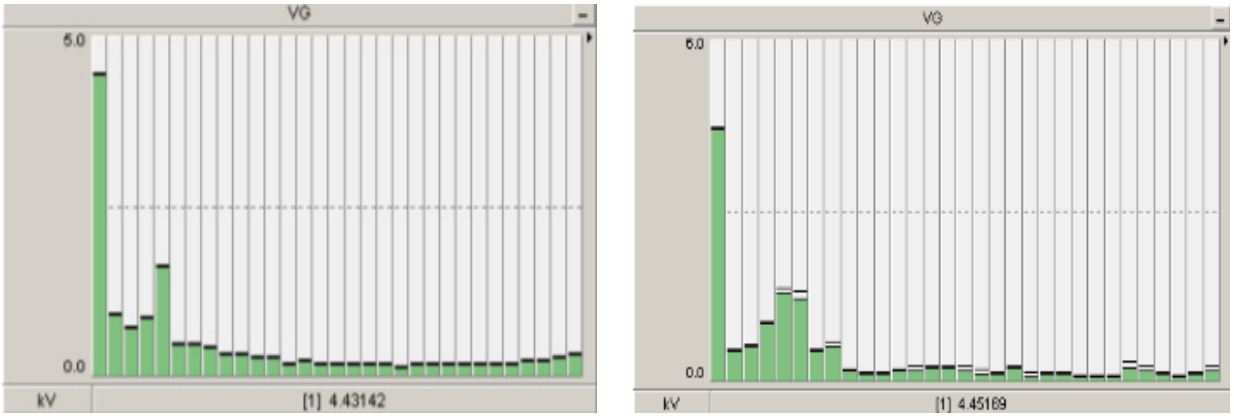


Рисунок 5.10 – Спектр гармонійних складових в напрузі на шинах ФЕС

Аналіз літературних джерел та комп'ютерного моделювання свідчать про можливість виникнення процесів резонансу, спотворення синусоїдальності кривої струмів та напруг, що може мати вплив на технічний стан обладнання, що експлуатується в таких мережах. Отже, це підтверджує необхідність обгрунтованого підходу до формування структури мікромереж, локальних електроенергетичних систем або інтегрованих енергетичних систем.

5.1.3.4 Моделювання роботи ФЕС в PVSol

Однією з актуальних задач на сьогодні є побудова шелтерних містечок для тимчасово переселених людей внаслідок бойових дій. Так як такі поселення розгортаються в стислі терміни та на доступній місцевості, заживити будиночки від мереж централізованого електропостачання не завжди є можливим. Тому такі будиночки проєктують з автономними джерелами електропостачання, зазвичай, фотоелектричними станціями дахового типу.

Для визначення необхідної потужності ФЕС, прогнозу генерування з врахуванням особливостей встановлення станції та потреб споживачів в програмному комплексі PV Sol Premium 2024 розроблено модель шелтерного містечка [41]. Комп'ютерна модель містечка, що містить 32 шелтери, на кожному будиночку встановлено по 5 фотоелектричних модулів та 5 інверторів пропонується використовувати для керуванням фотоелектричним установками містечка (рис. 5.11). Один будиночок в середньому споживає в рік 1800 кВт·год. Річне генерування ФЕС обраної конфігурації становить 2002 кВт·год. Власне використання генерованої потужності шелтером становить 73,7%. Використання ФЕС дозволяє уникнути викидів парникових газів в атмосферу близько 801 кг/рік.

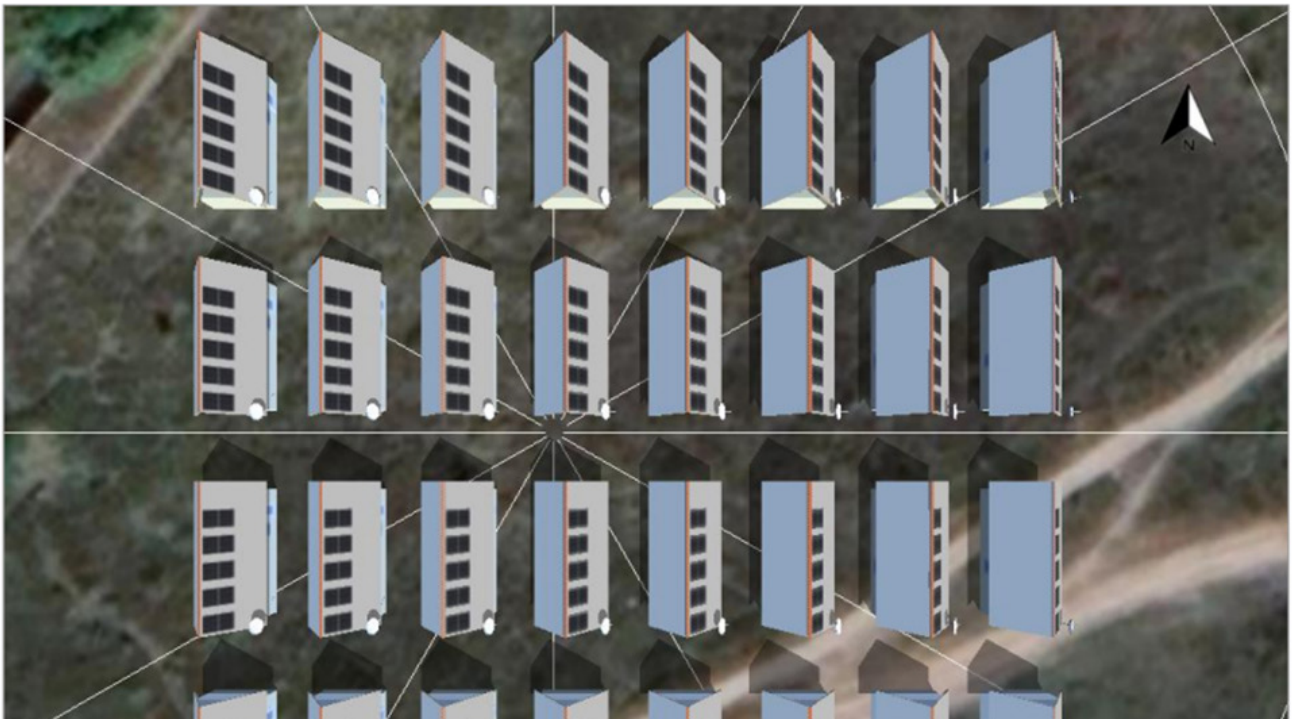


Рисунок 5.11 – 3D дизайн містечка

На рис. 5.12 показано розташування фотомодулів на даху шелтера. Фотомодулі типу FLASH 500 Half-Cut Black виробника DualSun. Кут нахилу 60°, орієнтація на схід 90°, площа ФЕМ – 12м^2, тип встановлення – паралельно даху.

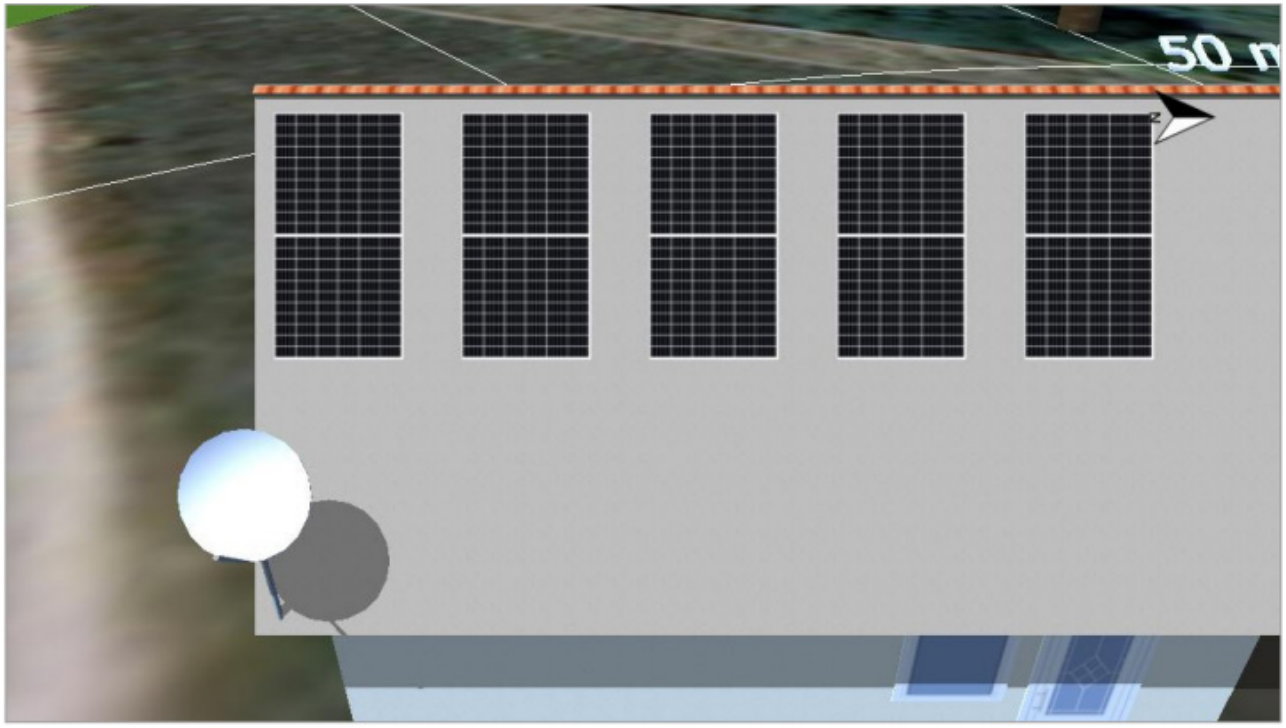


Рисунок 5.12 – Розташування фотомодулів на даху шелтера

Результати комп'ютерного моделювання представлено на рис. 5.13 та рис. 5.14.

PV система

Потужність PV генератора	2,50	кВт*пік
Спец. Річна генерація	799,44	kWh/кВт*пік
Коефіцієнт продуктивності (КП)	81,74	%
Зниження генерації через затінення	9,8	%
Енергія PV генератора (мережа змінного струму)	2 002	kWh/Рік
Пряме власне використання	770	kWh/Рік
Заряд акумулятора	707	kWh/Рік
Зниження в точці живлення	0	kWh/Рік
Мережеве живлення	525	kWh/Рік
Власне споживання електроенергії	73,7	%
Уникнення викидів CO_2	801	кг / рік



Рисунок 5.13 – Ефективність роботи ФЕС

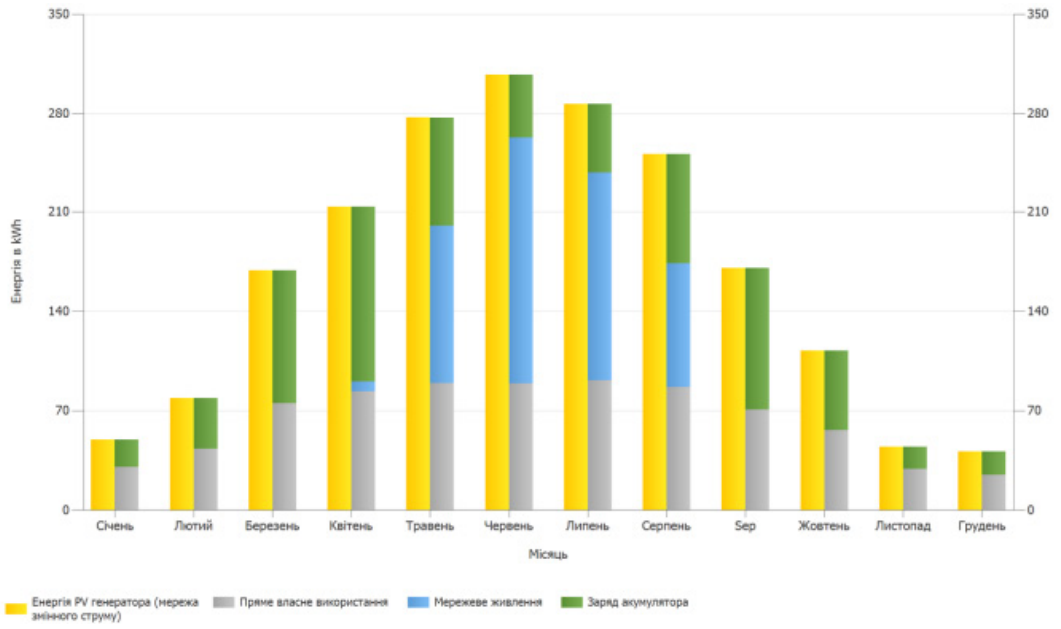


Рисунок 5.14 – Баланс потужності шелтера з ФЕС по місяцях

З використанням застосунку Financial Analysis можна розрахувати термін окупності таких установок в різних грошових одиницях з урахуванням інфляції. Для змодельованої системи термін окупності становить 10 років.

У вкладці Result у зручній користувачу формі показано параметри змодельованої системи, розрахунки прогнозованого генерування та споживання кожного шелтера окремо або у сукупності, фінансові показники. Варто відзначити також можливість розрахунку прогнозованого значення зниження генерування фотоелектричними модулями в процесі експлуатації з використанням додатку Degradation of module, що особливо актуально з урахуванням терміну окупності таких систем.

За результатами викладеного можна зробити наступні *висновки*. В сучасних умовах воєнної агресії та глибоких трансформацій в енергетичному секторі України, першочерговою задачею є забезпечення стійкості, автономності та енергоефективності електроенергетичних систем, що базуються на використанні відновлюваних джерел енергії. Руйнація централізованої інфраструктури створила передумови для активного впровадження децентралізованих рішень, зокрема локальних електроенергетичних систем і мікромереж.

На нормативному рівні цей підхід закріплений у Законі України № 3764-IX, який містить інституційні та економічні інструменти для розбудови розподіленої генерації, агрегаторів попиту, механізмів самоспоживання та малої системи розподілу. Ці положення суттєво розширюють можливості споживача не лише як кінцевого користувача, а й як активного учасника ринку електроенергії.

Проте із зростанням частки ВДЕ в балансі генерації, зокрема ФЕС і ВЕС, виникають нові виклики, пов'язані з їх нерівномірністю, залежністю від погодних умов та складністю інтеграції в ОЕС України. Проблема балансування стає особливо гострою з огляду на недостатній рівень розвитку маневрових потужностей, акумуляторних систем зберігання енергії (УЗЕ) та механізмів гнучкості попиту. З 2021 року в Україні впроваджено фінансову відповідальність за небаланси, що змушує виробників ВДЕ вдосконалювати прогнози генерації, мінімізувати помилки планування та підвищувати гнучкість роботи своїх установок.

Для аналізу режимів ЕЕС з ВДЕ, оцінювання впливу ВДЕ на режими ЕЕС і, зокрема ЛЕС, пропонуються методи математичного моделювання, які базується на теорії подібності й моделювання та принципу найменшої дії. В якості оригіналу натурно-імітаційної моделі приймається типова інтелектуальна ЛЕС з multimicrogrid, яка електрично і комунікаційно зв'язана з ЕЕС, але може функціонувати ізольовано. Натурно-імітаційна модель функціонування ФЕС використовується задля формування системи децентралізації генерування ЕЕС на основі інтелектуальних ЛЕС з ВДЕ та системою накопичення енергії. Для оптимізації режимів електричних мереж з системою накопичення енергії, активними споживачами та газопоршневими установками для регулювання частоти і напруги згідно з європейськими стандартами використовуються PowerFactory, PSCAD, PSS/E, що дозволяють виконати моделювання електричних мереж з ВДЕ та дослідити показники якості електроенергії та стабільності роботи мережі.

5.2 Локальні електроенергетичні системи на основі відновлюваних джерел енергії як елемент децентралізації генерування і балансування

5.2.1 Аналіз законодавчої бази у сфері формування ЛЕС

Зважаючи на руйнування енергетичної інфраструктури, спричинене збройною агресією, перед Україною постало завдання не лише фізичного відновлення об'єктів генерування, передачі та розподілу, а й формування нової та сталої архітектури енергосистеми зі значною часткою децентралізованого генерування.

Закон України «Щодо відновлення та зеленої трансформації енергетичної системи України» (№ 3220-IX від 30 листопада 2023 року) створює нормативну основу для трансформації відповідно до принципів Європейського зеленого курсу (Green Deal) [42]. Серед ключових положень Закону варто виділити наступні:

1. Механізм ринкової премії: система стимулювання виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії, за якою гарантований покупець виплачує суб’єктам господарювання, яким встановлено "зелений" тариф, та суб’єктам господарювання, які за результатами аукціону набули право на підтримку, різницю між розміром "зеленого" тарифу або аукціонної ціни з урахуванням надбавки до нього та розрахунковою ціною, визначеною у порядку, встановленому Законом України "Про ринок електричної енергії"

2. Участь в балансуючій групі гарантованого покупця: Для забезпечення покриття економічно обґрунтованих витрат гарантованого покупця на виконання спеціальних обов’язків із купівлі електричної енергії за "зеленим" тарифом та із придбання послуги за механізмом ринкової премії, гарантований покупець надає оператору системи передачі послугу із забезпечення збільшення частки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії. Вартість послуги із забезпечення збільшення частки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел, яка надається оператору системи передачі гарантованим покупцем.

3. Зміни на ринку двосторонніх договорів: Виробники електричної енергії з альтернативних джерел енергії (крім доменного та коксівного газів, а з використанням гідроенергії – лише мікро-, міні- та малі гідроелектростанції) мають право здійснювати продаж електричної енергії за двосторонніми договорами на електронних аукціонах на добровільних засадах.

4. Участь активних споживачів: споживач, у тому числі приватне домогосподарство, енергетичний кооператив та споживач, який є замовником енергосервісу, що споживає електричну енергію та виробляє електричну енергію, та/або здійснює діяльність із зберігання енергії, та/або продає надлишки виробленої та/або збереженої електричної енергії, або бере участь у заходах з енергоефективності та управління попитом відповідно до вимог закону, за умови, що ці види діяльності не є професійною та/або господарською діяльністю.`

5. Механізм самовиробництва: схема підтримки активних споживачів, призначена для власного споживання електричної енергії, за якою відбувається взаєморозрахунок вартості обсягу відпуску електричної енергії в електричну мережу генеруючими установками таких споживачів та вартості обсягу відбору ними електричної енергії з електричної мережі, з урахуванням вартості послуг з передачі та/або розподілу електричної енергії.

6. Агрегація: ліцензований вид діяльності на ринку електричної енергії, що здійснює суб’єкт господарювання, пов’язана з об’єднанням електроустановок, призначених для виробництва та/або споживання, та/або зберігання електричної енергії з метою купівлі-продажу електричної енергії, надання допоміжних послуг та/або послуг з балансування на ринку електричної енергії.

7. Гарантії походження: гарантія походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії – електронний документ, сформований на основі відомостей з реєстру гарантій походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, який підтверджує, що визначена кількість електричної енергії вироблена з відновлюваних джерел енергії, підтверджує її екологічну цінність і засвідчує права, пов’ язані з позитивним ефектом від виробництва електричної енергії з відновлюваних джерел енергії.

Екологічна цінність електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії (екологічна цінність), – обсяг викидів парникових газів, який було уникнено за рахунок виробництва 1 МВт·год електричної енергії з відновлюваних джерел енергії. Походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії суб’єктом господарювання, який виробляє електричну енергію з відновлюваних джерел енергії, споживачем, який встановив генеруючу установку, призначену для виробництва електричної енергії з відновлюваних джерел енергії, з метою забезпечення власного споживання, або активним споживачем підтверджується гарантіями походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, які видаються безоплатно відповідно до порядку видачі, обігу та погашення гарантій походження електричної енергії, виробленої з відновлюваних джерел енергії, який затверджується Кабінетом Міністрів України.

8. Мала система розподілу: система ліній, допоміжного обладнання, обладнання для трансформації та перемикань від точки приєднання до мереж оператора системи розподілу або оператора системи передачі до точок приєднання електроустановок користувачів, розташованих на обмеженій території об’єктів та/або земельних ділянок, які є власністю оператора малої системи розподілу і використовуються для розподілу електричної енергії користувачам, що відповідають вимогам, визначеним цим Законом". Діяльність з розподілу малою системою розподілу ліцензована.

Отже Закон України «Щодо відновлення та зеленої трансформації енергетичної системи України» є частиною стратегічної реформи енергетичного сектору України. Він спрямований на прискорення відновлення енергосистеми після руйнувань унаслідок збройної агресії; зелену трансформацію, яка включає масове впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ); інтеграцію України до європейського енергетичного ринку, зокрема ENTSO-E.

В Законі Україні «Про ринок електричної енергії» (№ 4213-IX від 14.01.2025), даються наступні визначення [43]:

1. Розподілена генерація – електростанція встановленої потужності 20 МВт та менше, приєднана до системи розподілу електричної енергії;

2. Мікромережа – група взаємозв'язаних навантажень і розподіленої генерації із визначеними електричними межами, що утворюють локальну електроенергетичну систему на рівні системи розподілу електричної енергії, яка діє як єдиний керований об'єкт і здатна працювати паралельно з ОЕС України (паралельний режим мікромережі) або в острівному режимі мікромережі;

3. Острівний режим мікромережі – режим роботи, за якого мікромережа працює ізольовано в результаті від'єднання або непідключення до ОЕС України.

В Законі України «Про енергетичну ефективність» (Редакція від 01.01.2025, підстава - 4059-IX) приведені наступні визначення [44]:

1. План дій сталого енергетичного розвитку та клімату – документ стратегічного планування, що може розроблятися на замовлення органу місцевого самоврядування і визначає довгострокові цілі сталого енергетичного розвитку територіальної громади (у тому числі об'єктів на відповідній території) та економічно обґрунтовані заходи, спрямовані на досягнення національної цілі з енергоефективності;

2. Розумні мережі – електричні мережі, що використовують технології керування електроенергетичними системами та інформаційного обміну, пов'язаного із ним, відповідні елементи технічних систем, призначені для зчитування, керування процесами, зокрема даними, та комутаційне обладнання для об'єднання в економічно ефективний спосіб поведінки та дій всіх приєднаних до неї споживачів, учасників ринку електричної енергії з метою забезпечення економічної ефективної, надійної, безпечної, сталої роботи енергетичної системи з низькими втратами і високим рівнем якості та безпеки постачання;

3. Система енергетичного менеджменту – система управління, що визначає енергетичну політику та цілі, енергетичні завдання, плани дій та процеси для досягнення цілей та енергетичних завдань.

Стандарти серії IEC TS 62898 є ключовим орієнтиром для формування національної нормативно-технічної бази у сфері формування мікромереж [45–50]. Вони визначають вимоги до планування, експлуатації, захисту, керування та моніторингу параметрів режиму роботи та технічного стану обладнання мікромереж, що дозволяє забезпечити їх ефективну інтеграцію в енергосистему, підвищити гнучкість та енергоефективність розподіленої генерації, а також забезпечити стійкість у кризових ситуаціях.

До основних частин зазначеного стандарту належать:

- IEC TS 62898-2:2018 + AMD 1:2023 — *Microgrids – Part 2: Guidelines for operation* (укр. переклад: *Мікромережі – Частина 2: Інструкції з експлуатації*), який містить рекомендації щодо організації експлуатації мікромереж у різних режимах, зокрема у паралельному та острівному [46].
- IEC TS 62898-3-1:2020 + AMD 1:2023 — *Part 3-1: Technical requirements – Protection and dynamic control* (*Захист і динамічний контроль*), де визначено вимоги до швидкодіючих систем захисту, стабілізації напруги, частоти та відновлення після порушень у мережі [47].
- IEC TS 62898-3-2:2024 — *Part 3-2: Technical requirements – Energy management systems* (*Системи енергоменеджменту*), що встановлює правила побудови інтелектуальних систем управління споживанням, генерацією, накопиченням та передачею електроенергії у складі мікромереж [48].
- IEC TS 62898-3-3:2023 — *Part 3-3: Technical requirements – Self-regulation of dispatchable loads* (*Саморегуляція диспетчеризованих навантажень*), в якому описано принципи адаптивного керування навантаженнями з урахуванням балансових і економічних критеріїв [49].
- IEC TS 62898-3-4:2023 — *Part 3-4: Technical requirements – Monitoring and control systems* (*Системи моніторингу та керування мікромережами*), де окреслено архітектуру, функціональні можливості та технічні параметри систем моніторингу, збору даних та дистанційного керування мікромережею в реальному часі [22].

Імплементація зазначених частин стандарту в українську нормативну базу дозволить уніфікувати вимоги до функціонування мікромереж, створити умови для безпечної інтеграції ВДЕ та забезпечити розвиток гнучкої, сталої енергетичної інфраструктури.

Сукупність цих нововведень, необхідних у сучасних умовах роботи енергосистеми України, визначає актуальність наукового дослідження, присвяченого створенню оптимальних техніко-економічних умов для ефективної експлуатації відновлюваних та низьковуглецевих джерел енергії в Україні.

5.2.2 ЛЕС з ВДЕ і системою накопичення енергії в ЕЕС

В ЕЕС ускладнилось підтримування балансу потужності та електроенергії, коли в ній суттєво виросла частка відновлюваних джерел енергії. Зокрема з розбудовою фотоелектричних і вітрових електростанцій, які через свою природну залежність від погодних умов не є гарантованим постачальником електроенергії. Констатуючи той факт, що наявність в електричних мережах відновлюваних джерел енергії ускладнює балансування режиму в ЕЕС, пропонується формувати ЛЕС на основі ВДЕ таким чином, щоб вони були балансуючими групами в складі ЕЕС [50].

Під час балансування режиму ЕЕС приходиться приймати до уваги ту обставину, що стосовно генерування ВДЕ можуть бути різні нормативні умови. Вони можуть змінюватися таким чином, що ВДЕ генерують електроенергію в ЕЕС без всяких обмежень (обмеження допускаються тільки через можливі порушення стійкості ЕЕС), генерують електроенергію в ЕЕС за прогнозованим коротко термінованим (найчастіше на наступну добу) погодинним графіком або за участі в аукціоні ВДЕ генерують електроенергію за встановленими правилами [21].

Оскільки потужності ЛЕС з ВДЕ на сучасному етапі сягають від десятків до сотень МВт, а до ЕЕС може бути приєднана без ризику її розбалансування тільки обмежена потужність, то це одна з причина того, що ЛЕС має бути само збалансованою. Для цього потужність навантаження електроспоживачів в ЛЕС має бути спів розмірною з потужністю ВДЕ. Для компенсації природної нестабільності генерування ВДЕ в ЛЕС повинна бути передбачена система резервування, яка дозволить активно впливати на процес балансування. Необхідно визначитися зі способами і засобами зменшення нестабільності генерування ВДЕ в ЛЕС. Серед них є системи, які пов’язані з накопиченням і перетворенням електроенергії, та системи керування графіками генерування та споживання електроенергії. Вони відрізняються вартістю і тому доцільно використати спочатку останні, а саме узгодження між собою графіків генерування ВДЕ і споживання електроенергії. Реалізація способу узгодження графіків генерування і споживання електроенергії в першу чергу може також зменшити потрібну ємність накопичувачів енергії, що дозволить зменшити їх вартість.

Вибір складу способів і засобів для резервування та балансування режимів ЛЕС є оптимізаційною задачею. Критерієм оптимальності є сумарні витрати на резервування потужності несталого генерування ВДЕ за умови дотримання техніко-технологічних показників. Складність оптимізації полягає в тому, що скористатися традиційними методами оптимізації, в яких складові цільової функції є розмірними величинами (в грошових одиницях), на сьогодні нереально через розбіжність, а то й відсутність відповідних цінових показників. Тому пропонується скористатися критеріальним методом, основою якого є теорія подібності, який дозволяє оцінити складові способів і засобів резервування у відносних одиницях і порівняти їх між собою (див. п. 1.2.2).

