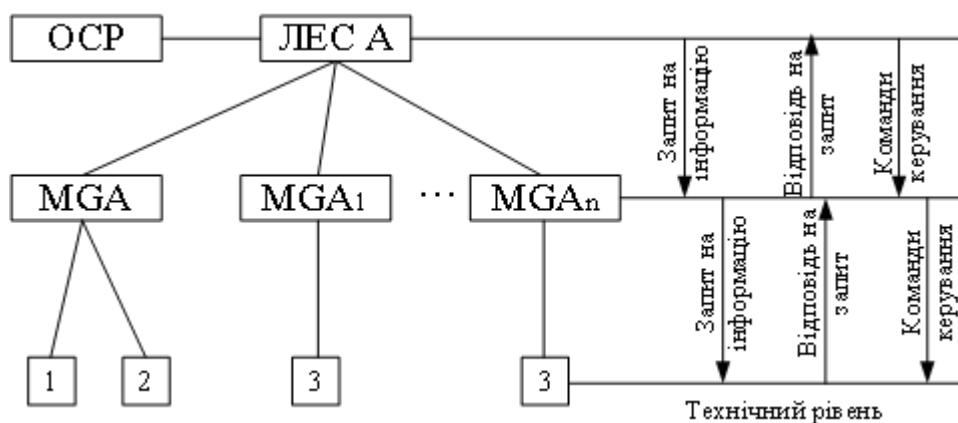
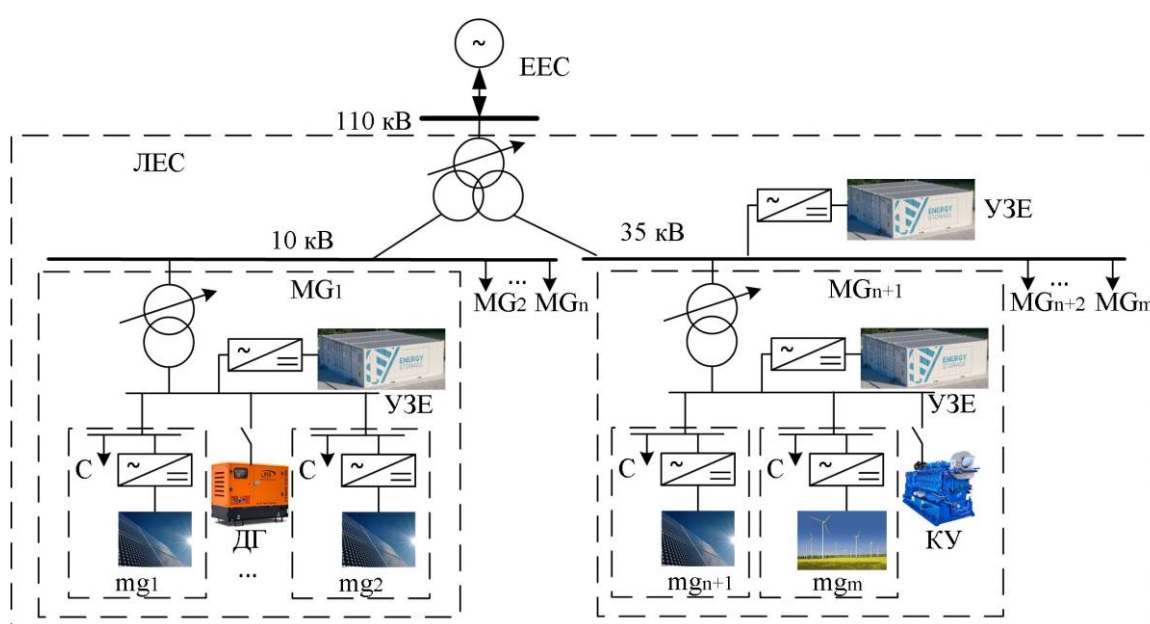


ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ ТА АКТИВНИМИ СПОЖИВАЧАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ



Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Інститут відновлюваної енергетики НАН України

**ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНИХ
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ
З ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ ТА АКТИВНИМИ
СПОЖИВАЧАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

Монографія

Вінниця
ВНТУ
2025

УДК 621.316.925

I-73

Автори:

П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, О.І. Козачук, О. В. Сікорська.

Рекомендовано до видання Вченою радою Вінницького національного технічного університету Міністерства освіти і науки України (протокол № 5 від 30.10.2025 р.).

Рецензенти:

Д. Г. Дерев'янюк, доктор технічних наук, в.о. зав. кафедри автоматизації енергосистем Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського» МОН України, доцент;

Н. П. Нечаєва, кандидат технічних наук, старший дослідник, провідний науковий співробітник відділу прогнозування розвитку електроенергетичного комплексу Інституту загальної енергетики НАН України.

І-73 Інтелектуалізація розподільних електричних мереж з фотоелектричними станціями та активними споживачами електроенергії: монографія [Електронний ресурс] / П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, О.І. Козачук, О. В. Сікорська. – Вінниця: ВНТУ, 2025. – (PDF, 156 с.)

ISBN 978-617-8163-72-3 (PDF)

В монографії досліджується проблема підвищення балансової надійності локальних електроенергетичних систем з відновлювальними джерелами енергії шляхом їх інтелектуалізації на принципах SMART Grid і використання активних споживачів електроенергії.

Книга розрахована на фахівців, що цікавляться питаннями підвищення надійності локальних електричних систем з відновлюваними джерелами енергії. 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 978-617-8163-72-3 (PDF)

© П. Лежнюк, В. Комар, О. Козачук, О. Сікорська 2025

© ВНТУ, 2025

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	5
ВСТУП	6
1 ВПЛИВ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА РЕЖИМИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ...	9
1.1 Оцінювання впливу динаміки зростання ВДЕ на режимні показники роботи електричних мереж	9
1.2 Завдання інтелектуалізації електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії	18
1.3 Способи і засоби компенсування нестабільності генерування ВДЕ в задачах балансування режиму електричних мереж.....	26
1.4 Висновки до розділу 1.	30
2 БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ	32
2.1 Загальні умови використання активних споживачів для балансування електроенергії в електричній мережі.....	32
2.2 Активні споживачі в балансі потужності та електроенергії в ЛЕС як в балансуючій групі	36
2.2.1 Локальна електроенергетична система як балансуєча група....	36
2.2.2 Узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС для балансування в ній електроенергії	38
2.3 Втрати електроенергії, викликані перетоками відновлюваних джерел енергії, в балансі електричних мереж.....	44
2.3.1 Коефіцієнти розподілу втрат потужності у вітках електричної мережі.....	45
2.3.2 Втрати потужності й електроенергії від потоків ВДЕ	48
2.4 Висновки до розділу 2	52
3 АЛГОРИТМІЗАЦІЯ МЕТОДІВ БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ ТА АКТИВНИМИ СПОЖИВАЧАМИ	54
3.1 Балансування потужності та електроенергії в локальній електроенергетичній системі узгодженням в ній графіків генерування і споживання	54
3.1.1 Загальні умови балансування потужності та електроенергії в ЛЕС узгодженням в ній графіків генерування і споживання.....	54

3.1.2	Балансування потужності та електроенергії в ЛЕС як в балансуєчій групі	56
3.2	Оптимізація витрат на резервування потужності ВДЕ в ЛЕС	59
3.3	Узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС для балансування в ній електроенергії	66
3.3.1	Аналіз сумарного графіка навантаження ЛЕС	66
3.3.2	Алгоритм корегування графіка електричних навантажень ЛЕС	69
3.4	Висновки до розділу 3	73
4	ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ	75
4.1	Загальні умови інтелектуалізації електричних мереж енергосистем	75
4.2	Умови балансування потужності та електроенергії в ЛЕС	77
4.3	Зменшення небалансів прогнозованого і фактичного генерування ЛЕС комбінацією методів	85
4.4	Формування інтелектуальної системи керування режимом ЛЕС в складі електроенергетичної системи.....	95
4.4.1	ЛЕС як об'єкт інтелектуальної системи керування	95
4.4.2	Інтелектуальна система керування режимом ЛЕС.....	100
4.5	Локальна електроенергетична система, яка сформована з microgrid	103
4.6	Самовідновлення електропостачання в ЛЕС як елемент інтелектуальної системи.....	106
4.7	Висновки до розділу 4	111
5	ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ШЛЯХОМ ЇХ ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЇ	113
5.1	Формування локальної електроенергетичної системи для фрагмента Вінківцевських РЕМ.....	113
5.2	Оцінювання впливу генерування ФЕС на ЛЕС, сформовану на основі підстанції Вінківцевська.....	119
5.3	Висновки до розділу 5	123
	СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	124
	ДОДАТОК А Вихідні дані для розрахунку усталеного режиму Вінківцевських РЕМ	138

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

SAIDI	– System Average Interruption Duration Index (Індекс середньої тривалості переривання в роботі системи)
SAIFI	– System Average Interruption Frequency Index (Індекс середньої частоти переривання в роботі системи)
SCADA	– Supervisory Control And Data Acquisition (Система диспетчерського управління і збору даних)
АЕС	– атомна електрична станція;
АСКОЕ	– автоматизована система комерційного обліку електроенергії;
ВДЕ	– відновлювані джерела електроенергії;
ВЕС	– вітрова електрична станція;
ЕЕС	– електроенергетична система;
ЕМ	– електрична мережа;
ЛЕП	– лінія електропередачі;
ЛЕС	– локальна електрична система;
ОІК	– оперативно-інформаційний комплекс;
ПК	– програмний комплекс;
РГ	– розосереджене генерування;
РДЕ	– розосереджені джерела енергії;
РЕМ	– розподільні електричні мережі;
РП	– розподільний пристрій;
ФЕС	– фотоелектрична станція;
ТЕС	– теплова електрична станція;
ТП	– трансформаторна підстанція.

ВСТУП

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 балансуєча 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. Особлива роль при цьому віддається розвитку активних споживачів, що сприяє оптимальній розбудові ВДЕ в електричних мережах.

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 установок

зберігання енергії (УЗЕ), а також зменшення втрат електроенергії на її генерування, транспортування й споживання, підвищення якості електроенергії.

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 балансуєча 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 взаємозв'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 ЛЕС стоїть завдання інтелектуалізації її системи керування режимами. В роботі метою є розглянути: процес балансування потужності та електроенергії в ЛЕС як необхідну умову забезпечення її нормального функціонування; методи зменшення небалансів прогнозованого і фактичного генерування ВДЕ в ЛЕС; формування інтелектуальної системи керування режимом ЛЕС в складі multi microgrid; приклади підвищення ефективності електричних мереж шляхом їх інтелектуалізації.

Монографія складається з кількох частин. Перший розділ присвячений аналізу впливу генерування відновлювальних джерел енергії на режими розподільних електричних мереж і оцінюванню динаміки зростання ВДЕ на режимні показники роботи електричних мереж. В наступних розділах розглянуто методи балансування режимів електричних мереж з фотоелектричними станціями, умови використання активних споживачів для балансування потужності та електроенергії в ЛЕС як в балансуючій групі, а також алгоритмізація цих методів стосовно формування інтелектуальної системи керування режимами роботи електричних мереж з ВДЕ та активними споживачами. В четвертому і п'ятому розділах розроблено інтелектуальну систему керування режимом ЛЕС в складі електроенергетичної системи і показано на конкретному прикладі підвищення ефективності електричних мереж шляхом їх інтелектуалізації.

1 ВПЛИВ ГЕНЕРУВАННЯ ВІДНОВЛЮВАЛЬНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ НА РЕЖИМИ РОЗПОДІЛЬНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

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 керування навантаженням та виробництвом 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 «ізолюваної» 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, акумулюючи ми 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. 1.1) посилює конкуренцію на ринку електроенергії.

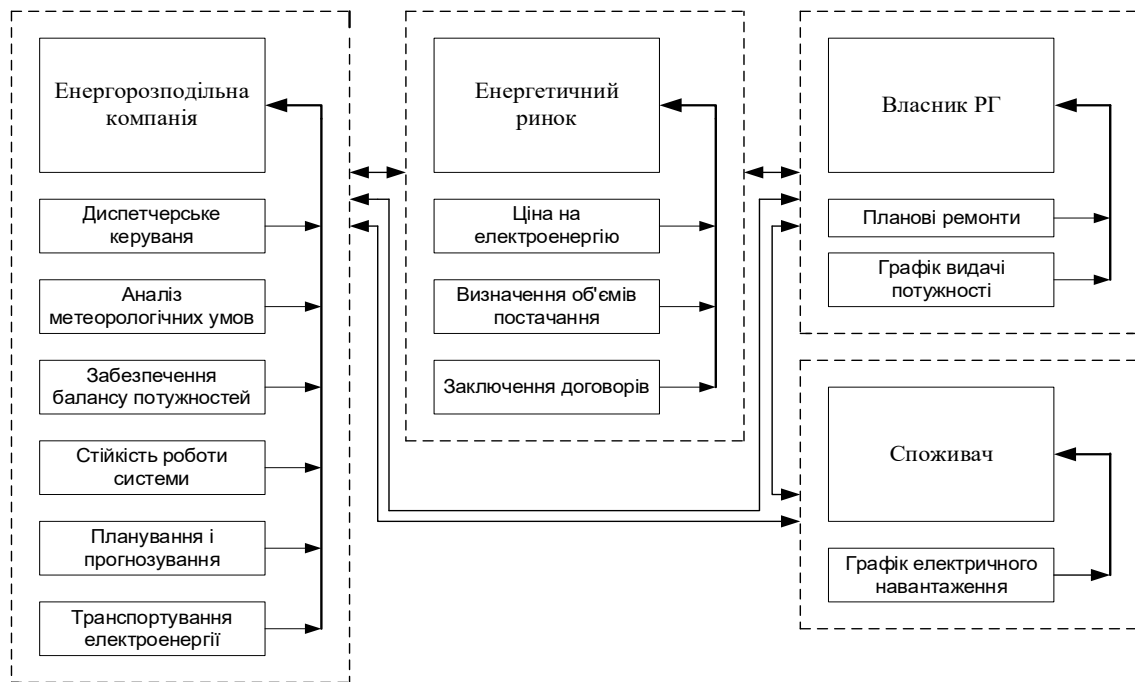


Рисунок 1.1 – Модель зв'язку між учасниками енергетичного ринку на основі концепції Smart Grid

В умовах реалізації змін до Закону України «Про ринок електричної енергії України» модель ринку електричної енергії (рисунок 1.2) передбачає укладення двосторонніх договорів (позабіржової торгівлі) купівлі-продажу електричної енергії, у той час як на етапі за добу наперед буде організовано централізований ринок.

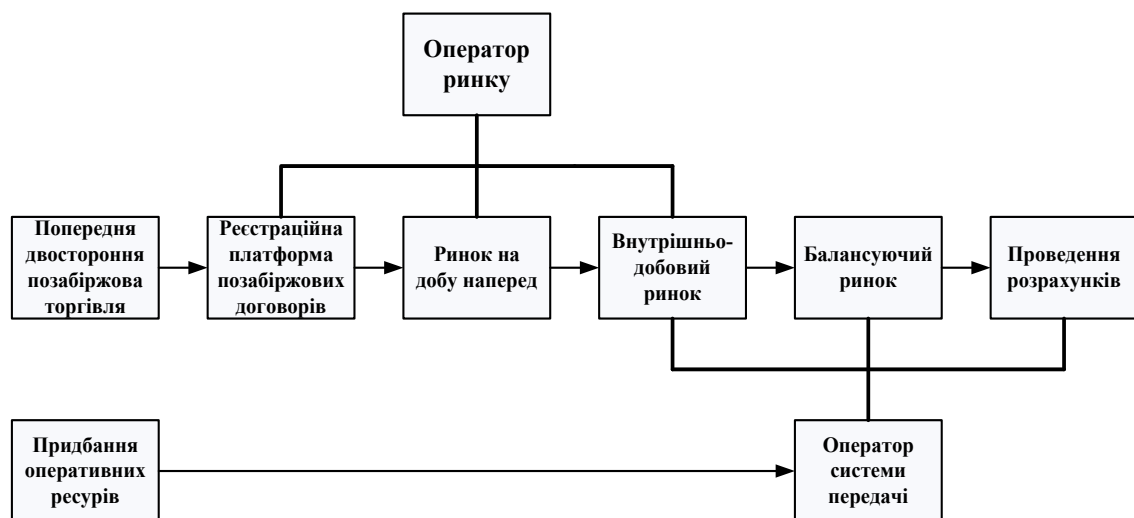


Рисунок 1.2 – Модель ринку електроенергії України

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).

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.

4. 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.

5. Здатність протистояти негативним перешкодам у роботі електричної системи: наявність спеціальних методів забезпечення стійкості та живучості, які зменшують фізичну та інформаційну вразливість усіх частин електричної системи.

6. 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.

Всі ці моменти регулюються нормативними актами НКРЕКП відповідно до Закону «Про ринок електричної енергії України», які були затверджені 14 березня 2018 року та включають:

- Правила ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 307).
- Правила ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 №308).
- Кодекс системи передачі(Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 309).
- Кодекс систем розподілу (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 310).
- Кодекс комерційного обліку електричної енергії (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 311).
- Правила роздрібного ринку електричної енергії (Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 312).

У результаті такої діяльності вдалося простимулювати розвиток відновлюваних джерел енергії (див. рис. 1.3 та рис. 1.4) [10].

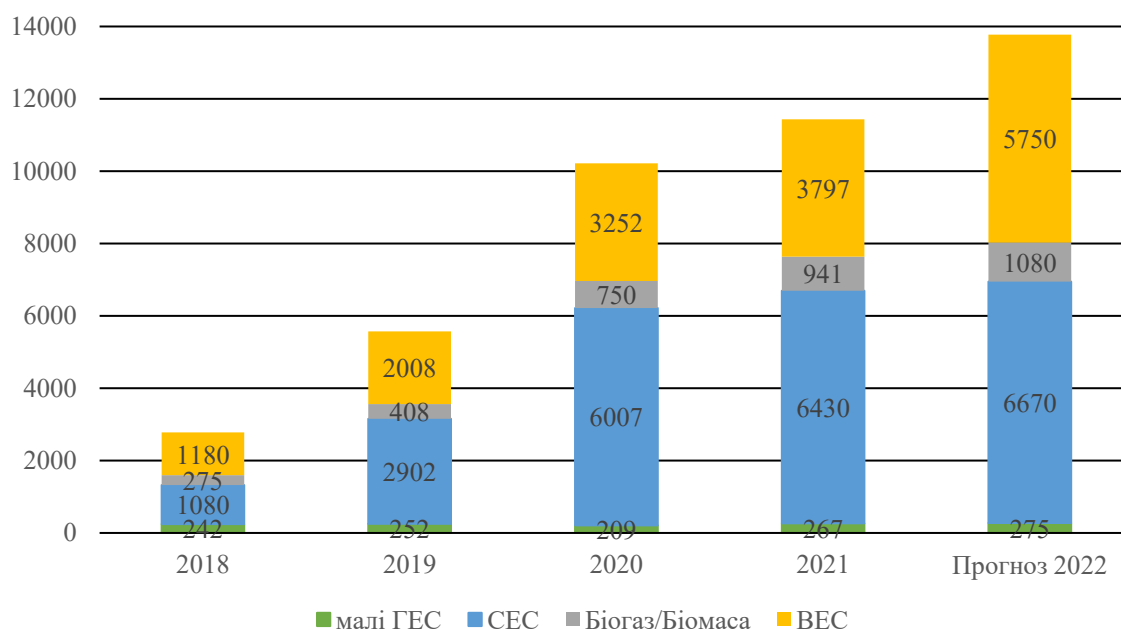


Рисунок 1.3 – Загальна встановлена потужність
(без домогосподарств), МВт

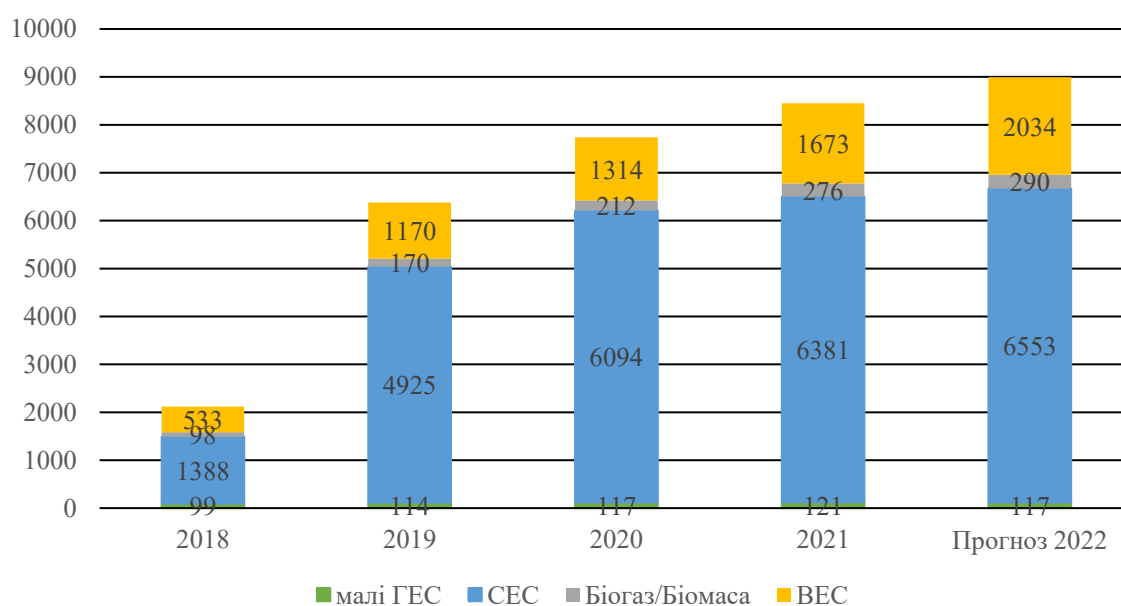


Рисунок 1.4 - Відпуск електричної енергії (без населення),
млн. грн кВт/год

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. 1.5). І при цьому наявні відновлювані джерела енергії можуть бути використані за певних умов для забезпечення автономної роботи окремих споживачів.