В п. 3.2.1 (рис. 3.5) наведено склад ЛЕС, яка може бути окремою балансуючою групою в складі електроенергетичної системи (ЕЕС). За певних умов, під час втрати зв'язків з ЕЕС, вона може функціонувати в автономному режимі. В неї входить джерела електроенергії, накопичувачі електроенергії та споживачі електроенергії.

Якщо ЛЕС як елемент ЕЕС входить в балансуючу групу, то вона має функціонувати згідно загальних правил, а саме, прогнозувати свою участь в режимі ЕЕС своїм погодинним графіком генерування/споживання на наступну добу з необхідною точністю. Для формування умов функціонування режимів ЕЕС можливі декілька варіантів формування задач використання ЛЕС.

1. Для оптимізації функціонування ЛЕС у нормальних режимах електричних систем актуальними для ОСП є питання організації планування і оперативного керування режимами роботи таких ЛЕС для забезпечення максимальних надходжень від них на інтервалі t_0 – t_k за умов багатоступеневого тарифу енергоринку ц(t) та технічних обмежень з боку окремих ЛЕС:

$$\int_{t_0}^{t_k} \text{ц}(t) \sum_{i=1}^{n} P_{лес\,i}(t) dt \to \max , \qquad (5.14)$$

де $P_{лес\,i}$ (t) – поступлення електроенергії в ЕЕС від і-ї ЛЕС.

2. У випадку керування розосередженими джерелами електроенергії у станах, пов'язаних з локалізацією нештатних ситуацій у електричній системі, доцільно переходити до розв'язання задачі оптимізація режиму ЛЕС з метою зменшення її залежності з сукупним навантаженням $P_{нав}(t)$ від централізованого енергопостачання, тобто мінімізації навантаження локальної системи на основний центр живлення $P_{ЦЖ}(t)$:

$$\int_{t_0}^{t_k} P_{\text{ЦЖ}}(t)dt \to \min \tag{5.15}$$

з урахуванням балансового обмеження: $P_{\text{ЦЖ}}(t) + \sum_{i=1}^{n} P_{лес\,i}(t) - P_{\text{нав}}(t) = 0.$

3. Для забезпечення стійкості ЛЕС у періоди максимального навантаження або обмеженої пропускної здатності централізованої системи електропостачання, коли варіювання параметрів локального генерування може призводити до порушення обмежень на параметри режиму ЕЕС, актуальною є оптимізація режимів ЛЕС з метою мінімізації відхилень фактичного генерування $P_{лес\,ф}$ від заданого централізовано графіка сукупного генерування прогнозованого $P_{лес\,пр}(t)$ за заданих обмежень на первинні енергоресурси:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2}\left(P_{лес\ \text{пр}}(t) - \sum_{i=1}^{n} P_{лес\,i\,ф}(t) \right)^2 dt \to \min. \tag{5.16}$$

При цьому має враховуватися прогнозна інформація щодо метеопараметрів, яка надається відповідною підсистемою АСК [32] й дозволяє достатньо адекватно відтворювати стани умовно-керованих РДЕ на заданий часу. За рахунок цього умовно-керовані та нестабільні джерела енергії типу ВЕС та ФЕС в цільових функціях та обмеженнях задач оптимального керування представляються математичним сподіванням часових залежностей генерування $M_{\text{ВЕС}}\{P(t)\}$, $M_{\text{ФЕС}}\{P(t)\}$, $t \in [t_0; t_k]$.

Локальна електроенергетична система для ЕЕС по суті є активним споживачем, який за необхідності ОСП або ОСР може використовуватися в режимі генерування або споживача. Інший випадок, коли йдеться про узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС для її внутрішнього балансування електроенергії. Надто тоді, коли ЛЕС функціонує роздільно з ЕЕС, в автономному режимі. В цьому випадку приходиться впливати не тільки на генерування ВДЕ, споживання/генерування системи накопичення електроенергії, а і на графіки споживання електроенергії комунальними та технологічними процесами.

Вплив на графіки навантажень є складним процесом, який потребує зміни технологічного процесу споживачів електроенергії. Тому зміна графіка електричного навантаження (ГЕН) повинна бути детально обґрунтована. Для

цього необхідно вибрати зручний спосіб аналізу та порівняння графіків навантаження та параметрів генерування електроенергії в ЛЕС. В [52] показано, що використання морфометричного апарату для аналізу нерівномірності графіків має ряд переваг і дозволяє комплексно та детально оцінити форму ГЕН. Основою застосування морфометричного аналізу є перехід від прямокутної системи координат до полярної системи координат. Метою дослідження є формалізація нерівномірності ГЕН за допомогою морфометричного аналізу, що дає змогу більш детально охарактеризувати нерівномірність ГЕН, показниками відмінними від класичних, що описують природу нерівномірності ГЕН (дисперсія, фактор форми, коефіцієнт заповнення, коефіцієнт нерівномірності ГЕН). Детальний аналіз ГЕН дозволяє підвищити продуктивність джерел енергії, в тому числі відновлюваних джерел енергії, в задачі покриття певного графіка навантаження в межах балансу споживача і, як наслідок, зменшити нерівномірність ГЕН.

5.2.3 Локальна електроенергетична система, яка сформована з microgrid

Навіть, якщо середні потужності генерування і споживання електроенергії в ЛЕС як балансуючій групі будуть співрозмірними, то виникає проблема балансування в ній режиму. Через постійну зміну в часі графіків споживання і генерування в ЛЕС необхідно створювати автоматизовану або, враховуючи сучасний стан апаратного і програмного забезпечення в галузі, інтелектуальну автоматичну систему керування (АСК) режимом ЛЕС [41, 54]. Оскільки ЛЕС є частиною ЕЕС, то вони повинні діяти в умовах і за правилами, не порушуючи функціонування ЕЕС, яка на сьогодні забезпечує стійке електропостачання. Це стосується всіх режимів роботи ЛЕС. Тому важливо, виходячи з реальних технічних можливостей і стану генеруючих потужностей та електричних мереж, визначатися з якими характеристиками і які задачі можуть вирішувати ЛЕС як балансуючі групи ЕЕС. Через обмеженість технічних і людських ресурсів процес формування ЛЕС може бути поетапним. Окремі частини системи розвиваються згідно певного плану і формуються згідно певної концепції. Відповідність прийнятої концепції контролюється інтегральним показником якості використання ресурсів за кінцевим результатом [50]. За основу концепції формування плану (дорожньої карти) формування ЛЕС в ЕЕС приймається концепція «розумних» електричних мереж як інтелектуальної системи [41, 55]. В ній закладається технічна політика розвитку електроенергетичних систем, наукові основи на принципах SMART Grid, а також форми підготовки кваліфікованих кадрів.

Елементи ЛЕС можуть формуватися як окремі microgrid. Наприклад, виробництво біогазу, транспортування його до когенераційних установок типу газопоршневих, розподільні теплові та електричні мережі, система автоматичного керування (САК) цим комплексом – можливо і доцільно розглядати як самостійний агрегований об'єкт. Те саме стосується ФЕС та ВЕС з електричною мережею, системою погодинного прогнозування генерування, системою резервування для компенсації нестабільності генерування через залежність від погодних умов. Не просте техніко-економічне завдання підтримування балансу потужності та електроенергії в microgrid вирішується простіше, якщо реалізовувати і експлуатувати такі комплекси як окремі microgrid з локальними САК, об'єднавши їх в інтелектуальну систему керування режимами локальної електроенергетичної системи.

На рис. 5.15 наведена структура реальної достатньо потужної ЛЕС на різних напругах, яка сформована з microgrid (MG) зі своїми місцевими САК.

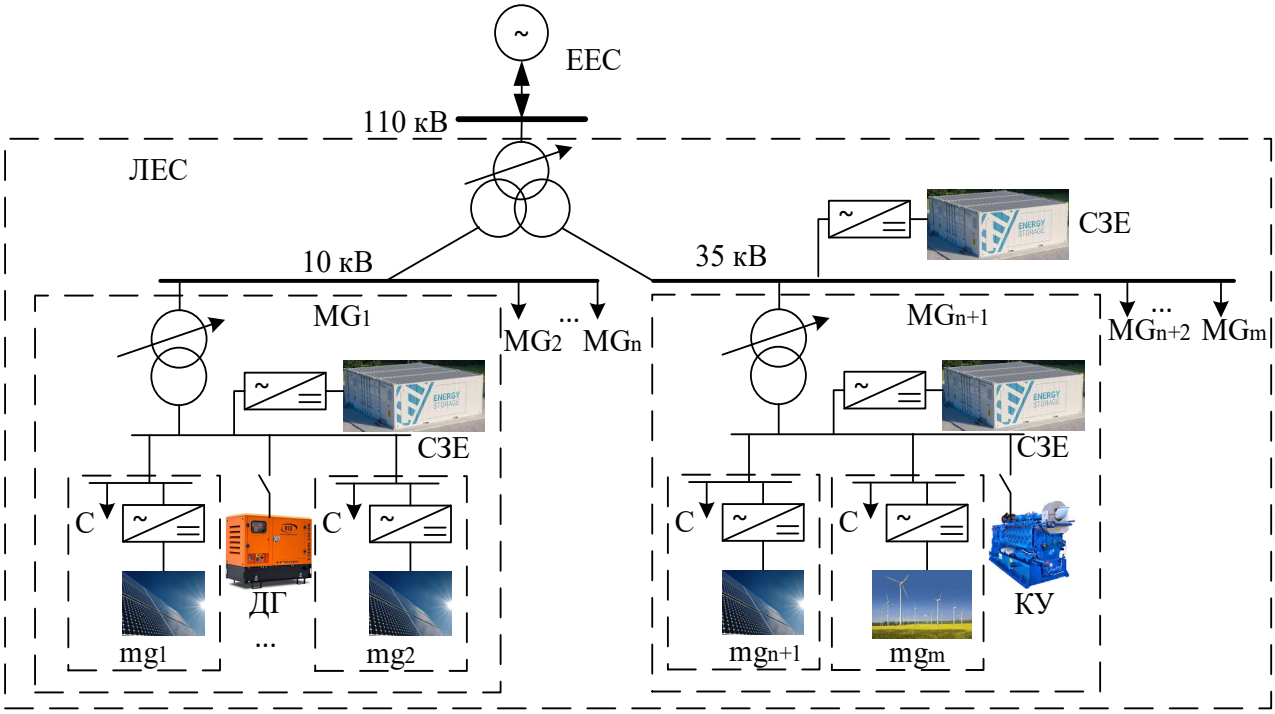


Рисунок 5.15 – Локальна електроенергетична система, сформована з microgrid

Microgrid MG_i в різному наборі можуть містити фотоелектричні і вітрові електростанції, системи зберігання електроенергії (СЗЕ), дизель генератори для відновлення генерування ФЕС в ізольованому стані, когенераційні установки (КУ) на біогазі та електроспоживачі (С), в тому числі активні. Потужні microgrid

MG_i об’єднують microgrid меншої потужності mg_i . СЗЄ в залежності від ємності накопиченої електроенергії зберігаються на шинах MG_i або на збірних шинах вищої напруги. В останньому випадку СЗЕ можуть поповнювати запаси електроенергії безпосередньо з ЕЕС у вигляді комерційної послуги. Джерелами централізованого живлення від ЕЕС є атомні електричні станції (АЕС), теплові електростанції (ТЕС), гідроелектростанції (ГЕС), гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС). Якщо споживачі електроенергії ЛЕС вмотивовані отримувати електроенергію від ВДЕ або від декарбонізованих джерел, які знаходяться в ЕЕС, то в САК ЛЕС закладається програмне забезпечення згідно методу, викладеному в [55, 56].

В сформованій таким чином ЛЕС на основі MG з відновлюваними джерелами енергії і резервуванням їх нестабільності генерування у формі СЗЕ досягається надійність електропостачання, а також спостережність і керованість режимами. За рахунок інтелектуалізації ЛЕС і використання принципів SMART Grid реалізується самовідновлення як здатність системи автоматично відновлюватися після збоїв та стійкість як міра здатності протистояти аварійним ситуаціям із тяжкими наслідками. Як елемент Smart Grid самовідновлення основується на функціях двосторонніх комунікацій в мережі, дистанційного моніторингу і самодіагностики обладнання, стандартах попередження розвитку системних аварій, керування потоками потужності і напругою, тощо.

5.2.4 Вдосконалення методів прогнозування відпуску та споживання електричної енергії шляхом агрегації балансуючої групи з ВДЕ

Значне зростання встановленої потужності електростанцій з відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) при діючій формі підтримки у вигляді «зеленого» тарифу (Feed-in-tariff) призвело до розбалансування фінансової системи оптового ринку електричної енергії України, що проявились у вигляді накопичення боргів у основних інституційних учасників ринку таких, як НЕК «Укренерго» та ДП «Гарантований покупець». Так, заборгованість ДП «Гарантований покупець» перед виробниками за 2020 р. складає 31% відсоток від сумарної вартості купленої електричної енергії. В 2021 р. заборгованість продовжила зростання. Станом на початок жовтня 2021 р. загальний борг ПрАТ «НЕК «Укренерго» перед ДП «Гарантований покупець» за оплату послуги зі збільшення частки відновлюваних джерел енергії (виплати по «зеленому» тарифу) становить 25,1 млрд грн. Для покриття заборгованості НЕК «Укренерго» залучило 825 мільйонів доларів США шляхом випуск п’ятирічних зелених єврооблігацій.

Варто зауважити, що накопичення заборгованості на ринку є, в певній мірі, «запрограмованим» процесом. Згідно статті 8 ЗУ «Про альтернативні джерела енергії» Кабінет Міністрів України передбачає компенсацію виробникам за «зеленим» тарифом з бюджету у розмірі 20% від прогнозного річного обсягу виробітку. Але вже другий рік поспіль при прийнятті державного бюджету дана норма залишається невиконаною. В свою чергу Національна комісія, що здійснює регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг (НКРЕКП) зменшує тариф на передачу розрахований НЕК «Укренерго», посилаючись на те, що згідно закону частина виплат по «зеленому» тарифу має бути компенсована через державний бюджет. Таким, чином вже зараз можна очікувати продовження накопичення заборгованості перед виробниками з ВДЕ у 2022 р.

Стрімке зростання встановленої потужності виробників з ВДЕ призводить до перевищення обсягів генерації ВДЕ в деякі години доби можливості енергосистеми зі споживання при дотримання встановлених вимог щодо надійності та резервування в ОЕС України. Для підтримання стабільної роботи енергосистеми ОСП запровадив систему керування обмеженнями ВДЕ. Механізм роботи даної системи подібний механізму роботи балансуючого ринку.

Виробники з ВДЕ повинні подавати заявки на зменшення навантаження, при цьому обсяг заявки повинен відповідати прогнозному обсягу відпуску електричної енергії. Оплата невідпущеної внаслідок обмежень ОСП електричної енергії здійснюється з врахуванням діючого для виробника «зеленого» тарифу. Наприклад, за період з березня по вересень 2021 р. сумарні обмеження становлять 257 млн кВт·год, а виплачені компенсації досягли 1,3 млрд грн.

Враховуючи ситуацію, яка склалася на оптовому ринку електричної енергії Міністерство енергетики почало розробку альтернативного механізму підтримки виробників з ВДЕ. В законодавство вводиться поняття преміального тарифу (Feed-in-premium) за яким виробникам компенсується різниця між фактичною ціною продажу електричної енергії на оптовому ринку та ставкою «зеленого» тарифу. На разі деталі механізму ще обговорюються, проте можна очікувати, що даний механізм стане доступний для виробників які вийдуть з балансуючої групи (БГ) ДП «Гарантований покупець» (ГП), втрачаючи при цьому знижки на оплату власних небалансів. З іншого боку перевагою преміального тарифу є те, що виробник частину вартості проданої енергії отримує день-в-день (при продажі на ринку «на добу наперед») або навіть по передоплаті (при укладанні довгострокових договорів), що дозволить суттєво покращити їх фінансовий баланс. Додатковою причиною виходу з БГ ГП є суттєве зростання ціни на

оптовому ринку. Середньозважена ціна в серпні 2021 р. (2077 грн./МВт·год) на ринку «на добу наперед» торгової зони ОЕС України виросла на 44% відносно липня (1444 грн/МВт·год) і продовжила зростати в вересні (2230 грн./МВт·год).

Для вітрових електростанцій дана ціна РДН покриває 75 % «зеленого» тарифу, для фотоелектричних електростанцій – 53%. Наведені оцінки частки покриття не враховують реального добового графіку відпуску. При врахуванні графіку, частка покриття для СЕС зростає, для ВЕС знижується. З іншого боку, як буде показано далі, вартість похибки прогнозу при виході з БГ ГП в деяких сценаріях може сягати 20% від прибутку від «зеленого» тарифу. Тому, новий механізм підтримки надає виробникам суттєві переваги, тільки за умови вдосконалення власних методів прогнозування та утворення ефективних балансуючих груп.

Такою є агрегована група як об'єднання малих виробників, зберігачів енергії, «гнучких» споживачів та інших децентралізованих джерел енергії для спільної участі в енергетичному ринку. Учасником агрегованої групи можуть стати споживачі, які здатні адаптувати навантаження за командою Агрегатора, балансувати енергосистему через зменшення/зміщення пікового навантаження. Ними можуть стати системи накопичення енергії, які здатні надавати допоміжні послуги ОСРу, брати участь в балансуванні енергосистеми, а також інші децентралізовані енергоресурси, гібридні системи (генерація + зберігання + споживання), електромобільні зарядні станції через механізм Vechicle2Grid.

Одним із шляхів підвищення ефективності функціонування ВДЕ в складі ЛЕС є впровадження мікромереж, здатних працювати як у паралельному, так і в автономному режимі. Законопроєкт № 11083 закладає термінологічну й правову основу для функціонування мікромереж в Україні, що є важливим кроком для практичного запуску таких систем у громадах, військових частинах, лікарнях, освітніх і логістичних центрах. Міжнародні стандарти серії IEC TS 62898 (зокрема частини 1, 2, 3-1…3-4) окреслюють чіткі технічні вимоги до захисту, енергоменеджменту, моніторингу, управління та прогнозування в мікромережах. Їх адаптація дозволить гармонізувати українські підходи до проєктування з європейськими стандартами ENTSO-E, зменшуючи технічні бар'єри для інтеграції інновацій та іноземних інвестицій. Сценарії використання мікромереж – зокрема для забезпечення критичної інфраструктури, покращення надійності у віддалених районах, локальної інтеграції ВДЕ – підтверджують доцільність розвитку таких систем. Аналіз міжнародного досвіду показує, що саме мікромережі стають основою нової енергетичної парадигми в умовах кліматичних викликів, урбанізації та зростання частки ВДЕ.

5.3 Апаратно-програмний комплекс інформаційного забезпечення і моніторингу стану microgrid

5.3.1 Загальні вимоги та умови оцінювання технічного стану обладнання фотоелектричних станцій

На сьогодні відновлювані джерела енергії, в тому числі ФЕС, займають чільне місце в балансі потужності та електроенергії електроенергетичних систем (ЕЕС). Через нестабільність їх генерування виникають проблеми з балансуванням потужності та електроенергії в ЕЕС. На нестабільність вироблення електроенергії впливають як метеорологічні умови, так і технічний стан обладнання ФЕС. Особливо гострою проблема нестійкого генерування ФЕС проявляється тоді, коли вони вимушені працювати з ЕЕС згідно прогнозованого на наступну добу погодинного графіка генерування, який відповідним чином затверджується [58]. Невідповідність фактичного і планового графіків генерування тягне за собою штрафні санкції, які зменшують економічну ефективність ФЕС. Виникає обґрунтована необхідність більш відповідально відноситися до планових та фактичних графіків генерування ФЕС, а також до реальних можливостей виробляти ними електроенергію у відповідному обсязі [59].

Для участі ФЕС в процесі балансування потужності й електроенергії в ЕЕС необхідно знати їх поточний технічний стан і перспективи щодо можливості вироблення електроенергії в заданому об’ємі для того, щоб ефективно і без штрафних санкцій приймати участь в балансування режимів ОЕС України. В оцінюванні технічного стану ФЕС для планування виробітки електроенергії і планування доцільності витрат на ремонт ФЕС зацікавлений також інвестор. Зокрема йдеться про залишковий ресурс ФЕС по відношенню до розрахункового на початок експлуатації. Це висуває відповідні умови щодо методів і засобів оцінювання технічного стану ФЕС. Особливе місце тут займають фотоелектричні модулі (ФЕМ), для яких природним є зменшення з часом їх продуктивності (деградація) [60, 61]. Щодо ФЕМ, то необхідно контролювати коефіцієнти-індикатори, які вказують на аномальну роботу ФЕМ у стрінгу і фактично сигналізують на наявність проблеми в його роботі. Програмно-апаратний комплекс (ПАК) має дозволяти перевіряти стан контактних з’єднання ФЕС і визначати чи опори контактних з’єднань знаходяться в допустимих межах. За необхідності формується база даних з використанням квадрокоптера. За допомогою тепловізора і пірометра здійснюється обстеження ФЕМ на предмет

дефектів, що проявляються областями з температурою, вищою за температуру справних ФЕМ. На ФЕМ виявляються дефекти елементів, які обстежуються детальніше. Для визначення міри працездатності ФЕМ формується база даних для побудови і порівняння окремих вольт-амперних характеристик (ВАХ). Інформація передається на ноутбук, де обробляється розробленою програмою для виявлення та діагностування появи дефектів або несправностей, а також визначаються коефіцієнти залишкового ресурсу і коефіцієнти-індикатори аномальної роботи ФЕМ. За цими результатами приймається рішення щодо доцільності подальшої експлуатації ФЕМ. Визначається можливість їх відновлення або повної заміни.

Тобто, виникає задача підтримки програмно-апаратним комплексом енергоефективності обладнання ФЕС, що гарантуватиме очікуваний рівень генерування електроенергії в ЕЕС. При цьому також існує необхідність контролю за їх роботою для забезпечення надійності електропостачання, покращання SAIFI I SFIDI електричних мереж енергосистем [62]. Завданням є розроблення програмно-апаратного комплексу для моніторингу, класифікації та виявлення несправностей (пошкоджень) роботи ФЕС та ідентифікація її технічного стану з врахуванням ретроспективних даних.

5.3.2 Кластеризація як засіб визначення фотоелектричних станцій з аномаліями в їх роботі

5.3.2.1 Визначення етапності під час кластеризації фотоелектричних станцій

Проведення постійного моніторингу об’єктів генерування, зокрема фотоелектричних станцій, потребує значних капіталовкладень (обладнання, черговий персонал). Тому є сенс розробити метод, який дозволив би визначити із загального масиву об’єктів, які змінили свій режим, тобто стали аномальними для своєї групи.

Для прийняття якісних рішень з визначення аномальних об’єктів, як правило, немає необхідності знати точне чисельне значення характеристик певних параметрів елементів об’єкта, а клас, якому він належить. Поняття класу, в цьому випадку, означає певну сукупність об’єктів, подібних по обраним характеристикам. Набір таких характеристик називається класифікуючою сукупністю. У нашому випадку мова йде про генеровану електричною станцією енергію, яка задається погодинним/пів годинним графіком. Враховуючи, що

станції зі схожими потужностями рознесенні по всій території держави є сенс абстрагуватися від їх технічних характеристик шляхом врахування координат об’єкта.

Для проведення такої класифікації пропонується використання кластерного аналізу, методи якого застосовуються під час дослідження економічних систем. Кластерний аналіз широко використовують у прогнозуванні поведінки того чи іншого об'єкта за набором ознак, що визначають поведінку цього об'єкта.

Під час розв'язання подібних завдань, незалежно від предметної області, дослідник стикається по суті з однією проблемою: віднесенням об'єкта розглянутої множини до того чи іншого класу за комплексом ознак.

Розв’язання задачі кластеризації можна розбити на ряд етапів.

Етап 1. Формування матриці спостережень.

Припустимо, у нас є множина $\{1,2,\dots,n\}$ об’єктів. Кожний з n об’єктів описується певною множиною спостережень і вимірювань показників або характеристик:

$$C_j = \{1,2,...,n,...,m\} \forall_j \tag{5.17}$$

Якщо позначити для фотоелектричної станції j генеровану енергію (взята з АСКОЕ) в момент часу i x_{ij}, то кожен об'єкт у цьому разі можна інтерпретувати як точку m-вимірного простору з координатами, що дорівнюють значенням характеристик для об'єкта, що розглядається.

Цю матрицю спостережень, позначивши її через X, можна подати так:

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1m} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{n1} & x_{n2} & \dots & x_{nm} \end{bmatrix}, \tag{5.18}$$

де n – число фотоелектричних станцій, m – кількість часових проміжків, в межах яких визначена згенерована електрична енергія засобами АСКОЕ.

Завдання кластерного аналізу полягає в тому, щоб на підставі даних, що містяться в матриці X, розбити множину об'єктів *{1,2, ..., j, ..., n}* на підмножини так, щоб кожний об'єкт належав одній і лише одній підмножині розбивки (підмножини, які не перетинаються), і щоб об'єкти, які належать одній і тій самій

підмножині, були схожими, в той час як об'єкти, які належать різним підмножинам, були різнорідними (несхожими).

Етап 2. Стандартизація (масштабування).

Характеристики, включені в матрицю спостережень, неоднорідні, оскільки графікі генерування станції не можуть ідеально співпадати навіть для тих об’єктів, які розташовані поряд, через особливості схемних рішень та характеристик використаного обладнання. Крім того, різняться їхні абсолютні значення, що ще більше ускладнює їх зіставлення. Тому необхідно виконати попереднє перетворення, яке полягає у стандартизації ознак. Стандартизація являє собою перехід до деякого однакового опису для всіх ознак, до введення нової умовної одиниці, що допускає формальне зіставлення об'єктів [63].

Найпоширенішими способами стандартизації показників є [63]:

$$1) \quad x_{ji}^{\text{ст}} = \frac{x_{ji}}{\overline{x_i}};$$

$$2) \quad x_{ji}^{\text{ст}} = \frac{x_{ji}}{x_i^{\text{ет}}};$$

$$3) \quad x_{ji}^{\text{ст}} = \frac{x_{ji}}{x_j^{max}};$$

$$4) \quad x_{ji}^{\text{ст}} = \frac{x_{ji} - \overline{x_i}}{x_j^{max} - x_j^{min}},$$

де x_i – середньоарифметичне значення i-ї ознаки; $x_i^{\text{ет}}$ – деяке еталонне значення i-ї ознаки; x_j^{max} – максимальне значення i-ї ознаки за всіма j-ми об'єктами; $x_{ji} - \overline{x_i}$ – центроване значення ознаки; x_j^{min} – мінімальне значення i-ї ознаки за всіма j-ми об'єктами.

Досить часто [64] використовують схему, де відповідне перетворення здійснюють за виразом:

$$5) \quad x_{ji}^{\text{ст}} = \frac{x_{ji} - \overline{x_i}}{\sigma_{x_i}},$$

де σ_{x_i} – середньоквадратичне відхилення за всіма об'єктами [63].

У випадку з графіками генерування доцільним є приведення до встановленої потужності фотоелектричної станції.

Етап 3. Формування кластерів.

Найважливішим поняттям для кількісного відображення однорідності (подібності) пари об'єктів є міра близькості між ними. Найпопулярнішою мірою (метрикою) у кластерному аналізі є евклідова відстань, яка досить повно відповідає інтуїтивним уявленням про близькість багатовимірних об'єктів. Варто зауважити, що універсальні, формалізовані правила вибору тієї чи іншої міри близькості наразі відсутні.

Для того, щоб функціонал, визначений на парах об'єктів *(a, b)*, був евклідовою відстанню, він має відповідати таким чотирьом аксіомам [63]:

1) $d(a,b) > 0$ – або два об'єкти ідентичні один одному і їхня відмінність дорівнює нулю, або вони в чомусь відмінні і їхня відмінність більша за нуль;

2) $d(a,a) = 0$ – об'єкт ідентичний сам собі;

3) $d(a,b) = d(b,a)$ – об'єкт a так само відрізняється від об'єкта b, як об'єкт b відрізняється від об'єкта a;

4) $d(a,b) + d(b,\mathrm{c}) \geq d(a,\mathrm{c})$ – аксіома трикутника.