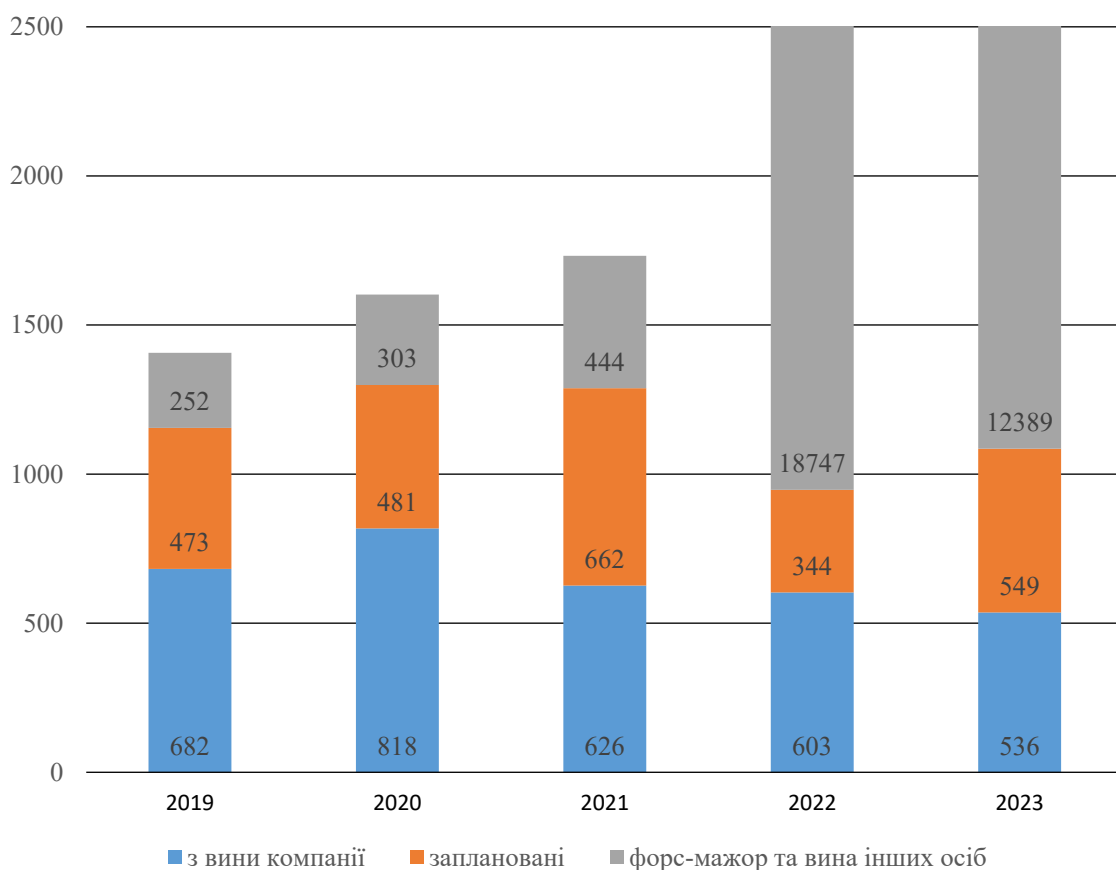


Рисунок 1.5 – Показники SAIDI за рік, хв

З метою забезпечення нормального функціонування електроенергетичної системи до операторів ринку допоміжних послуг висуваються певні вимоги. Характеристика активності ринку за 2023 рік наведена на рисунку. 1.6. Зрозуміло, що оператори на ринку допоміжних послуг можуть бути активними споживачами, які можуть брати участь, наприклад, у регулюванні частоти та напруги завдяки власним джерелам енергії.

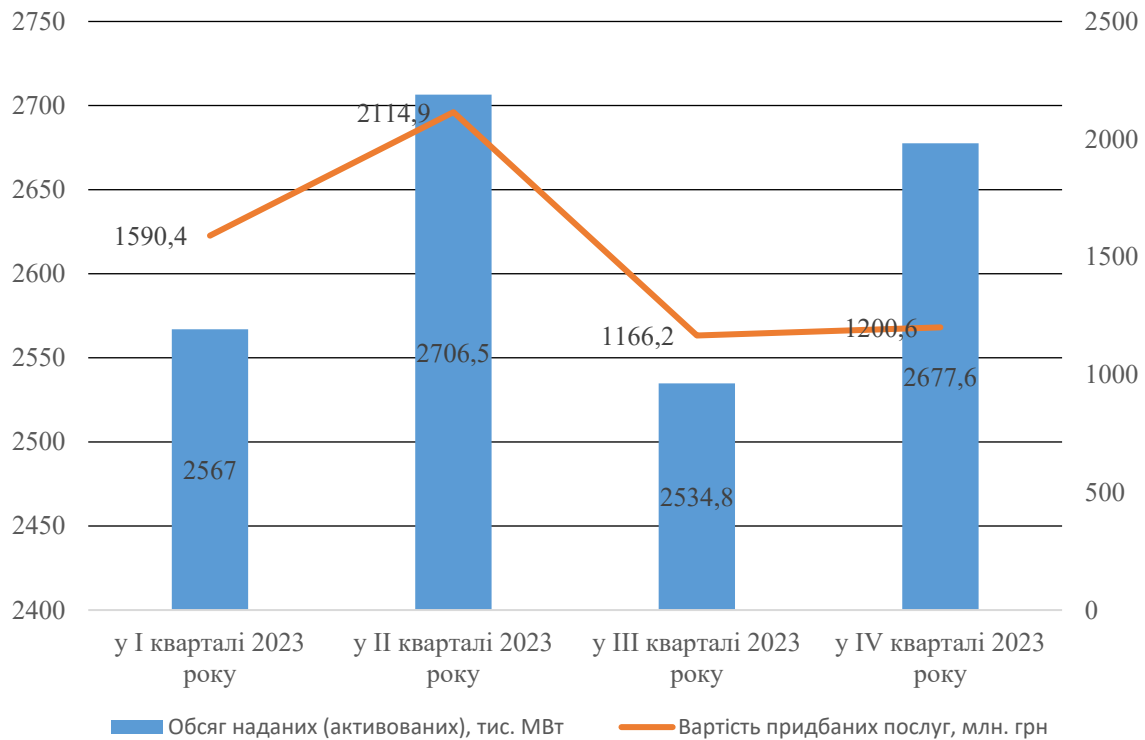


Рисунок 1.6 – Результати ринку додаткових послуг у 2023 році

Результати балансового ринку за 2023 рік наведено на рисунку 1.7. На основі цієї інформації можна оцінити економічну ефективність роботи не тільки енергетичної системи, а й окремих її учасників.

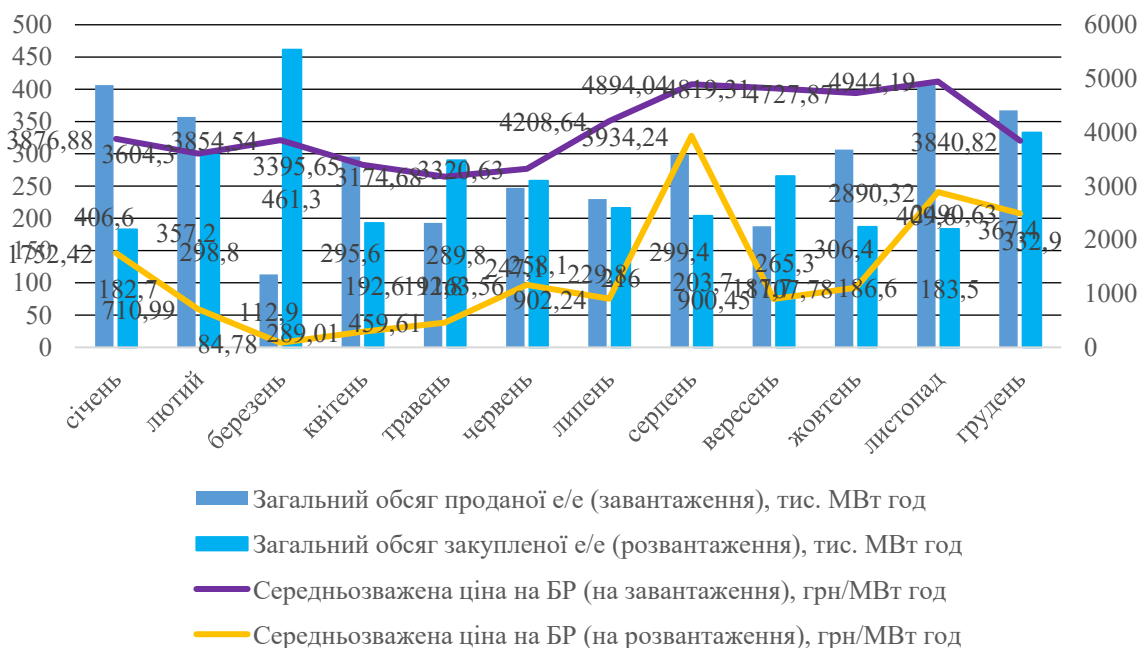


Рисунок 1.7 – Результати роботи балансового ринку у 2023 році

1.2 Завдання інтелектуалізації 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, комплексної автоматизації, підвищення надійності, якості та ефективності. про функціональність мереж з урахуванням регіональних особливостей, що забезпечує ефективне управління, модернізацію та інноваційний розвиток електричних мереж [11–15]. 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 [16].

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 [17–20].

Особливістю сучасних розподільних мереж є розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), переважно сонячних і вітрових

електростанцій (ФЕС і ВЕС). 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 ВЕС, 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 [21].

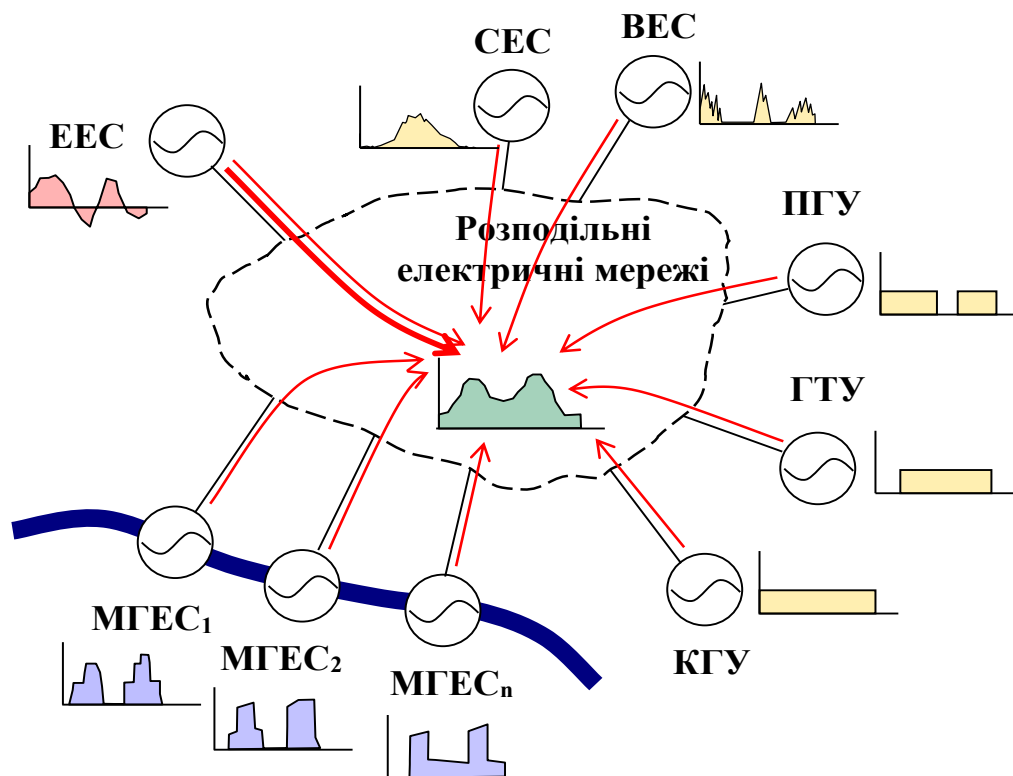


Рисунок 1.8 - Розподільні мережі з комбінованим електропостачанням

На рисунку 1.8 показано, що такими резервними джерелами можуть бути:газопоршневі когенераційні установки (КГУ), 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 установки зберігання енергії (УЗЕ). На рисунку 1.9 зображено систему електропостачання з енергетичними та комунікаційними зв'язками за технологією SMART Grid [21].

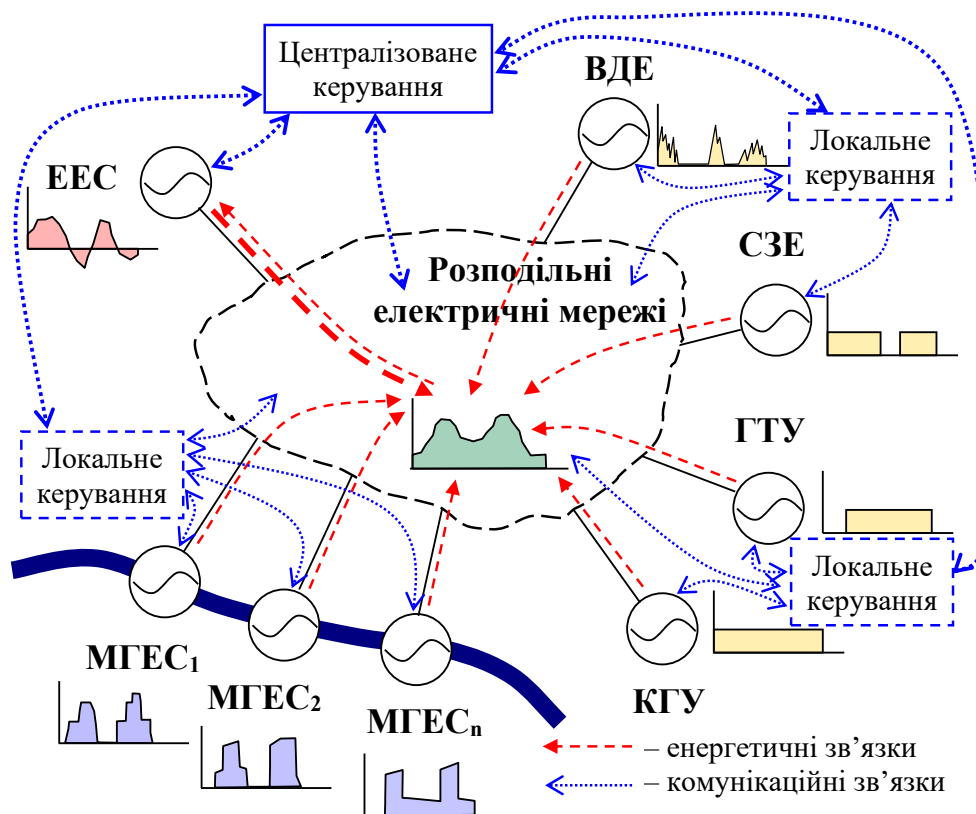


Рисунок 1.9 – Енергетичні та телекомунікаційні зв'язки в SMART Grid

Фактично на рис. 1.9 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.

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 [22–24]. Роль ініціативи, що стимулює техніко-економічний розвиток країн-лідерів полягає у впровадженні

технологій SMART Grid та розвитку інтелектуальних систем на основі штучного інтелекту [25].

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 [26]. 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 1.9. 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 [27–32] .

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 електроенергії;
- 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.

1.3 Способи і засоби компенсування нестабільності генерування ВДЕ в задачах балансування режиму електричних мереж

Відновлювані джерела енергії, особливо сонячні та вітрові електростанції (ФЕС, ВЕС), 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 [33-35].

По-перше, увагу було приділено таким системам резервного накопичення енергії, як електрохімічні батареї для електроенергії, в тому числі виробленої відновлюваними джерелами енергії [36]. Серед інших найбільш ефективними є водневі та біогазові технології [33, 37, 38]. Також у процесі балансування режиму ОЕС може активно використовуватися метод узгодження графіків виробництва ВДЕ з графіками навантаження споживачів електроенергії [39, 40]. 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 [28, 41].

Отже, у балансі потужності та електроенергії електричних мереж, а також в інформаційно-енергетичній системі (див. рис. 1.9) можна загалом використовувати такі способи та засоби:

$$\begin{aligned} & \pm P_{EEC}(t) + P_{FEC}(t) + P_{BEC}(t) + P_{MEC}(t) + P_{KGV}(t) + P_{ITV}(t) \pm P_e(t) \pm P_x(t) - \\ & - P_{cn}(t) - P_{ca}(t) - \Delta P(t) = 0 \end{aligned} \quad , \quad (1.1)$$

де $P_{EEC}(t)$ – потужність ЕЕС, яка може поступати в мережу або, навпаки, віддаватися з неї в систему; $P_{\Phi EC}(t)$ – потужність ФЕС; $P_{BEC}(t)$ – потужність ВЕС; $P_{MEC}(t)$ – потужність малих гідроелектростанцій; $P_{KTY}(t)$ – електрична потужність когенераційних установок, як правило газопоршневих електростанцій; $P_{ITY}(t)$ – потужність газотурбінних або парогазових установок; $P_e(t)$ – потужність водневих установок (– за рахунок виробленої електроенергії шляхом електролізу добувається водень, + водень як добавка до газу спрацьовується в КГУ та ГТУ); $P_x(t)$ – потужність електрохімічних накопичувачів (– заряд, + розряд); $P_{cn}(t), P_{ca}(t)$ – потужність споживачів електроенергії пасивних і «активних»; $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

Зрозуміло, що весь набір засобів балансування, наведений у (1.1), 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 ВЕС, 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 [40]. 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 [42]. 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 ВЕС, які через свою природну погодозалежність не є надійним постачальником електроенергії, були зроблені спроби використати можливості активних споживачів для балансування [40, 43].

Для способів балансування, наведених у розділі (1.1), 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:

$$B_{рез}(P_{рез}) = \sum_{i \in \theta} B_i(P_i) \Rightarrow \min, \quad (1.2)$$

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 [27] 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 [28]. 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 [30]. 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:

$$B_{рез} = \sum_{i=1}^m C_i \prod_{j=1}^n P_j^{\alpha_{ji}} \Rightarrow \min \quad (1.3)$$

за умов

$$F_k = \sum_{i=m_k+1}^{m_{k+1}} C_i \prod_{j=1}^n P_j^{\alpha_{ji}} \leq G_k, \quad k = \overline{1, q}, \quad (1.4)$$

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.

1.4 Висновки до розділу 1.

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. Через відсутність маневреної потужності ЕЕС змушена використовувати різні способи та засоби резервування нестабільної відновлюваної енергетики, яка відрізняється за техніко-економічними характеристиками. Програмно-апаратні засоби інтелектуальної системи можуть бути використані для оптимізації способів і засобів компенсації нестабільного генерування відновлюваними джерелами енергії шляхом визначення їх переліку та етапів впровадження відповідно до наявних ресурсів і готовності.

З метою підвищення балансової надійності електричних мереж з відновлюваними джерелами енергії за рахунок використання активних споживачів в роботі необхідно розв'язати такі основні задачі:

- оцінювання впливу генерування відновлювальних джерел енергії на режим розподільних електричних мереж, зокрема на балансування режимів електричних мереж;
- дослідити засади застосування активних споживачів в задачах балансування режиму електричних мереж і розробити моделі сумісного використання активного споживача і ФЕС в задачі балансування режимів;
- алгоритмізація методів балансування режимів роботи електричних мереж з відновлювальними джерелами енергії та активними споживачами;
- оптимізація сумісного використання відновлювальних джерел енергії та активних споживачів в задачах мінімізації небалансів в електричних мереж;
- розроблення структури інтелектуальної системи балансування режимів локальної електроенергетичної системи.

2 БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ

Розглянемо проблему балансування потужності та електроенергії в електромережі, де споживання електроенергії та її генерування відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) пропорційні одне одному. Частина споживачів електроенергії є активними, які традиційно використовуються для вирівнювання графіків навантаження з багато ставочним тарифом. 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 генерування вітрових та сонячних електростанцій (ВЕС, ФЕС), створення системи способів та засобів резервування відновлюваних джерел енергії для надійного та якісного електропостачання, регулювання електричних параметрів відповідно до стандартів, що забезпечить самоорганізацію та самовідновлення як важливі елементи технологій Smart Grid. Показано, що, перш за все, для компенсації нестабільності виробництва відновлюваних джерел енергії рекомендується використовувати можливості мережі узгоджувати графіки генерування електроенергії та споживання активними споживачами. Рекомендується використовувати інші способи та засоби для повного балансування електроенергії, що залишилася позабалансовою після такого узгодження: наявну маневрену потужність ЕЕС, електрохімічні накопичувачі, водень, що виробляється в мережі. Комплексне узгодження графіків виробництва та споживання електричної мережі з метою збалансування електроенергії в ній здійснюється за допомогою морфометричного апарату, в основі якого лежить перехід від декартових координат до полярних.

2.1 Загальні умови використання активних споживачів для балансування електроенергії в електричній мережі

Електричні мережі (ЕМ) енергетичних систем проектувалися і будувалися в умовах централізованого електропостачання, коли електроенергія великих теплових і атомних електростанцій

перетворювалася і передавалася споживачам. У розподільних електромережах (РЕМ) 6–10–20 кВ, які були спроектовані та експлуатувалися за розімкненими схемами, це означає, що лінії електропередачі працюють з одностороннім живленням, а трансформатори є понижувальними. Відповідно до цього в РЕМ було обрано комутаційні апарати, пристрої РЗА та автоматики, встановлено системи розрахунку електроенергії та ін. З огляду на вимоги до надійності електропостачання споживачів та їх характеристики обрано систему РЕМ і були реалізовані пункти секціонування, які спричинили потоки потужності в мережі. При цьому РЕМ характеризувались певним значенням електричних втрат і рівнем напруг у вузлах.

Оскільки електростанції, що використовують відновлювані джерела енергії (ВДЕ), функціонують в розподільні мережі (див. рис. 2.1), виникають нові проблеми [44–46]. Це необхідність оптимізації комбінованого постачання електроенергії від електричної системи (ЕЕС) і розподіленого генерування, шляхом узгодження графіків покриття навантаження і генерування ВДЕ, які через свою залежність від погодних умов можуть виробляти електроенергію лише в певні періоди доби, оцінювання впливу відновлюваних джерел енергії на величину струмів короткого замикання і, відповідно, на роботу РЗА, оцінювання впливу на техніко-економічні показники РЕМ, тощо. Вплив ВДЕ на об'єкти РЕМ суттєво залежать від величини загального розподіленого в них генерування, потужності установки ВДЕ та їх типу, а також місця їх підключення до електромережі (це можуть бути підстанції або низьковольтні шини підстанцій, лінії електропередавання).

Крім того, необхідно враховувати, що одночасно змінюються економічні умови електроенергетики як галузі, особливо змінюється модель оптового ринку [47, 48]. При здійсненні електропостачання за двосторонніми договорами за участю ВДЕ, коли останні постачають електроенергію в електричну мережу, необхідно узгоджувати свою роботу з електроенергетичною системою, від якої здійснюється централізоване електропостачання [49]. У цьому випадку РЕМ можна і доцільно вважати локальною електроенергетичною системою (ЛЕС), яка, окрім вищезазначених завдань, включає дослідження статичної та динамічної стійкості РЕМ та інші завдання, характерні для ЕЕС [50, 51]. Серед проблем, що виникають у зв'язку із впровадженням

відновлюваної енергетики, рекомендується вивчати та вирішувати насамперед ті, які безпосередньо впливають на масштаби та інтенсивність їх розвитку, та правильне вирішення яких зможе сформувати разом із «зеленими тарифами» та акціонуванням стійку мотивацію серед інвесторів та енергетичних компаній щодо розбудови як ВДЕ, так і електричних мереж.

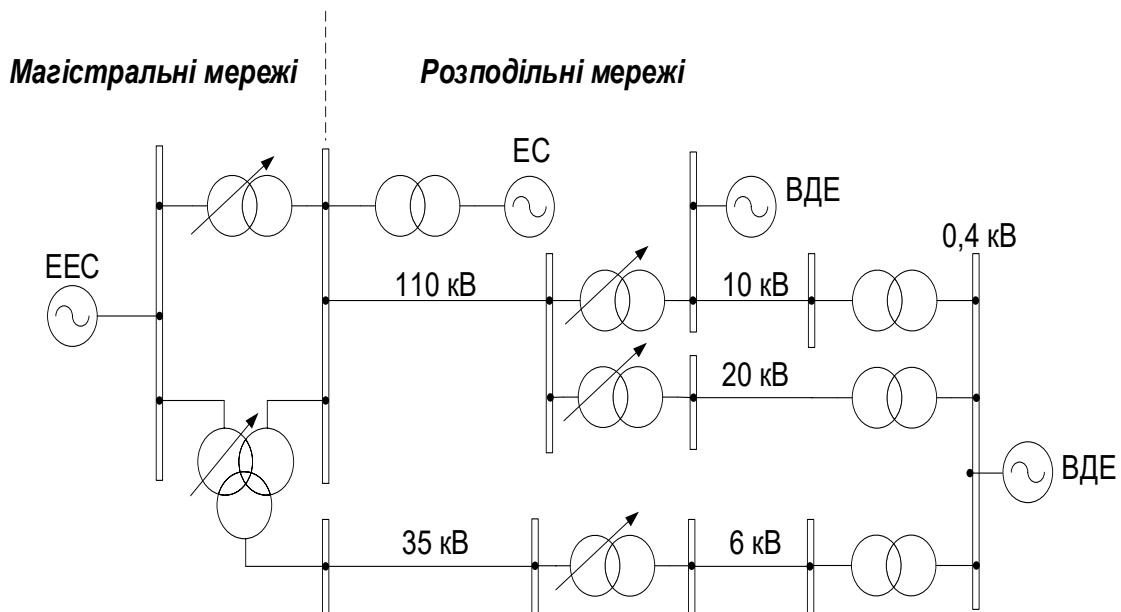


Рисунок 2.1 – Балансування електроенергії в електричній мережі як в балансуєчій групі

Відновлювані джерела енергії, особливо сонячні та вітрові електростанції (ФЕС, ВЕС), наразі не є гарантованими джерелами електроенергії для електроенергетичних систем (ЕЕС). Оскільки генерування відновлюваної електроенергії залежить від погодних умов, необхідний резерв потужності для узгодження їх роботи [52, 53]. Для забезпечення ефективної роботи ВДЕ на ЛЕС та забезпечення надійного електропостачання споживачів необхідні резервні джерела енергії, які могли б компенсувати природну нестабільність виробництва ВДЕ. На сьогоднішній день може бути декілька варіантів, що відрізняються своїми техніко-економічними характеристиками [33, 37]. Через відсутність маневрених потужностей 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 [35, 54]. Процес балансування системи ЕЕС може також активно передбачати узгодження графіків виробництва відновлюваних джерел енергії з графіками навантаження споживачів електроенергії [55]. Особливо, коли йдеться про ЛЕС, які формуються у складі існуючих мереж розподілу електроенергії, де розвиваються відновлювані джерела енергії, і які з певною автономністю набувають усіх характеристик систем.

В ЕЕС, щоб полегшити проходження максимального навантаження, споживачам електроенергії пропонують перенести максимальне навантаження на години, коли система визначає стан мінімального навантаження. Участь «активних споживачів» у регулюванні електричного балансу в ЕЕС дозволяє покращити регулювання частоти та напруги в ньому [53, 56]. Це відбувається шляхом встановлення різних тарифів на електроенергію в різний час доби за погодженням з оператором розподільної мережі. В ЕЕС підтримувати баланс потужності та електроенергії стало складніше, коли частка відновлюваної енергетики значно зросла. Особливо розвиток ФЕС і вітрових турбін, які не є гарантованим постачальником електроенергії через свою природну залежність від погодних умов.

Розглянемо ситуацію, коли ВДЕ виробляє електроенергію згідно з прогнозованим погодинним графіком виробництва на наступну добу. Потужність навантаження споживачів електроенергії в ЛЕС пропорційна потужності ВДЕ. До такої ЛЕС входять джерела енергії, підключені до електромереж різних класів напруги та споживачі електроенергії. ЛЕС також підключена до енергетичної системи лініями передачі, через які вона може видавати або отримувати електроенергію. Технічно та економічно можливо та доцільно розглядати такі ЛЕС як окрему балансуєчу групу. Для цього необхідно визначитися з способами та засобами зниження нестабільності виробництва ВДЕ в ЛЕС. [57] показали, що серед можливих шляхів і засобів покриття дисбалансу виробленої та прогнозованої відновлюваної електроенергії ефективним є взаємне узгодження графіків виробництва та споживання електроенергії ЛЕС. Запровадження методу узгодження графіків виробництва та споживання електроенергії також може зменшити необхідну

потужність накопичувачів енергії, що дає можливість зменшити їх вартість. Проте перед розробкою технічної реалізації активної поведінки споживачів електроенергії ЛЕС та розробкою системи фінансової мотивації необхідно вивчити ефективність узгодження графіків виробництва та споживання електроенергії ВДЕ для балансування стану ЛЕС.

Таким чином, важливо показати можливість і доцільність узгодження графіків виробництва та споживання електроенергії ВДЕ в локальній енергосистемі як спосіб збалансування потужності та електроенергії в ній.

2.2 Активні споживачі в балансі потужності та електроенергії в ЛЕС як в балансуючій групі

2.2.1 Локальна електроенергетична система як балансуєча група

ЛЕС, яка є окремою балансовою групою, включає джерела електроенергії, акумулятори електроенергії та споживачі електроенергії. Джерелами електроенергії є відновлювані джерела енергії та централізовані джерела енергії ЕЕС (атомні електростанції (АЕС), теплові електростанції (ТЕС), гідроелектростанції (ГЕС), гідроакумулюючі електростанції (ГАЕС)). Електрохімічні батареї (ЕХН), водневі та біогазові установки (БГУ) використовуються як накопичувачі та перетворювачі електроенергії в інші види енергії та навпаки. Водневі технології призначені для виробництва водню шляхом електролізу, який можна використовувати для виробництва 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 ЕХН в режимі зарядки.

Баланс електроенергії в ЛЕС, як і в балансовій групі, обліковується:

$$P_{EES}(t) + P_{ВДЕ}(t) \pm P_{\epsilon}(t) \pm P_x(t) - P_{cn}(t) - P_{ac}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (2.1)$$

де $P_{EEC}(t)$ – потужність від ЕЕС; $P_{ВДЕ}(t)$ – потужність ВДЕ; $P_{\text{в}}(t)$ – потужність водневих установок; $P_{\text{х}}(t)$ – потужність електрохімічних накопичувачів; $P_{\text{сн}}(t)$ – потужність споживачів електроенергії, які працюють за своїм графіком; $P_{\text{ac}}(t)$ – потужність активних споживачів, які працюють за скоригованим графіком; $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

Відновлювана енергетика в електромережі включає сонячні електростанції (ФЕС), вітрові електростанції (ВЕС), малі ГЕС, біогазові станції (БУ), газ яких можна використовувати для виробництва електроенергії. В електромережі можна створити систему накопичення електроенергії. У нашому випадку це електрохімічні батареї та водневі технології, які перетворюють електроенергію в інші види енергії, накопичують її та, якщо необхідно, перетворюють назад в електроенергію.

Через економічні, фінансові та технічні умови в ЛЕС як балансовій групі реалізовано 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 параметрів стану ЕЕС, оптимізація режимів ВДЕ для мінімізації відхилення від централізовано встановленого загального графіка генерування відновлюваними джерелами енергії, є важливими через обмеження первинних енергетичних ресурсів і характеристик відновлюваних джерел енергії [57]:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left(P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)^2 dt \rightarrow \min, \quad (2.2)$$

де $P_{ВДЕ}(t)$ – сумарна прогнозована потужність ВДЕ ЛЕС, яка надається оператору балансуєної 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.

Незважаючи на те, що генерування сонячних електростанцій і вітрових турбін можна передбачити досить точно, враховуючи

внутрішньодобове коригування, але вони є негарантованими джерелами, а тому необхідна установка резерву потужності. Це можуть бути електрохімічні батареї, водневі та біогазові технології, а також це може бути резерв системи ЕЕС. Ефективним для компенсації нестабільності генерування відновлюваних джерел енергії в ЛЕС є спосіб узгодження графіків генерування і навантаження споживачів електроенергії [58]. Перевагою способу узгодження графіків генерування та споживання електроенергії є також те, що зменшується необхідна ємність накопичувачів енергії та зменшується їх вартість. Особливо, коли ЕЕС вже має досвід використання активних споживачів для балансування графіків навантаження. Проте перед розробкою системи технічної реалізації та економічної мотивації активної поведінки споживачів електроенергії в ЛЕС необхідно вивчити ефективність узгодження графіків виробництва та споживання електроенергії ВДЕ для збалансування системи ЛЕС.

2.2.2 Узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС для балансування в ній електроенергії

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 [59] показали, 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 (рис. 2.2). Отже, 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.

На рисунку 2.2 показано, як приклад, покриття добового графіка споживання електроенергії у весняно-літній період, де збалансовано споживання та генерування власними відновлюваними джерелами електроенергії і надходженням від ЕЕС. По суті, енергомережа, що розглядається, є локальною енергосистемою, і балансування в ЛЕС є частиною процесу балансування електроенергії в ЕЕС. Схема рисунку 2.2 побудовано у відносних одиницях, де вихідною точкою є вечірній максимум потужності. Характерно, що у другій половині дня споживання електроенергії зменшується, а виробництво ВДЕ зростає за сприятливих погодних умов, тобто пік виробництва ВДЕ припадає на денний час у графіку навантаження. Якщо режим ЛЕС наразі є надлишковим, для цілей балансування режиму генерується «надлишкова» потужність ФЕС і ВЕС. Оператор системи розподілу (ОСР) змушений обмежити виробництво відновлюваної електроенергії або необхідно узгодити графіки генерування та споживання в ЛЕС. Споживачі повинні бути мотивовані зміщувати щоденний графік навантаження електроенергії на години максимального виробництва ФЕС і вітряних турбін.

Щоб розробити метод узгодження генерування ВДЕ з навантаженням в ЛЕС, необхідно оцінити вплив генерування ВДЕ на нерівномірність добового графіка навантаження електроенергії. Для аналізу та оцінки ВДЕ в сумарному графіку навантаження електромережі використовуються інтегральні морфометричні показники нерівномірності ГЕН [59].

Основним стимулом є зональний тариф на електроенергію, згідно з яким вартість електроенергії диференційована за періодами доби. Споживач може зменшити рахунок за електроенергію, не зменшуючи споживання. При цьому зменшується нерівномірність ГЕН. Якщо споживач електричної енергії знаходиться в балансовій групі, то зменшення різниці між прогнозним і фактичним графіком генерування (2.2) в ЛЕС також є додатковим мотивуючим засобом.

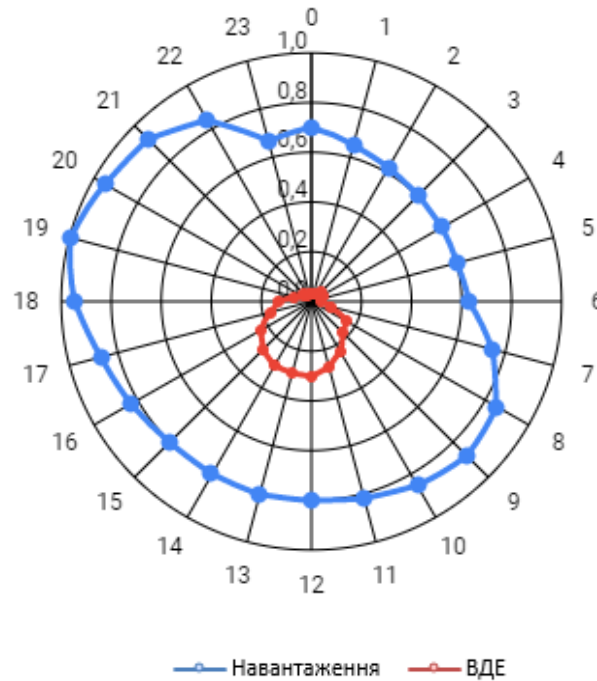


Рисунок 2.2 – Приклад покриття добового графіка споживання електроенергії

Для оцінки вартості витіснення потужності споживання необхідно розробити показник, який би враховував зміну тарифного коефіцієнта витрат електроенергії за зонним тарифом. Вартість відшкодування споживачу внаслідок зміни графіка споживання електричної енергії та вартість втрат електроенергії внаслідок добового вирівнювання ГЕН визначаються таким чином:

$$B_{ij} = P_{зм} \cdot C_t (K_{ij} - K_{ti}) + \beta \pm \delta P \cdot C_t, \quad (2.3)$$

де $P_{зм}$ – потужність, яку споживач має змістити для вирівнювання графіка навантаження ЛЕС; C_t – тариф на електроенергію по енергопостачальній компанії; K_{ij} – 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.

З метою зменшення загальної нерівномірності добового ГЕН ЛЕС та мінімізації втрат електроенергії пропонується по чергово коригувати графік навантаження трансформаторних підстанцій (ТП) відповідно до коефіцієнтів навантаження. Очевидно, що значення відносних значень B_{ij} для кожного вузла будуть відрізнятися. Відповідно до цієї задачі записується цільова функція:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n B_{ij} \cdot P_{ij} \rightarrow \min, \quad (2.4)$$

де P_{ij} – потужність, яку потрібно змістити з j -тої ступені графіка навантаження на i -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 на те, що потужність будь-якої ступені ГЕН повинна дорівнювати загальному споживанню потужності цієї ступені ГЕН. Другий набір обмежень вказує на те, що загальний зсув у споживанні на цьому рівні ГЕН має повністю компенсувати виробництво на ньому. Також обмежена можливість передачі від'ємних значень споживаної потужності.

Для вирішення цієї задачі скористаємося методом транспортної задачі [60]. Розроблено відповідний алгоритм і програму. Для визначення потужності, яку регулює споживач, для кожного споживача визначається технічний мінімум. Виходячи з цього, передана потужність споживача дорівнює P_{li} – різниці між фактичною потужністю споживання та технічним мінімумом для даної години навантаження P_{tmi} . При цьому споживачі класифікуються за коефіцієнтом використання ТП.

Години, коли фактичне споживання ТП є нижчим за генеруючу потужність ВДЕ, умовно називаються «годинами виробництва». Тобто години, на які необхідно перенести потужність споживання. Години, коли навантаження перевищує генерувальну потужність і умова виконується $P_{li}(t) - P_{tmi}(t) > 0$, означають години, з яких електроенергія може бути передана. Саме ця різниця визначає надлишкову потужність $P_{n\partial i}(t)$, яку можна передати за певною ціною, і $P_{defi}(t)$ потужність, якої не вистачає на певну годину доби для коригування добового

графіка. На основі виявленого дефіциту та надлишкової потужності формується транспортна матриця для перенесення потужності з надлишкових годин на дефіцитні, щоб адаптувати добовий графік навантаження. У випадку, якщо сумарна потужність генерації перевищує потужність, яку можна передати для коригування графіка електричного навантаження, для задачі збалансованого транспортування вводиться додаткове умовне джерело генерації навантаження (віртуальна електростанція [61])

$$P_{\text{вир}i}(t) = \sum_{i \in \theta} P_i(t) - P_{\text{нд}i}(t)$$

(θ – набір електричних джерел живлення в ЛЕС). У випадку, якщо власного виробництва відновлюваної енергії недостатньо для задоволення потреб споживачів в електроенергії, вводиться умовне

$$P_{\text{ЕЕС}i}(t) = \sum_{i \in \theta} P_i(t) - P_{\text{нд}i}(t).$$

Вирішенням транспортної задачі є рекомендація зміщення графіка електронавантаження споживачів, що найбільше впливає на нерівномірність загального графіка навантаження ЛЕС. Коригування добового графіка електричного навантаження проводиться до тих пір, поки виконуються умови (2.2). Після завершення виводиться графічне відображення морфометричної моделі графіка електричного навантаження без урахування формування ВДЕ, з урахуванням графіка генерації ВДЕ та скоригованого електричного навантаження ЛЕС (рисунок 2.2) та відповідних морфометричних показників для перерахованих графіків.

На рисунку 2.3а показано добовий графік споживання електроенергії, де незбалансований надлишок електроенергії ФЕС (виділений червоним) споживається протягом денного мінімуму (виділений синім). Для цього в технологічний процес споживання електроенергії внесено необхідні зміни. На рисунку 2.3,б показано добовий графік споживання електроенергії, де крім електроенергії, виробленої ФЕС, вечірній максимум споживання електроенергії перенесено на нічний мінімум. Таким чином графік споживання електроенергії можна вирівняти та наблизити до кола.