Квадрат евклідової відстані між об'єктами може бути розрахована за формулою:

$$d_{jk}^2 = \sum_{i=1}^{m}(x_{ji} - x_{ki})^2, \tag{5.19}$$

x_{ji} и x_{ki} – значення *i*-го показника відповідно *j*-го і *k*-го об'єктів [40].

З урахуванням особливостей опису об’єктів, застосування евклідової відстані як міри відмінності є найзручнішим через простоту. Для окремих випадків можна застосовувати й інші (наприклад, векторні або нечіткі).

Результати розрахунків міри близькості можна подати у вигляді симетричної матриці відстаней D^2:

$$D^2 = \begin{bmatrix} 0 & d_{12}^2 & d_{13}^2 & \dots & d_{1n}^2 \\ d_{21}^2 & 0 & d_{23}^2 & \dots & d_{2n}^2 \\ d_{31}^2 & d_{32}^2 & 0 & \dots & d_{3n}^2 \\ \dots & \dots & \dots & 0 & \dots \\ d_{n1}^2 & d_{n2}^2 & d_{n3}^2 & \dots & d_{nn}^2 \end{bmatrix}. \tag{5.20}$$

Алгоритм кластеризації можна описати так. Кожен елемент класифікованої множини розглядатимемо як окремий кластер, тобто розглянемо *{1,2,...,..., j,..., n}* об'єктів як множину кластерів *{1}, {2}, ..., {j}, ..., {n}*.

Далі об'єднуються два найближчі кластери. Близькість визначається в сенсі мінімуму квадрата евклідової відстані між об'єктами:

$$\min\{d_{jk}^2\}, j \neq k. \quad (5.21)$$

За допомогою об'єднаних кластерів утворюється новий кластер. Таким чином, нова множина кластерів, що складається вже з *(n - 1)* кластерів.

Повторюючи процес, ми отримаємо послідовні множини кластерів, що складаються з *(n - 2)*, *(n - 3)* і т. д. кластерів. По завершенню цієї процедури вийде кластер, що складається з *n* об'єктів і збігається з початковою множиною *{1, ..., 2, ..., j, ..., n}*.

Вибір кількості кластерів або, що те саме, вибір рівня, на якому припиняється робота алгоритму, може бути здійснений особою, яка приймає рішення. Основним міркуванням під час виділення будь-якої групи як кластера є її стійкість протягом кількох кроків алгоритму. Доцільно також брати до уваги відстань між групами, що об'єднуються. Дійсно, якщо для кількох кроків відстань між групами, що об'єднуються, залишається приблизно однаковою, а потім різко збільшується, то це може бути ознакою того, що об'єднуються два самостійні кластери [63].

У процесі аналізу необхідно враховувати ступінь поділу елементів системи на класи. Загальна настанова може бути такою: здійснювати поділ доти, доки не виявлять групи зі стійкими характеристиками. Тобто за результатами цього поділу можна буде вже враховувати характеристики кожного елемента у відокремленій групі, як представника певного класу і не враховувати його індивідуальні особливості.

Розрахунки під час переходу від однієї ітерації до іншої полегшуються тим, що на кожному кроці перераховується не вся матриця відстаней, а лише її незначна частина.

У разі виключення з розгляду кластерів, що об'єднуються, і заміни їх одним координати нового кластера розраховують як центр ваги об'єднуваних кластерів. Центр ваги визначають за кожною *i*-ю компонентою (показником, характеристикою) як просту середню з усіх елементів об'єднуваних кластерів, або як зважене (за кількістю елементів у кластерах) середнє на підставі центрів тяжіння кластерів, що об'єднуються.

Найчастіше [63] для оцінювання якості розбиття використовують функціонал:

$$T = 1 - \frac{W}{S}, \tag{5.22}$$

де W – сумарний внутрішньокласовий (внутрішньогруповий) розкид (дисперсія); S – сумарне міжгрупове розсіювання.

Тоді, чим більше значення T, тим більша частка загального розкиду точок пояснюється міжкласовим розкидом і, можна вважати, тим кращою є якість розбивки [63].

5.3.2.2 Вибір методу кластеризації для визначення об’єктів з відхиленнями

DBSCAN (Density Based Spatial Clustering of Application with Noise). DBSCAN ґрунтується на з'єднанні деяких областей, щільність об'єктів у середині яких перевищує деякий заданий поріг [65–67]. В основі методу кластеризації DBSCAN лежить об'єднання деяких об'єктів відповідно до їхнього внутрішньогрупового «з'єднання». Для проведення коректної процедури кластеризації необхідно вказати критерії, за якими об'єкти будуть об'єднані в кластери. Перш за все, необхідно сказати, що кластери являють собою щільні області деяких об'єктів у просторі даних, розділених між собою об'єктами, щільність яких значно нижча. Розташування точок в одному кластері зумовлене їхнім з'єднанням, тобто деяким зв'язком між собою.

Щільність точок для даної точки X визначається двома параметрами. Першим із них є α – радіус «сусідства» (наближеності) точки X. Цю відстань можна обчислювати різними способами, наприклад, як евклідову відстань або за допомогою метрики Мінковського. Другим параметром визначення щільності точок є MCP – це мінімальна кількість точок, які розташовані найближче до даної точки згідно з певним радіусом α.

Розглянутий метод кластеризації має низку переваг, а саме: алгоритм не чутливий до викидів, тобто в процесі кластеризації всі викиди виносять в окремий кластер із заздалегідь заданою міткою; цей метод не потребує апріорного задавання кількості кластерів; використання цього методу дає змогу

працювати із кластерами різної природи (форми); застосування цього методу дає змогу працювати із вибірками великого обсягу. Крім того, використання вищевказаних процедур визначення параметрів α і MCP дає можливість працювати з n-вимірними об'єктами (це об'єкти, кількість атрибутів яких більше ніж 3) за умови адекватного вибору функції для розрахунку відстані (у загальному випадку можна використовувати метрику Мінковського). Однак істотним недоліком є досить трудомістка процедура визначення необхідних параметрів для коректної роботи методу [66].

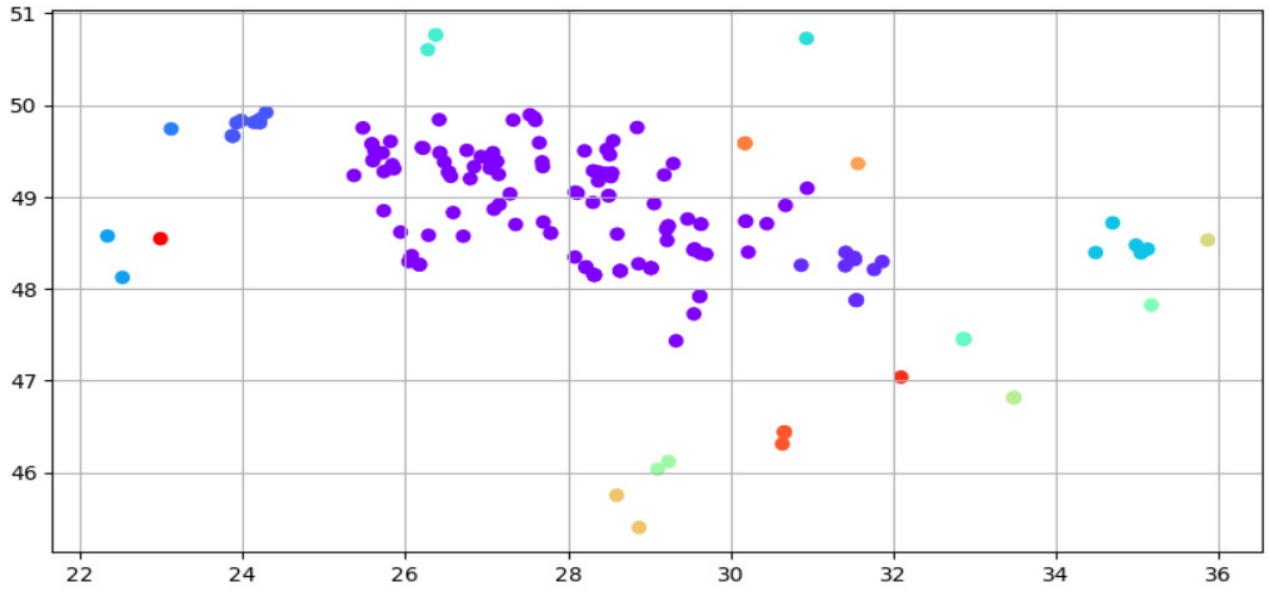


Рисунок 5.16 – Поділ об’єктів генерування за координатами за алгоритмом DBSCAN

Виконаємо, наприклад, кластеризацію даних за травень 2024 року по 183 фотоелектричних станціях методом DBSCAN.

На рис. 5.16 показано сформовані групи коли в якості вихідних даних взято довготу та ширину розташування об’єкта.

Алгоритм методу DBSCAN передбачає автоматичний вибір кількості класів. Спостерігається наявність великої групи в центральній частині, що з аналізу даних по пів годинних графіках генерування не відповідає дійсності. Тому до координат об’єктів генерування додано ще графіки генерування приведені до встановленої потужності станції. Результати кластеризації наведені на рис. 5.17.

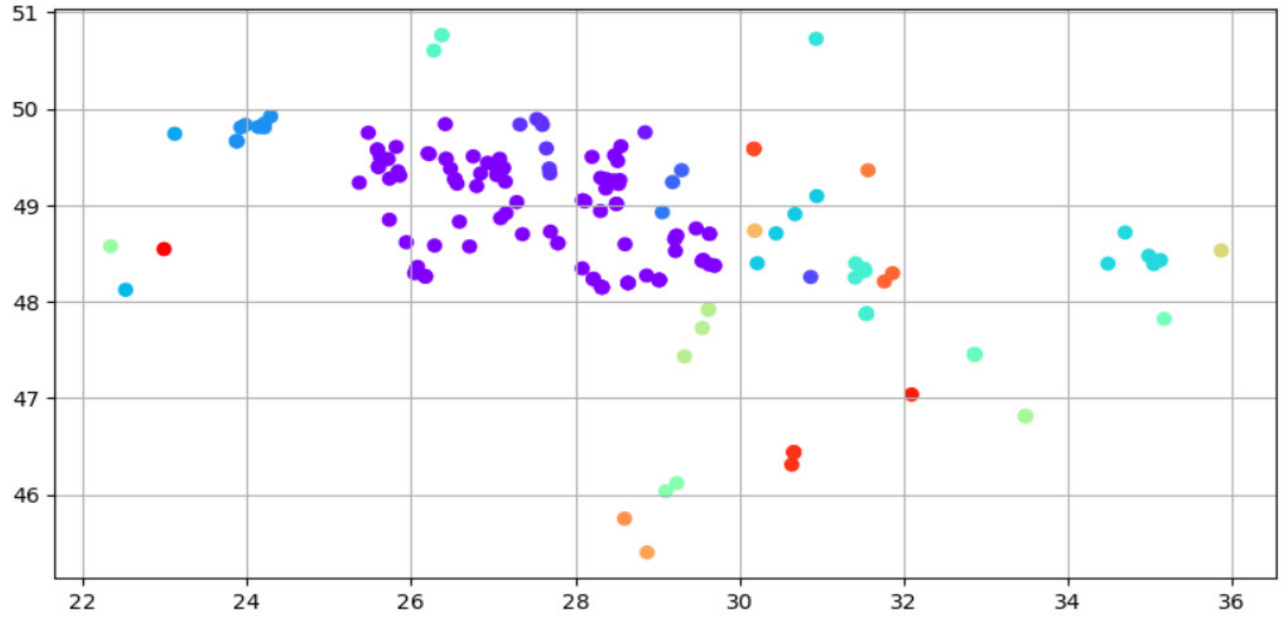


Рисунок 5.17 – Поділ об’єктів генерування за координатами та генерованою електроенергією за алгоритмом DBSCAN

За аналізом отриманих результатів можна зробити висновок, що метод DBSCAN за таких вихідних даних не дозволяє сформувати групи, які б мали однозначне пояснення. Це зумовлено певними особливостями методу: поділ на групи автоматичний; викиди формуються в окрему групу. Виходячи з цього є сенс розглянути такий метод як k-means.

Метод k-means. Метод k-means – це ітеративний алгоритм, заснований на мінімізації сумарного квадратичного відхилення точок кластерів від центрів цих кластерів. Суть алгоритму кластеризації, що розглядається, полягає в такому: дана початкова множина розбивається на заздалегідь відому кількість кластерів k. Під час кожної ітерації алгоритм прагне мінімізувати середньоквадратичне відхилення точок кожного кластера. Цю ідею реалізовують завдяки перерахунку на кожній ітерації центру мас для кожного кластера, отриманого на попередньому кроці. Після перерахунку всі елементи множини знову розбиваються на кластери, відносячи себе до того, центр якого виявився ближчим. Ці дії завершуються, якщо після перерахунку центру мас кластера він збігся з центром мас кластера, отриманим на попередній ітерації [68].

Переваги: швидкий до використання; простота алгоритму; зрозумілість і прозорість алгоритму.

Недоліки: від попереднього визначення кількості кластерів залежить результат, тому перед початком використання k-means потрібно перевірити кількість кластерів кількома методами; алгоритм чутливий до викидів, які можуть спотворювати середнє; метод прагне створити кластери однакового розміру, навіть якщо це неоптимально; може працювати повільно на великих базах даних.

Для тих же даних, які аналізувались методом DBSCAN, виконано вибір оптимальної кількості кластерів. Метод ліктя (Elbow Method) є найбільш популярними методами для встановлення оптимальної кількості кластерів. Основна ідея методу ліктя полягає в тому, що зі збільшенням кількості кластерів варіація всередині кожного кластера зменшується. Результати роботи методу наведені на рисунку 5.18.

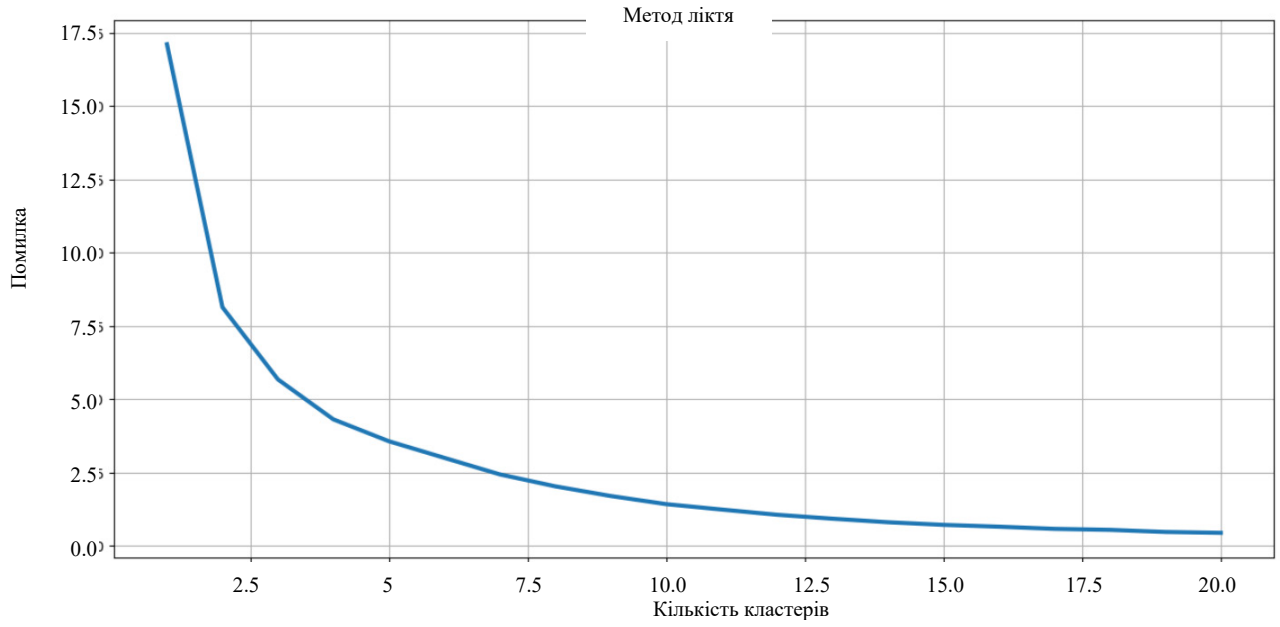


Рисунок 5.18 – Визначення оптимальної кількості кластерів за методом ліктя

За кривою вибираємо 11 кластерів. Саме на таку кількість груп будемо розбивати 183 об’єкти. На рисунку 5.19 показано результати розбиття за координатами ФЕС.

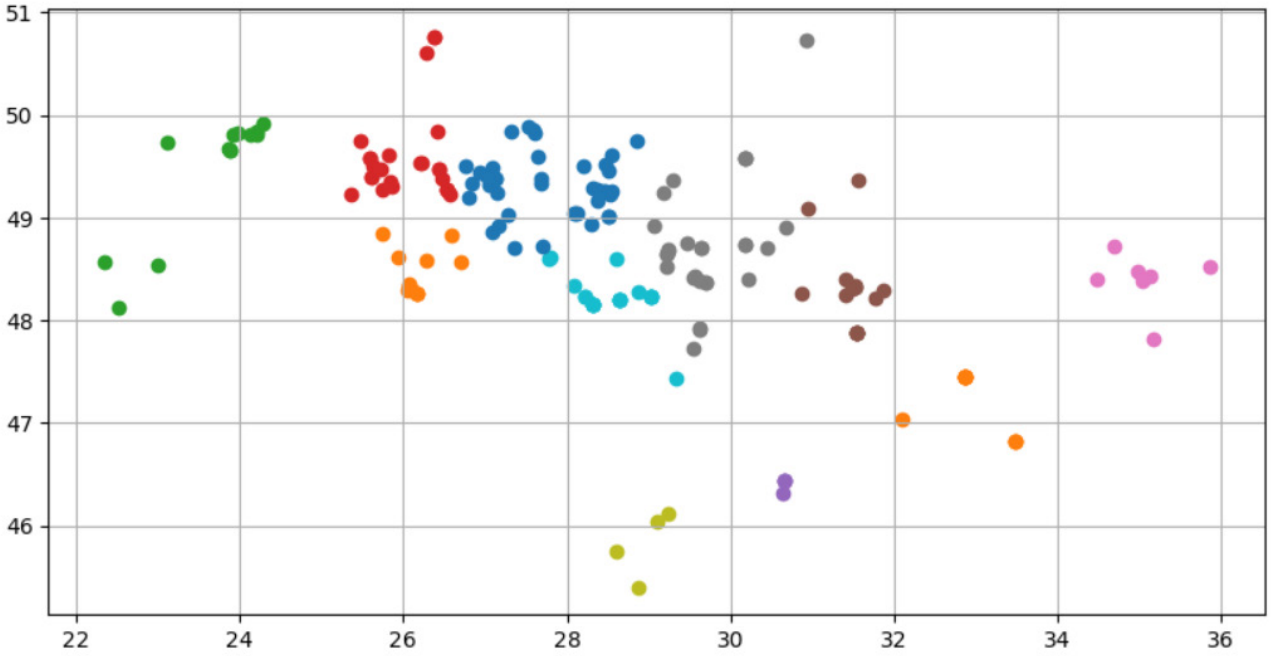


Рисунок 5.19 – Поділ об’єктів генерування за координатами за алгоритмом k-means (11 кластерів)

Кластеризація станцій за координатами та графіками генерування кардинально не змінилось, лише незначно уточнилась (див. рис. 5.20).

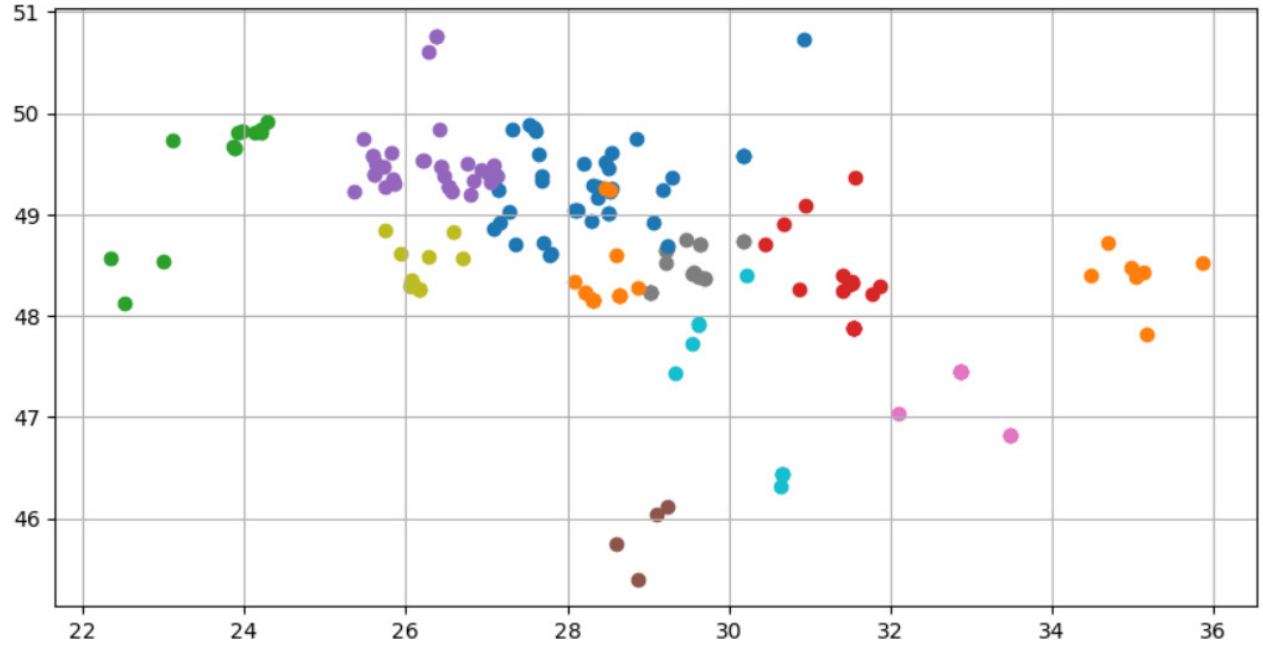


Рисунок 5.20 – Поділ об’єктів генерування за координатами та генерованою потужністю за алгоритмом k-means (11 кластерів)

Отримані результати поділу на групи за методом k-means за такими вихідними даними є більш раціональним і буде використовуватись для подальшого аналізу.

Кластеризація, проведена для центроїдів визначених за диними травня 2024 на даних за червень 2024 року, дозволила визначити зміну групи деякими фотоелектричними станціями. Розглянемо з них станції під номерами 92, 101, 211 та 253 (рис. 5.21).

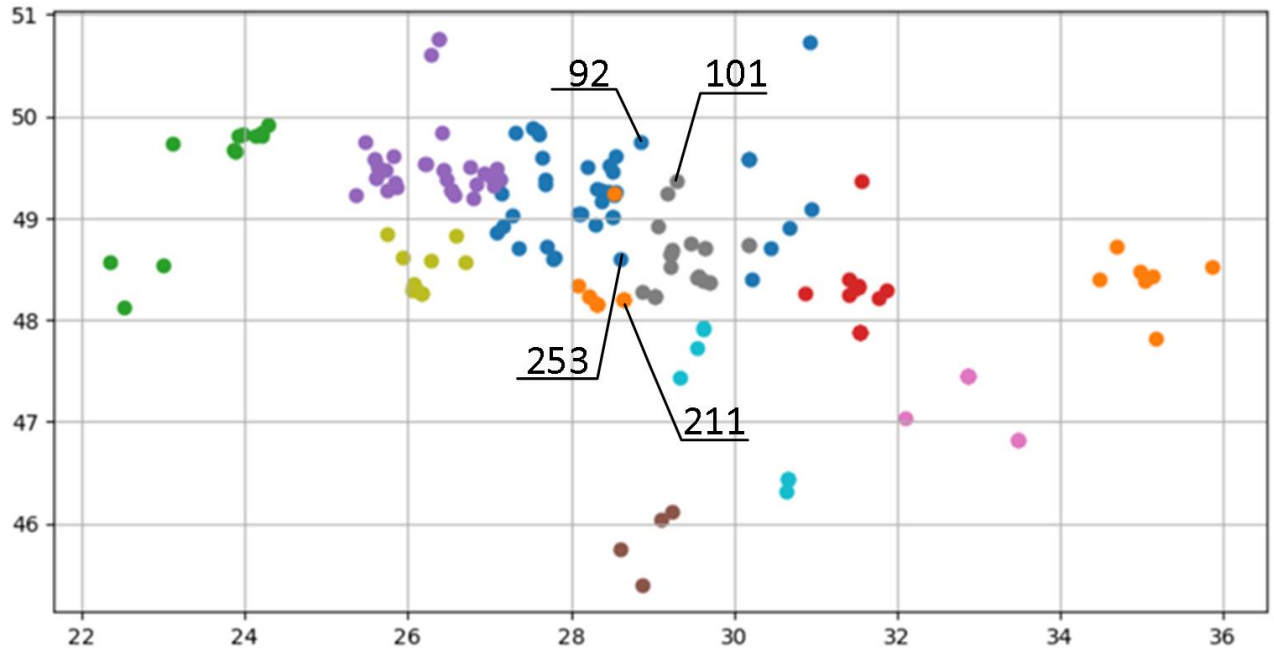
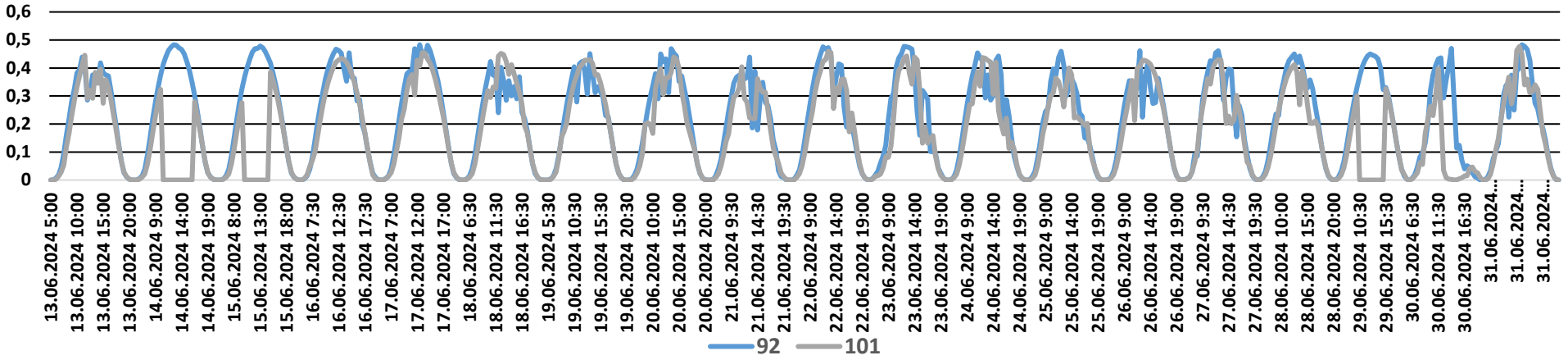


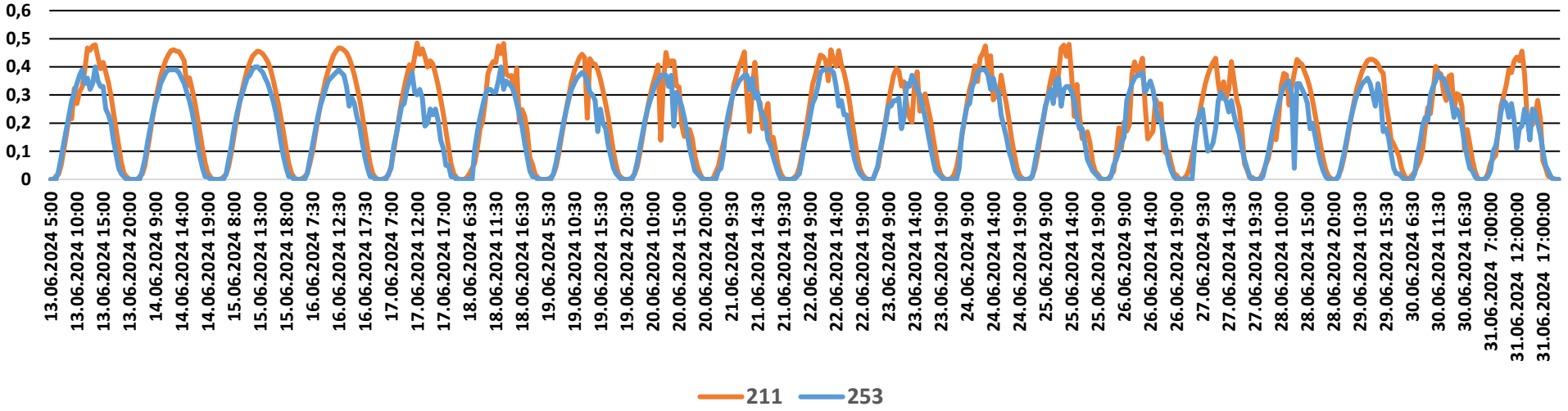
Рисунок 5.21 – Результати кластеризації за даними червня 2024 року

Більш детальний аналіз отриманих результатів показав, що група станцій, серед яких станція 101 змінили групу через систематичні обмеження, що є, останнім часом, звична практика коли система є профіцитною. В наведеному пів годинному графіку (див. рис. 5.22, а) це 14.06.2024, 15.06.2024 та 29.06.2024, що зумовило перехід з «синьої» до «сірої» групи.