Нерівномірність кривої енергоспоживання характеризує зміщення центру ваги малюнка, що описує його координати x_y, y_y відносно x_0, y_0 координат центру [59]. Якщо крива споживання електроенергії має

форму кола (при плоскому графіку), то координати центру ваги і початок координат збігаються. В іншому випадку координати центральної точки рисунка, що зображує графік споживання електроенергії, зсуваються від центральної точки плоского графіка x_0 , y_0 . Така нерівність визначається відстанню d :

$$d = \sqrt{(x_0 - x_u)^2 + (y_0 - y_u)^2}. \quad (2,5)$$

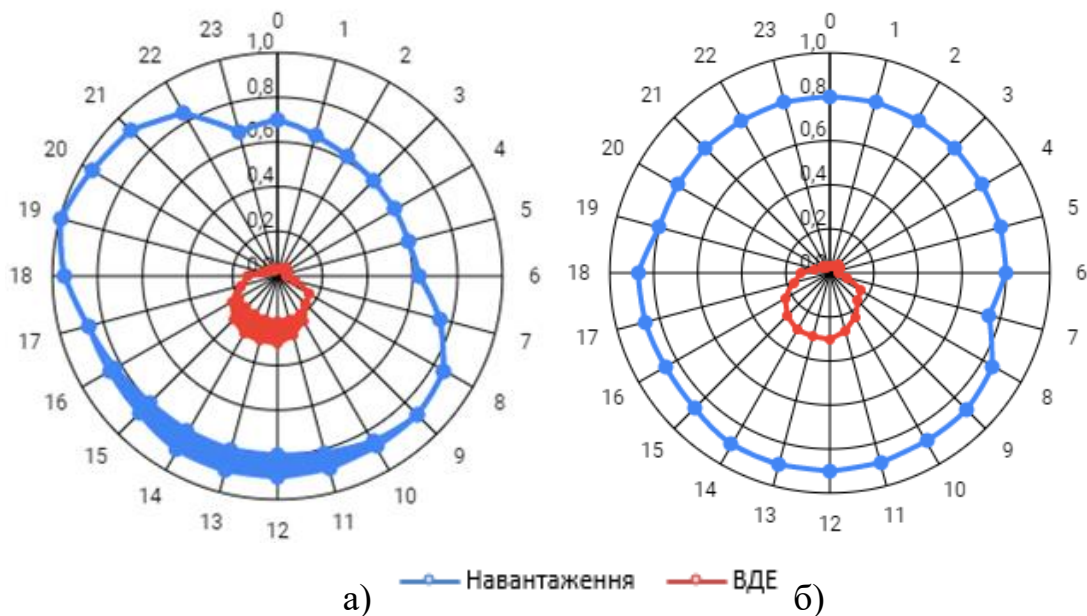


Рисунок 2.3 – Відкориговані графіки добового електроспоживання

Діаграма споживання електроенергії, наближається до кола, $d \rightarrow 0$. Тобто d – міра нерівномірності зображення, що відображає діаграму споживання електроенергії, і реагує на її можливі піки та спади. Наближення d до 0 відповідає зменшенню електричних втрат в електричній мережі. Для графіка споживання електроенергії в прямокутній формі координат це аналогічно зменшенню коефіцієнта k_ϕ форми його графіка при визначенні втрат навантаження методом середніх навантажень.

За певних техніко-економічних умов в ЕЕС формуються локальні електроенергетичні системи, де потужність і електроенергія збалансовані за принципом споживання того, що згенеровано [55]. Відповідно до реалізації цього принципу ЕЕС є резервом

відновлюваних джерел енергії в ЛЕС. 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. Пропонується також тому, що в енергопостачальних системах накопичений досвід згладжування графіків навантажень із застосуванням зонального обліку електроенергії за різними тарифами. Було розроблено алгоритм і програмне забезпечення для створення рекомендацій щодо переходів графіка електричного навантаження споживачів, які мають найбільший вплив на нерівномірність загального графіка навантаження ЛЕС. Представлено можливість і доцільність уніфікації графіків виробництва та споживання електроенергії з ВДЕ в локальній електроенергетичній системі як спосіб балансування потужності та електроенергії в ній.

2.3 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 [62-64]. 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 [65–67].

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.

2.3.1 Коефіцієнти розподілу втрат потужності у вітках електричної мережі

Значення повної потужності на початку і в кінці кожної вітки мережі визначається за формулою [68]:

$$\dot{S}_b = \sqrt{3} \cdot \dot{U}_{\Sigma d} \mathbf{M}_{\Sigma} \cdot \hat{\mathbf{I}}_d, \quad (2.6)$$

де $\dot{U}_{\Sigma d}$ – діагональна матриця напруги у вузлах, включаючи і балансувальні; $\mathbf{M}_{\Sigma}$ – матриця з'єднань віток у вузлах, включаючи і балансувальні; $\hat{\mathbf{I}}_d$ – діагональна матриця струмів у вітках схеми (тут і далі знак $\hat{}$ означає, що матриця або вектор є спряжений).

Помноживши вираз зліва (2.6) на одиничний транспонований вектор $\mathbf{n}_t$, отримаємо транспонований вектор втрат потужності кіл кола:

$$\Delta \dot{S}_{bt} = \sqrt{3} \cdot \mathbf{n}_t \dot{U}_{\Sigma d} \cdot \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_d,$$

або враховуючи $\mathbf{n}_t \dot{U}_{\Sigma d} = \dot{U}_t$,

$$\Delta \dot{S}_{bt} = \sqrt{3} \dot{U}_t \mathbf{M}_{\Sigma} \hat{\mathbf{I}}_d, \quad (2.7)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_t$ - транспонований вектор напруги у вузлах, включаючи і балансувальні (тут і далі індекс “t” означає, що матриця або вектор є транспонованими).

З (2.7) видно, що втрати і-ї вітки мережі визначаються виразом:

$$\Delta \dot{S}_{bi} = \sqrt{3}(\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{I}}_i, \quad (2.8)$$

де $\mathbf{M}_{\Sigma i}$ – вектор-стовпець матриці з’єднань віток у вузлах $\mathbf{M}_{\Sigma}$; $\hat{\mathbf{I}}_i$ – струм в і-й вітці, який може бути визначений через струми у вузлах

$$\hat{\mathbf{I}}_i = \mathbf{C}_i \mathbf{J}_{\Sigma}, \quad (2.9)$$

де $\mathbf{C}_i$ – і-й вектор-рядок матриці розподілу струмів у вузлах $\mathbf{J}_{\Sigma}$ по вітках схеми.

Матриця розподілу струмів розраховується за допомогою методу одиничних струмів або відомої формули [68]:

$$\mathbf{C} = \mathbf{z}_B^{-1} \mathbf{M}_{\Sigma t} (\mathbf{M}_{\Sigma} \mathbf{z}_B^{-1} \mathbf{M}_{\Sigma t})^{-1}, \quad (2.10)$$

де $\mathbf{z}_B$ – 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 $\mathbf{C}$ є доцільнішим.

З урахуванням (2.9) і (2.10) вираз (2.8) перепишемо:

$$\Delta \dot{S}_{bi} = \sqrt{3}(\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \mathbf{J}_{\Sigma}, \quad (2.11)$$

Враховуючи це

$$\hat{\mathbf{J}}_{\Sigma} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d}^{-1} \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma},$$

(2.11) має вигляд:

$$\Delta \dot{S}_{bi} = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_{\Sigma d}^{-1} \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}, \quad (2.12)$$

де $\dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}$ – вектор навантажень і генерувань ВДЕ у вузлах, включаючи і балансувальні.

Позначимо в (2.12)

$$\dot{\mathbf{V}}_i = (\dot{\mathbf{U}}_t \mathbf{M}_{\Sigma i}) \hat{\mathbf{C}}_i \dot{\mathbf{U}}_d^{-1}, \quad (2.13)$$

де $\dot{\mathbf{U}}_d$ – 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 (2.13) вираз (2.12) для втрат потужності в i -му рядку перепишемо:

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_{bi} = \dot{\mathbf{V}}_i \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}. \quad (2.14)$$

Відповідно вектор сумарних втрат віток електричної мережі записується у вигляді

$$\Delta \dot{\mathbf{S}}_b = \dot{\mathbf{V}} \cdot \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}, \quad (2.15)$$

де $\dot{\mathbf{V}}$ – матриця коефіцієнтів розподілу втрат потужності у вітках схеми в залежності від потужності у вузлах схеми, кожний рядок якої складається з (2.13).

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.

2.3.2 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. 2.4). Отже, електроенергія та втрати електроенергії, спричинені потоками електроенергії ФЕС та вітрогенераторів в електромережах, також змінюються.

Разом із визначенням величини та походження електроенергії в вітках мережі, яка розраховується за (2.6), втрати потужності в певному колі (ланцюгах) електричної мережі від струму електроенергії ВДЕ в ньому визначається за допомогою (2.14). Для цього розраховуються вектор-рядок $\mathbf{V}$ і матриця розподілу втрат $\mathbf{V}$ 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:

$$\Delta \dot{S}_{\text{вi}} = \dot{\mathbf{V}}_i \dot{\mathbf{S}}_{\Sigma} = \sum_{i \in \theta_H} v_i s_i + \sum_{j \in \theta_{ВД}} v_j s_j, \quad (2.16)$$

де v – елементи вектор-рядка $\dot{\mathbf{v}}_i$; s – елементи вектора потужностей вузлів $\dot{\mathbf{S}}_{\Sigma}$; θ_H і $\theta_{ВД}$ – масиви вузлів відповідно навантажень і ВДЕ.

Список вузлів ВДЕ $\theta_{ВД}$ може складатися з одного або кількох вузлів залежно від того, коли визначаються втрати у вітці від одного ВДЕ або їх групи.

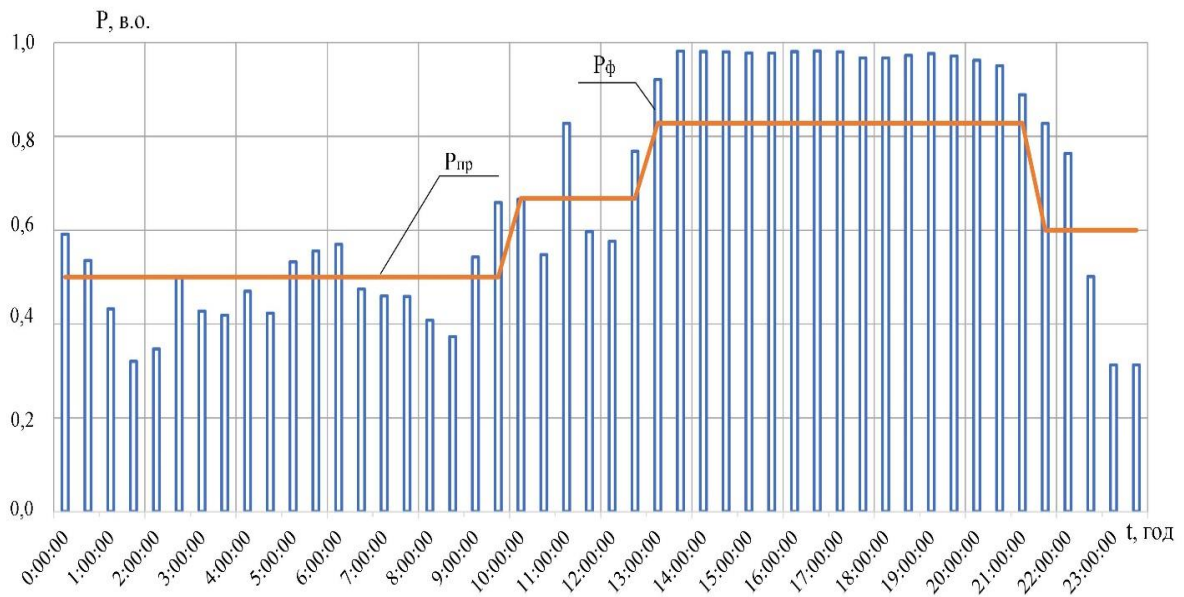


Рисунок 2.4 – Приклад добових графіків фактичного та прогнозованого генерування вітрових турбін

Втрати електроенергії – це сума втрат потужності в усіх режимах мережі за розрахунковий період T :

$$\Delta W = \int_0^T \Delta P(t) dt \text{ або } \Delta W \approx \sum_{i=1}^n \Delta P_i \cdot \Delta t_i, \quad (2.17)$$

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 $\Delta t_i = \Delta t = \text{const}$, то $n = T / \Delta t$).

Яка з формул (2.17) 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 i -ої ВЕС (див. рис. 2.4)

$$\Delta W_{ВДi}^{np} = \int_{t_0}^{t_k} \Delta P_{ВДi}^{np}(t) dt \text{ або } \Delta W_{ВДi}^{np} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{ВДi}^{np} \Delta t, \quad (2.18)$$

$$\text{де } n = (t_k - t_0) / \Delta t$$

Якщо мова йде про групу ВДЕ, то $\Delta W_{ВД}^{np} = \sum_{i \in \Theta_{ВД}} \Delta W_{ВДi}^{np}$.

Фактичні значення втрат потужності для однієї і тієї ж ВЕС визначаються наступним чином

$$\Delta W_{ВДi}^{\phi} = \sum_{i=1}^n \Delta P_{ВДi}^{\phi} \Delta t. \quad (2.19)$$

Значення фактичних втрат електроенергії від групи ВДЕ

$$\Delta W_{ВД}^{\phi} = \sum_{i \in \Theta_{ВД}} \Delta W_{ВДi}^{\phi}.$$

Якщо прогнозні та фактичні значення втрат потужності приведені до одного і того ж періоду, то визначається похибка прогнозу втрат потужності при балансуванні режиму ЕЕС:

$$\delta = \frac{\Delta W_{ВД}^{np} - \Delta W_{ВД}^{\phi}}{\Delta W_{ВД}^{np}} 100\%. \quad (2.20)$$

Відповідно до значення похибки δ розраховується додаткова потужність до потужності для заміщення втрат від ВДЕ маневреними потужностями ЕЕС або накопичувача [69]. В результаті прогнозування потужності i -ї ВДЕ $P_{пр}$ також покращується шляхом додавання відповідного значення до прогнозованого значення потужності $\Delta P_{ВДi}^{np}$.

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 2.5. 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 $\Delta S = 3,15 + j2,8$ МВА, значення модулів напруги та фаз вузлів наведено на рисунку 2.5.

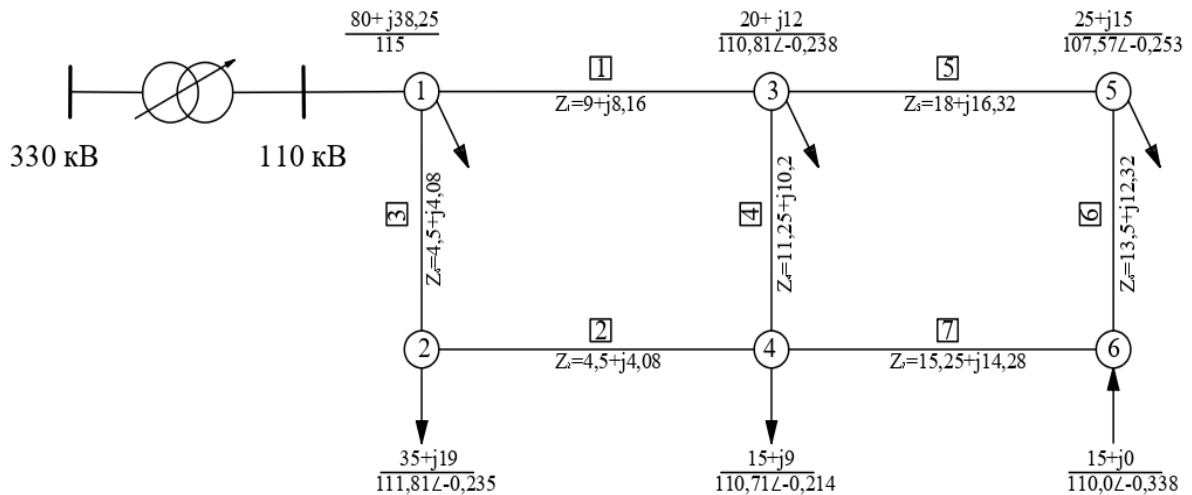


Рисунок 2.5 – Схема електричної мережі

Використовуючи значення розрахованих вузлових напруг, згідно з (2.13), розраховуємо матрицю розподілу коефіцієнтів втрат потужності V :

$$V = \begin{bmatrix} 0,00624 + j0,00071 & 0,02531 + j0,00288 & 0,0126 + j0,00143 & 0,02108 + j0,0024 & 0,01697 + j0,00179 \\ -0,00163 + j0,00006 & 0,0033 - j0,00012 & 0,00664 - j0,00025 & 0,0047 - j0,00017 & 0,00556 - j0,00025 \\ 0,02386 + j0,00352 & 0,00959 + j0,00141 & 0,0193 + j0,00284 & 0,01368 + j0,00202 & 0,01619 + j0,00225 \\ 0,00012 - j0,00006 & -0,00024 + j0,00011 & 0,00024 - j0,00011 & -0,00006 + j0,00003 & 0,00008 - j0,00004 \\ 0,00092 + j0,00001 & -0,00186 - j0,00002 & 0,00186 + j0,00002 & 0,01813 + j0,00016 & 0,01041 + j0,0 \\ -0,00069 - j0,00027 & 0,0014 + j0,00054 & -0,0014 - j0,00054 & 0,00893 + j0,00347 & -0,00785 - j0,00297 \\ -0,0002 + j0,00025 & 0,00041 - j0,0005 & -0,00041 + j0,0005 & 0,00259 - j0,00319 & 0,00409 - j0,00512 \end{bmatrix}$$

Відповідно до розробленої методики втрати віток мережі через навантаження у вузли визначаються за формулою (2.15):

$$\Delta S_B = \dot{V} S =$$

	2	3	4	5	6	
1	0,2049 + j0,1434 + 0,4716 + j0,3612 + 0,1762 + j0,1349 + 0,4908 + j0,3762 - 0,2545 - j0,0268					MBA. (2.21)
2	-0,0584 - j0,0289 + 0,0674 + j0,0372 + 0,1018 + j0,056 + 0,1202 + j0,0663 - 0,0834 + j0,0038					
3	0,7683 + j0,5765 + 0,1749 + j0,1434 + 0,2639 + j0,2162 + 0,3117 + j0,2558 - 0,2428 - j0,0338					
= 4	0,0053 + j0,0003 - 0,0062 - j0,0007 + 0,0046 + j0,0005 - 0,0019 - j0,0002 - 0,0012 + j0,0006					
5	0,0322 + j0,0178 - 0,0371 - j0,0227 + 0,0278 + j0,017 + 0,4508 + j0,276 - 0,1562 - j0,0001					
6	-0,0192 - j0,0226 + 0,0215 + j0,0277 - 0,0161 - j0,0208 + 0,1713 + j0,2208 + 0,1177 + j0,0446					
7	-0,0117 + j0,0049 + 0,0141 - j0,0051 - 0,0106 + j0,0039 + 0,1127 - j0,041 - 0,0613 + j0,0769					

Сумарно втрати в електромережі становлять $\Delta S_{\Sigma} = 3,15 + j2,8$ MBA, 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 (2.21) 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 методу 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.

2.4 Висновки до розділу 2

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. Показано, що, перш за все, для компенсації нестабільності виробництва відновлюваних джерел енергії рекомендується використовувати можливості узгодження графіків генерування електроенергії та споживання активними споживачами. Рекомендується використовувати інші способи та засоби для повного збалансування кількості електроенергії, що залишилася поза балансом після такого узгодження. Комплексне узгодження графіків генерування та споживання електричної мережі з метою збалансування електроенергії в ній здійснюється за допомогою морфометричного апарату, в основі якого лежить перехід від декартових координат до полярних.

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.

3 АЛГОРИТМІЗАЦІЯ МЕТОДІВ БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ З ВІДНОВЛЮВАЛЬНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ ТА АКТИВНИМИ СПОЖИВАЧАМИ

3.1 Балансування потужності та електроенергії в локальній електроенергетичній системі узгодженням в ній графіків генерування і споживання

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 [70–72]. 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 [73–75]. 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 [75, 76]. Також у процесі балансування ЕЕС можна активно залучати узгодження графіків виробництва ВДЕ з графіками навантаження споживачів електроенергії [77, 78]. 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 [79].

В ЕЕС, щоб полегшити проходження максимального навантаження, споживачам електроенергії рекомендовано переносити максимальне навантаження на години, коли система має режим мінімального навантаження [80, 81]. Участь «активних

споживачів» у регулюванні електричного балансу в ЕЕС дозволяє покращити регулювання частоти та напруги в ній [71 , 82] . 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 [64] .

Розглянемо ситуацію, коли відновлювані джерела енергії виробляють електроенергію згідно з прогнозованим погодинним графіком виробництва на наступну добу. ВДЕ працює у складі балансуєвої групи, сумарна потужність якої може зростати від десятків до сотень МВт. Потужність навантаження споживачів електроенергії в ЛЕС пропорційна потужності відновлюваних джерел енергії. Такою балансуєвою 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 балансуєчу 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.

3.1.2 Балансування потужності та електроенергії в ЛЕС як в балансуєчій групі

На рисунку 3.1 показана конфігурація окремої балансуєчій 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), гідроакumuлюючі 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.

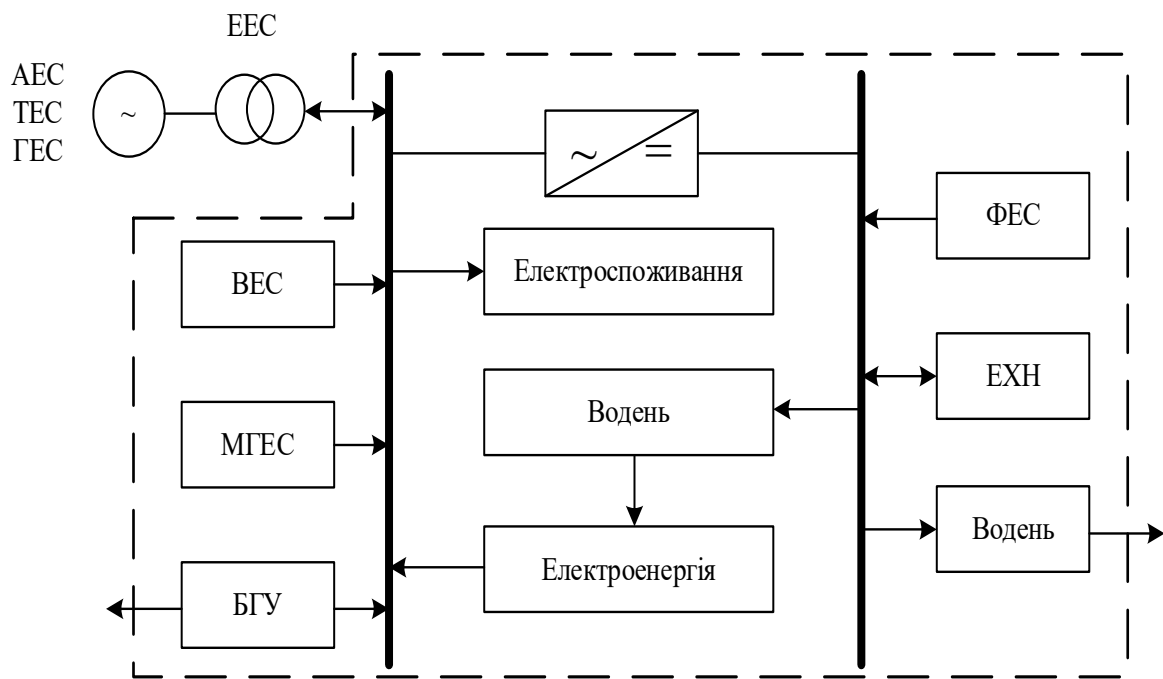


Рисунок 3.1 – Балансування електроенергії в балансуєчій групі (локальний електроенергетичний системі)

Баланс електроенергії в ЛЕС, як і в балансовій групі, обчислюється:

$$P_{\text{ФЕС}}(t) + P_{\text{БЕС}}(t) + P_{\text{мГЕС}}(t) + P_{\text{БГУ}}(t) \pm P_{\text{ЕЕС}}(t) \pm P_{\text{в}}(t) \pm P_{\text{х}}(t) - P_{\text{сп}}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (3.1)$$

де $P_{\text{ФЕС}}(t)$ – потужність ФЕС; $P_{\text{БЕС}}(t)$ – потужність БЕС; $P_{\text{мГЕС}}(t)$ – потужність малих гідроелектростанцій; $P_{\text{БГУ}}(t)$ – електрична потужність когенераційних установок; $P_{\text{ЕЕС}}(t)$ – потужність ЕЕС; $P_{\text{в}}(t)$ – потужність водневих установок; $P_{\text{х}}(t)$ – потужність електрохімічних накопичувачів; $P_{\text{сп}}(t)$ – потужність споживачів електроенергії, в тому числі «активних»; $\Delta P(t)$ – технологічні витрати в електричних мережах.

Як балансуєча 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 [76]:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left(P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)^2 dt \rightarrow \min, \quad (3.2)$$

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) [77], 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 $M_{ВЕС}\{P(t)\}$, $M_{ФЕС}\{P(t)\}$, $t \in [t_0; t_k]$.

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 (див. рис. 3.1) 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 (3.2).

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 (3.2) нестабільного генерування ВДЕ, то з урахуванням можливих на даний момент способів резервування задача мінімізації $B_{рез}$ записується:

$$B_{рез} = B_x(P_x) + B_{\theta}(P_{\theta}) + B_z(P_z) + B_c(P_c) + B_n(P_n) + B_k(P_k) \rightarrow \min, \quad (3.3)$$

де $B_x(P_x)$ – витрати на резервування накопичувачами електрохімічного типу; $B_{\theta}(P_{\theta})$ – витрати на водневі технології; $B_z(P_z)$ – 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; $B_k(P_k)$ – витрати на реалізацію координації графіків генерування і споживання електроенергії в ЕЕС; $P_x, P_{\theta}, P_z, P_c, P_n, P_k$ – відповідно оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів резервування.

У роботі [78] показано, що для оптимізації витрат на резервування ВДЕ при нестабільному виробництві та виборі відповідних способів і засобів для цього можна використовувати критеріальний метод теорії

подібності [79]. 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 [80]. 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 [86]. 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, математичну модель з урахуванням особливостей об'єктів ЕЕС для оптимізації характерних витрат

виробництва 1 кВт резервної потужності ВДЕ можна представити у вигляді:

$$B_{рез} = C_1 P_x^{-1} + C_2 P_{\theta} + C_3 P_z + C_4 P_c^{-1} + C_5 P_{\kappa} + C_6 P_x^2 P_c^2 P_{\theta}^{-1} P_z^{-1} P_{\kappa}^{-1} \rightarrow \min, \quad (3.4)$$

за умови $P_c \leq G_c$, що або $g_c P_c \leq 1$

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 (3.4) формується з певними припущеннями. Вираз (3.4) не враховує деякі компоненти способів резервування задачі мінімізації $B_{рез}$ з (3.3). Зокрема це витрати на збільшення пропускної спроможності ліній електропередачі, яка вважається достатньою на початковому етапі. Перша складова рівняння (3.4) 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_{θ} . 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 (3.4) 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 (3.4) у критеріальному вигляді. За базові значення беремо параметри оптимального варіанту. Тоді в критеріальній формі вираз витрат (3.4) запишеться:

$$B_{рез*} = \pi_{1o} P_{x*}^{-1} + \pi_{2o} P_{\theta*} + \pi_{3o} P_{z*} + \pi_{4o} P_{c*}^{-1} + \pi_{5o} P_{\kappa*} + \pi_{6o} P_{x*}^2 P_{c*}^2 P_{\theta*}^{-1} P_{z*}^{-1} P_{\kappa*}^{-1}, \quad (3.5)$$

де $B_{рез*} = B_{рез} / B_{рез \min}$; $P_{x*} = P_x / P_{x0}$, $P_{6*} = P_6 / P_{60}$, $P_{2*} = P_2 / P_{20}$, $P_{c*} = P_c / P_{c0}$, $P_{k*} = P_k / P_{k0}$, де P_x, P_6, P_2, P_c, P_k – відповідно поточні та оптимальні значення потужності способів резервування, $\pi_{io} = C_i / B_{рез \min}$ – 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 (3.4), з яких визначаються π_{io} [83, 84]:

$$\left\{ \begin{array}{l} -\pi_1 + 2\pi_6 = 0; \\ \pi_2 - 2\pi_6 = 0; \\ \pi_3 - \pi_6 = 0; \\ -\pi_4 + 2\pi_6 + \pi_7 = 0; \\ \pi_5 - \pi_6 = 0; \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 + \pi_5 + \pi_6 = 1; \end{array} \right. \Rightarrow \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & -2 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 2 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \pi_4 \\ \pi_5 \\ \pi_6 \\ \pi_7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}. \quad (3,6)$$

Задача (3.6) не задовольняє умову канонічності, якщо міра її складності $s = m - n - l = 0$, 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 (3.3) 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 π_7 є, відносно якої з системи рівнянь (3.6) визначаються критерії подібності:

$$\begin{array}{l} \pi_{1o} = 0,2405 - 0,2405\pi_7; \quad \pi_{2o} = 0,1582 - 0,1582\pi_7; \quad \pi_{3o} = 0,1684 - 0,8418\pi_7; \\ \pi_{4o} = 0,2164 + 1,1207\pi_7; \quad \pi_{5o} = 0,1082 + 0,0601\pi_7; \quad \pi_{6o} = 0,1082 + 0,0601\pi_7. \end{array} \quad (3,7)$$

З урахуванням значень критеріїв подібності (3.5) перепишемо:

$$B_{рез*} = (0,2405 - 0,2405\pi_7)P_{x*}^{-1} + (0,1582 - 0,1582\pi_7)P_{\theta*} + \\ + (0,1684 - 0,8418\pi_7)P_{\varphi*} + (0,2164 + 1,1202\pi_7)P_{c*}^{-1} + \\ + (0,1082 + 0,0601\pi_7)P_{\kappa*} + 0,1082 + 0,0601\pi_7)P_{x*}^2 P_{c*}^2 P_{\theta*}^{-1} P_{\varphi*}^{-1} P_{\kappa*}^{-1} \quad (3,8)$$

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 :

$$B_{рез*} = (0,2405P_{x*}^{-1} + 0,1582P_{\theta*} + 0,1684P_{\varphi*} + 0,2164P_{c*}^{-1} + 0,1082P_{\kappa*} + \\ + 0,1082P_{x*}^2 P_{c*}^2 P_{\theta*}^{-1} P_{\varphi*}^{-1} P_{\kappa*}^{-1}) + (-0,2405P_{x*}^{-1} - 0,1582P_{\theta*} - 0,8418P_{\varphi*} + \\ + 1,1202P_{c*}^{-1} + 0,0601P_{\kappa*} + 0,0601P_{x*}^2 P_{c*}^2 P_{\theta*}^{-1} P_{\varphi*}^{-1} P_{\kappa*}^{-1})\pi_7. \quad (3,9)$$

Якщо системний резерв не використано, то $B_{рез*}$ визначте лише першою компонентою:

$$B_{рез*} = (0,2405P_{x*}^{-1} + 0,1582P_{\theta*} + 0,1684P_{\varphi*} + 0,2164P_{c*}^{-1} + 0,1082P_{\kappa*} + \\ + 0,1082P_{x*}^2 P_{c*}^2 P_{\theta*}^{-1} P_{\varphi*}^{-1} P_{\kappa*}^{-1}). \quad (3.10)$$

З (3.10) 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 (3.10) дозволяє аналізувати пропорційність і чутливість витрат на резервування ВДЕ $B_{рез*}$ до відхилення потужності P_{i*} від їх оптимальних значень.

Відповідно до прийнятої моделі (3.4) витрати, необхідні для балансування графіка генерування ВДЕ та його модифікованої моделі (3.10), 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 $C_1, \dots, C_5$. Щодо загальних показників $C_1, \dots, C_5$, їх вплив на економічно вигідні значення потужності $P_{x*}, P_{\delta*}, P_{c*}, P_{c*}, P_{k*}$ і витрати $B_{рез*}$ можна оцінити шляхом визначення їх значень із системи рівнянь, записаних методом інтегральних аналогів з (3.4) з урахуванням (3.7) [83]:

$$\begin{cases} (0,2405 - 0,2405\pi_7) = C_1 / B_{рез} P_x; \\ (0,1582 - 0,1582\pi_7) = C_2 P_{\delta} / B_{рез}; \\ (0,1684 - 0,8418\pi_7) = C_3 P_c / B_{рез}; \\ (0,2164 + 1,1202\pi_7) = C_4 / B_{рез} P_c; \\ (0,1082 + 0,0601\pi_7) = C_5 P_k / B_{рез}; \\ (0,1082 + 0,0601\pi_7) = C_6 P_x^2 P_c^2 / B_{рез} P_{\delta} P_c P_k. \end{cases} \quad (3.11)$$

З отриманих виразів можна оцінити вплив зміни, наприклад, C_1 на економічно вигідні значення всіх змінних. Вирази (3.11) 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 (3.10) 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. (3.10) 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 3.2 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_e на 50%, собівартість збільшується на 4,3 %, що менше вартості акумуляторів електрохімічного типу. А якщо подвоїти, то вартість зросте на 10,4 %. Зміна вартості узгодження графіків виробництва та споживання електроенергії в ЛЕС становить 1,8% та 5,4%.

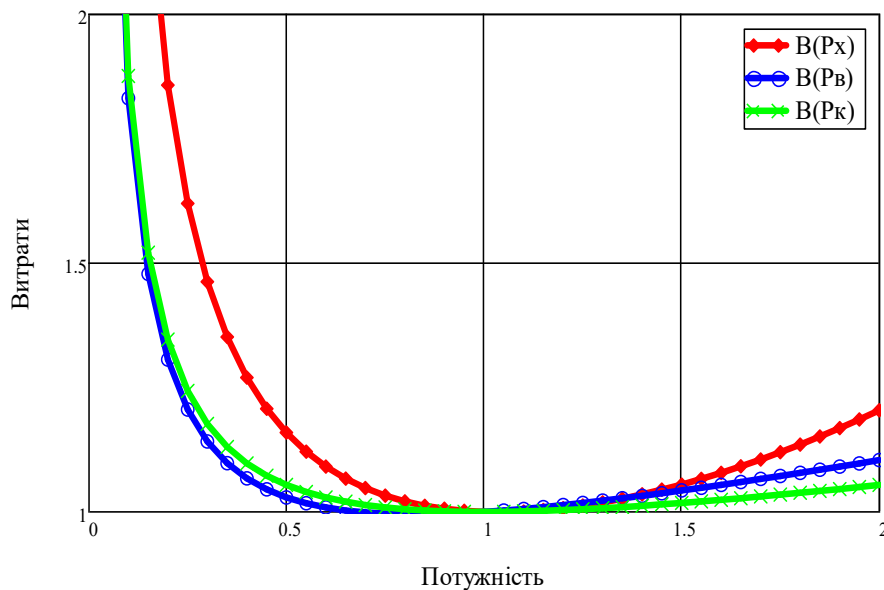


Рисунок 3.2 – Чутливість витрат до зміни потужності накопичувачів електрохімічного типу (червона крива), до змін потужності водневих технологій (синя крива) та до узгодження графіків генерування і споживання електроенергії (зелена крива)

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.

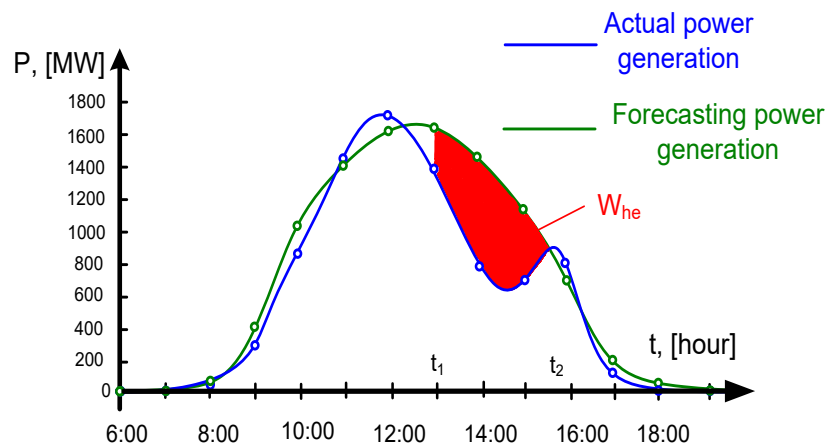
3.3 Узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС для балансування в ній електроенергії

3.3.1 Аналіз сумарного графіка навантаження ЛЕС

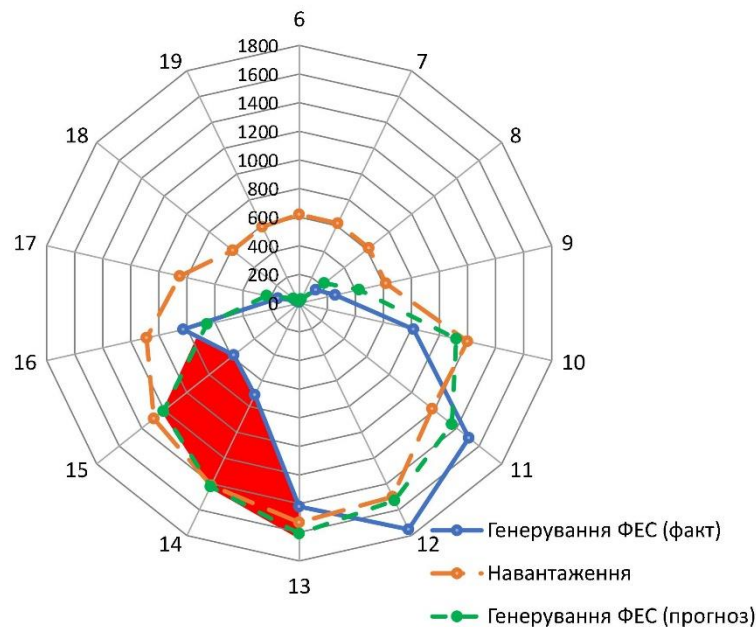
Вплив на графіки навантаження є складним процесом, що потребує змін у технологічному процесі споживачів електроенергії. Тому, зміна графіка електричних навантажень (ГЕН) повинна бути детально обґрунтована. Для цього необхідно вибрати зручний метод аналізу і порівняння параметрів графіків навантаження і генерування електроенергії в ЛЕС. В [87] 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. 3.3,а) до полярної системи координат (рис. 3.3,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, розглянемо характерний випадок, коли пік генерування ФЕС припадає на денний провал у графіку навантаження (див. рис. 3.3). Виникає необхідність мотивувати споживачів зміщувати свій добовий графік електричних навантажень в години максимуму генерування ФЕС.



а)



б)

Рисунок 3.3 – Графік електричних навантажень та генерування ФЕС, а) в декартовій 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 балансуєчій групі, то додатковим стимулюючим мотивом є також зменшення різниці (3.2) 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:

$$B_{ij} = P_{зм} \cdot C_t (K_{tj} - K_{ti}) + \beta \pm \delta P \cdot C_t, \quad (3.12)$$

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:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n B_{ij} \cdot P_{ij} \rightarrow \min, \quad (3.13)$$

де P_{ij} – потужність, яку потрібно змістити з j -тої ступені графіка навантаження на i -ту; m – години, в які власне споживання ТП більше за генерування ФЕС; n – години, в які генерування ФЕС переважає 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 [85]. Розроблено відповідний алгоритм і програма.

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_{mi} 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 $P_{li}(t) - P_{mi}(t) > 0$ 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 переважає потужність, яку можна змістити для коригування графіка електричних навантажень, для отримання збалансованої транспортної задачі вводиться додатково фіктивне джерело генерування навантаження (віртуальна електрична станція [10]) $P_{viri}(t) = \sum_{i \in \theta} P_i(t) - P_{exi}(t)$ (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. 3.4 наведено алгоритм формування оптимального ГЕН для ЛЕС як балансуєчої групи. Вихідними даними є прогнозовані на наступну добу погодинні графіки генерування і споживання електроенергії в ЛЕС, а також відповідно до (3.12) C_t – поточний тариф на електроенергію, K_{ij} і K_{ti} – коефіцієнти вартості електроенергії ступені графіка, з якої планується перенести потужність і в яку планується переносити потужність, β – вартість технологічного зсуву виробництва.

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 $\delta \leq 0,05$, то коригується $P_{пр}$ до $P_{ф}$. Фактичні значення генерування і споживання ЛЕС зчитуються з АСКОЕ.

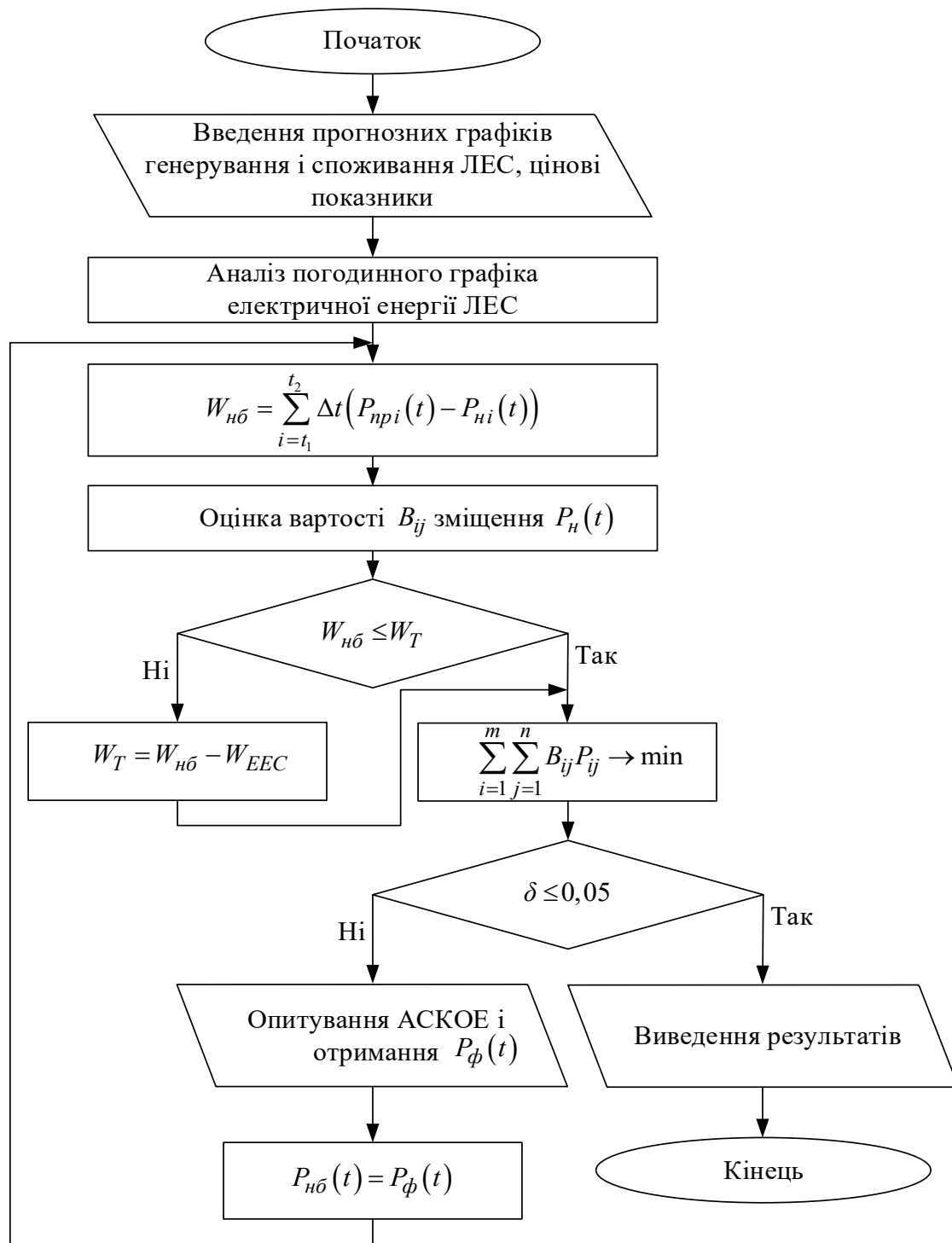


Рисунок 3.4 – Алгоритм формування оптимального ГЕН ЛЕС методом узгодження графіків генерування і споживання

Оцінка вартості зміщення графіка навантаження $P_n(t)$ здійснюється за формулою (3.12) і уточняється чи може електроенергія небалансу ЛЕС $W_{нб}$ компенсуватися допустимою електроенергією зсуву графіка навантаження W_T . Якщо так, то за (3.13) 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_T вирішується задача (3.13). 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 (3.2).