Станція 253, не дивлячись на приведення вихідних графіків до встановленої потужності, показує систематичну недогенерацію (див. рис. 5.22, б), а тому це об’єкт, який потребує проведення моніторингового дослідження. Ці дослідження були проведені у липні 2024 і виявили значну деградацію фотомодулів. Для них доцільно визначити ВАХ і оцінити доцільність їх подальшої експлуатації.



а)



б)

Рисунок 5.22 – Пів годинні графіки станцій під номерами 92, 101, 211 та 253

5.3.3 Використання програмно-апаратного комплексу діагностування технічного стану обладнання фотоелектричних станцій

Можна виділити три способи діагностування пошкоджень ФЕС: 1) шляхом візуального огляду, що потребує значних витрат часу та зусиль; 2) за допомогою обробки зображень, яка може бути розділена на термографію, електролюмінесценцію та УФ-флуоресценцію, що передбачає використання безпілотних технологій та іноді вимагає відключення станції від мережі; 3) за допомогою аналізу електричних вимірювань, який можна отримати за допомогою встановленої системи моніторингу [69]. Перші два способи полягають у використанні ретроспективних даних для формування моделі поточного стану ФЕМ. Також потрібно враховувати обмеження диспетчера на потужність генерування ФЕС, тобто коли ФЕС працює не з максимально доступною потужністю, а з заданою диспетчером, визначеною на основі системних завдань щодо балансування режимів ЕЕС. Це означає, що інвертори не працюють у режимі відстеження максимальної потужності, а замість цього вони намагаються досягти оптимального значення генерування, що встановлене диспетчером. Отже, максимальне сертифіковане значення потужності, що використовується для виявлення пошкоджень, не коректно використовувати при виявленні технічного стану для ФЕС, які підключені до мережі і експлуатуються у невідповідних умовах.

Питання подальшої роботи системи ФЕМ вирішується за значеннями їх коефіцієнтів залишкового ресурсу. Оскільки вихід з ладу кожного вузла ФЕМ призводить до погіршення роботи всього ФЕМ, загальний коефіцієнт залишкового ресурсу (КЗР) отримується з виразу (1.15) (див. п. 1.4.2) [60].

Як приклад, розглянемо використання ПАК для оцінювання деградації ФЕМ. Пошкодження можна діагностувати трьома способами: 1) візуальним оглядом, який вимагає значного часу та зусиль; 2) за допомогою обробки зображень, яку можна розділити на термографію, електролюмінесценцію та УФ-флуоресценцію, яка використовує безпілотні технології, а іноді й вимагають відключення станції від мережі; 3) шляхом аналізу електричних вимірювань, які можна отримати за допомогою встановленої системи моніторингу [75]. Перші два методи полягають у використанні ретроспективних даних для моделювання поточного стану фотоелектричної системи. Також необхідно враховувати обмеження, встановлене оператором, на потужність генерації фотоелектричних систем, тобто ситуацію, коли фотоелектрична система працює не на максимальній доступній потужності, а на потужності, встановленій оператором, яка визначається завданнями балансування системи. Це означає, що інвертори не

працюють у режимі відстеження максимальної потужності, а прагнуть досягти оптимального значення генерації, встановленого оператором. Таким чином, значення максимальної потужності, яке використовується для виявлення пошкоджень, не підходить для виявлення технічного стану підключених до мережі фотоелектричних електростанцій, що працюють у невідповідних умовах.

На рисунку 5.23 зображено апаратну частину комплексу для визначення технічного стану ФЕС, яка зібрана на платформі та може транспортуватися безпосередньо на ФЕС. За необхідності ПАК може бути оснащений квадрокоптером DJI Phantom 4 Multispectral, з якого будуть передаватися та використовуватися дані про результати дистанційного огляду ФЕС.



Рисунок 5.23 – Апаратна частина комплексу визначення технічного стану ФЕС

Було проведено експериментальне дослідження розробленої системи ПАК. Об'єктами дослідження були ФЕМ, встановлені на лабораторних стендах, та ФЕМ, встановлені на даху навчального корпусу факультету електроенергетичної техніки. Контактні з'єднання системи ФЕС та від ФЕС до інвертора та далі до лічильника електроенергії, перевіряються за допомогою приладу Актаком АММ-6015 (вимірювач опору). Опори контактних з'єднань знаходяться в допустимих межах. Для перевірки ФЕМ на наявність дефектів використовуються тепловізор (OWON Ti332) та пірометр (Benetech GM1250), які проявляються у вигляді ділянок з температурою, вищою за температуру справної ФЕМ. У ФЕМ виявлено кілька дефектних елементів, які були досліджені більш детально (див. рис. 5.24). Для визначення роботоздатності ФЕМ та доцільності його подальшого використання визначено вольт-амперну характеристику.

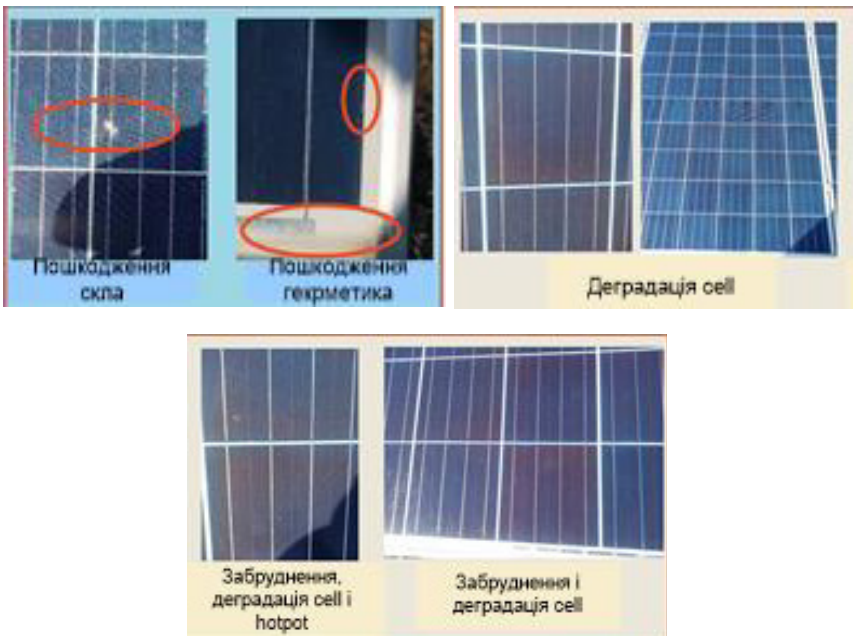


Рисунок 5.24 – Пошкодження виявлені на ФЕМ
шляхом візуального огляду

Побудовані ВАХ для ФЕМ відображаються на екрані для візуального аналізу. Надалі дані з ФЕМ використовуються для визначення коефіцієнтів залишкового ресурсу та розрахунку коефіцієнтів-індикаторів аномальної роботи ФЕМ. На основі цих результатів приймається рішення про доцільність подальшого використання ФЕМ. Визначається можливість їх відновлення або повної заміни. Подібні вимірювання для оцінки ефективності виробництва електроенергії були проведені на кількох сонячних електростанціях у польових умовах.

Узагальнені *висновки* наступні. На нерівномірність генерування ВДЕ впливають не лише метеорологічні фактори, а й технічний стан обладнання ФЕС. Оскільки ФЕМ експлуатуються в Україні досить нетривалий період і більшість ФЕМ є на гарантійному обслуговуванню, тому відповідно проблем з діагностуванням не виникало, а власники у разі виявлення пошкоджень замінювали ФЕМ по гарантії. Але з впровадженням процедури відшкодування гарантованому покупцю частки вартості небалансів електричної енергії для всіх виробників ВДЕ питання стабільного і прогнозованого генерування є більш актуальним, оскільки невідповідність заявленого генерування реальному передбачає фінансову відповідальність. Достовірне прогнозування генерування ФЕС неможливе без визначення їх технічного стану, адекватного планування обсягів і термінів ремонтних робіт і т.д. Також, треба враховувати, що деякі ФЕМ

мають різні темпи деградації, що пов’язано з технологією виробництва та особливостями навколишнього середовища, в якому експлуатуються ФЕМ.

Розроблено метод діагностування ФЕМ в умовах неповноти початкових даних, який шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу ФЕМ і, в залежності від результату, зробити висновок про один зі станів ФЕМ (справний, з незначними відхиленнями параметрів, передаварійний, аварійний) та зменшити похибку прогнозування такого стану. Під час випробувань, це дозволить виявити забруднення ФЕМ, несправності датчиків, а також пошкодження самих ФЕМ, наприклад наявність дефекту «гарячі точки», тощо.

Програмно-апаратний комплекс адаптований до обробки і аналізу масивів даних, отриманих літальними апаратами і попередньо оброблених методами аналізу часових рядів і кластеризації. Структура апаратно-програмного комплексу моніторингу стану електричних мереж (microgrid) з ВДЕ вибрана таким чином, що дозволяє точніше здійснювати балансування потужності та електроенергії під час паралельної роботи з ЕЕС, а також роздільно в автономному режимі.

5.4 Інтелектуалізація систем керування режимами електричних мереж

5.4.1 Загальні умови інтелектуалізації електричних мереж енергосистем

Зі збільшенням в електричних мережах енергосистем потужності відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) та впровадженням способів і засобів компенсації залежності їх генерування від природних умов змінюється їх роль і значення в електроенергетичних системах (ЕЕС). ВДЕ є реальною можливістю децентралізувати генерування електроенергії і забезпечити системи електропостачання надійним джерелом енергії. Показано, що це доцільно робити у формі локальних електроенергетичних систем (ЛЕС), які працюючи в нормальних режимах паралельно з ЕЕС як балансуючі групи, а в екстремальних випадках здатні працювати ізольовано в автономному режимі. Для забезпечення надійності та якості електропостачання споживачів електроенергії в ЛЕС пропонується інтегрувати ВДЕ та установки накопичення і зберігання енергії (УЗЕ) у вигляді окремих microgrid (MG). Для забезпечення техніко-економічної ефективності MG об’єднуються в інтелектуальну систему керування на принципах SMART Grid. Це дозволяє більш раціонально використовувати ресурси MG, ефективно взаємодіяти з розподільчою мережею і задіяти можливості УЗЕ як резерву ВДЕ в процесі балансування режиму ЛЕС. В роботі запропоновано ієрархічну структуру інтелектуальної системи керування режимами електричних мереж як таку, що складається з окремих агентів,

призначених реагувати на змінні поточні стани мереж і формувати колективні дії для забезпечення надійного електропостачання споживачів. Автономні агенти приймають рішення з керування і складають мультиагентну систему. Структуровані таким чином ЛЕС з інтелектуальними електричними мережами можуть під час обмеження централізованого електрозабезпечення не втрачати ВДЕ, а в повній мірі використовувати їх переваги разом з системами накопичення і зберігання енергії для надійного електропостачання споживачів.

З розбудовою ВДЕ в електричних мережах електроенергетичних систем і децентралізації генерування стало можливим, а в якійсь мірі і необхідним, організовувати локальні електроенергетичні системи на основі ВДЕ. ЛЕС можуть функціонувати паралельно з ЕЕС як окрема балансуюча група, споживаючи або генеруючи електроенергію в систему. За певних умов ЛЕС, виходячи з економічних інтересів або через екстремальний стан в ЕЕС, можуть функціонувати автономно як ізольована інтелектуальна система. В Законі України про ринок електроенергії ЛЕС на рівні системи генерування і розподілу електроенергії розглядається як сукупність мікромереж (microgrid), які є групою взаємо зв'язаних навантажень і засобів розподіленої генерації, в тому числі переважно відновлюваних джерел енергії (ВДЕ).

В локальній електроенергетичній системі як і в ЕЕС виникають подібні проблеми і задачі: балансування режиму, регулювання частоти і напруги, зменшення втрат електроенергії і покращання її якості, підвищення надійності електропостачання, зменшуючи SAIFI і SAIDI. Сучасні ЛЕС формуються на основі ВДЕ, переважну частину яких складають фотоелектричні і вітряні електростанції (ФЕС і ВЕС). Оскільки генерування електроенергії ФЕС і ВЕС залежить від погодних умов, то для зменшення дисбалансу, який може вносити їх перемінне генерування, в ЛЕС вимушено використовують системи накопичення електроенергії. Так чи інакше всі перераховані фактори впливають на режими роботи ЛЕС і на якість електропостачання споживачів.

Збільшення електроенергії, виробленої ВДЕ в ЕЕС, приводить до більш частих і суттєвих коливань потужності в системі і збільшує її експлуатаційні ризики. Оперативна диспетчеризація має мало шансів справитися з нестабільністю генерування. Часто дії оператора, в залежності від стану ЕЕС – профіцит чи дефіцит в ній електроенергії, зводяться до обмеження вироблення електроенергії ВДЕ або до зменшення навантаження споживачів. Ця проблема вирішується в інтересах виробника електроенергії і її споживача, якщо ЛЕС оснащена засобами прямого і зворотного перетворення електроенергії. Надлишки електроенергії після балансування можуть, наприклад, зберігатися у вигляді енергії електрохімічних накопичувачів або водню, отриманого в

результаті електролізу. Зворотній процес повертання електроенергії в ЛЕС здійснюється за необхідністю, як правило, в режимах ранішнього та вечірнього максимумів навантаження або під час аварійних ситуацій. Оператору системи розподілу (ОСР) електроенергії справитися ефективно з таким складним процесом виробництва, передачі, розподілу та перетворення електроенергії з метою балансування режиму системи надійно і без збитків не можливо. На сьогодні, з цією проблемою успішно справляються технології, розроблені на принципах SMART Grid. Концепція інтелектуальної системи надає більші можливості для контролю та керування компонентами енергосистеми, а також підвищує надійність, якість та ефективність електропостачання споживачів. Ключовою характеристикою інтелектуальної системи є оптимальне керування режимами системи в нормальному режимі і самовідновлення, яке визначається як здатність автоматично відновлюватися після збоїв.

Для успішного вирішення надійного і економічного електропостачання споживачів електричних мереж стоїть завдання інтелектуалізації їх системи керування режимами. В роботі це робиться поетапно. Початковим етапом є процес балансування потужності та електроенергії в ЛЕС як складової електричних мережах. Це розглядається як необхідна умова забезпечення їх нормального функціонування. Сюди входять методи зменшення небалансів прогнозованого і фактичного генерування ВДЕ в ЛЕС, формування інтелектуальної системи керування режимом ЛЕС в складі multi microgrid, а також приклади підвищення ефективності електричних мереж шляхом їх інтелектуалізації.

5.4.2 Оптимізація режимів ВДЕ з метою мінімізації відхилень від заданого централізовано графіка сукупного генерування ВДЕ

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) зокрема фотоелектричні і вітрові станцій (ФЕС, ВЕС) на сьогодні для електроенергетичних систем (ЕЕС) не є гарантованими джерелами електроенергії. Оскільки генерування електроенергії ВДЕ залежить від погодних умов, то для того, щоб узгодити їх роботу з технологічними вимогами ЕЕС, необхідно мати резерв потужності [12, 76, 77]. Для забезпечення ефективної роботи ВДЕ в ЕЕС і надійного електропостачання споживачів необхідно мати резервні джерела енергії, які могли б компенсувати природну нестабільність генерування ВДЕ. На сьогодні тут можуть бути різні варіанти, які відрізняються технічними та економічними характеристиками [78–80]. В ЕЕС через дефіцит маневреної потужності використовують різні способи і засоби накопичення електроенергії. В першу чергу йдеться про накопичення

електроенергії, виробленої ВДЕ. Серед найбільш ефективних накопичувачів: електрохімічні накопичувачі, водневі та біогазові технології [80, 81]. Також активно в процесі балансування режиму ЕЕС може приймати участь узгодження графіків генерування ВДЕ з графіками навантаження споживачів електроенергії [82, 83]. Особливо, коли йдеться про локальні електроенергетичні системи (ЛЕС), які утворюються як частина існуючих розподільних електричних мереж, де розбудовуються ВДЕ і які набувають всіх ознак систем з певною автономією [84].

В ЕЕС з метою облегшити проходження максимуму навантаження застосовується стимулювання споживачів електроенергії щодо зміщення їх найбільшого навантаження в години, коли в системі спостерігається режим з мінімальним навантаженням [85, 86]. Участь «активних споживачів» в регулюванні балансу електроенергії в ЕЕС може покращити регулювання частоти і напруги в ній [12, 87]. Робиться це шляхом встановлення різних тарифів на електроенергію в різні години доби за узгодженням з оператором системи розподілу. В ЕЕС ускладнилось підтримування балансу потужності та електроенергії, коли в ній суттєво виросла частка відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Зокрема з розбудовою фотоелектричних і вітрових електростанцій (ФЕС і ВЕС), які через свою природну залежність від погодних умов не є гарантованим постачальником електроенергії.

Під час балансування режиму ЕЕС приходиться приймати до уваги ту обставину, що стосовно генерування ВДЕ можуть бути різні нормативні умови. Вони можуть змінюватися таким чином, що ВДЕ генерують електроенергію в ЕЕС без всяких обмежень (обмеження допускаються тільки через можливі порушення стійкості ЕЕС), генерують електроенергію в ЕЕС за прогнозованим коротко термінованим (найчастіше на наступну добу) погодинним графіком або за участі в аукціоні ВДЕ генерують електроенергію за встановленими правилами [50].

Розглянемо випадок, коли ВДЕ виробляють електроенергію за прогнозованим погодинним графіком генерування на наступну добу. ВДЕ працюють в складі балансуючої групи, сумарна потужність якої може сягати від десятків до сотень МВт. Потужність навантаження електроспоживачів в ЛЕС є спів розмірна з потужністю ВДЕ. Така балансуюча група за всіма ознаками є локальною електроенергетичною системою в складі ЕЕС. Вона містить джерела енергії, які об’єднані електричними мережами різного класу напруги, та споживачів електроенергії, а також зв’язана з енергосистемою лініями електропередачі, по яких вона може видавати або отримувати електроенергію.

Таку ЛЕС технічно та економічно можливо і доцільно розглядати як окрему балансуючу групу. Для цього необхідно визначитися зі способами і засобами зменшення нестабільності генерування ВДЕ в ЛЕС. Серед них є системи, які пов'язані з накопиченням і перетворенням електроенергії, та системи керування графіками генерування та споживання електроенергії. Вони відрізняються вартістю і тому доцільно використати спочатку останні, а саме узгодження між собою графіків генерування ВДЕ і споживання електроенергії. Реалізація способу узгодження графіків генерування і споживання електроенергії в першу чергу може також зменшити потрібну ємність накопичувачів енергії, що дозволить зменшити їх вартість. Проте, перед тим як розробляти систему технічної реалізації і економічної мотивації активної поведінки споживачів електроенергії в ЛЕС, необхідно дослідити ефективність узгодження графіків генерування ВДЕ і споживання електроенергії як заходу балансування режиму ЛЕС. Таким чином, покажемо можливість і доцільність узгодження графіків генерування ВДЕ і споживання електроенергії в локальній електроенергетичній системі як способу балансування в ній потужності та електроенергії.

Розглянемо ЛЕС, яка є окремою балансуючою групою. В неї входить джерела електроенергії, накопичувачі електроенергії та споживачі електроенергії. Актуальною є оптимізація режимів ВДЕ з метою мінімізації відхилень від заданого централізовано графіка сукупного генерування ВДЕ за заданих обмежень на первинні енергоресурси та характеристик ВДЕ [88]:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2}\left(P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^{n} P_i(t) \right)^2 dt \to \min, \tag{5.23}$$

з урахуванням балансового обмеження:

$$P_{цж}(t) + \sum_{i=1}^{n} P_i(t) - P_{нав}(t) - \Delta P(t) = 0,$$

де $P_{ВДЕ}(t)$ – сумарна прогнозована потужність ВДЕ ЛЕС, яка надається оператору балансуючої групи у вигляді графіка генерування на наступну добу; $P_i(t)$ – поточне значення потужності ВДЕ на інтервал часу $t_0 - t_k$, на якому контролюється вироблена електроенергія в ЛЕС; $P_{цж}(t)$ – централізоване живлення від ТЕС, АЕС, ГЕС; $P_{нав}(t)$ – сумарне навантаження споживачів електроенергії; $\Delta P(t)$ – втрати потужності в електричних мережах.

Задача (5.23), як правило, ставитися в цілому для ЕЕС. Інший варіант, коли для більш простого і точного керування генеруванням ФЕС і ВЕС в ЕЕС виділяється декілька балансуючих груп. У кожній балансуючій групі для кожної ФЕС і ВЕС встановлюється АСКОЕ та здійснюється прогнозування погодинного графіка вироблення електроенергії на наступну добу. Тобто, для кожної і-ї ФЕС і ВЕС відомі значення фактичного і прогнозованого генерування електроенергії за заданий період часу. Тому, у відповідність до задачі (5.23), для кожного і-го ВДЕ формулюється задача досягнення певної точності між прогнозованим і фактичним виробленням електроенергії за певний час, наприклад, одну годину:

$$\delta_i = \frac{w_i^{П} - w_i^{Ф}}{w_i^{Ф}} \le \delta_{доп} \ , \qquad (5.24)$$

де $w_i^{П}$, $w_i^{Ф}$ – прогнозовані і фактичні значення генерування електроенергії і-ї ФЕС за одинаків час; δ_i, $\delta_{доп}$ – поточне і допустиме значення похибок (допустима похибка встановлюється рівною 0,05 для ФЕС і 0,1 для ВЕС).

Для контролю за значенням похибки δ_i необхідно моделювати два графіки: прогнозованого і фактичного генерування ФЕС. Похибка δ_i, як різниця між цими графіками має, бути в допустимій зоні або наближатися до неї. Можливі наступні реалізації цієї задачі: 1) фактичний графік який є, а прогнозований корегується що години, або кожні 15–20 хв; 2) прогнозований графік як є, а фактичний підганяється до прогнозованого, точніше уводиться в допустиму зону. Правда в останньому варіанті зменшується генерування електроенергії і, відповідно, прибуток. Вирішується що краще: чи втрачати на генеруванні електроенергії, чи зменшувати санкційні штрафи за відхилення від допустимої зони?

Можливим є й третій варіант, коли одночасно корегується прогнозований графік і змінюється фактичне генерування для уведення в допустиму зону або наближення до неї. Тобто, розробляючи натурно-імітаційну модель для дослідження процесів короткострокового прогнозування та оперативного керування генеруванням ФЕС в системі балансування режимів ЕЕС з використанням Smart Grid технологій, необхідно враховувати всі варіанти.

Для побудови ефективного алгоритму прогнозування графіку виробітку електричної енергії фотоелектричними станціями (див. рис. 5.25) і успішної його автоматизації необхідно мати відповідний масив вихідних даних та програмне

забезпечення. Першим кроком є формування математичної моделі самої ФЕС. Для цього необхідно мати інформацію з характеристиками фотомодулів, які прописані в паспортних даних.

Оскільки умови експлуатації ФЕС постійно змінюються, то їх математична модель постійно уточняється. Для автоматизації процесу уточнення моделі прогнозування генерування ФЕС формується база даних (БД) параметрів. Зазвичай застосовується MySQL, проте вона уповільнює свою роботу при значному її заповненні. В БД збираються необхідні метеопараметри від різних сервісів. На ринку таких сервісів досить багато, всі вони дозволяють організувати API зв'язок, що дозволяє автоматизувати процес збору даних, крім того є значна кількість бібліотек на C#, Python тощо, які реалізують такий зв'язок.



Рисунок 5.25 – Структурна схема автоматизації процесу прогнозування ФЕС в складі балансуючої групи

Після виконання прогнозу на добу наперед гарантувати достатню точність жодна компанія, яка надає такі послуги не може, тому необхідно користуватись можливістю внутрішньодобового корегування. У різних країнах ринок приймає результати цього корегування з різною дискретністю. Як правило, це час від 15 хв. до 2 год. Очевидно, що чим менший цей проміжок, тим кращі результати можна отримати. Виконувати внутрішньодобові корегування можна двома шляхами: за уточненими метеопараметрами проводити повторний розрахунок графіку генерування або за результатами контролю поточного виробітку електричної енергії ВДЕ. Перший алгоритм потребує використання погодних сервісів, які здійснюють корегування своїх прогнозів протягом поточної доби. Другий – потребує використання телеметрії, яка може забезпечити опитування майже кожної хвилини, або АСКОЕ, яка, зазвичай, працює з більшою дискретністю.

Після корегування результати передаються до оператора балансуючої групи. Всі данні про метеопараметри, прогноз виробітку і фактичне значення виробленої енергії також заноситься в БД для подальшого корегування математичної моделі ВДЕ. Таке корегування здійснюється протягом першого місяця надання послу з прогнозу і потім здійснюється за потреби для врахування сезонних змін та деградаційних процесів в обладнанні.

Процес автоматизації прогнозування графіків генерування ФЕС і поточного їх коригування у відповідності до зміни умов експлуатації, в першу чергу, погодних умов, є важливим елементом успішного балансування станів ЕЕС. Як у всіх динамічних процесах, що стосуються електроенергетичних систем, так і у випадку, що розглядається, особливістю є неможливість дослідження їх в різних режимах безпосередньо на об’єкті. Тому перевірка працездатності і настроювання автоматичної системи прогнозування генерування (АСПГ) ВДЕ з метою оцінювання їх функціонування та ефективності застосування в задачі балансування станів ЕЕС можлива тільки шляхом моделювання.

Виходячи з природи процесу АСПГ, доцільним є застосування імітаційного моделювання. Оскільки під час балансування з використанням АСПГ постійно контролюється фактичне значення генерування w_i^{Φ}, то є можливість задіяти ці значення під час моделювання. Така модель може класифікуватися як натурно-імітаційна. Метод натурно-імітаційного моделювання розглядається як експериментальний метод дослідження, за якого збуренням і дослідженню піддається не сам об'єкт, а реалізована на ЕОМ імітаційна модель об'єкта.