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. 3.5.

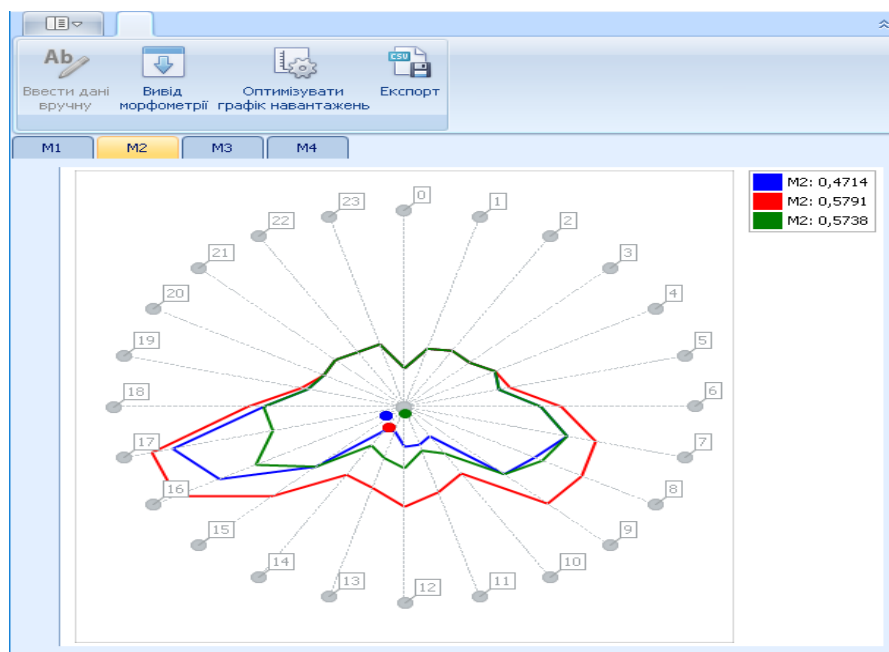


Рисунок 3.5 – Вікно виведення морфометричної форми графіка електричних навантажень без (червоний колір), з (синій колір) урахуванням генерування ФЕС та оптимізованого графіка електричних навантажень (зелений колір)

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 балансуною групою шляхом водневих технологій [72]. Показано, що у випадку, який розглянуто на рис. 3.3, для підтримування балансу електроенергії в балансуоній 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 замінити 1417 кВт-год по базовому тарифу 0,05 USD/кВт-год, то це буде 59,5 USD. Таким чином, вигідніше змістити графік навантаження на години, коли фактичне вироблення електроенергії менше за прогнозне. В прикладі, наведеному на рис. 3.3, доцільно закупити з ЕЕС по базовому тарифу 1417 кВт-год з 13 години по 15,5 годину і збільшити споживання по балансуоній 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 (3.12) з врахуванням (3.13) і особливостей технологічного процесу. За необхідності для подальшого аналізу та дослідження динаміки видається список морфометричних параметрів графіків навантаження і генерування електроенергії в ЛЕС [87].

3.4 Висновки до розділу 3

Розглянуто проблему балансування потужності та електроенергії в локальній електроенергетичній системі (ЛЕС), в якій споживання електроенергії та її генерування відновлюваними джерелами енергії (ВДЕ) співрозмірні між собою. В ЛЕС реалізується принцип – те, що генерується, споживається власними споживачами. ЛЕС розглядається як частина електроенергетичної системи (ЕЕС) з крупними електростанціями, але яка може працювати в автономному режимі. Джерелами електроенергії в ЛЕС є малі гідроелектростанції (МГЕС), фотоелектричні та вітрові електростанції (ФЕС, ВЕС), вироблення якими електроенергії є нестабільним через залежність від природних

умов. Тому в ЛЕС передбачені як резерв існуючі в ЕЕС маневрені потужності, електрохімічні накопичувачі, водневі технології та біогазові установки.

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 ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ СИСТЕМ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

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 балансуєчі 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 балансуєча 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.

4.2 Умови балансування потужності та електроенергії в ЛЕС

Відновлювані джерела енергії (ВДЕ) зокрема фотоелектричні і вітрові станції (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 [88–90]. 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 [91–93]. 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 [94, 95]. Також активно в процесі балансування режиму ЕЕС може приймати участь узгодження графіків генерування ВДЕ з графіками навантаження споживачів електроенергії [96, 97]. 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 [98].

В ЕЕС з метою об'єднати проходження максимуму навантаження застосовується стимулювання споживачів електроенергії щодо зміщення їх найбільшого навантаження в години, коли в системі спостерігається режим з мінімальним навантаженням [99, 100]. Участь «активних споживачів» в регулюванні балансу електроенергії в ЕЕС може покращити регулювання частоти і напруги в ній [90, 101]. 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 приходить 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 [102].

Розглянемо випадок, коли ВДЕ виробляють електроенергію за прогнозованим погодинним графіком генерування на наступну добу. ВДЕ працюють в складі балансувальної групи, сумарна потужність якої може сягати від десятків до сотень МВт. Потужність навантаження електроспоживачів в ЛЕС є спів розмірна з потужністю ВДЕ. Така балансувальною 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 балансуєчу 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.

На рис 3.1 наведено склад ЛЕС, яка є окремою балансуєчою групою. В неї входить джерела електроенергії, накопичувачі електроенергії та споживачі електроенергії. Баланс електроенергії в ЛЕС, як і в балансуєчій групі, обчислюється за (4.1). 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 [103]:

$$\int_{t_0}^{t_k} \frac{1}{2} \left(P_{ВДЕ}(t) - \sum_{i=1}^n P_i(t) \right)^2 dt \rightarrow \min, \quad (4.1)$$

з урахуванням балансового обмеження:

$$P_{цжс}(t) + \sum_{i=1}^n P_i(t) - P_{нав}(t) - \Delta P(t) = 0,$$

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 (4.1), 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 АСКОВ та здійснюється прогнозування погодинного графіка вироблення електроенергії на наступну добу. Тобто, для кожної i -ї ФЕС і ВЕС відомі значення фактичного і прогнозованого генерування електроенергії за заданий період часу. Тому, у відповідність до задачі (4.1), для кожного i -го ВДЕ формулюється задача досягнення певної точності між прогнозованим і фактичним виробленням електроенергії за певний час, наприклад, одну годину:

$$\delta_i = \frac{w_i^{\Pi} - w_i^{\Phi}}{w_i^{\Phi}} \leq \delta_{дон}, \quad (4.2)$$

де w_i^{Π} , w_i^{Φ} – прогнозовані і фактичні значення генерування електроенергії i -ї ФЕС за однаковий час; δ_i , $\delta_{дон}$ – 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 щогодини, 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. 4.1) 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.

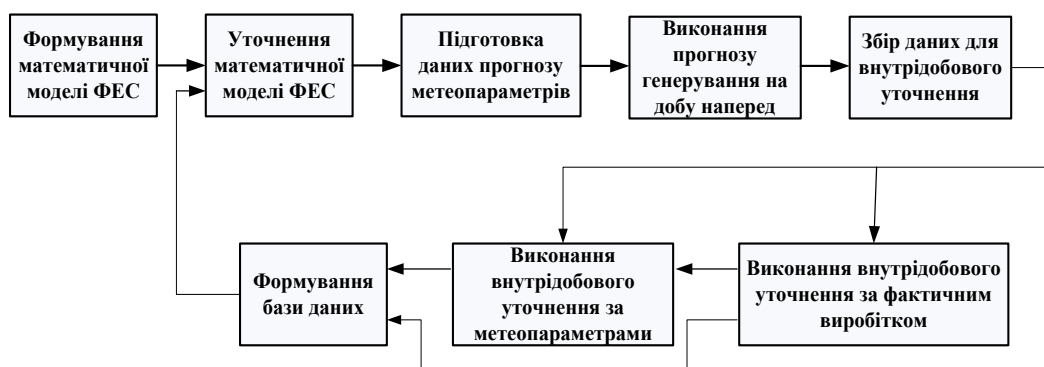


Рисунок 4.1 – Структурна схема автоматизації процесу прогнозування ФЕС в складі балансуєної групи

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, 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.

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 АСКОВЕ, яка, зазвичай, працює з більшою дискретністю.

Після корегування результати передаються до оператора балансувальної групи. Всі дані 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 послуг 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. 4.2 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.

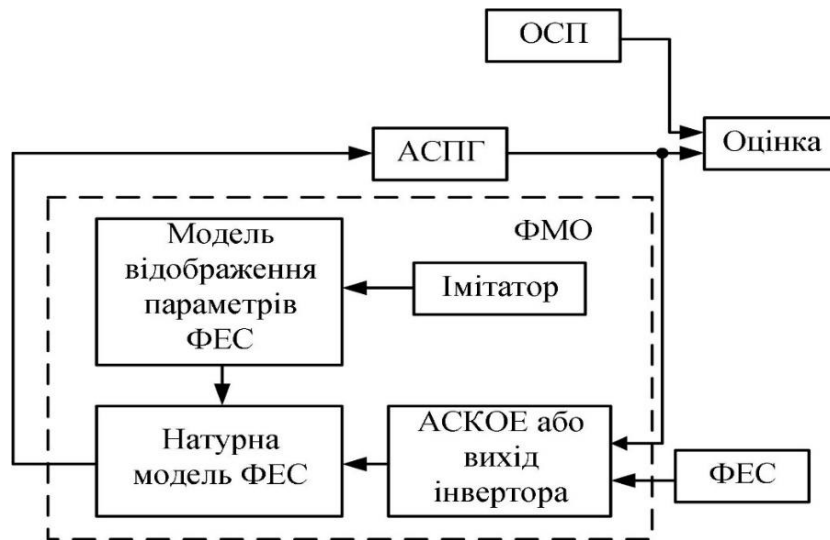


Рисунок 4.2 – Структура натурно-імітаційної системи випробування АСПГ

При створенні і випробуваннях системи керування на основі моделювання безперервне функціонування ФЕС замінюється 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) [104] 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 (див. рис. 1) 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 (4.1).

В [105] розроблено метод відносного порівняння між собою можливих способів резервування відновлюваних джерел енергії з нестабільним генеруванням в ЕЕС та оцінювання чутливості 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 несталої 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.

4.3 Зменшення небалансів прогнозованого і фактичного генерування ЛЕС 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. 4.3 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. 4.3 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. 4.3 точка t_3), то, запустивши програму уточнення прогнозу, прогнозоване генерування ФЕС коректується до допустимого за умовою $\delta \leq \delta_{\text{доп}}$

Для випадку, наведеному на рис. 4.3, 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 АВС та АС. Це 250,5 МВт-год.

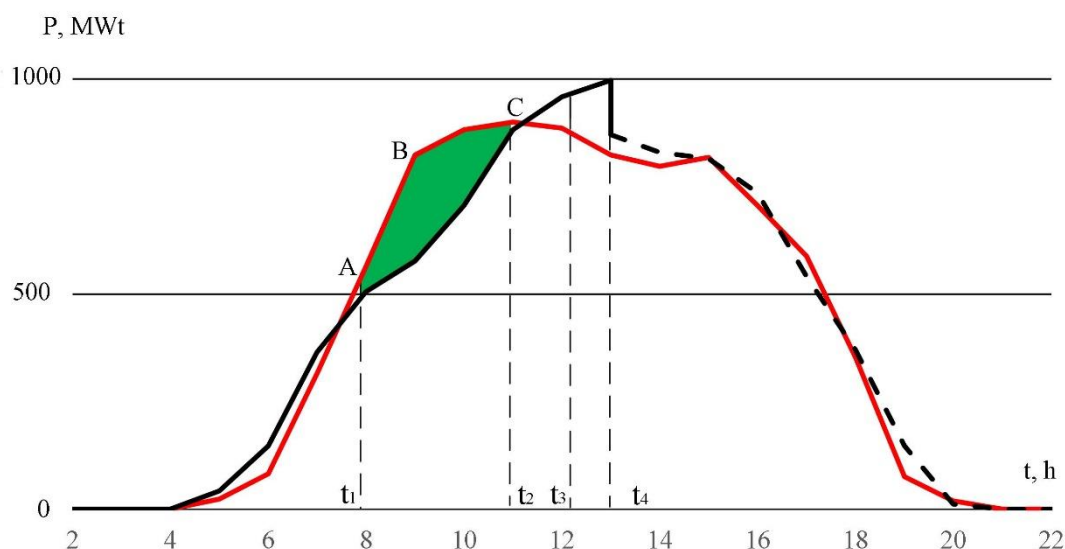


Рисунок 4.3 – Комбінація різних методів зменшення небалансу

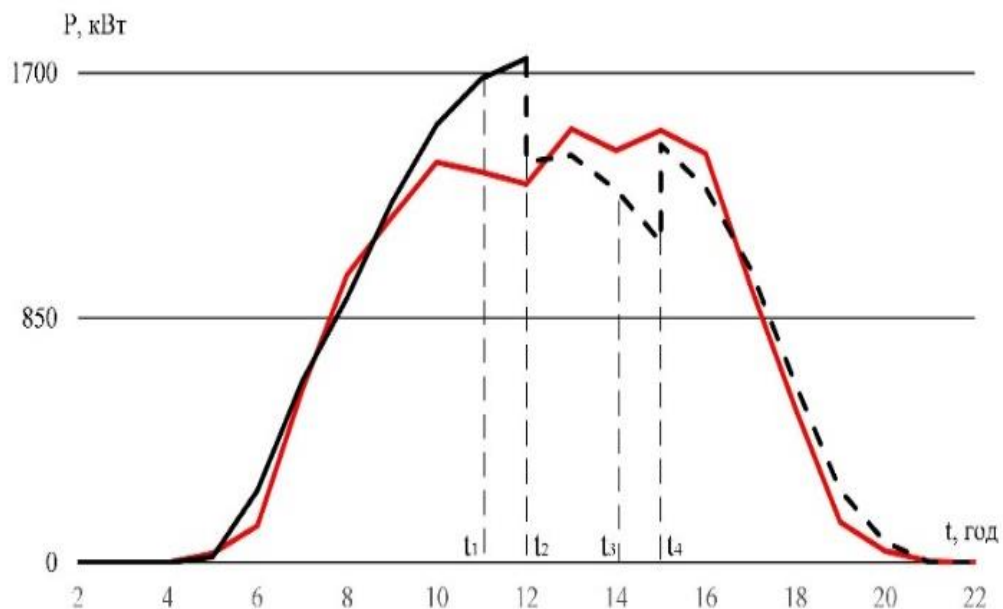
Для розрахунку потенційно можливого обсягу виробництва зеленого водню за допомогою електролізу рахуватимемо, що на 1 м³ водню передбачено 4,5 кВт·год електроенергії або на 1 кг водню – 50,56 кВт·год [106]. Для виробництва водню можна витратити 250,5 МВт·год, тобто це $M=250,5/50,56=4954$ кг водню за 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. 4.3.

Зменшувати різницю між прогнозним і фактичним значеннями графіків генерування електроенергії ФЕС і ВЕС можливо двома шляхами: впливаючи на прогнозне значення $W_{пр}$ або на фактичне – $W_{ф}$. Впливати на фактичне генерування $W_{ф}$ 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

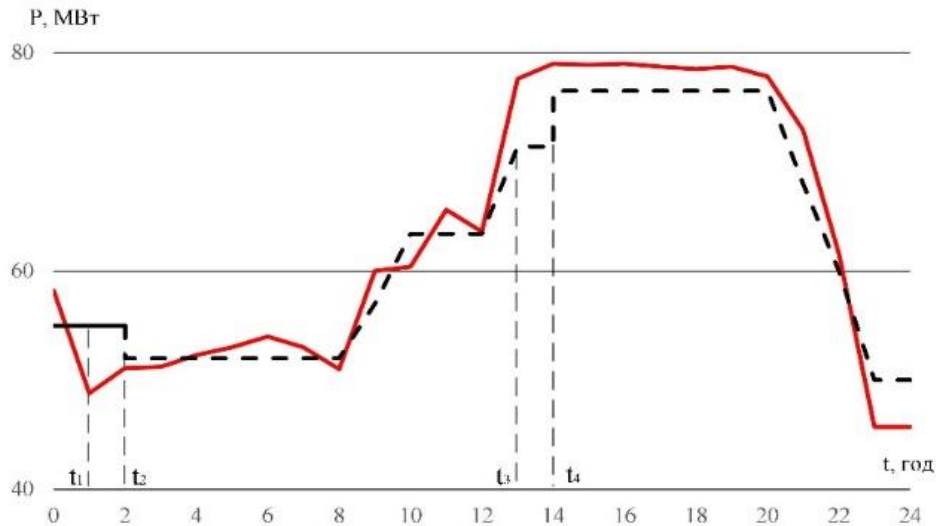
електроенергії апроксимуються на цей же час Δt за попередніми даними з АСКОЕ.

Логічна схема розрахунку відкоригованого значення погодинного прогнозу генерування ФЕС на наступну годину поточної доби проілюстрована на рис. 4.4. В точці t_1 , наприклад, $\delta_1 > 0$ і $\delta_1 > \delta_{\text{доп}}$, тоді прогноз потрібно зменшити на k . Відповідно, прогноз буде $W_{np} = k W_{np}$, де $k = 1 - \delta_1$, а $\delta_1 = (W_{np1} - W_{\phi1}) / W_{\phi1}$. В точці t_3 , наприклад, $\delta_3 < 0$ і $\delta_3 < -\delta_{\text{доп}}$, тоді прогноз потрібно збільшити на k . Відповідно, прогноз буде $W_{np} = k W_{np}$, де $k = 1 - \delta_3$, а $\delta_3 = (W_{np3} - W_{\phi3}) / W_{\phi3}$. Якщо різниця між прогнозними і фактичними значеннями знаходиться в допустимому діапазоні, тобто $|\delta| < |\delta_{\text{доп}}|$, 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 циклом Δt , де Δt не більше 1 години, і організовується наступним чином.



а)



б)

Рисунок 4.4 – Корекція прогнозного графіка генерування
ФЕС (а) і ВЕС (б)

Визначається година i , з якої розпочинається i_n та закінчується i_k генерування електроенергії ФЕС, де i поточне значення номера години. Далі:

– $i=i_n$, визначається похибка прогнозування для i -ї години

$$\delta_i = \frac{w_i^p - w_i^f}{w_i^f};$$

– $i=i+1$, визначається похибка прогнозування для $i+1$ -ї години

$$\delta_{i+1} = \frac{w_{i+1}^p - w_{i+1}^f}{w_{i+1}^f}$$

Якщо $\delta_{i+1} > 0$, то:

якщо $\delta_{i+1} \leq \delta_{\text{доп}}$, то $k=1$ $w_{i+1}^p = k w_{i+1}^p$ (Тобто, прогноз залишається

тим же, в допустимій області);

якщо $\delta_{i+1} \leq \delta_i$, то переходимо на початок циклу $i=i+1$ («Прогноз» наближається до «факту»);

якщо $\delta_{i+1} > \delta_i$ («Прогноз» розходиться з «фактом») і $\delta_{i+1} > \delta_{\text{доп}}$, то $k = 1 - \delta_i$ і $w_{i+1}^p = k w_{i+1}^p$ і переходимо на початок циклу $i=i+1$.

Якщо $\delta_{i+1} < 0$, то:

якщо $\delta_{i+1} \geq -\delta_{\text{доп}}$, то $k=1$ $w_{i+1}^p = k w_{i+1}^p$ (Тобто, прогноз залишається

тим же, в допустимій області!);

якщо $\delta_{i+1} > \delta_i$, то переходимо на початок циклу $i=i+1$ («Прогноз» наближається до «факту»);

якщо $\delta_{i+1} < \delta_i$ («Прогноз» розходиться з «фактом») і $\delta_{i+1} < -\delta_{\text{доп}}$, то $k = 1 - \delta_i$ і $w_{i+1}^n = k w_{i+1}^n$ і переходимо на початок циклу $i=i+1$.

Згідно наведеного алгоритму розроблена програма погодинного коригування прогнозування вироблення електроенергії ФЕС і ВЕС. На рис. 4.5 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.

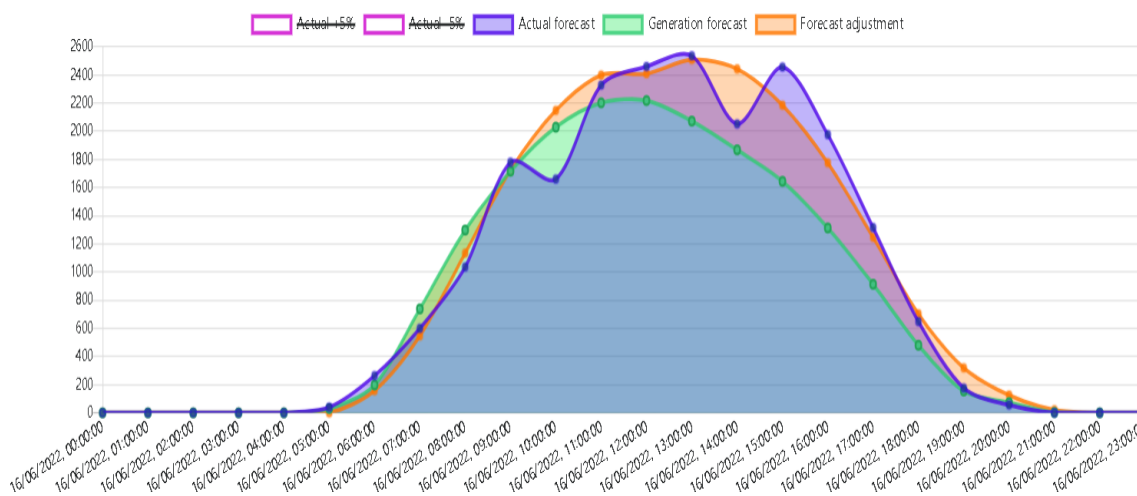


Рисунок 4.5 – Приклад корегування генерування ФЕС за результатами контролю похибки δ

Локальна електроенергетична система для ЕЕС по суті є активним споживачем, який за необхідності оператором системи передачі (ОСП) або оператора системи розподілу (ОСР) може використовуватися в режимі генерування або споживача [107]. 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 приходится 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 [106] 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 (рис. 4.6). Отже, 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.

На рис. 4.6 показано, як приклад, покриття добового графіка споживання електроенергії у весняно-літній період, де збалансовано споживання та генерування власними відновлюваними джерелами електроенергії і надходженням від ЕЕС. Рис. 4.6 побудовано у відносних одиницях, де вихідною точкою є вечірній максимум потужності.

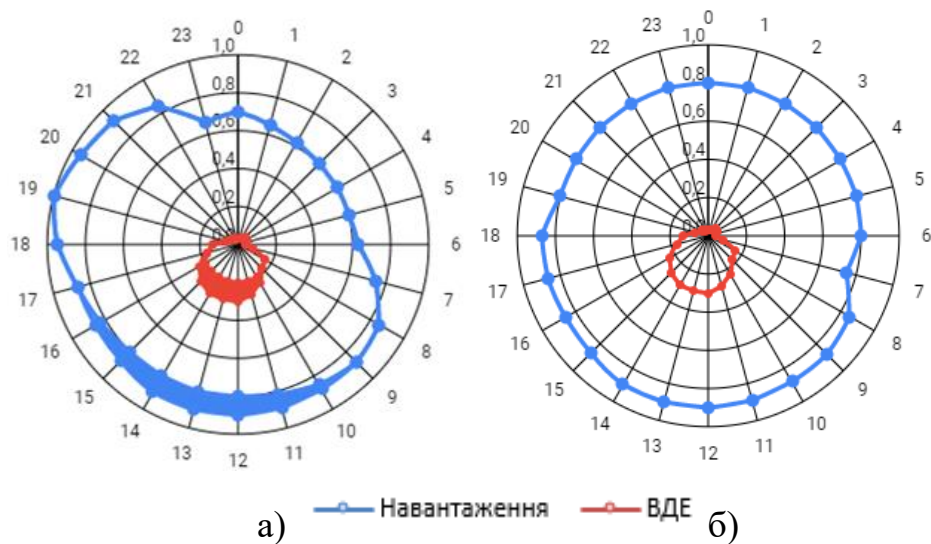


Рисунок 4.6 – Добові графіки споживання електроенергії в ЛЕС

Характерно, що у другій половині дня споживання електроенергії зменшується, а виробництво ВДЕ зростає за сприятливих погодних умов, тобто пік виробництва ВДЕ припадає на денний час у графіку навантаження. Якщо режим ЛЕС наразі є надлишковим, для цілей балансування режиму генерується «надлишкова» потужність ФЕС і ВЕС. «Надлишкова» електроенергія або запасється системою накопичення, або ОСР змушений обмежити виробництво відновлюваної електроенергії. Тобто, необхідно узгодити графіки генерування та споживання в ЛЕС. Це можуть зробити споживачі, проте вони повинні бути мотивовані зміщувати щоденний графік навантаження електроенергії на години максимального виробництва ФЕС і ВЕС. Щоб розробити метод узгодження генерування ВДЕ з навантаженням в ЛЕС, необхідно оцінити вплив генерування ВДЕ на нерівномірність добового графіка навантаження електроенергії. Для аналізу та оцінки ВДЕ в сумарному графіку навантаження електромережі використовуються інтегральні морфометричні показники нерівномірності ГЕН [106].

Основним стимулом є зональний тариф на електроенергію, згідно з яким вартість електроенергії диференційована за періодами доби. Споживач може зменшити рахунок за електроенергію, не зменшуючи споживання. При цьому зменшується нерівномірність ГЕН. Якщо споживач електричної енергії знаходиться в балансовій групі, то зменшення різниці між прогнозним і фактичним графіком генерування за формулою (4.2) в ЛЕС також є додатковим мотивуючим засобом.

Для оцінки вартості витіснення потужності споживання необхідно розробити показник, який би враховував зміну тарифного коефіцієнта витрат електроенергії за зонним тарифом. Вартість відшкодування споживачу внаслідок зміни графіка споживання електричної енергії та вартість втрат електроенергії внаслідок добового вирівнювання ГЕН визначаються таким чином:

$$B_{ij} = P_{зм} \cdot C_t (K_{ij} - K_{ti}) + \beta \pm \delta P \cdot C_t, \quad (4.3)$$

де $P_{зм}$ – потужність, яку споживач має змістити для вирівнювання графіка навантаження ЛЕС; C_t – тариф на електроенергію по енергопостачальній компанії; K_{ij} – 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.

З метою зменшення загальної нерівномірності добового ГЕН ЛЕС та мінімізації втрат електроенергії пропонується по чергово коригувати графік навантаження трансформаторних підстанцій (ТП) відповідно до коефіцієнтів навантаження. Очевидно, що значення відносних значень B_{ij} для кожного вузла будуть відрізнятися. Відповідно до цієї задачі записується цільова функція:

$$\sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n B_{ij} \cdot P_{ij} \rightarrow \min, \quad (4.4)$$

де P_{ij} – потужність, яку потрібно змістити з j -тої ступені графіка навантаження на i -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 на те, що потужність будь-якої ступені ГЕН повинна дорівнювати загальному споживанню потужності цієї ступені ГЕН. Другий набір обмежень вказує на те, що загальний зсув у споживанні на цьому рівні ГЕН має повністю компенсувати виробництво на ньому. Також обмежена можливість передачі від'ємних значень споживаної потужності.

Для вирішення цієї задачі скористаємося методом транспортної задачі. Розроблено відповідний алгоритм і програму. Для визначення потужності, яку регулює споживач, для кожного споживача визначається технічний мінімум. Виходячи з цього, передана потужність споживача дорівнює P_{li} – різниці між фактичною потужністю споживання та технічним мінімумом для даної години навантаження P_{tmi} . При цьому споживачі класифікуються за коефіцієнтом використання ТП.

Години, коли фактичне споживання ТП є нижчим за генеруючу потужність ВДЕ, умовно називаються «годинами виробництва». Тобто години, на які необхідно перенести потужність споживання. Години, коли навантаження перевищує потужність генерування і умова виконується $P_{li}(t) - P_{tmi}(t) > 0$, означають години, з яких електроенергія може бути передана. Саме ця різниця визначає надлишкову потужність $P_{ndi}(t)$, яку можна передати за певною ціною, і $P_{defi}(t)$ потужність, якої не вистачає на певну годину доби для коригування добового графіка. На основі виявленого дефіциту та надлишкової потужності формується транспортна матриця для перенесення потужності з надлишкових годин на дефіцитні, щоб адаптувати добовий графік навантаження. У випадку, якщо сумарна потужність генерації перевищує потужність, яку можна передати для коригування графіка електричного навантаження, для задачі збалансованого транспортування вводиться додаткове умовне джерело генерації навантаження (віртуальна електростанція) $P_{viri}(t) = \sum_{i \in \theta} P_i(t) - P_{ndi}(t) (\theta -$ набір електричних джерел живлення в ЛЕС). У випадку, якщо власного виробництва відновлюваної енергії недостатньо для задоволення потреб споживачів в електроенергії, вводиться умовне джерело централізованої електроенергії

$$P_{EECi}(t) = \sum_{i \in \theta} P_i(t) - P_{ndi}(t). \quad (4.5)$$

Вирішенням транспортної задачі є рекомендація зміщення графіка електронавантаження споживачів, що найбільше впливає на нерівномірність загального графіка навантаження ЛЕС. Коригування

добового графіка електричного навантаження проводиться до тих пір, поки виконуються умови (4.2). Після завершення виводиться графічне відображення морфометричної моделі графіка електричного навантаження без урахування формування ВДЕ, з урахуванням графіка генерації ВДЕ та скоригованого електричного навантаження ЛЕС та відповідних морфометричних показників для перерахованих графіків.

На рисунку 4.6,а показано добовий графік споживання електроенергії, де незбалансований надлишок електроенергії ФЕС (виділений червоним) споживається протягом денного мінімуму (виділений синім). Для цього в технологічний процес споживання електроенергії внесені необхідні зміни. На рисунку 4.6,б показано добовий графік споживання електроенергії, де крім електроенергії, виробленої ФЕС, вечірній максимум споживання електроенергії перенесено на нічний мінімум. Таким чином графік споживання електроенергії можна вирівняти та наблизити до кола.

Таким чином, компенсувати природну нестабільність виробництва ВДЕ в ЛЕС можливо вирішувати не тільки способами та засобами резервування електроенергії шляхом її накопичення, а і способом, який безпосередньо не пов'язаний з накопиченням електроенергії. Йдеться про узгодження графіків генерування та споживання електроенергії в ЛЕС. Пропонується такий метод ще й тому, що в енергопостачальних системах накопичений досвід згладжування графіків навантажень із застосуванням зонального обліку електроенергії за різними тарифами. Розроблено алгоритм і програмне забезпечення для рекомендацій задля узгодження графіків генерування та споживання електроенергії в ЛЕС.

4.4 Формування інтелектуальної системи керування режимом ЛЕС в складі електроенергетичної системи

4.4.1 ЛЕС як об'єкт інтелектуальної системи керування

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 балансуєчих

групи в електроенергетичній системі (ЕЕС) [108, 109]. В склад структури такої ЛЕС, крім ВДЕ обов'язково входить установка зберігання (накопичення) енергії (УЗЕ). В УЗЕ 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 балансуєчій 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 [110]. 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 [111]. Коли ЛЕС працює з профіцитом, то надлишок електроенергії запасється УЗЕ або може передаватися в ЕЕС. Якщо ФЕС і ВЕС в силу своїх природних обмежень не можуть покривати графік навантаження ЛЕС, то задіюються УЗЕ 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 балансуєчі 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 [112]. 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 [113]. 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 [112, 114]. Для дослідження проблеми споживання відновлюваної енергії розглянемо ЛЕС як балансуєчу групу, яка наведена на рис. 4.7. 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), гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС)).

Баланс електроенергії в ЛЕС, показаний на рис. 4.7, як в балансуєчій групі запишеться:

$$\pm P_{EEC}(t) + P_{\Phi EC}(t) \pm P_{VZE}(t) - P_{cn}(t) - P_{ac}(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (4.6)$$

де $P_{EEC}(t)$ – потужність від ЕЕС; $P_{\Phi EC}(t)$ – потужність ФЕС; $\pm P_{VZE}(t)$ – потужність системи зберігання енергії; $P_{cn}(t)$ – 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.

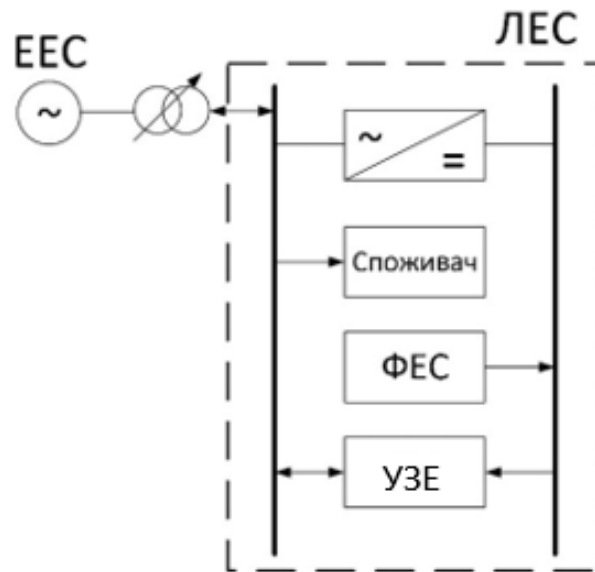


Рисунок 4.7 – Локальна електроенергетична система
як частина ЕЕС

На рис. 4.8 показано приклад покриття добового графіка навантаження ЛЕС, наведеної на рис. 4.7. Завданням є сформувати ЛЕС як балансуючу групу. Для цього, прогнозуючи графік генерування і споживання на наступну добу, складається баланс електроенергії (див. рис. 4.8,а):

$W_H = \sum_{i=1}^{24} \Delta t P_{H_i}(t)$ – електроенергія сумарного навантаження,

включно втрат; $W_{\Phi EC} = \sum_{j=t_n}^{t_k} \Delta t P_{\Phi EC_j}(t)$ – електроенергія, вироблена ФЕС,

де t_n , t_k – час початку і закінчення генерування;

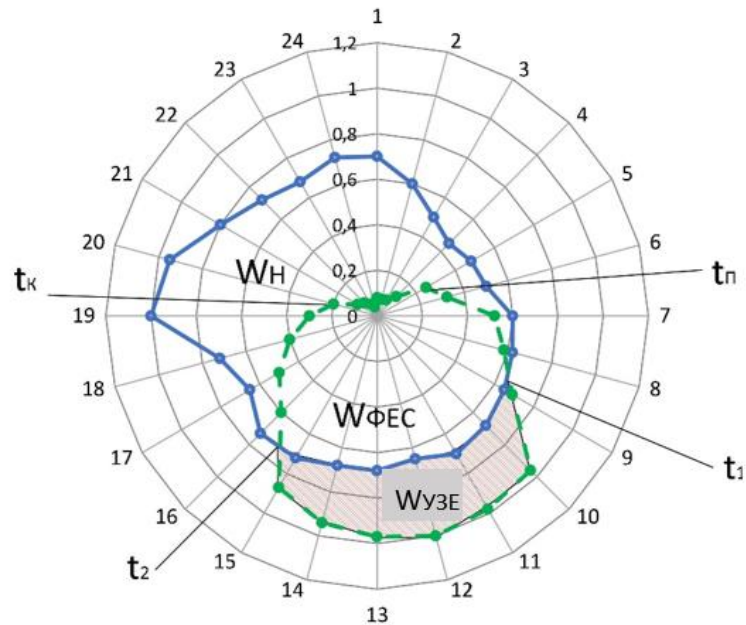
$W_{CZE} = \sum_{j=t_1}^{t_2} \Delta t P_{\Phi EC_j}(t) - \sum_{j=t_1}^{t_2} \Delta t P_{H_i}(t)$ – надлишок електроенергії в ЛЕС, яка

може передаватись в систему зберігання енергії або в ЕЕС; Δt – в погодинному графіку дорівнює 1 год..

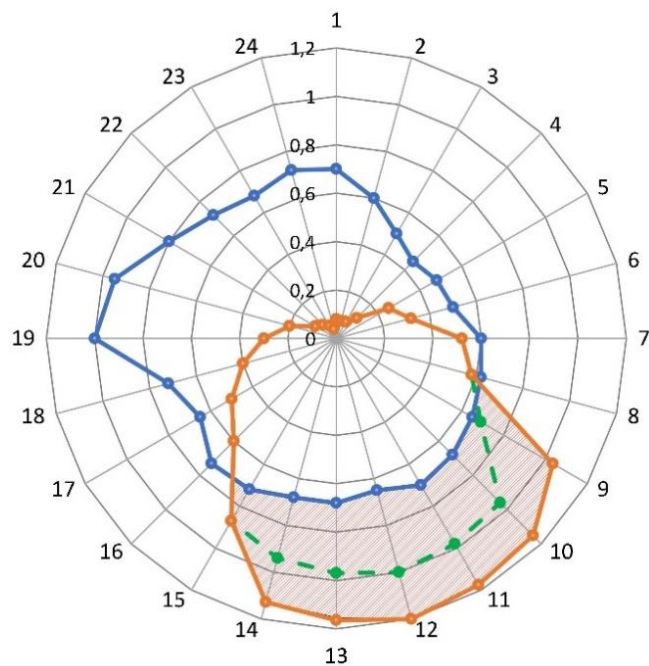
Визначається кількість електроенергії навантаження в години, коли генерування ФЕС відсутнє:

$W_{EEC} = W_H - W_{\Phi EC} + \Delta W$ – електроенергія, яку необхідно для балансу в ЛЕС взяти з ЕЕС або з УЗЕ. 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 УЗЕ. Для роботи в автономному режимі електроенергії УЗЕ повинно бути достатньо для покриття навантаження в «нічний» час.

Щоб забезпечити автономний режим ЛЕС, необхідно збільшити потужність ФЕС, як це показано на рис. 4.8,б, і, відповідно, збільшити ємність УЗЕ. Інший спосіб – обмеження потужності споживачів і задіяння потенціалу активних споживачів, як це показано в [111].



а)



б)

Рисунок 4.8 – Приклади покриття добового графіка електроспоживання ЛЕС

— графік навантаження; — графік генерування ФЕС; — графік генерування розширеної ФЕС

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 складним 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 [109, 110, 115].

4.4.2 Інтелектуальна система керування режимом ЛЕС

На рис. 4.9 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 балансувальної 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.

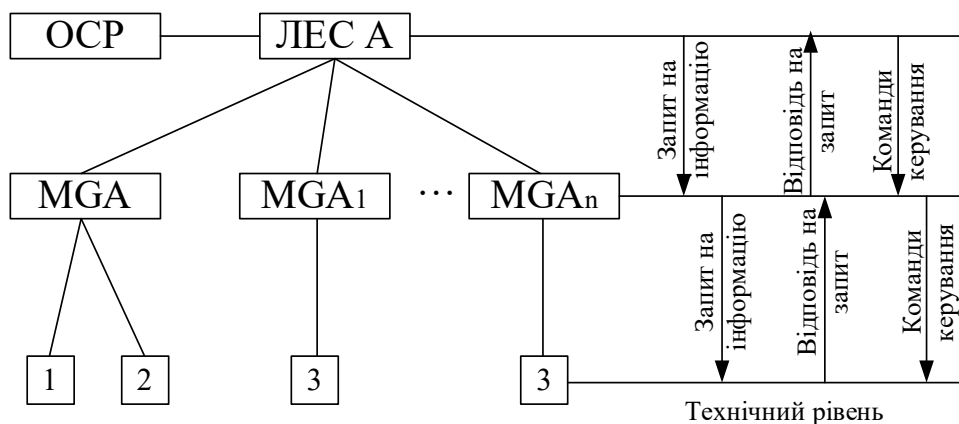


Рисунок 4.9 – Ієрархічна структура інтелектуальної системи ЛЕС

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 $W_{УЗЕ}$, а також обмеження, за необхідності, потужності неактивних споживачів.

Агент MGA є агентом системи накопичення енергії, агентом керованих розосереджених джерел енергії, а також всередині добової корекції генерування за командою ЛЕСА. Він керує спільною УЗЕ, 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 УЗЕ. 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 ізолювану 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.

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 балансуєча 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 напруги. Ефективним є участь активних споживачів електроенергії для узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС як способу балансування в ній потужності та електроенергії. В сформованій запропонованим 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 балансуєча 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 напруги. Ефективним є участь активних споживачів електроенергії для узгодження графіків генерування і споживання в ЛЕС як способу балансування в ній потужності та електроенергії.

4.5 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 [109, 116]. 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 балансуєчі 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-економічних 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. 4.10).



а)



б)

Рисунок 4.10 – ЛЕС комплексу МХП: а – підстанції 110/35/10 кВ;
б – комплекс по виробництву біогазу

Інший варіант – проектується, наприклад, база відпочинку з окремими повністю електрифікованими будинками, ФЕС і лінією електропередачі від ЕЕС (рис. 4.11). 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.