На рис. 5.26 наведена структура натурно-імітаційної моделі (НІМ) перевірки і настроювання АСПГ ФЕС. Вона містить у собі функціональну модель об'єкта (ФМО), яка у сукупності з АСПГ ФЕС утворює замкнуту систему. Це дозволяє при досить точному моделюванні об'єкта керування досягти максимальної вірогідності випробування АСПГ ФЕС, оскільки в системі випробування можливе відтворення довільного режиму об'єкта в допустимій області існування.

Поряд з достоїнствами необхідно відмітити певну складність при реалізації структури, що позначається насамперед у необхідності не тільки інформаційної, але і фізичної сумісності моделі й АСПГ. Оцінка правильності функціонування АСПГ у даній структурі передбачається шляхом порівняння виходів АСПГ з даними контролю режимів реального об'єкта.

Ключовою ланкою організації НІМ випробувальної системи є побудова імітатора, який є частиною ФМО. Імітатор призначений для відтворення

визначеного ряду режимів об'єкта. Режим ФЕС являє собою припустиму сукупність її станів і процесів їх зміни. Під час переходу від одного стану до іншого змінюються поточні показники режиму (параметри режиму), що відбувається під впливом зовнішніх збурень (зміна навантажень) або керуючих сигналів на зміну фактичного генерування ФЕС.

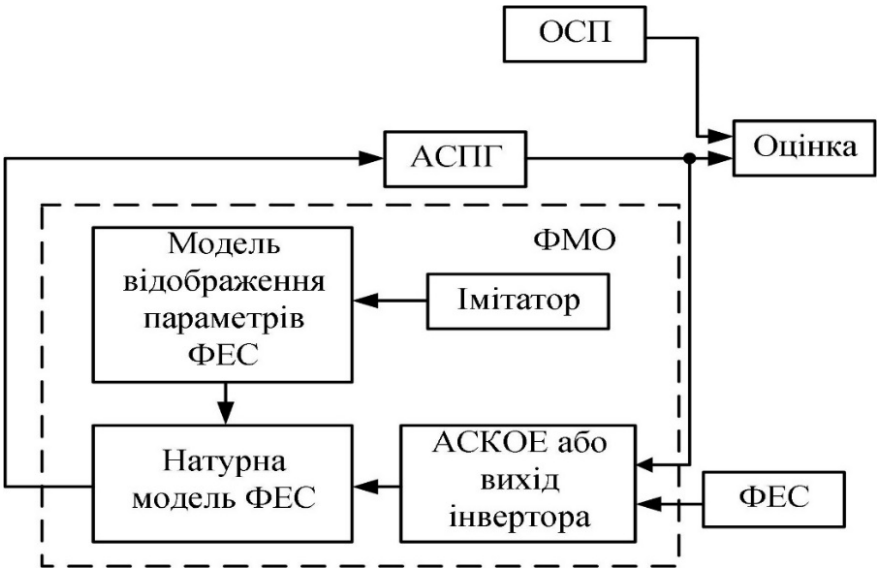


Рисунок 5.26 – Структура натурно-імітаційної системи випробування АСПГ

При створенні і випробуваннях системи керування на основі моделювання безперервне функціонування ФЕС заміняється набором характерних режимів. Коректна реалізація цього принципу забезпечує необхідну вірогідність процесу перевірки засобів керування. Коректність у даному випадку має на увазі відповідний вибір режимів і їхньої кількості, набору параметрів і точності їхнього виміру засобами автоматичної системи комерційного обліку електроенергії. При введенні в керуючу систему сигналів, що імітують параметри режимів ФЕС, враховується обмеження оператора системи передачі (ОСП) ЕЕС. У першу чергу це стан ЕЕС стосовно дефіциту чи профіциту в балансі електроенергії.

При цьому враховується прогнозна інформація щодо метеопараметрів, яка надається відповідною підсистемою автоматизованої системи керування (АСК) [89] і дозволяє достатньо адекватно відтворювати стан ВДЕ на період до декількох діб, а потім з уточненням на добу наперед з внутрішньодобовою корекцією. За рахунок цього нестабільні джерела енергії типу ВЕС та ФЕС в цільових функціях та обмеженнях задач оптимального керування можна

представити математичним сподіванням часових залежностей генерування $M_{\text{ВЕС}}\{P(t)\}$, $M_{\text{ФЕС}}\{P(t)\}$, $t \in [t_0; t_k]$.

Не дивлячись на те, що генерування ФЕС і ВЕС можна прогнозувати з врахуванням внутрішньодобового корегування досить точно, проте за фактом вироблення ними електроенергії вони є нестабільними, тому в ЛЕС необхідний резерв потужності. Таким резервом є електрохімічні накопичувачі, водневі і біогазові технології, а також може бути системний резерв ЕЕС. Компенсувати нестабільність генерування ВДЕ також можливо шляхом узгодження їх графіків генерування та графіків навантаження споживачів електроенергії. Виникає задача, якими способами і засобами та в якій формі доцільно резервувати нестабільність вироблення електроенергії ВДЕ і забезпечити на практиці задачу (5.23).

В [14] розроблено метод відносного порівняння між собою можливих способів резервування відновлюваних джерел енергії з нестабільним генеруванням в ЕЕС та оцінювання чутливість витрат на них до зміни потужності. Для аналізу техніко-економічної ефективності тих чи інших засобів резервування розроблено математичні моделі на основі теорії подібності і критеріального методу. Критеріальний метод за мінімально доступної вихідної інформації забезпечує можливість порівнювати між собою різні способи резервування генерування ВДЕ і визначити оптимальні. Метод дозволяє оцінювати їх співрозмірність, а також визначити чутливість витрат до потужності способів резервування. Сформовано критеріальні моделі, які дозволяють побудувати залежності витрат на засоби резервування несталого генерування ВДЕ від потужності засобів резервування. Подібні залежності дають можливість більш обґрунтовано обирати ті чи інші способи резервування у відповідності до характеристик і вимог ЕЕС.

5.4.3 Використання інтелектуальної системи керування режимом ЛЕС в складі електроенергетичної системи

Оскільки ЛЕС є частиною ЕЕС, то вони повинні діяти в умовах і за правилами, не порушуючи функціонування ЕЕС, яка на сьогодні забезпечує стійке електропостачання. Це стосується всіх режимів роботи ЛЕС. Тому важливо, виходячи з реальних технічних можливостей і стану генеруючих потужностей та електричних мереж, визначатися з якими характеристиками і які задачі можуть вирішувати ЛЕС як балансуючі групи ЕЕС. Через обмеженість технічних і людських ресурсів процес формування ЛЕС може бути поетапним. Окремі частини системи розвиваються згідно певного плану і формуються згідно

певної концепції. Відповідність прийнятої концепції контролюється інтегральним показником якості використання ресурсів за кінцевим результатом [93]. За основу концепції формування плану (дорожньої карти) формування ЛЕС в ЕЕС може бути прийнята «Концепція «розумних» електричних мереж як інтелектуальної системи». В ній закладається технічна політика розвитку електроенергетичних систем, наукові основи на принципах SMART Grid, а також форми підготовки кваліфікованих кадрів.

Для обґрунтування умов і принципів розглянемо виокремлення частини ЕЕС у формі локальних електроенергетичних систем як об’єкта інтелектуальної системи [94]. На першому етапі формування ЛЕС з відновлюваними джерелами енергії для балансування її потужності доцільно дослідити можливості використання добре відпрацьованих та відносно не дорогих методів, таких, наприклад, як активні споживачі [82, 92]. Для дослідження проблеми споживання відновлюваної енергії розглянемо ЛЕС як балансуючі групи, які наведені на рис. 5.27. В неї входить фотоелектрична станція як джерело електроенергії, система зберігання енергії та споживачі електроенергії. Джерелами електроенергії є ФЕС, а також джерела централізованого живлення від ЕЕС (атомні електричні станції (АЕС), теплові електростанції (ТЕС), гідроелектростанції (ГЕС), гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС)).

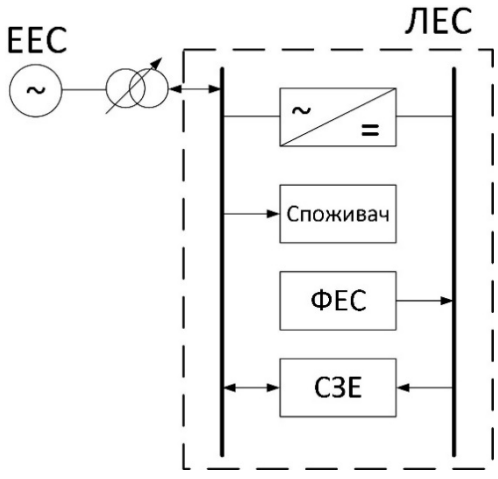


Рисунок 5.27 – Локальна електроенергетична система як частина ЕЕС

На рис. 4.13 в п. 4.4.1 показано приклад покриття добового графіка навантаження однієї ЛЕС. В ЕЕС таких ЛЕС може бути декілька. Тоді баланс електроенергії для ЕЕС, показаній на рис. 5.27, запишеться:

$$P_{EEC}(t) \pm \sum_{i \supseteq \theta} P_i(t) + P_{ВДЕ}(t) \pm P_{СЗЕ}(t) - P_{сп}(t) - P_{ас}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (5.25)$$

де $P_{EEC}(t)$ – потужність від ЕЕС; $\sum_{i \supseteq \theta} P_i(t)$ – сумарна потужність ЛЕС, що входять в групу θ; $P_{ВДЕ}(t)$ – потужність ВДЕ, які не входять в ЛЕС; $\pm P_{УЗЕ}(t)$ – потужність системи зберігання енергії в ЕЕС; $P_{сп}(t)$ – потужність споживачів електроенергії, які працюють за своїм графіком; $P_{ас}(t)$ – потужність активних споживачів, які працюють за скоригованим графіком; $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

У склад виокремлених в ЕЕС локальних систем входять джерела електроенергії, резервна система накопичення енергії та споживачі електроенергії, які об'єднані розвиненими електричними мережами різної напруги. З точки зору системи керування ЛЕС є складними розосередженим об'єктом, який складається з окремих агентів, призначених реагувати на змінні поточні стани ЛЕС і формувати колективні дії для забезпечення надійного електропостачання споживачів. Автономні агенти приймають рішення з керування і складають мультиагентну систему і керуються ОСП та ОСР [53, 91, 95].

Таким чином, з метою децентралізації генерування доцільним є виділення з ЕЕС локальних електроенергетичних систем на основі ВДЕ зі створенням в них інтелектуальних систем керування режимами. ЛЕС з ВДЕ і засобами зберігання електроенергії пропонується формувати у вигляді окремих microgrid, які є ключовою частиною переходу до ЛЕС з функціонуванням на принципах SMART Grid. Місцеві MG окрім джерел генерування і споживачів мають також засоби накопичення певної кількості енергії. Завдяки ієрархічній структурі інтелектуальної системи ЛЕС може працювати як паралельно з ЕЕС, так і ізольовано від неї. Завдяки інтелектуальній системі в ЛЕС реалізуються принципи SMART Grid і вона функціонує як інформативно-енергетична система. Сформована таким чином ЛЕС може працювати як балансуюча група в складі ЕЕС, виконуючи завдання оператора системи розподілу в залежності від напруги і потужності її складових MGA. В автономному режимі ЛЕС в залежності від ємності системи зберігання енергії може бути повноцінним резервом відновлюваних джерел енергії і використовуватися для оптимізації потоків потужності та підтримування частоти і наруги. Ефективним є участь активних споживачів електроенергії для узгодження графіків генерування і споживання в

ЛЕС як способу балансування в ній потужності та електроенергії. В сформованій пропонованим чином ЛЕС з агрегованими microgrid і інтелектуальною системою керування реалізується її самовідновлення після екстремальних подій і автоматично відновлюється порушене навантаження.

Запропонована ієрархічна структура інтелектуальної системи локальної електроенергетичної системи може працювати як паралельно з ЕЕС, так і ізольовано від неї. Завдяки інтелектуальній системі в ЛЕС реалізуються принципи SMART Grid і вона функціонує як інформативно-енергетична система. Сформована таким чином ЛЕС може працювати як балансуюча група в складі ЕЕС, виконуючи завдання оператора системи розподілу в залежності від напруги і потужності її складових MGA. В автономному режимі ЛЕС в залежності від ємності системи зберігання енергії може бути повноцінним резервом відновлюваних джерел енергії і використовуватися для оптимізації потоків потужності та підтримування частоти і наруги. Ефективним є участь активних споживачів електроенергії для узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС як способу балансування в ній потужності та електроенергії.

5.4.4 Локальна електроенергетична система, яка сформована з microgrid

Через постійну зміну в часі графіків споживання і генерування в ЛЕС необхідно створювати автоматизовану або, враховуючи сучасний стан апаратного і програмного забезпечення в галузі, інтелектуальну автоматичну систему керування (АСК) режимом ЛЕС [53, 91]. Оскільки ЛЕС є частиною ЕЕС, то вони повинні діяти в умовах і за правилами, не порушуючи функціонування ЕЕС, яка на сьогодні забезпечує стійке електропостачання. Це стосується всіх режимів роботи ЛЕС. Тому важливо, виходячи з реальних технічних можливостей і стану генеруючих потужностей та електричних мереж, визначатися з якими характеристиками і які задачі можуть вирішувати ЛЕС як балансуючі групи ЕЕС. Через обмеженість технічних і людських ресурсів процес формування ЛЕС може бути поетапним. Окремі частини системи розвиваються згідно певного плану і формуються згідно певної концепції. В ній закладається технічна політика розвитку електроенергетичних систем, наукові основи, а також форми підготовки кваліфікованих кадрів на принципах SMART Grid,

Елементи ЛЕС можуть формуватися як окремі microgrid. Наприклад, виробництво біогазу, транспортування його до когенераційних установок типу газопоршневих, розподільні теплові та електричні мережі, система автоматичного керування (САК) цим комплексом – можливо і доцільно розглядати як самостійний агрегований об’єкт. Те саме стосується ФЕС та ВЕС

з електричною мережею, системою погодинного прогнозування генерування, системою резервування для компенсації нестабільності генерування через залежність від погодних умов. Не просте техніко-економічне завдання підтримування балансу потужності та електроенергії в microgrid вирішується простіше, якщо реалізовувати і експлуатувати такі комплекси як окремі microgrid з локальними САК, об'єднавши їх в інтелектуальну систему керування режимами локальної електроенергетичної системи.

В залежності від технічних і фінансово-економічного можливостей ЛЕС можуть формуватися по різному. Основними є два варіанти: існує інфраструктура з розвиненим електроспоживанням, в тому числі промисловим, і навколо розбудовується система розосередженого генерування; ЛЕС проектується і будується практично з «нуля» зі споживачем електроенергії і його енергозабезпеченням. Існують реальні приклади. Наприклад, діюча птахофабрика як комплекс з відгодівлею і переробленням сировини, комбікормовий завод, елеватори та ін. загальною потужністю в середньому 20 – 100 МВт з живленням від ЕЕС на 10 – 35 кВ (рис. 5.28). На рис. 5.29 показано диспетчерський пункт керування ЛЕС МХП.

Інший варіант – проектується, наприклад, база відпочинку з окремими повністю електрифікованими будинками, ФЕС і лінією електропередачі від ЕЕС (рис. 5.30). Як для першого, так і другого варіантів характерною є поетапна розбудова в ЛЕС відновлюваних джерел енергії і засобів резервування їх нестабільного генерування. Виникає питання щодо обґрунтування їх складу, потужності і ємності, черговості впровадження.



а)



б)

Рисунок 5.28 – ЛЕС комплексу МХП: а – підстанції 110/35/10 кВ;
б – комплекс по виробництву біогазу

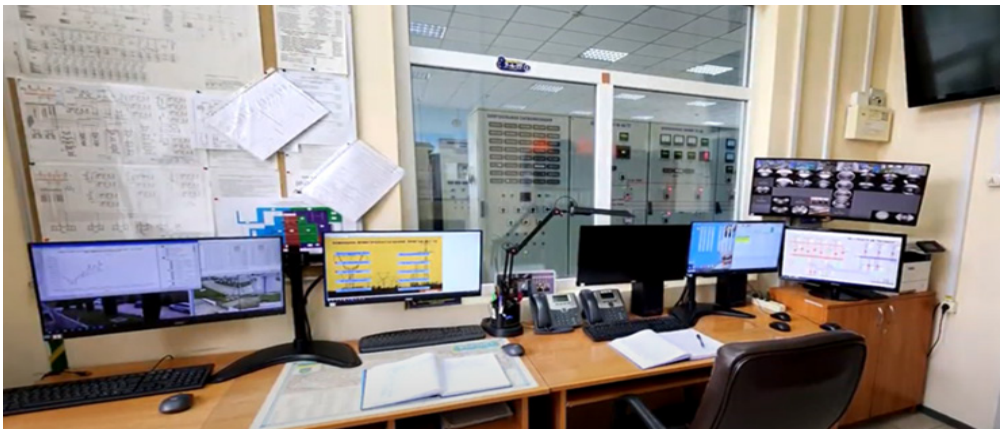


Рисунок 5.29 – Диспетчерський пункт керування ЛЕС МХП



Рисунок 5.30 – ЛЕС 10 кВ з microgrid на основі фотоелектричних модулів і системи збереження енергії

5.4.5 Підвищення ефективності електричних мереж шляхом їх інтелектуалізації

5.4.5.1 Формування локальної електроенергетичної системи для фрагмента Віньковецьких РЕМ

На рис. 5.31 наведено частину схеми Віньковецьких РЕМ в зоні підстанції 110/35/10 кВ «Віньківці», в якій формується локальна електроенергетична система. На першому етапі встановлюються ФЕС в фідері 12 біля ПС 63 потужністю 2,5 МВт та в фідері 13 біля ЗТП 122 потужністю 5 МВт. Обидві ФЕС формуються як агреговані microgrid (MG) з місцевими ЕХН і задіянням можливостей активних споживачів. На наступному етапі планується встановлення газопоршневої установки (ГПУ) потужністю до 5 МВт і установки отримання біогазу на місцевій сировині. На рис. 5.32 наведено структурну схему такої ЛЕС.

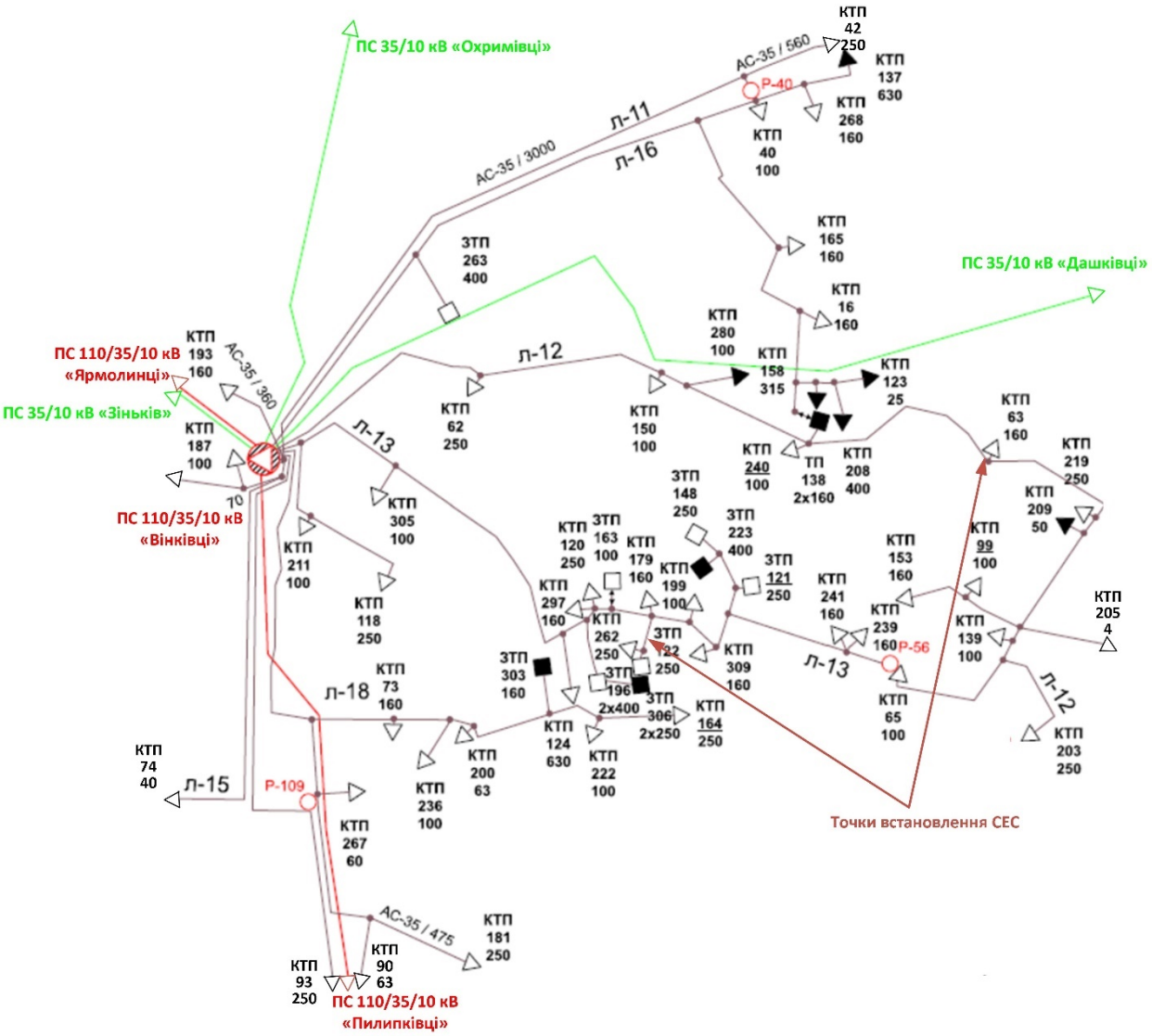


Рисунок 5.31 – Фрагмент схеми Віньковецьких РЕМ

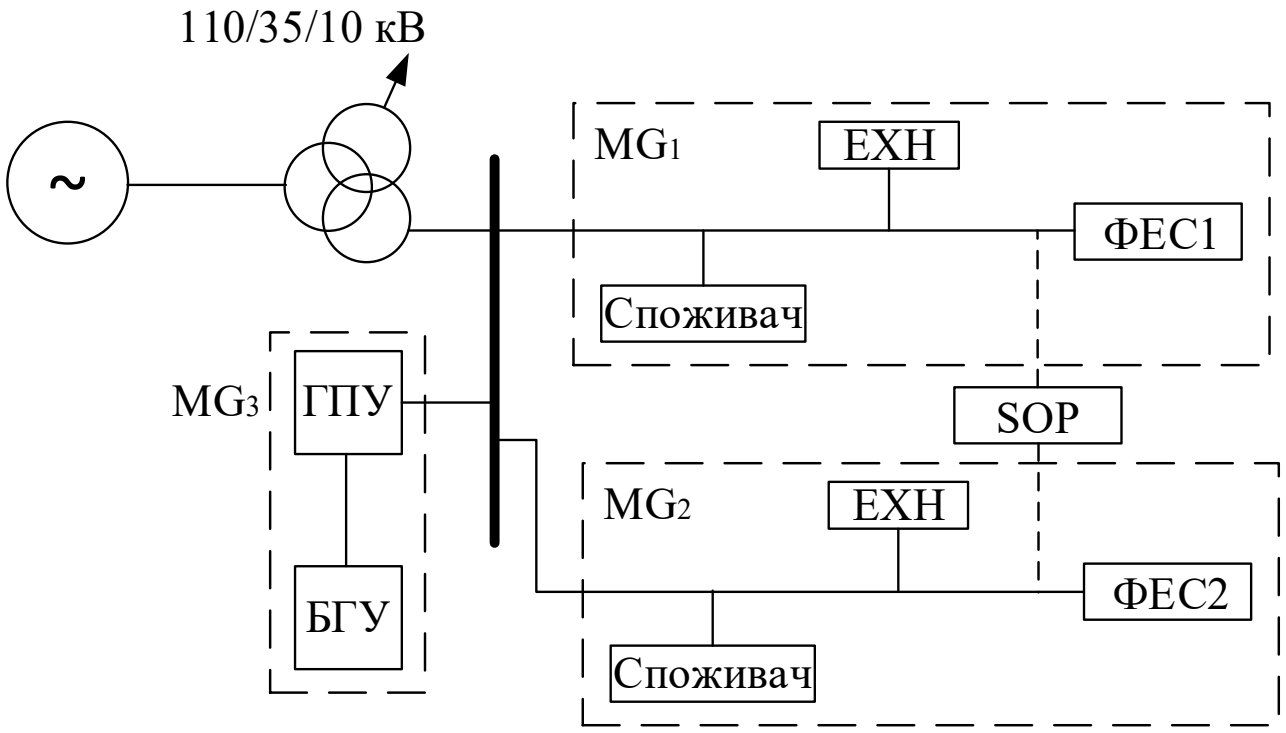


Рисунок 5.32 – Структурна схема Віньковецької ЛЕС

Для забезпечення перерозподілу активної потужності між фідерами 12 і 13, компенсацію реактивної потужності в кожному з фідерів з метою зменшення втрат електроенергії, а також оптимального спільного використання енергії місцевих ЕХН в MG_1 і MG_2 та колективної ГПУ в MG_3 встановлюється Soft Open Point (SOP).

Для оцінювання ефективності формування Віньковецької ЛЕС виконано розрахунки до встановлення ФЕС і після встановлення ФЕС. В додатку А знаходяться вихідні дані схеми і результати розрахунків режиму максимальних і мінімальних навантажень. Розрахунки виконано програмним комплексом «Втрати-110».

Нижче наведені результати розрахунків режиму максимальних навантажень підстанції 110/35/10 кВ «Віньківці». Метою розрахунків є оцінити можливість встановлення ФЕС і їх потужність, виходячи з пропускної здатності ЛЕП, впливів на втрати електроенергії і рівнів напруги.

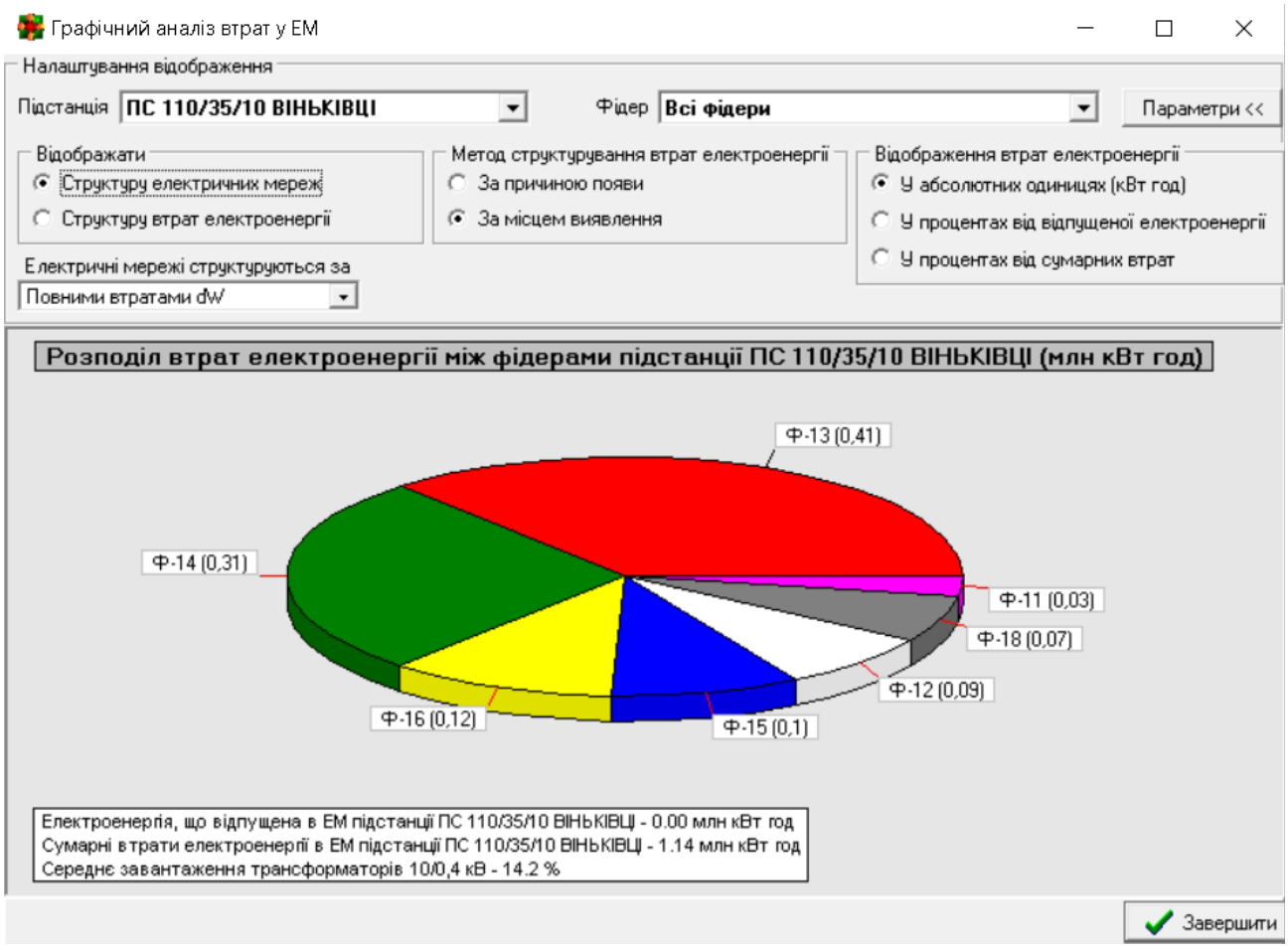


Рисунок 5.33 – Структура втрат в електричних мережах
ПС «Віньківці»

На рис. 5.33 наведено структуру річних втрат електроенергії по фідерах. Найбільші втрати електроенергії є у Ф-13 і Ф-14, а далі в Ф-12, Ф-15 і Ф-16.

На рис. 5.34 показано значення втрат електроенергії по ПС «Віньківці» в трансформаторах і ЛЕП 10 кВ. Оскільки втрати електроенергії в лініях електропередачі дость високі, то для зменшення їх ФЕС доцільно розміщати ближче до кінця фідера і, бажано, в зоні активного споживача електроенергії для можливості сумісного керування графіками генерування і споживання.

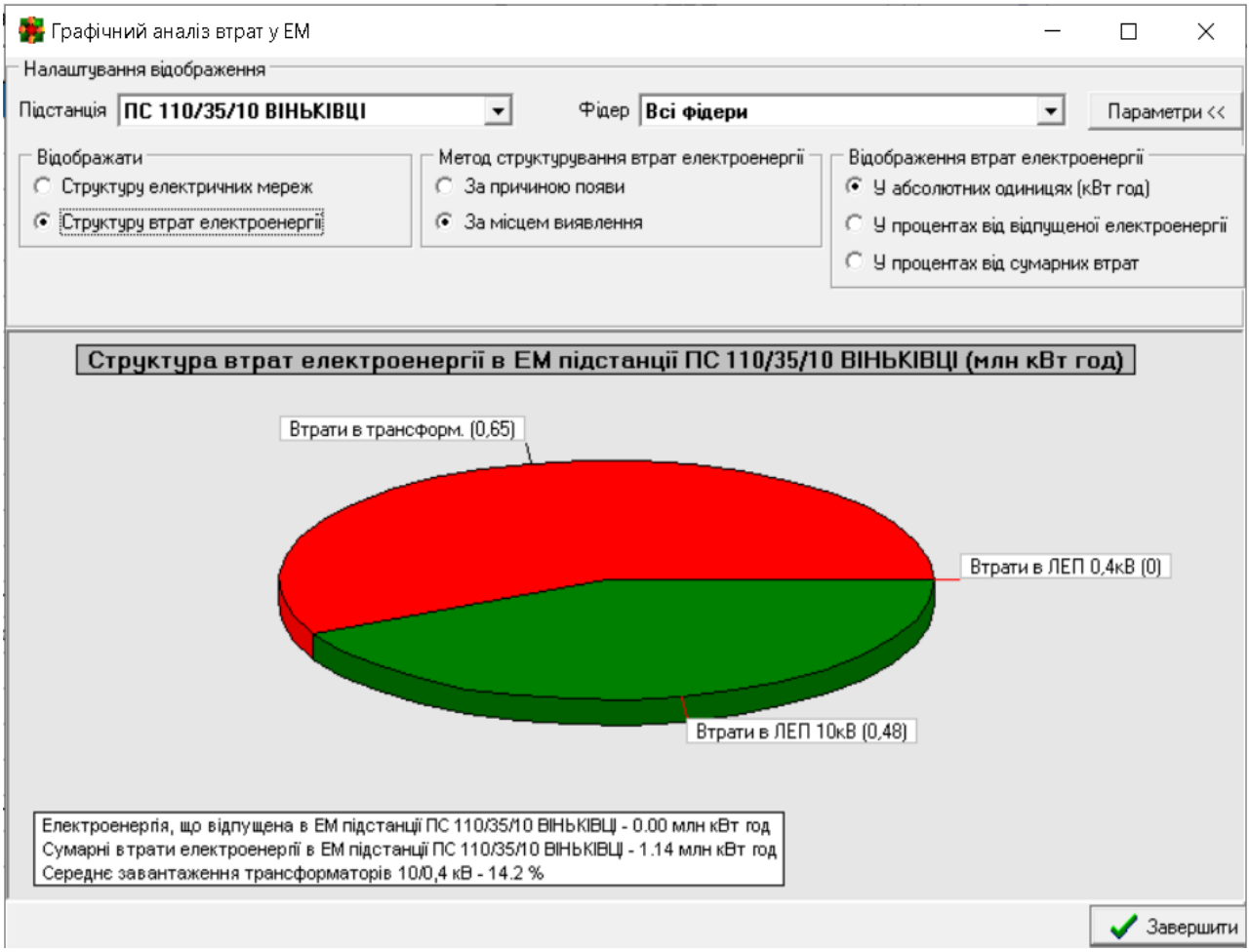


Рисунок 5.34 – Структура втрат по ПС «Віньківці» в трансформаторах і ЛЕП 10 кВ

Для режиму середніх навантажень розраховані параметри фідерів підстанції «Віньківці» «претендентів» встановлення ФЕС. За сформульованими вище вимогами (пропускна здатність, втрати електроенергії, допустимі рівні напруги) доцільними є Ф-13 і Ф-12. Площадки для забудови ФЕС відповідно потужністю 5 МВт є біля ЗТП-122 і потужністю 2,5 МВт є біля підстанції 63. Це відповідає також рекомендаціям щодо будівництва ФЕС в середині або ближче до кінця фідера, а також біля споживачів, які в перспективі можуть бути активними. Параметри режимів фідерів Ф-12 і Ф-13 наведені на рис. 5.35 і 5.36.

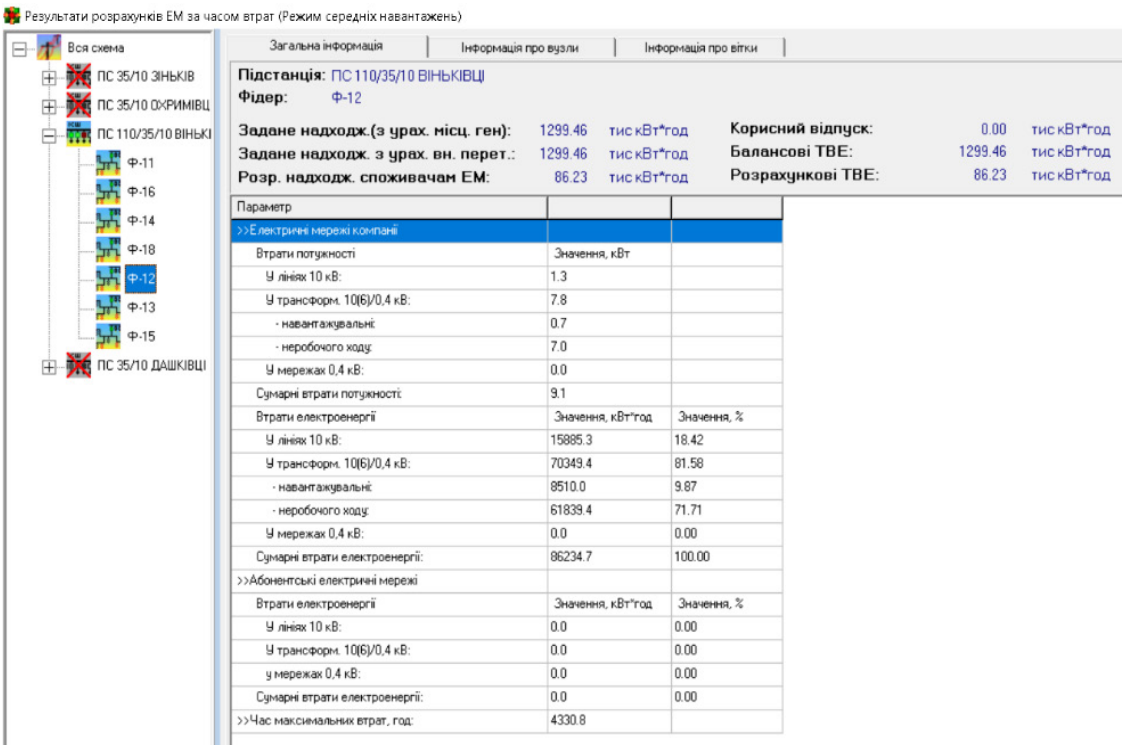


Рисунок 5.35 – Параметри режиму фідера 12
для режиму середніх навантажень без ФЕС

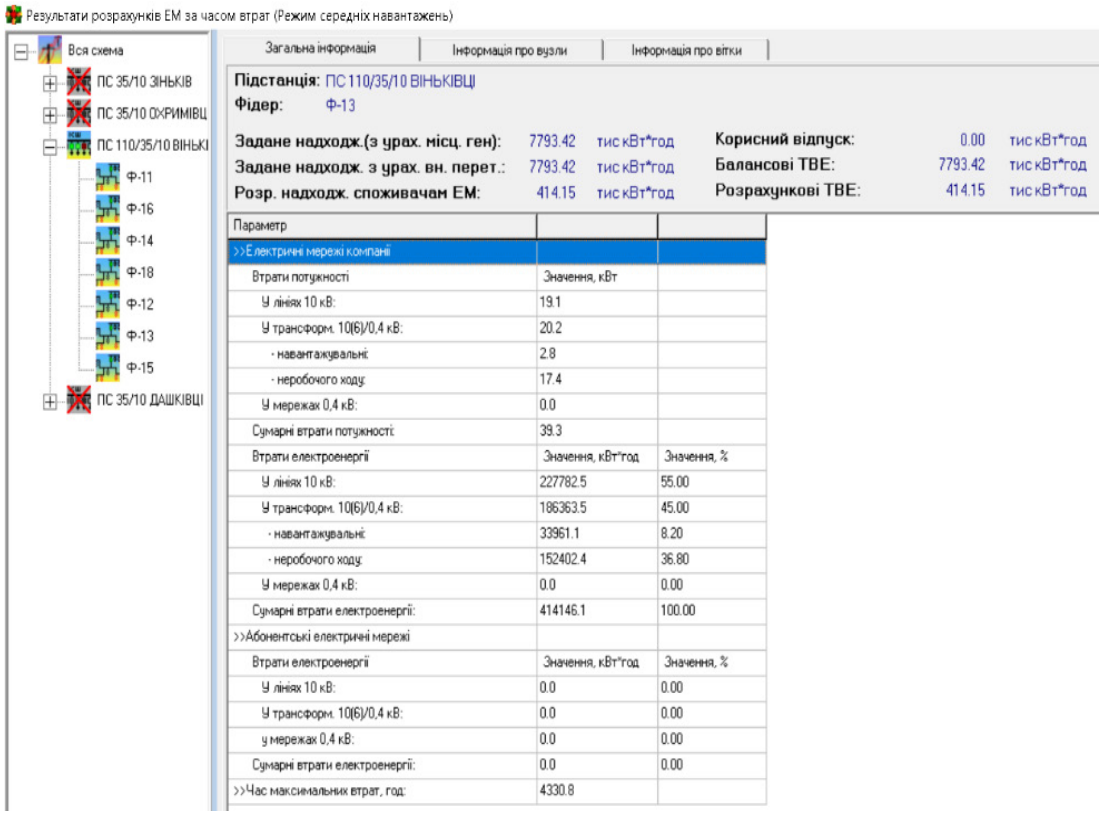


Рисунок 5.36 – Параметри режиму фідера 13
для режиму середніх навантажень без ФЕС

5.4.3.2 Оцінювання впливу генерування ФЕС на ЛЕС, сформовану на основі підстанції Віньковецька

Виконано розрахунки на тих же умовах що й у попередньому пункті за виключенням, що у схемі, наведеній на рис. 5.31, на підстанціях 63 і 122 під'єднані ФЕС відповідно потужністю 2,5 і 5 МВт. На рис. 5.37 наведено структуру річних втрат електроенергії по фідерах. Порівняно з попереднім режимом найбільше зменшилися втрати електроенергії у фідерах Ф-12, Ф-13 і Ф-16. Втрати електроенергії в трансформаторі практично не змінилися, а втрати в ЛЕП мережі зменшилися на 12% (див. рис. 5.38).

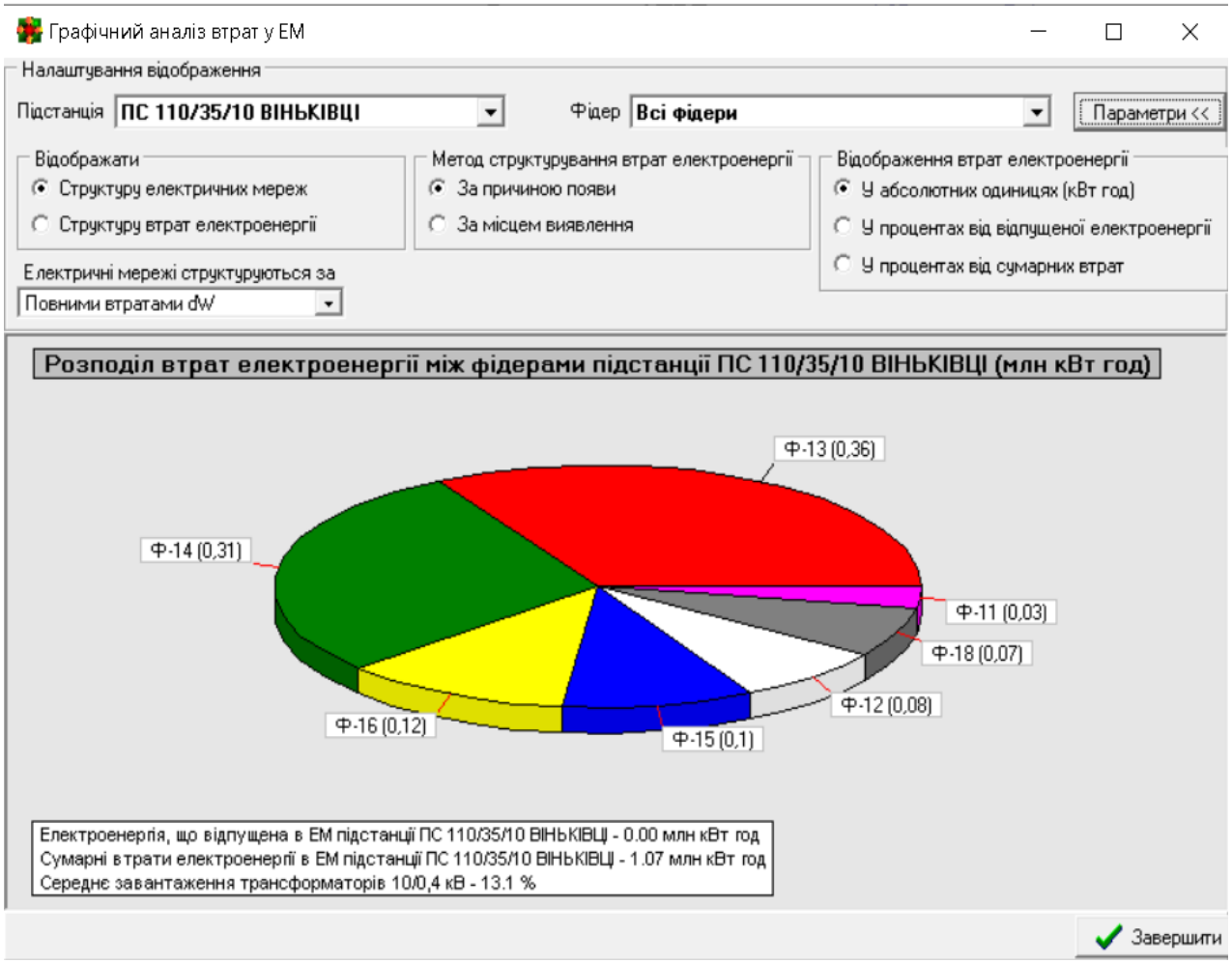


Рисунок 5.37 – Структура втрат по електричних мережах ПС «Віньківці» в режимі з ФЕС

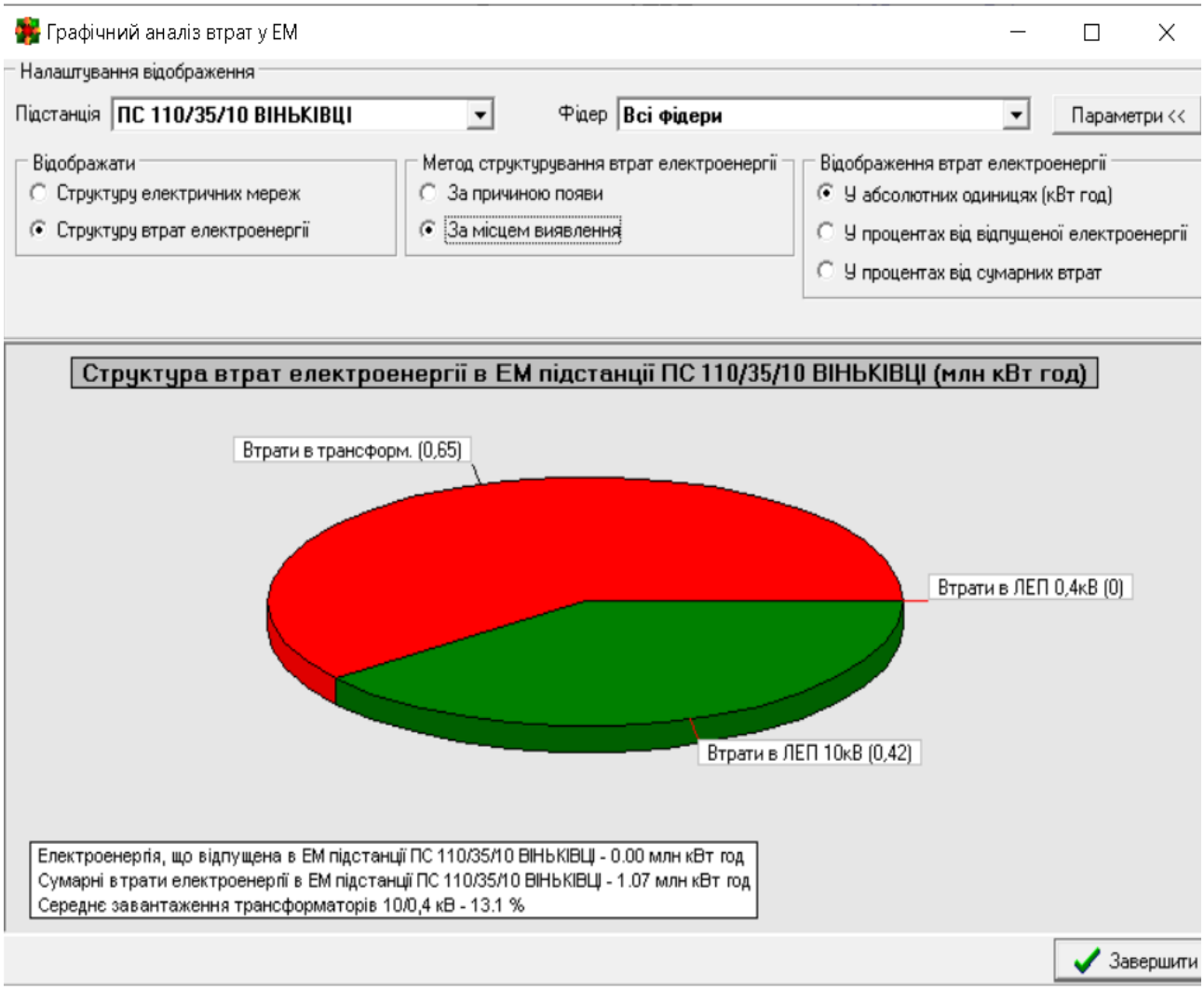
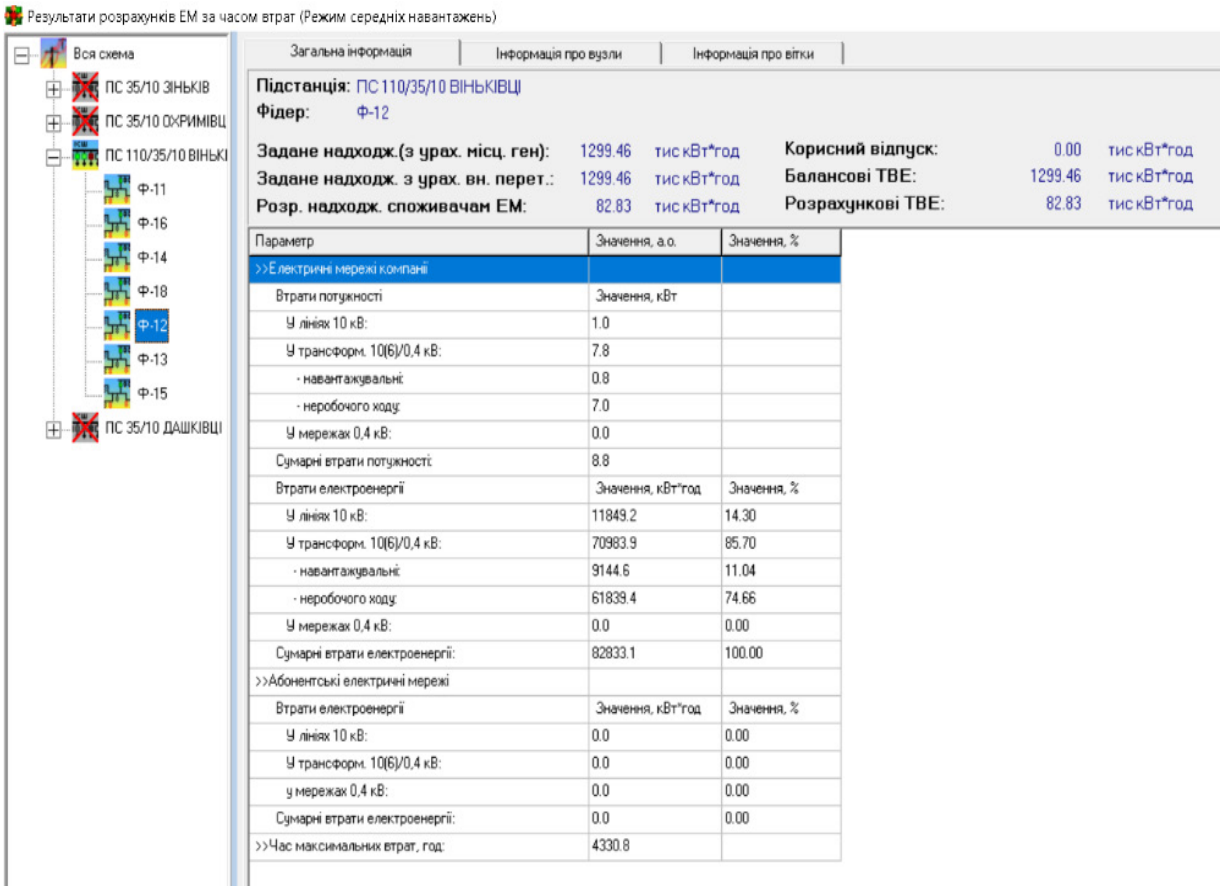


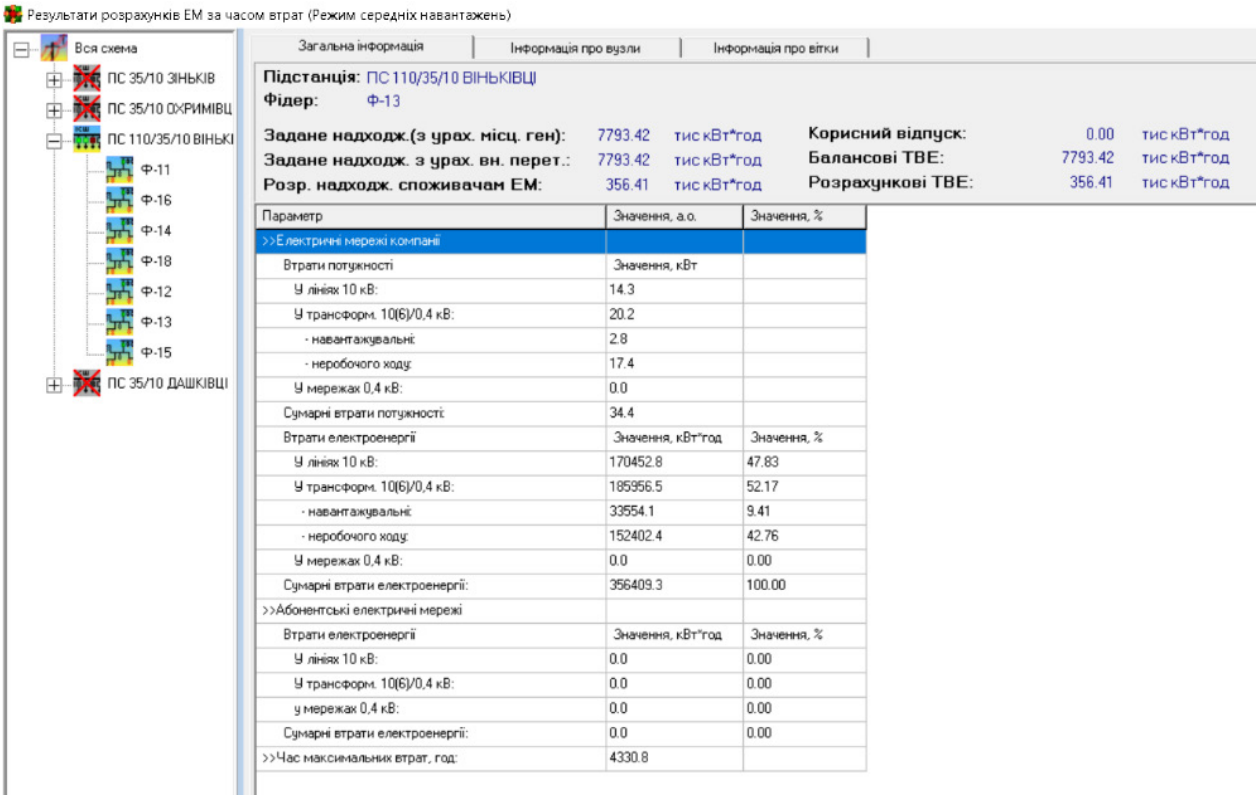
Рисунок 5.38 – Структура втрат по ПС «Віньківці» в режимі з ФЕС

На рис. 5.39 і 5.40 наведено параметри режимів фідерів Ф-12 і Ф-13 з ФЕС. За нормальної якості напруги у Ф-12 зменшилися втрати потужності на 25%, у Ф-13 на різних ділянках втрати потужності зменшилися від 12 до 24%.



Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
>>Електричні мережі компанії		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У лініях 10 кВ:	1.0	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	7.8	
- навантажувальні:	0.8	
- неробочого ходу:	7.0	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати потужності:	8.8	
Втрати електроенергії	Значення, кВт*год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	11849.2	14.30
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	70983.9	85.70
- навантажувальні:	9144.6	11.04
- неробочого ходу:	61839.4	74.66
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	82833.1	100.00
>>Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії	Значення, кВт*год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00
у мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	0.0	0.00
>>Час максимальних втрат, год:	4330.8	

Рисунок 5.39 – Параметри режиму фідера Ф-12 з ФЕС



Параметр	Значення, а.о.	Значення, %
>>Електричні мережі компанії		
Втрати потужності	Значення, кВт	
У лініях 10 кВ:	14.3	
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	20.2	
- навантажувальні:	2.8	
- неробочого ходу:	17.4	
У мережах 0,4 кВ:	0.0	
Сумарні втрати потужності:	34.4	
Втрати електроенергії	Значення, кВт*год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	170452.8	47.83
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	185956.5	52.17
- навантажувальні:	33554.1	9.41
- неробочого ходу:	152402.4	42.76
У мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	356409.3	100.00
>>Абонентські електричні мережі		
Втрати електроенергії	Значення, кВт*год	Значення, %
У лініях 10 кВ:	0.0	0.00
У трансформ. 10(6)/0,4 кВ:	0.0	0.00
у мережах 0,4 кВ:	0.0	0.00
Сумарні втрати електроенергії:	0.0	0.00
>>Час максимальних втрат, год:	4330.8	

Рисунок 5.40 – Параметри режиму фідера Ф-13 з ФЕС

Висновки до розділу 5

Розподільні електричні мережі зі зростанням в них частки відновлюваних джерел електроенергії (ВДЕ) набувають ознак локальної електроенергетичної системи (ЛЕС) і виникає необхідність створення в них умов для підтримання балансу активної і реактивної потужностей, враховуючи ту обставину, що генерування електроенергії ВДЕ залежить від природних умов і є нестабільним. Оскільки балансова надійність як комплексний показник характеризує якість функціонування системи електропостачання, то важливо забезпечити електричні мережі засобами, які компенсували б нестабільність генерування ВДЕ, надто фотоелектричних і вітрових електростанцій (ФЕС, ВЕС). Задача, які обрати способи і засоби резервування ВДЕ, є задачею техніко-економічною і оптимізаційною.

Розроблено натурно-імітаційну модель для дослідження процесу реалізації SMART Grid технологій в системі балансування режимів ЕЕС з локальними електроенергетичними системами ЛЕС на основі ВДЕ і систем збереження енергії (СЗЕ), яка забезпечує аналіз функціонування ФЕС задля формування системи децентралізації генерування ЕЕС на основі інтелектуальних ЛЕС з ВДЕ та системою накопичення енергії (СЗЕ).

Розроблено апаратно-програмний комплекс (АПК) діагностики та моніторингу стану електричних мереж (microgrid) з ВДЕ для функціонування системи балансування потужності та електроенергії під час паралельної роботи з ЕЕС, а також роздільно в автономному режимі. АПК в умовах неповноти початкових даних шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу обладнання ФЕС і, в залежності від результату, зробити висновок про один із його станів (справний, з незначними відхиленнями параметрів, передаварійний, аварійний) та зменшити похибку прогнозування вироблення електроенергії. АПК адаптований до обробки і аналізу масивів даних, отриманих літальними апаратами і попередньо оброблених методами аналізу часових рядів і кластеризації. Структура АПК моніторингу стану електричних мереж (microgrid) з ВДЕ вибрана таким чином, що дозволяє точніше здійснювати балансування потужності та електроенергії під час паралельної роботи з ЕЕС, а також роздільно в автономному режимі.

Показана ефективність використання ієрархічної інтелектуальної системи (ІІС) керування режимами ЛЕС з multimicrogrid, які працюють паралельно з ЕЕС або під час екстремальних станів ізольовано в автономному режимі. ІІС агрегована з операторами системи передачі і розподілу електроенергії

функціонують згідно з європейськими стандартами. Вона є ключовою частиною переходу до ЛЕС з функціонуванням на принципах SMART Grid. Завданням інтелектуальної системи ЛЕС є забезпечити її функціонування паралельно з ЕЕС як балансуючої групи та ізольовано в автономному режимі. В автономному режимі здійснюється керування у випадках, коли ЛЕС втратила зв'язок з електричною мережею ЕЕС і коли безпосередньо в ЛЕС виникають аварійні ситуації. У будь-яких випадках інтелектуальна система забезпечує самовідновлення генерування електроенергії і надійне електропостачання споживачів. Передбачено, що алгоритми дій функції відновлення досягається шляхом керуючих дій по зміні конфігурації електричної мережі оптимальними перемиканнями. Використовується метод реконфігурації мережі з мінімізацією кількості операцій перемикання.

Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів підтверджена обчислювальними експериментами з оптимізації та керування режимами ЛЕС з відновлюваними джерелами електроенергії. На основі отриманих у роботі умов оптимальності, методів та алгоритмів розроблено апаратно-програмний комплекс діагностики та моніторингу стану microgrid з ВДЕ для функціонування системи балансування потужності та електроенергії, структурну схему інтелектуальної системи режимами ЛЕС на основі microgrid як агрегатів. Рекомендації щодо техніко-економічних обґрунтувань розвитку ФЕС з інтелектуальною системою керування передано до впровадження у ЗЕА «Новосвіт», ТОВ «Українські технологічні продукти» та Вінковецькі РЕМ «Хмельницькобленерго». Використання результатів наукових досліджень дозволяє більш обґрунтовано реалізовувати оптимальне керування режимами ЛЕС, зменшивши SAIFI і SAIDI та покращивши якість електропостачання споживачів.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ ДО РОЗДІЛУ 5

1. Кириленко О. В. Заходи та засоби перетворення енергетики України на інтелектуальну екологічно безпечну системи. *Вісник НАН України*, № 3, с. 18-23, 2022.

2. Кириленко О. В., Денисюк С. П., Блінов І. В. Цифрова трансформація енергетики: сучасні тенденції та завдання. *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*, № 65, с. 5-14, 2023.

3. ETIP SNET VISION 2050. Integrating Smart Networks for the Energy Transition: Serving Society and Protecting the Environment. European Commission. 2018.

4. Блінов І. В., Олефір Д. О., Парус Є. В. Модель оптимального використання ресурсів гідроелектростанцій на ринку електричної енергії. *Технічна електродинаміка,* № 2, с. 60-69, 2022.

5. Блінов І. В Методи та моделі забезпечення функціонування конкурентного ринку електричної енергії в Україні, *Вісник НАН України*, № 6, с. 81-87, 2013.

6. Блінов І. В. Теоретичні та практичні засади функціонування конкурентного ринку електроенергії. Київ: Наукова думка, 2015.

7. Digitalization of the energy system and customer participation: Description and recommendations of Technologies, Use Cases and Cybersecurity ETIP SNET Position Paper Summary. ETIP SNET. 2018. 21 p.

8. A European strategy for data. European Commission. 2020. 35 p.

9. Денисюк С. П. Формування технологічного базису модернізації розподільних електричних мереж на основі концепції Smart Grid. *Енергетика: економіка, технології, екологія*, № 1, с. 90–97, 2012.

10. Сайт ПрАТ «Національна енергетична компанія „Укренерго“» (НЕК «Укренерго»). https://ua.energy/

11. Lezhniuk P., Komar V., Rubanenko O. Criterion modelling of the process of redundancy of renewable energy sources power generation instability by electrochemical accumulators. *Computational Problems of Electrical Engineering*, № 11(2), рз. 12-17, 2021. DOI:10.23939/jcpee2021.02.012

12. Яндульський О. С., Нестерко А. Б., Труніна Г. О. Визначення величини резерву активної потужності ТЕС та ГЕС для регулювання частоти та перетоків в ОЕС України. *Технічна електродинаміка*, № 1, с. 58-63, 2020. https://doi.org/10.15407/techned2020.01.058

13. Petr Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Olena Rubanenko, Natalia Ostra. The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with

renewable energy sources. *Przeglad Elektrotechniczny*, vol 2020, № 10, pp. 32-38. DOI: 10.15199/48.2020.10.05.

14. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Повстянко К. О. Відносне оцінювання вартості засобів резервування відновлюваних джерел енергії. *Енергетика: економіка, технології, екології*, № 1, с. 39-45, 2023. DOI: 10.20535/1813-5420.1.2023.275958

15. Лежнюк П. Д., Бевз С. В. Методи оптимізації в електроенергетиці. Критеріальний метод. Вінниця: ВДТУ, 1999.

16. Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness. Report. Published in January 2021 by the Hydrogen Council. Copies of this document are available: https://hydrogencouncil.com/wp-content/-uploads/2021/02/Hydrogen-Insights-2021-Report.pdf

17. Руденко Д. В., Васюченко П. В. Моделювання фізичних процесів роботи сонячних фотоелектричних батарей. *Вчені записки ТНУ ім. В.І. Вернадського,* Том 30, Ч. 2, № 2, с. 42-47, 2019.

18. Неруш В. Б., Курдега В. В. Імітаційне моделювання систем і процесів: Електронне навчальне видання. Київ: НЕУУ «КПІ». 2012.

19. Дубовой В. М., Квєтний Р. Н., Михальов О. І., Усов А. В. Моделювання та оптимізація систем. Вінниця. ПП «ТД «Едельвейс», 2017.

20. Andrzej Smolarz, Petro Lezhniuk, Stepan Kudrya and others. Increasing Technical Efficiency of Renewable Energy Sources in Power Systems. *Energies,* vol. 16, pp. 2828, 2023.

21. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2050 року : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 21 квітня 2023 р. № 373-р // База даних «Законодавство України» / Верховна Рада України.
URL: https://zakon.rada.gov.ua/go/373-2023-р.

22. International Electrotechnical Commission. IEC TS 62898-3-4:2023. Microgrids. Part 3-4: Technical requirements, Monitoring and control systems. Geneva: IEC, 2023.

23. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Козачук О. І., Сікорська О. В. *Інтелектуалізація розподільних електричних мереж з фотоелектричними станціями та активними споживачами електроенергії: монографія*. Вінниця: ВНТУ, 2025.

24. Блінов І. В., Мірошник В. О., Шиманюк П. В. Короткостроковий інтервальний прогноз сумарного відпуску електроенергії виробниками з відновлюваних джерел енергії. *Праці інституту електродинаміки НАН України*, № 54, с. 5-12, 2019.

25. Кучанський В. В., Нестерко А. Б., Гунько І. О., Заходи та засоби підвищення надійності та якості електропостачання в електроенергетичних системах з відновлюваними джерелами енергії. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. Технічні науки*, Випуск 196, с. 41-43, 2018.

26. Kuchanskyy V. V., Nesterko A. B., Hunko I.O Enhancing the power supply quality of electrical systems with renewable energy sources: collective monograph. *Engineering sciences: development prospects in countries of Europe at the beginning of the third millennium*, vol. 2, pp. 180-200, 2018.

27. Kuchanskyi V., Nesterko A., Rubanenko O., Hunko I. *Modes of electrical systems and grids with renewable energy sources: monograph*, European Union: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019. ISBN: 978-613-9-88956-3.

28. Зайцев Є. О., Кучанський В. В., Гунько І. О. *Підвищення експлуатаційної надійності та ефективності роботи електричних мереж та електроустаткування: монографія*. Вінниця : ГО «Європейська наукова платформа», 2021. ISBN 978-617-7991-77-8 DOI 10.36074/penereme-monograph.2021

29. Halko S., Halko K., Suprun O., Qawaqzeh M., Miroshnyk O. Mathematical modelling of cogeneration photoelectric module parameters for hybrid solar charging power stations of electric vehicles. *2022 IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek). Kharkiv, Ukrain*e. 2022, pp. 1-6. https://doi.org/10.1109/KhPIWeek57572.2022.9916397.

30. G. Sree Lakshmi, O. Rubanenko, I. Hunko, Renewable Energy Generation and Impacts on E-Mobility, Journal of Physics: Conference Series, 2020 J. Phys.: Conf. Ser.1457 012009. P. 1-8.

31. Будько В. І., Карпчук Г. Л., Козачук О. В., Будько М. О., Коханєвич В. В. Особливості реалізації сонячно-водневої автономної заправної станції електромобілів. *Відновлювана енергетика,* № 3(78), с. 26-33, 2024. https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.3(78).26-33

32. Павлов В. Б., Будько В. І., Будько М. О., Карпчук Г. Л. Особливості створення зарядних станцій електромобілів з використанням відновлюваних джерел енергії. *Відновлювана енергетика,* № 2(69), с. 13-19, 2022.https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.2(69).13-19

33. Гунько І. О. Аналіз програмних засобів для моделювання режимів роботи електричних систем. *Вісник Хмельницького національного університету. Серія: Технічні науки,* № 3, с. 138-141, 2020. ISSN 2307-5732.

34. Mathworks. MatLab. Available: https://www.mathworks.com/products/matlab.html

35. DIgSILENT PowerFactory Software. [Online]. Available: https://www.digsilent.de/en/. Accessed on: Apr. 2024

36. EMTDC, PSCAD. [Online]. Available: https://hvdc.ca/pscad. Accessed on: Apr. 2024.

37. PSS PDMS. [Online]. Available: www.siemens.com. Accessed on: Apr. 2024.

38. Lezhnyuk P., Kravchuk S., Kotylko I., Sobchuk N., Hunko I. Modeling of electrical supply resoration in local electrical systems after loss of centralized power. *2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS 2018)*: Proceedings. 2018. pp. 55-58.

39. Rubanenko O., Hunko I., Rubanenko O., Rassolkin A. Influence of solar power plants on 0.4 kV consumers. *2019 IEEE 60th Annual International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University* (RTUCON 2019): Proceedings. 2019

40. Gundebommu S. L., Hunko I., Rubanenko O., Kuchanskyy V. Assessment of the power quality in electric networks with wind power plants. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS): Proceedings.* 2020, pp. 190-194. DOI: 10.1109/ESS50319.2020.9160231.

41. Гунько І. О., Бєлік М., Рубаненко О. Є., Рубаненко О. О., Остра Н. В. Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 127085 Комп'ютерна програма «Shelters town». –Державна служба інтелектуальної власності України. 04.06.2024.

42. Верховна Рада України. (2023). Закон України «Про внесення змін до деяких законів України щодо відновлення та зеленої трансформації енергетичної системи України» № 3220-IX від 30 листопада 2023 року. Офіційний вебсайт Верховної Ради України. https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3220-20

43. Верховна Рада України. (2017). Закон України «Про ринок електричної енергії» № 2019-VIII від 13 квітня 2017 року (зі змінами). Офіційний вебсайт Верховної Ради України. https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19

44. Верховна Рада України. (2021). Закон України «Про енергетичну ефективність» № 1818-IX від 21 жовтня 2021 року. Офіційний вебсайт Верховної Ради України. https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1818-IX

45. International Electrotechnical Commission. IEC TS 62898-1:2017. Microgrids – Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification. Geneva: IEC, 2017.

46. International Electrotechnical Commission. IEC TS 62898-2:2018 + AMD 1:2023. Microgrids – Part 2: Guidelines for operation. Geneva: IEC, 2023.

47. International Electrotechnical Commission. IEC TS 62898-3-1:2020 + AMD 1:2023. Microgrids – Part 3-1: Technical requirements – Protection and dynamic control. Geneva: IEC, 2023.

48. International Electrotechnical Commission. IEC TS 62898-3-2:2024. Microgrids – Part 3-2: Technical requirements – Energy management systems. Geneva: IEC, 2024.

49. International Electrotechnical Commission. IEC TS 62898-3-3:2023. Microgrids – Part 3-3: Technical requirements – Self-regulation of dispatchable loads. Geneva: IEC, 2023.

50. Зміни до постанови Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг, від № 641 від 26 квітня 2019 року (Затверджено постановою НКРЕКП № 46 від 15.01.2021 р.)

51. Petro Lezhniuk, Oleh Kozachuk, Natalia Komenda, Juliya Malogulko. Electrical power and energy balance in the local electrical system by using reconciliation of the generation and consumption schedules, *Przegląd Elektrotechniczny*, № 9, pp. 57-63, 2023. DOI:10.15199/48.2023.09.10

52. Денисюк С. П., Опришко В. П. Регулювання режимів електропостачання в локальних системах microgrid. *Праці інституту електродинаміки НАН України*. № 48, с. 43-51, 2017.

53. W. Jiang, K. Yang, J. Yang, R. Mao, N. Xue and Z. Zhuo, "A Multiagent-Based Hierarchical Energy Management Strategy for Maximization of Renewable Energy Consumption in Interconnected Multi-Microgrids," in IEEE Access, vol. 7, pp. 169931-169945, 2019. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2955552

54. Colac R. Bayindir and S. Sagiroglu, "The Effects of the Smart Grid System on the National Grids," *2020 8th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid)*, Paris, France, 2020, pp. 122-126. doi: 10.1109/icSmartGrid49881.2020.9144891.

55. Hunko I., Kudrya S., Komar V., Lezhniuk P. Mathematical Model and Algorithm for the Determination of the Origin of Electricity From Renewable Energy Sources in the Electric Power System, *Vidnovluvana Energetika* , № 2(77), p. 6-12. https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2(77)

56. Nedjah N., Cardoso K., Mourelle L. An efficient distributed approach for a self-healing smart grid using minimal spanning tree. *International Journal of Energy Research,* 2021. 45. 10.1002/er.6783.

57. T. E. Khalil Zidane, Y. Zahraoui and P. E. Campana, Microgrids Resilience Against Extreme Events in Distribution Power Systems: A Case Study, *2024 International Conference on Smart Systems and Technologies (SST)*, Osijek, Croatia, 2024, pp. 179-183, doi: 10.1109/SST61991.2024.10755454.

58. Постанова НКРЕКП від 26 квітня 2019 р. № 641 «Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за "зеленим" тарифом». URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0641874-19#Text

59. Про затвердження Кодексу системи передачі, 2018. URL: https://www.nerc.gov.ua/?id=31909

60. Kim, J.; Rabelo, M.; Padi, S.P.; Yousuf, H.; Cho, E.-C.; Yi, J. A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy, *Energies,* vol. 14, pp. 42-78, 2021. https://doi.org/10.3390/en14144278

61. Aghaei M., Fairbrother A., Gok A., Ahmad S., Kazim S., Lobato K., Oreski G., Reinders A., Schmitz J., Theelen M., Yilmaz P., Kettle J., Review of degradation and failure phenomena in photovoltaic modules, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 159, pp.112-160, 2022.

62. Rahimi K., Mohajeryami S., Majzoobi A. Effects of photovoltaic systems on power quality, *2016 North American Power Symposium (NAPS)*, 2016, pp. 1-6.

63. Катренко А. В. *Системний аналіз об'єктів та процесів комп'ютеризації*. Львів: Новий світ, 2003.

64. Волошин О., Галайко Н.. *Економетрія*. Ч. 1: навч. Посібник. Львів: Львівський державний університет внутрішніх справ, 2012.

65. Martin Ester, Hans-Peter Kriegel, J&g Sander, Xiaowei Xu. A Density-Based Algorithm for Discovering Clusters in Large Spatial Databases with Noise, KDD'96, pp. 226-231.

66. Jiawei Han, Micheline Kamber. Data Mining: Concepts and Techniques: Academic Press, 2001, pp. 363-370.

67. Haykin S. Neural Networks. A Comprehensive Foundation. Upper Saddle River, N.1: Prentice Hall, Inc., 1999.

68. K-Means Clustering Algorithm in Machine Learning. URL: https://www.javatpoint.com/k-means-clustering-algorithm-in-machinelearning (07.02.2023)

69. Köntges M. et al., Review of Failures of Photovoltaic Modules. 2014. URL: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IEA-PVPS_T13-01_2014_Review_of_Failures_of_Photovoltaic_Modules_Final.pdf

70. Castallà M., Kampouropoulos K., Urbano E., Romeral L., Supervision and fault detection system for photovoltaic installations based on classification algorithms. *Renewable Energy and Power Quality Journal,* vol. 18, pp. 375-379, 2020.

71. Lezhniuk P., Rubanenko O. Optimal solutions sensitivity analysis in complex systems in relative units. *Chapter of book: Scientific research of the XXI century*, vol. 2, pp.111-118, 2021.

72. Лежнюк П. Д. *Аналіз чутливості оптимальних рішень в складних системах критеріальним методом: монографія*. Вінниця: УНІВЕРСУМ-Вінниця, 2003.

73. Lezhniuk P., Komar V., Kravchuk S. Macromodeling of electrical grids with renewable energy sources for assessing their energy efficiency. *Computational Problems of Electrical Engineering*, vol. 9, no 1, pp. 14-20, 2019.

74. Гоголюк П. Ф., Гречин Т. М. *Теорія автоматичного керування*. Львів: Видавництво НУ «Львівська політехніка», 2019.

75. Lezhniuk P., Rubanenko O., Rubanenko O. Determination of Optimal Transformation Ratios of Power System Transformers in Conditions of Incomplete Information Regarding the Values of Diagnostic Parameters. *Chapter of book: "Fuzzy Logic"*, pp. 97-124, 2019. doi: 10.5772/intechopen.84959.

76. Basok B. I., Butkevich O. F., Dubovsky S. V. Technical and economic aspects of evaluating prospects decarbonization of the unified energy system of Ukraine. *Technical electrodynamics*, vol. 5, pp. 55-62, 2021/ https://doi.org/10.15407/techned 2021.05.055

77. Towards a 100% renewable energy future. URL: https://www.wartsila.com/energy/vision (accessed 15.01.2021).

78. Kudrya S. O., Repkin O. O., Rubanenko O. O., Yatsenko L. V., Shynkarenko L. Ya. Development stages of green hydrogen energy of Ukraine. *Renewable Energy*, vol. 1, pp. 5-16, 2022. https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022. 1(68)840

79. Kan Z. *et al*., Research on Grid-Connected/Islanded Control Strategy of PV and Battery Storage Systems as Emergency Power Supply of Pumping Storage Power Station, *2020 IEEE 3rd International Conference on Electronics Technology (ICET), Chengdu, China*, 2020, pp. 457-462. doi: 10.1109/ICET49382.2020.9119658.

80. Zhu Z., Liu Z., Duan Q., Xu Z., Sun B. and Mei H., Capacity Allocation of Energy Storage and Synchronous Condenser for Wind-photovoltaic-thermal-storage Combined Transmission System, *2021 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC)*, Nanjing, China, 2021, pp. 239-244, doi: 10.1109/iSPEC53008.2021.9735446.

81. Болотний М. П., Лоєнко Ю. Г., Кармазін О. О. Застосування систем накопичення енергії для задач керування режимами ЕЕС України: стан та перспективи розвитку, *Відновлювана енергетика*, № 3, с. 28-35, 2022. https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70).

82. Денисюк С. П., Дерев'янко Д. Г., Бєлоха Г. С. Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації, *Технічна електродинаміка,* № 4, с. 48-53, 2022. DOI: https://doi.org/10.15407/techned 2022.04.048

83. Tomashevskyi, Y., Burykin, O., Kulyk, V., Malogulko, J. Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves, *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, vol. 6(8-102), pp. 6-12, 2019.

84. S. Yin, M. Jin, X. Chen, X. Guo and J. Feng, "Modeling and Simulation of Optimal Configuration of Virtual Power Plant Oriented to Power Internet of Things," *2021 IEEE 4th International Conference on Automation, Electronics and Electrical Engineering, Shenyang*, China, 2021, pp. 751-754,
doi: 10.1109/AUTEEE52864.2021.9668812.

85. Кузнєцов М. П., Кармазін О. О. Оптимальне планування гібридної енергосистеми при різних тарифах на електроенергію, *Відновлювана енергетика*, № 3, с. 6-18, 2022. https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70)

86. Jaesung Jung, Michael Villaran. Optimal planning and design of hybrid renewable energy systems for microgrids, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 75, pp. 180-191, 2017.

87. Lezhniuk P., Komar V., Hunko I., Jarykbassov D., Tussupzhanova D., Yeraliyeva B., Katayev N. Natural-simulation model of photovoltaic station generation in process of electricity balancing in electrical power system. *Informatyka, Automatyka, Pomiary W Gospodarce I Ochronie Środowi*ska, vol. 12(3), pp. 40-45, 2022. https://doi.org/10.35784/iapgos.3030.

88. Petro Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Serhii Kravchuk, Volodymyr Netrebskiy, Vladyslav Lesko. *Optimal Integration of Photoelectric Stations in Electric Networks*. LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019.

89. M. Malvoni and N. Hatziargyriou, One-day ahead PV power forecasts using 3D Wavelet Decomposition", *2019 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEST.2019.8849007.

90. Кириленко О. В., Блінов І. В., Парус Є. В., Трач І. В. Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах, *Технічна електродинаміка*, № 2, с. 44-45, 2021.

DOI: https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044

91. Кириленка О. В. Ред. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. Київ: Інститут електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.

92. Лежнюк П., Козачук О., Галузінський О. Використання активних споживачів для балансування електроенергії в електричній мережі, *Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки)*, № 3, с. 214-221, 2023. DOI 10.31891/2307-5732-2023-321-3-214-221

93. Wójcik W., Lezhniuk P., Kaczmarek C., Komar V., Hunko I., Sobchuk N., Yesmakhanova L., Shermantayeva Z. Integrated Assessment of the Quality of Functioning of Local Electric Energy Systems. *Energies*, vol.18, pp. 137, 2025/ https://doi.org/10.3390/en18010137

94. Козачук О. І., Лежнюк П. Д. Формування локальних електроенергетичних систем в складі об'єднаної електроенергетичної системи, *Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки),* № 3, с. 352-356, 2024.

95. Xing, X., Jia, L.: Energy management in microgrid and multi-microgrid. *IET Renew. Power Gener*, pp. 1-29, 2024. https://doi.org/10.1049/rpg2.12816 (https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/rpg2.12816)

96. Chandak Sheetal, Rout Pravat, An Optimal Performance of a Self-healing Microgrid. *IET Smart Grid*, vol. 3, 2020. 10.1049/iet-stg.2019.0177.

ВИСНОВКИ

В роботі отримано нове вирішення актуального науково-прикладного завдання автоматизації оптимального керування режимами електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії на засадах теорії подібності і принципу найменшої дії з децентралізацією генерування у формі локальних електроенергетичних систем, що дозволило адаптувати систему балансування режимів ЕЕС з ВДЕ до принципів SMART Grid Східно-Європейської електроенергетичної системи.

Проведені дослідження дозволили отримати такі результати:

1. В результаті виконаного дослідження вирішується проблеми цифрової трансформації енергетики України шляхом запровадження інтегрованого підходу, що враховує впровадження технологій цифровізації, як основи практичної реалізації концепції «розумних мереж» (SMART Grid), розробку методів, моделей, засобів забезпечення взаємодії та оптимізації роботи виробників електроенергії з ВДВ та споживачів на ринку електричної енергії. Новизною дослідження є децентралізація генерування шляхом розвитку локальних електроенергетичних систем з multimicrogrid, які як самостійні об’єкти забезпечують електропостачання як в нормальних, так і екстремальних станах за рахунок взаємодії засобів генерування електроенергії та її споживання. Розроблено принципи створення ієрархічної інтелектуальної системи керування режимами ЛЕС з multimicrogrid, які агреговані з операторами системи передачі і розподілу електроенергіїі, функціонують згідно з європейськими стандартами.

2. Сформовано особливості функціонування ВДЕ в Україні та у світі і їх вплив на ЕЕС в сучасних умовах, а також виділено основні негативні ознаки електричних мереж, що зменшують ефективність ВДЕ, зокрема проблеми балансування в електроенергетичних системах, які спричинені недостатнім обсягом маневреної потужності в ОЕС України. Тому обґрунтовано шляхи врахування типу джерел живлення, рівня напруги, графіку споживання, нерівномірності графіку генерування, що дасть змогу досягти максимальних результатів при коригуванні енергетичної стратегії та розвитку відновлюваної енергетики конкретного регіону. Показано, що нормальний стан електричних мереж енергосистеми є важливою умовою для реалізації ефективного використання ВДЕ.

3. Показано, що убезпечити баланс потужності та електроенергії в енергосистемі можливо, комплексно використовуючи наявні маневрені потужності, зокрема теплові, атомні та гідроелектростанції, біогазові установки, а також сучасні засоби (накопичувачі електроенергії, водневі технології, узгодження графіків генерування та споживання електроенергії, тощо). Отримана нечітка модель витрат реалізації комплексного підходу резервування потужності різними способами дозволить обрати найбільш економічно вигідний варіант з врахуванням особливостей функціонування ЕЕС та підтримки загальнодержавного курсу декарбонізації. Задля цього в роботі адаптовано критеріальний метод теорії подібності, яким можливо оптимізувати витрати на резервування нестабільності ВДЕ у відносних одиницях, порівнюючи способи і засоби між собою, без даних про їх вартісні характеристики.

4. Сформована структура ЛЕС з ВДЕ і системою накопичення енергії, яка може бути окремою балансуючою групою в складі ЕЕС. За певних умов, під час втрати зв’язків з ЕЕС, вона може функціонувати в автономному режимі. В неї входить джерела електроенергії, накопичувачі електроенергії та споживачі електроенергії. Джерелами електроенергії є ФЕС, ВЕС, малі гідроелектростанції (мГЕС), дизель генератори (ДГ), біогазові установки (БГУ) з когенераційними установками. В залежності від стану і можливостей власних джерел живлення ЛЕС може брати або передавати електроенергію в ЕЕС. Склад джерел енергії ЛЕС, її мікромереж та режими їх роботи визначаються за принципом найменшої дії.

5. Встановлена можливість і доцільність узгодження графіків генерування фотоелектричних станцій і споживання електроенергії в ЛЕС з використанням активних споживачів. В результаті використання активних споживачів і засобів зберігання електроенергії формується балансуюча група, яка може функціонувати як паралельно з енергосистемою, так і ізольовано в автономному режимі. Завдяки узгодженню графіків електричних навантажень ЛЕС і генерування ФЕС в ній можливо підвищити енергоефективність системи електропостачання за рахунок зменшення втрат електроенергії в мережі, покращання якості напруги та збільшення надійності електропостачання споживачів;

6. Показано, що зі збільшенням в балансі ЕЕС електроенергії, виробленої ВДЕ, актуальним є визначення втрат потужності та електроенергії в електричних мережах, викликаних перетоками електроенергії від ВДЕ. Запропоновано метод, алгоритм і програма визначення складової втрат потужності та електроенергії від

ВДЕ у сумарних втратах в електричних мережах. В основу методу покладено математичну модель електричної мережі для визначення втрат, в якій використовуються коефіцієнти розподілу струмів у вітках схеми від вузлів з ВДЕ та вузлові напруги. В результаті формується матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми в залежності від потужності у вузлах схеми. Значення втрат електроенергії в електричних мережах, викликаних ВДЕ, можуть використовуватися під час оперативного планування балансу електроенергії в ЕЕС та, оскільки вони є адресними, то відповідно може компенсуватися їх вартість.

7. Пропонується інтегрувати ВДЕ в розподільній електричній мережі у вигляді окремих microgrid (MG), які є ключовою частиною переходу до ЛЕС з функціонуванням на принципах SMART Grid. Місцеві MG окрім джерел генерування і споживачів мають також засоби накопичення певної кількості енергії. Для забезпечення техніко-економічної ефективності MG об’єднуються в інтелектуальну систему керування, що дозволяє більш раціонально використовувати ресурси MG, ефективно взаємодіяти з розподільчою мережею і задіяти можливості активних споживачів електроенергії в процесі балансування режиму ЛЕС. В роботі запропоновано ієрархічну структуру інтелектуальної системи ЛЕС, побудовану з використанням агрегованих microgrid. Структуровані таким чином ЛЕС з інтелектуальними електричними мережами можуть під час обмеження централізованого електрозабезпечення не втрачати потужності ВДЕ, а в повній мірі використати їх переваги разом з системами зберігання енергії для надійного електропостачання споживачів.

8. Для підвищення енергоефективності ЛЕС доцільно керування її режимами здійснювати у формі інтелектуальної системи. Інтелектуальна система ЛЕС будується як ієрархічна структура, яка реалізує керування окремими microgrid. Як агреговані microgrid вони мають власні джерела енергії, систему зберігання енергії, пасивних і активних споживачів електроенергії, а також місцеву автоматику. Завданням інтелектуальної системи ЛЕС є забезпечити її функціонування паралельно з ЕЕС як балансуючої групи та ізольовано в автономному режимі. В автономному режимі здійснюється керування у випадках, коли ЛЕС втратила зв'язок з електричною мережею ЕЕС і коли безпосередньо в ЛЕС виникають аварійні ситуації. У будь-яких випадках інтелектуальна система забезпечує самовідновлення генерування електроенергії і надійне електропостачання споживачів. Розроблено натурно-імітаційну модель для дослідження процесу реалізації SMART Grid технологій в системі

балансування режимів ЕЕС з ЛЕС на основі ВДЕ і систем збереження енергії (СЗЕ), яка забезпечує аналіз функціонування ФЕС задля формування системи децентралізації генерування ЕЕС на основі інтелектуальних ЛЕС з ВДЕ та СЗЕ.

9. Розроблено технологію самовідновлення електропостачання споживачів під час паралельної роботи ЛЕС з енергосистемою і під час ізольованої (автономної) роботи. Всі дії по самовідновленню електропостачання відбуваються в інтелектуальній системі ЛЕС. Алгоритми дій функції відновлення досягається шляхом керуючих дій по зміні конфігурації електричної мережі оптимальними перемиканнями. Стратегія відновлення системи електропостачання основується на теорії графів. Використовується метод реконфігурації мережі з мінімізацією кількості операцій перемикання. Для зменшення кількості перемикань відновлення електропостачання навантажень і генерування джерел електроенергії здійснюється структурно по microgrid. Після усунення несправностей відбуваються дії по відновленню генерування і електроспоживання локалізованої частини ЛЕС і в ній встановлюється нормальний режим роботи.

10. Розроблено апаратно-програмний комплекс (АПК) діагностики та моніторингу стану електричних мереж (microgrid) з ВДЕ для функціонування системи балансування потужності та електроенергії під час паралельної роботи з ЕЕС, а також роздільно в автономному режимі. АПК в умовах неповноти початкових даних шляхом використання нейро-нечіткого моделювання дозволяє отримати поточне значення коефіцієнту залишкового ресурсу обладнання ФЕС і, в залежності від результату, зробити висновок про один із його станів (справний, з незначними відхиленнями параметрів, передаварійний, аварійний) та зменшити похибку прогнозування вироблення електроенергії. АПК адаптований до обробки і аналізу масивів даних, отриманих літальними апаратами і попередньо оброблених методами аналізу часових рядів і кластеризації. Структура АПК моніторингу стану електричних мереж (microgrid) з ВДЕ вибрана таким чином, що дозволяє точніше здійснювати балансування потужності та електроенергії під час паралельної роботи з ЕЕС, а також роздільно в автономному режимі.

11. Показана ефективність використання ієрархічної інтелектуальної системи (ІІС) керування режимами ЛЕС з multimicrogrid, які працюють паралельно з ЕЕС або під час екстремальних станів ізольовано в автономному режимі. ІІС агрегована з операторами системи передачі і розподілу

електроенергії функціонують згідно з європейськими стандартами. Вона є ключовою частиною переходу до ЛЕС з функціонуванням на принципах SMART Grid. Завданням інтелектуальної системи ЛЕС є забезпечити її функціонування паралельно з ЕЕС як балансуючої групи та ізольовано в автономному режимі. В автономному режимі здійснюється керування у випадках, коли ЛЕС втратила зв'язок з електричною мережею ЕЕС і коли безпосередньо в ЛЕС виникають аварійні ситуації. У будь-яких випадках інтелектуальна система забезпечує самовідновлення генерування електроенергії і надійне електропостачання споживачів. Передбачено, що алгоритми дій функції відновлення досягається шляхом керуючих дій по зміні конфігурації електричної мережі оптимальними перемиканнями. Використовується метод реконфігурації мережі з мінімізацією кількості операцій перемикання.

12. Працездатність та ефективність запропонованих у роботі методів і алгоритмів підтверджена обчислювальними експериментами з оптимізації та керування режимами ЛЕС з відновлюваними джерелами електроенергії. На основі отриманих у роботі умов оптимальності, методів та алгоритмів розроблено апаратно-програмний комплекс діагностики та моніторингу стану microgrid з ВДЕ для функціонування системи балансування потужності та електроенергії, структурну схему інтелектуальної системи режимами ЛЕС на основі microgrid як агрегатів. Ефективність запропонованих у роботі методів, математичних моделей і програмних засобів підтверджено обчислювальними та практичними експериментами для реальних електричних станцій, що використовують ВДЕ. Розроблені програмні засоби для визначення множини впливових факторів на генерування ВДЕ в залежності від їх локації та метод визначення технічного стану фотоелектричних модулів передано для дослідної експлуатації. Рекомендації щодо техніко-економічних обґрунтувань розвитку ФЕС з інтелектуальною системою керування передано до впровадження у ЗЕА «Новосвіт», ТОВ «Українські технологічні продукти» та Вінковецькі РЕМ «Хмельницькобленерго». Використання результатів наукових досліджень дозволяє більш обґрунтовано реалізовувати оптимальне керування режимами ЛЕС, зменшивши SAIFI і SAIDI та покращивши якість електропостачання споживачів.

13. Результати дослідження використовуються також у навчальному процесі Вінницького національного технічного університету. Захищено 2 дисертації на здобуття ступеня доктора технічних наук, 3 дисертацію на здобуття ступеня доктора філософії та 10 магістерських кваліфікаційних робіт. За результатами

дослідження опубліковано 8 монографій (4 з них на англійській мові), 36 статей у фахових журналах, 10 з них у журналах, а 9 у збірниках, що входять до наукометричних баз даних Scopus/WoS. Отримано 10 патентів та свідоцтв на інтелектуальну власність. Матеріали досліджень доповідалися на 30 конференціях, що організовуються IEEE, Міжнародних науково-технічних конференціях «Відновлювана енергетика та енергоефективність в XXI столітті» (ІВЕ НАНУ), «Сучасний стан, перспективи відновлення і розвитку релейного захисту і протиаварійної автоматики з використанням SMART Grid (НТСЕЕ) та ін.

14. Для проведення досліджень та вирішення поставлених завдань за виділені кошти МОН закуплено прилади та обладнання, які використовуються також в навчальному процесі:

Люксметр Benetech 1030 – пристрій, необхідний для оцінювання освітленості під час визначення характеристик фотомодулів.

Пірометр -30~1250℃ Benetech GM1250 – пристрій, необхідний для оцінювання температури фотомодулів під час визначення їх характеристик.

CPC314 – Одноплатний комп'ютер на базі Vortex86DX3 – використовується під час реалізації алгоритму оцінювання деградації елементів сонячної електростанції.

Багатофункціональний пристрій Canon PIXMA – (придбано на зекономлені під час закупок коштів) використовується для друку звітів щодо стану діагностованих елементів.

Тестер електробезпеки сонячних установок Solar PV150 – пристрій для визначення вольт-амперної характеристики фотомодулів. Ця характеристика є визначальною для оцінювання їх ефективності.

Тепловізор для енергоаудитуOwon T 1332 – пристрій для виконання тепловізійного контролю, який дозволяє визначити внутрішні пошкодження в електричній схемі фотомодуля.

Вимірювач опору TH 2516 – пристрій для оцінювання якості контактних з’єднань в схемі фотомодуля.

Ноутбук AsusvivoBosk 15 M5131A- BQ533 – для виконання аналізу результатів діагностування елементів фотоелектричної станції та моделювання такими програмними засобами як STATISTICA 10, MATLABR2018a, тощо.

Генератор Rigol DG 4062 – використовується для формування керуючого сигналу на інвертор фотоелектричної станції.

Електронне обладнання для дослідження інверторів сонячних станцій на базі R&S RTB2002 – використовується для отримання вихідного сигналу інвертора та його попереднього аналізу на рівень вищих гармонік.

Тестер акумуляторних батарей AT851 – використовується для перевірки ємності батарей, дозволяє оцінити старіння батарей та зарядного пристрою. Це є необхідним під час розв'язання задач пов'язаних з керуванням режимами електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії.

Вимірювач опору заземлення MRU-120UA – забезпечує вимірювання опору заземлювальних пристроїв, блискавковідводів, провідників приєднання до землі та вирівнювання потенціалів. Контроль цих параметрів дозволяє гарантувати тривалий термін роботи обладнання електроенергетичних систем і відновлюваних джерел енергії зокрема. Крім цього забезпечити умови безпечної роботи обслуговуючого персоналу.

Комплект К540-3 для вимірювання параметрів трансформаторів призначений для виконання електромагнітних випробувань трансформаторів усіх схем і груп з'єднання згідно з вимогами ПУЕ, а також РД 34.45-51.300-97.

Контролер ENcombicontrollerECcube2M (PV/Gen) для керування фотоелектричною станцією (ФЕС) з накопичувачем енергії, а також системою автоматичного обліку електроенергії на власні потреби і електроенергії, що передається в електричну мережу енергосистеми. Передбачено, що контролером здійснюється керування технологічним процесом ФЕС як при паралельній роботі з зовнішньою електричною мережею, так і автономно, ізольовано від ЕЕС.

ДОДАТОК А
Оцінювання економічної ефективності локальної електроенергетичної системи

Оцінювання економічної ефективності роботи локальної електричної системи (ЛЕС) виконаємо шляхом аналізу зміни втрат електричної енергії при введені чотирьох черг фотоелектричних станцій: 200 кВт, 3х600 кВт.

Результати моделювання етапності введення ФЕС показано на рисунках А.1 – А.7.

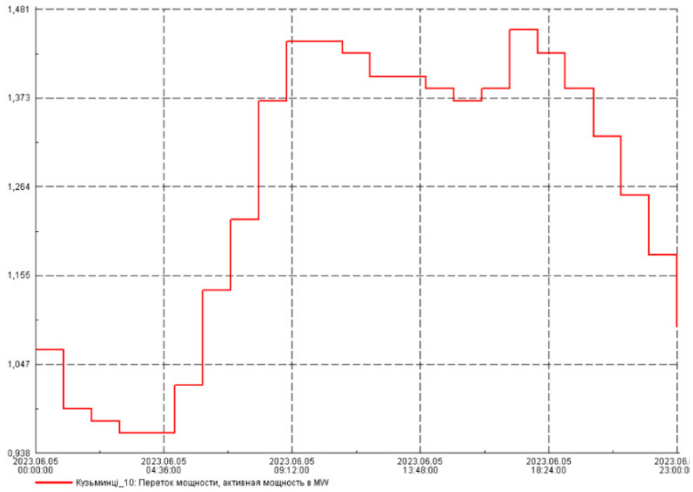


Рисунок А.1 – Графік зміни втрат активної потужності протягом доби при відсутності генерування

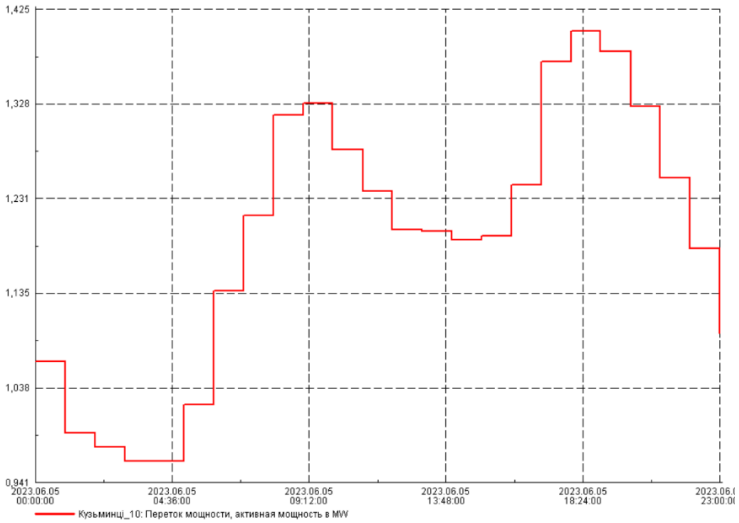


Рисунок А.2 – Графік зміни втрат активної потужності протягом доби при генеруванні ФЕС потужністю 200 кВт

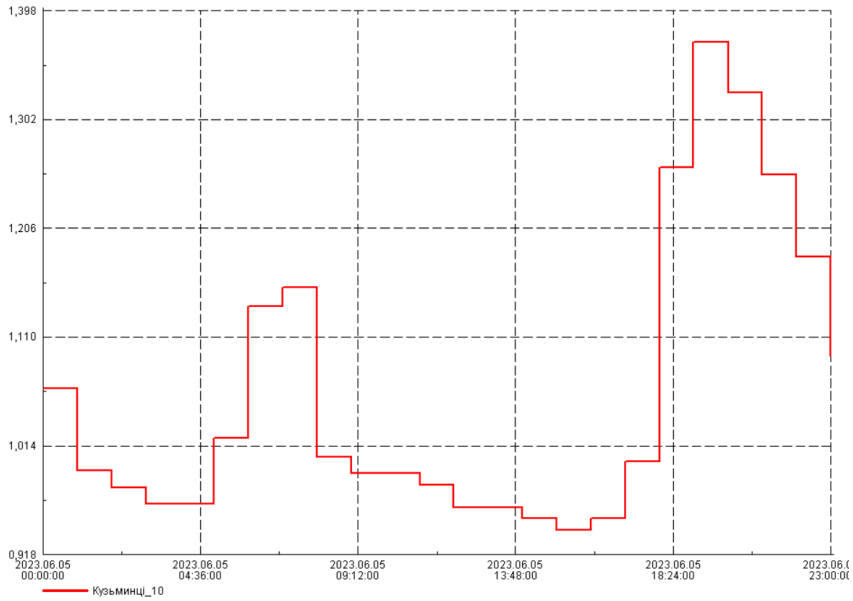


Рисунок А.3 – Графік зміни втрат активної потужності протягом доби при генеруванні ФЕС потужністю 800 кВт

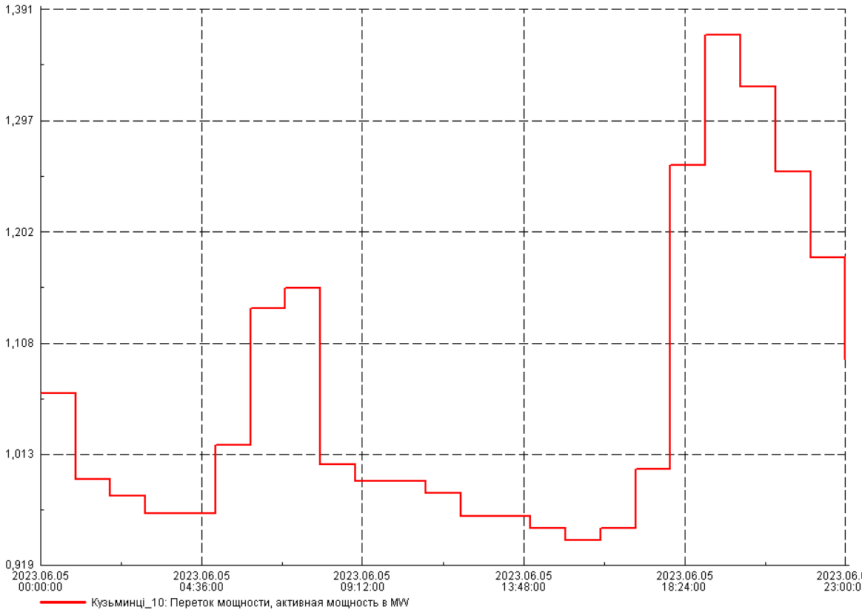


Рисунок А.4 – Графік зміни втрат активної потужності протягом доби при генеруванні ФЕС потужністю 1400 кВт

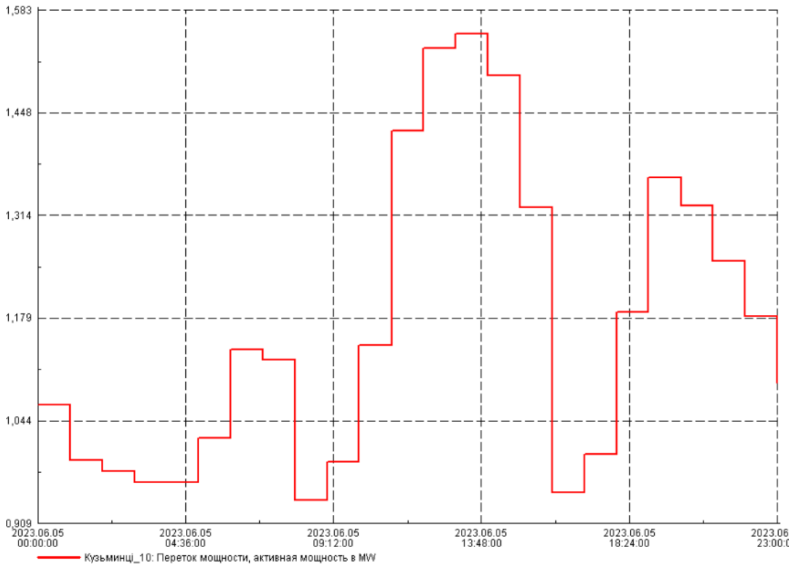


Рисунок А.5 – Графік зміни втрат активної потужності протягом доби при генеруванні ФЕС потужністю 2000 кВт

Загальна ситуація з втратами показана на рисунках 2.15 та 2.16.

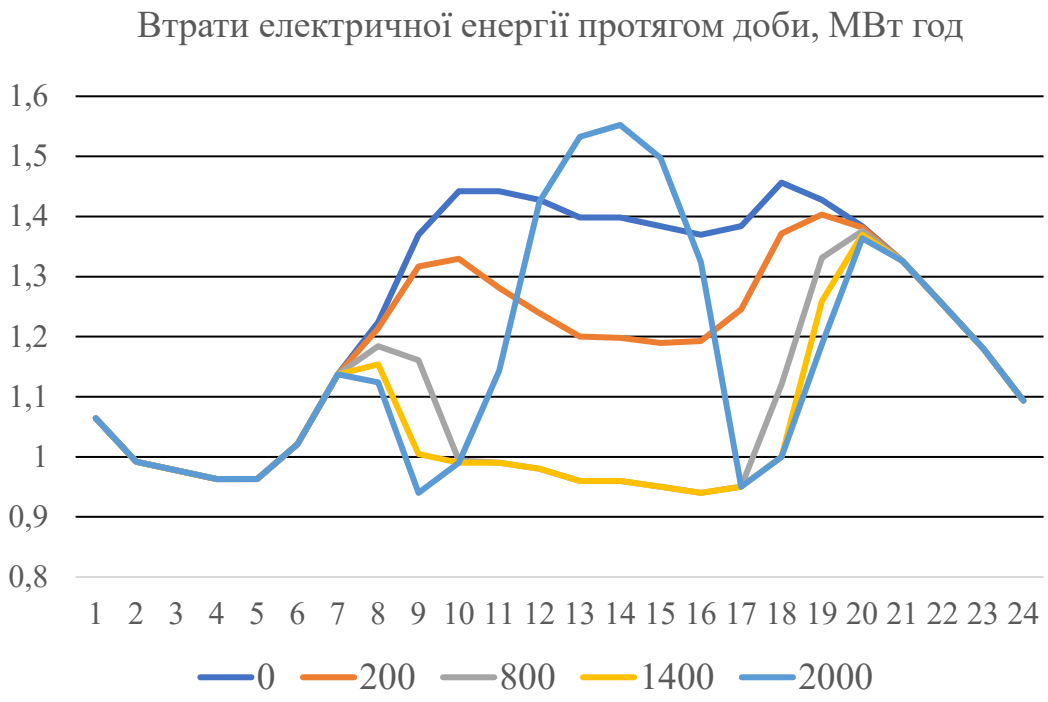


Рисунок А.6 – Графіки зміни втрати електричної енергії протягом доби при різних об’ємах генерування ФЕС

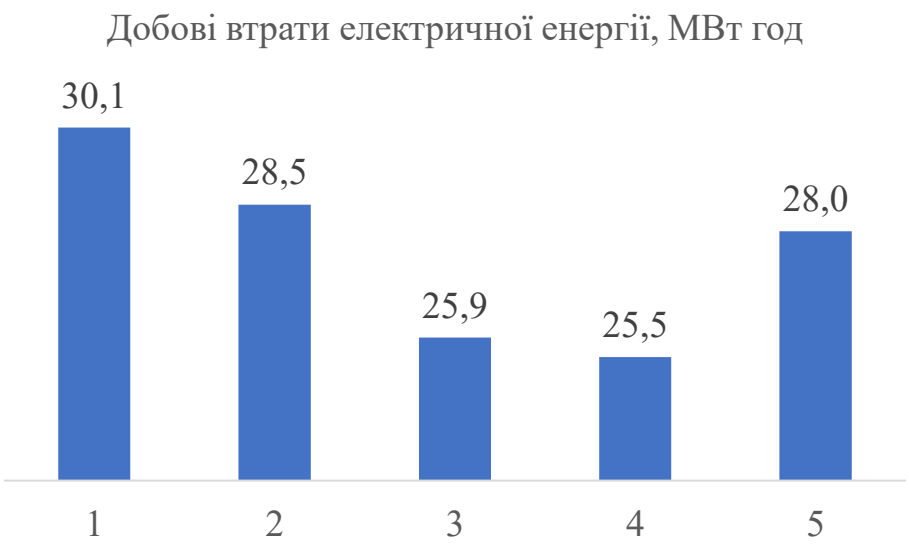


Рисунок А.7 – Добові втрати електричної енергії при різних об’ємах генерування ФЕС

Введення 2000 кВт потужності фотоелектричних станцій зумовлює зростання втрат електричної енергії. Однак ці результати відповідають максимальному генеруванню, що спостерігається (відповідно до статистичних даних) відносно рідко. Крім того за рахунок розбудови бази відпочинку прогнозується зростання споживання в літній період коли найбільш імовірні дні максимального генерування.

Електронне наукове видання

Гунько Ірина Олександрівна
Комар Вячеслав Олександрович
Лежнюк Петро Дем'янович
Лесько Владислав Олександрович
Малогулко Юлія Володимирівна
Нетребський Володимир Васильович
Остра Наталія Вікторівна
Рубаненко Олександр Євгенійович
Рубаненко Олена Олександрівна
Сікорська Олена Вікторівна
Тептя Віра Володимирівна

ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ

Монографія

Видається в авторській редакції

Рукопис підготовлено *В. Комаром*

Оригінал-макет виготовлено у *РВВ ВНТУ*

Підписано до видання 06.05.2026. Гарнітура Times New Roman.
Зам. № Р2026-041.

Видавець та виготовлювач
Вінницький національний технічний університет,
Редакційно-видавничий відділ.
ВНТУ, ГНК, к. 114. Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця, 21021.
press.vntu.edu.ua;
E-mail: rvv.vntu@gmail.com.
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК № 3516 від 01.07.2009 р.