Рисунок 4.11 – ЛЕС 10 кВ з microgrid на основі фотоелектричних модулів і системи збереження енергії

На рис. 4.12 наведена структура реальної достатньо потужної ЛЕС на різних напругах, яка сформована з microgrid (MG) зі своїми місцевими САК. Microgrid MG_i в різному наборі можуть містити фотоелектричні і вітрові електростанції, установки зберігання електроенергії (УЗЕ), дизель генератори для відновлення генерування ФЕС в ізолюваному стані, когенераційні установки (КУ) на біогазі та електроспоживачі (С), в тому числі активні. Потужні microgrid MG_i об'єднують microgrid меншої потужності mg_i . УЗЕ в залежності від ємності накопиченої електроенергії зберігаються на шинах MG_i або на збірних шинах вищої напруги. В останньому випадку УЗЕ 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), гідроакумуючі 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 [117].

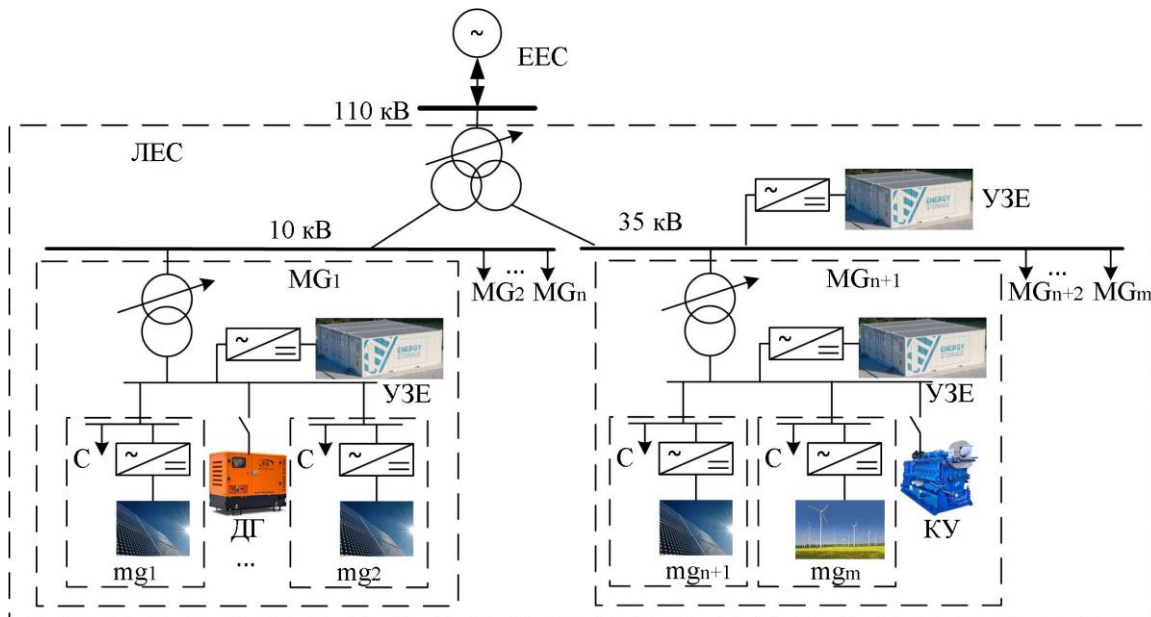


Рисунок 4.12 – Локальна електроенергетична система, сформована з microgrid

В сформованій таким чином ЛЕС на основі МГ з відновлюваними джерелами енергії і резервуванням їх нестабільності генерування у формі УЗЕ 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 ґрунтується на функціях двосторонніх комунікацій в мережі, дистанційного моніторингу і самодіагностики обладнання, стандартах попередження розвитку системних аварій, керування потоками потужності і напругою, тощо.

4.6 Самовідновлення електропостачання в ЛЕС як елемент інтелектуальної системи

Самовідновлення – це здатність енергосистем автоматично відновлюватися після збоїв [118]. 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 ґрунтується на функціях двосторонніх комунікацій в мережі, дистанційного моніторингу і самодіагностики обладнання, стандартах попередження розвитку системних аварій, керування потоками потужності і напругою, тощо [119]. 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 [120].

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 [121].

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. 4.13 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 УЗЕ, що постійно під'єднані до електричної мережі і знаходяться або автоматично переводяться з режиму «заряд» в режим «розряд». Дії по самовідновленню електропостачання розпочинаються з оцінювання реального небалансу електроенергії $P_{нб}(t)$ в ЛЕС:

$$P_{BDE}(t) + P_{UZE}(t) + P_{MGA}(t) - P_{cn}(t) - P_{ac}(t) - \Delta P(t) = P_{нб}(t), \quad (4.7)$$

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 ; $P_{УЗЕ}(t)$ – сумарна потужність УЗЕ 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 ізолюваній ЛЕС на час t і далі; $P_{сп}(t), P_{ас}(t), \Delta P(t)$ – споживання електроенергії в ЛЕС.

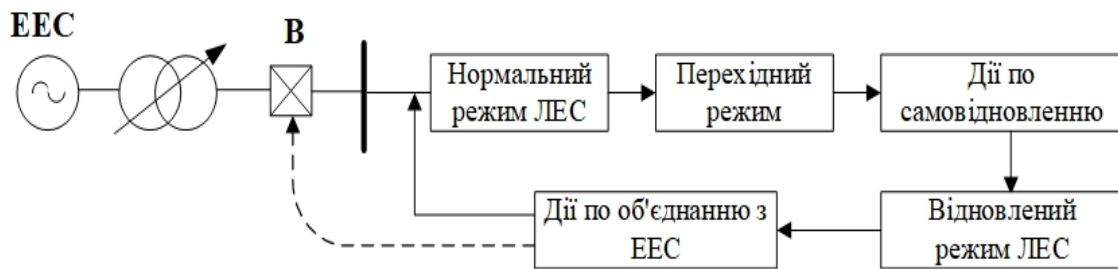


Рисунок 4.13 – Самовідновлення електропостачання в ЛЕС при втраті зв'язку з ЕЕС

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 УЗЕ. УЗЕ 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:

$$P_{ВДЕ}(t) + P_{УЗЕ}(t) + P_f(t) - P'_{cn}(t) - P_{cnf}(t) - P_{ac}(t) - \Delta P(t) \approx 0, \quad (4.8)$$

де $P_f(t)$ – потужність, яка виділена з регульованих ВДЕ та УЗЕ для регулювання потужності і частоти в ЛЕС; $P'_{cn}(t)$ – потужність споживачів електроенергії, які продовжують працювати за своїм і нормальними графіками навантаження; $P_{cnf}(t)$ – 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.

На рис. 4.14 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. 4.13), 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:

$$P_{EES}(t) + P_{BDE}(t) + P_{UZE}(t) - P_{cn}(t) - P_{ac}(t) - \Delta P(t) \approx 0. \quad (4.9)$$

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.

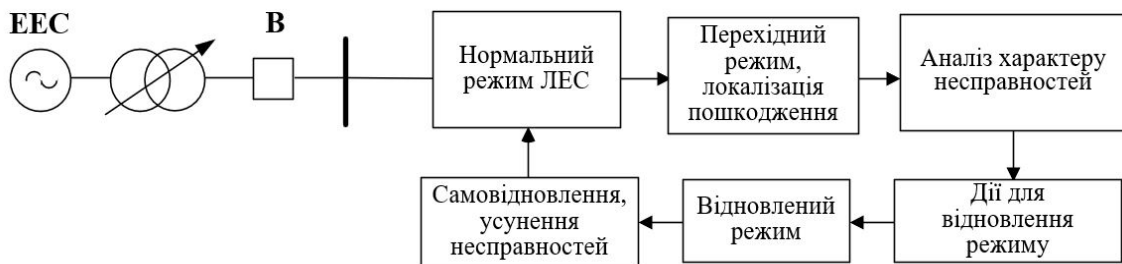


Рисунок 4.14 – Самовідновлення електропостачання в ЛЕС через аварійні ситуації в ній

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 ґрунтується 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.

4.7 Висновки до розділу 4

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 балансуєча 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 балансуєчої 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.

Доцільно інтегрувати ВДЕ в розподільні електричні 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. Пропонується ієрархічну структуру інтелектуальної системи ЛЕС формувати таким чином, щоб ЛЕС з інтелектуальними електричними мережами могли під час обмеження централізованого електрозабезпечення не втрачати ВДЕ, а в повній мірі використати їх переваги разом з системами зберігання енергії для надійного електропостачання споживачів.

5 ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ШЛЯХОМ ЇХ ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЇ

5.1 Формування локальної електроенергетичної системи для фрагмента Віньковецьких РЕМ

На рис. 5.1 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. 5.2 наведено структурну схему такої 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 MG₁ і MG₂ та колективної ГПУ в MG₃ встановлюється SoftOpenPoint (SOP) [122, 123].

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.

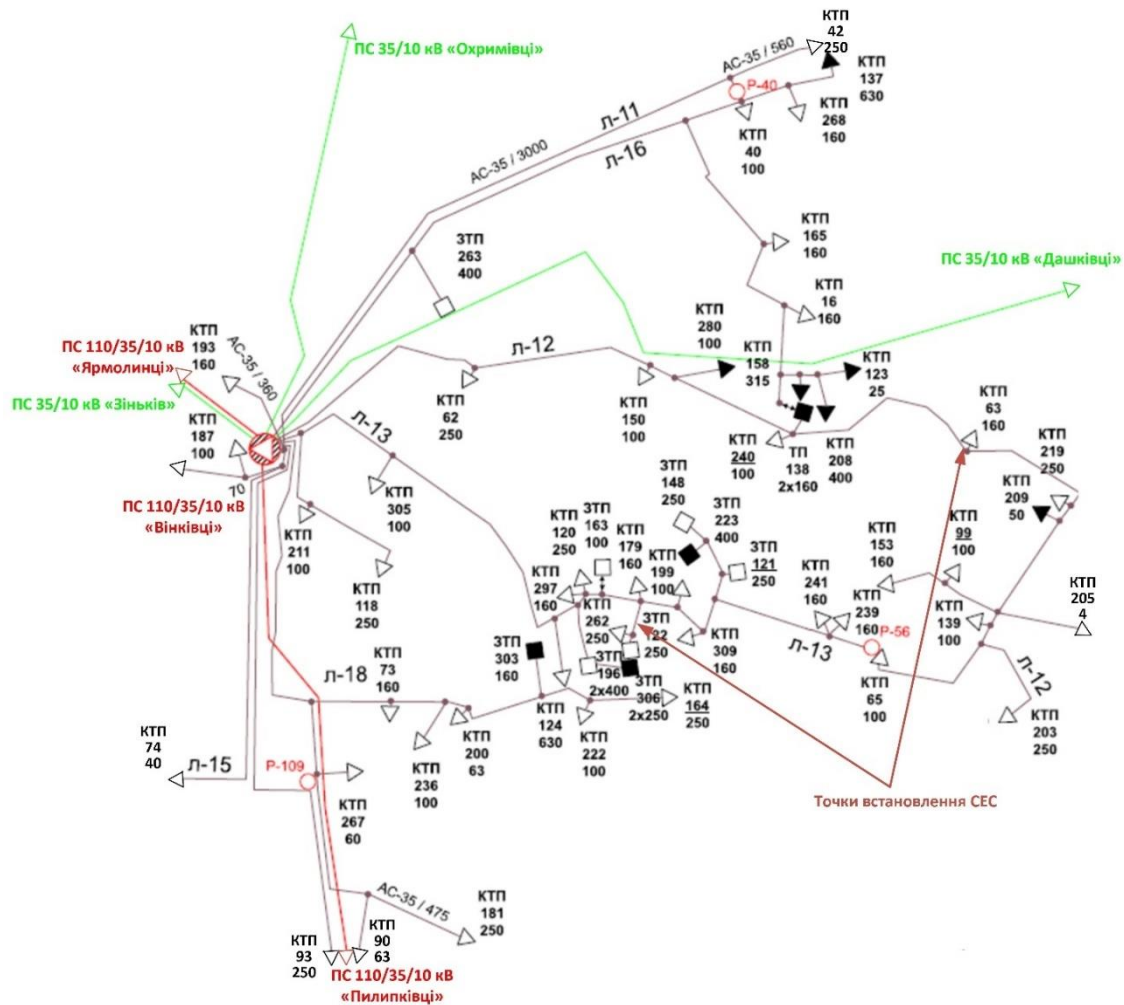


Рисунок 5.1 – Фрагмент схеми Віньковецьких РЕМ

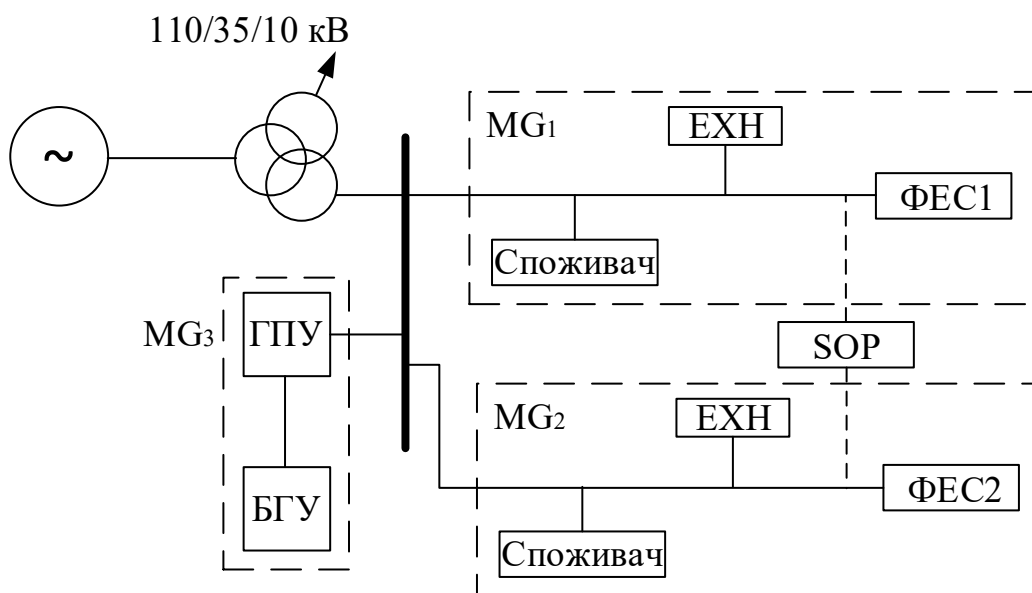


Рисунок 5.2 – Структурна схема Віньковецької ЛЕС

На рис. 5.3 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.

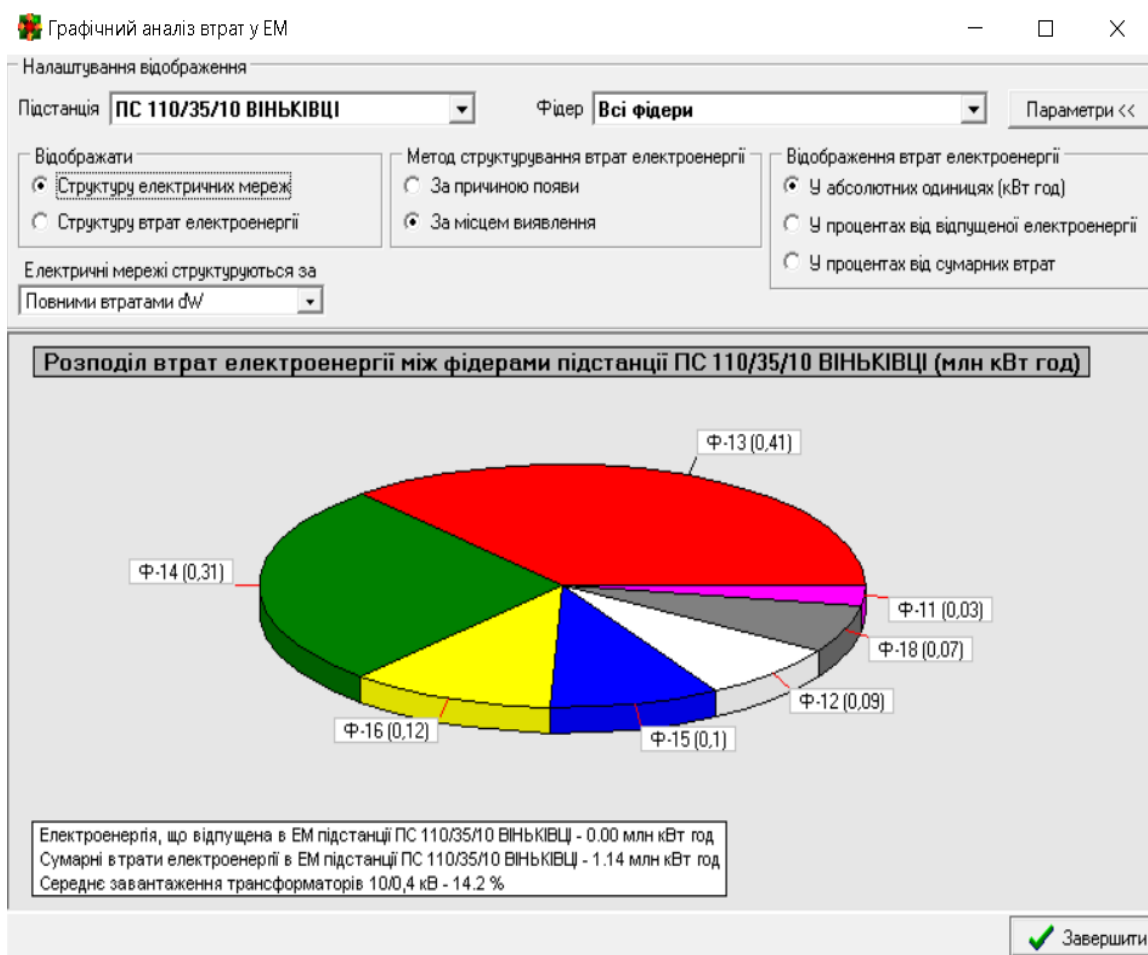


Рисунок 5.3 – Структура втрат в електричних мережах ПС «Віньківці»

На рис 5.4 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.

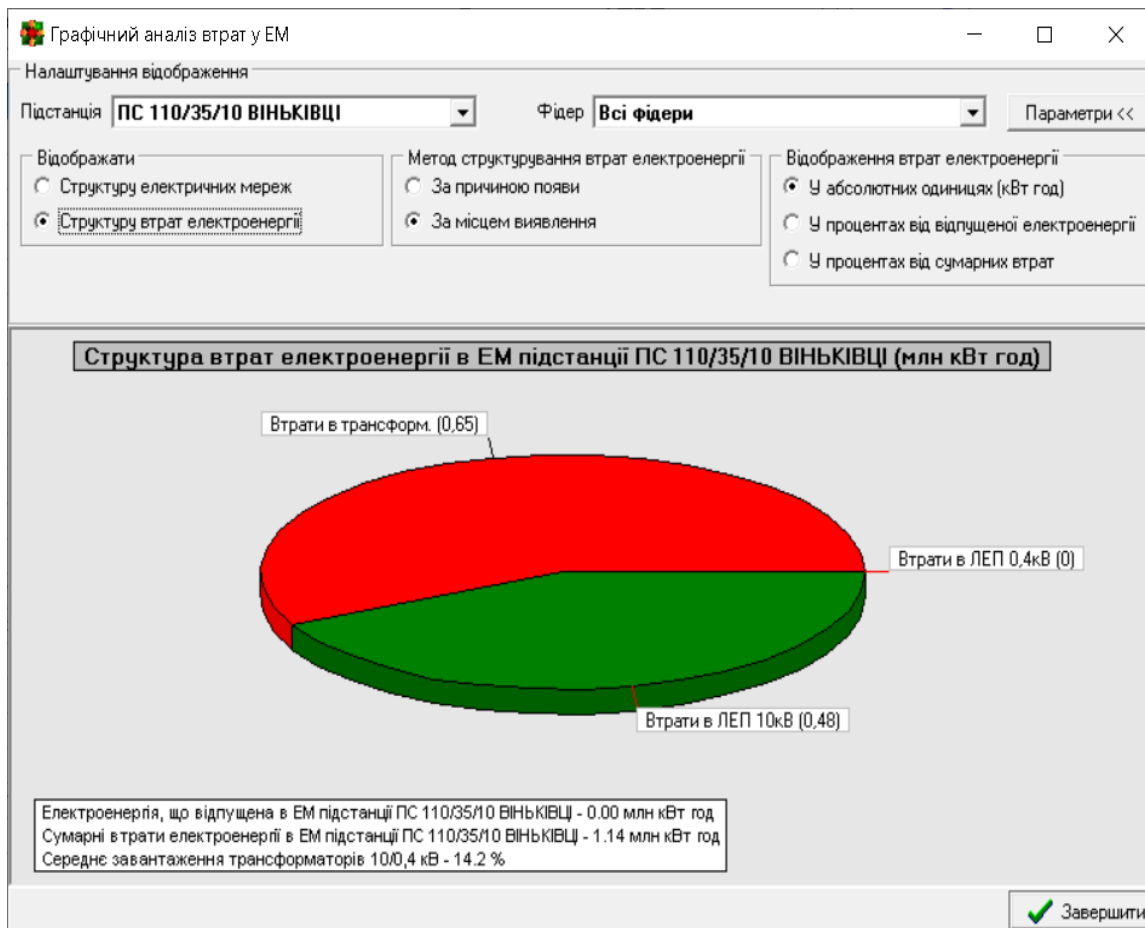


Рисунок 5.4 – Структура втрат по ПС «Вінківці» в трансформаторах і ЛЕП 10 кВ

Для режиму середніх навантажень розраховані параметри фідерів підстанції «Вінківці» «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. 5.5 і 5.6.

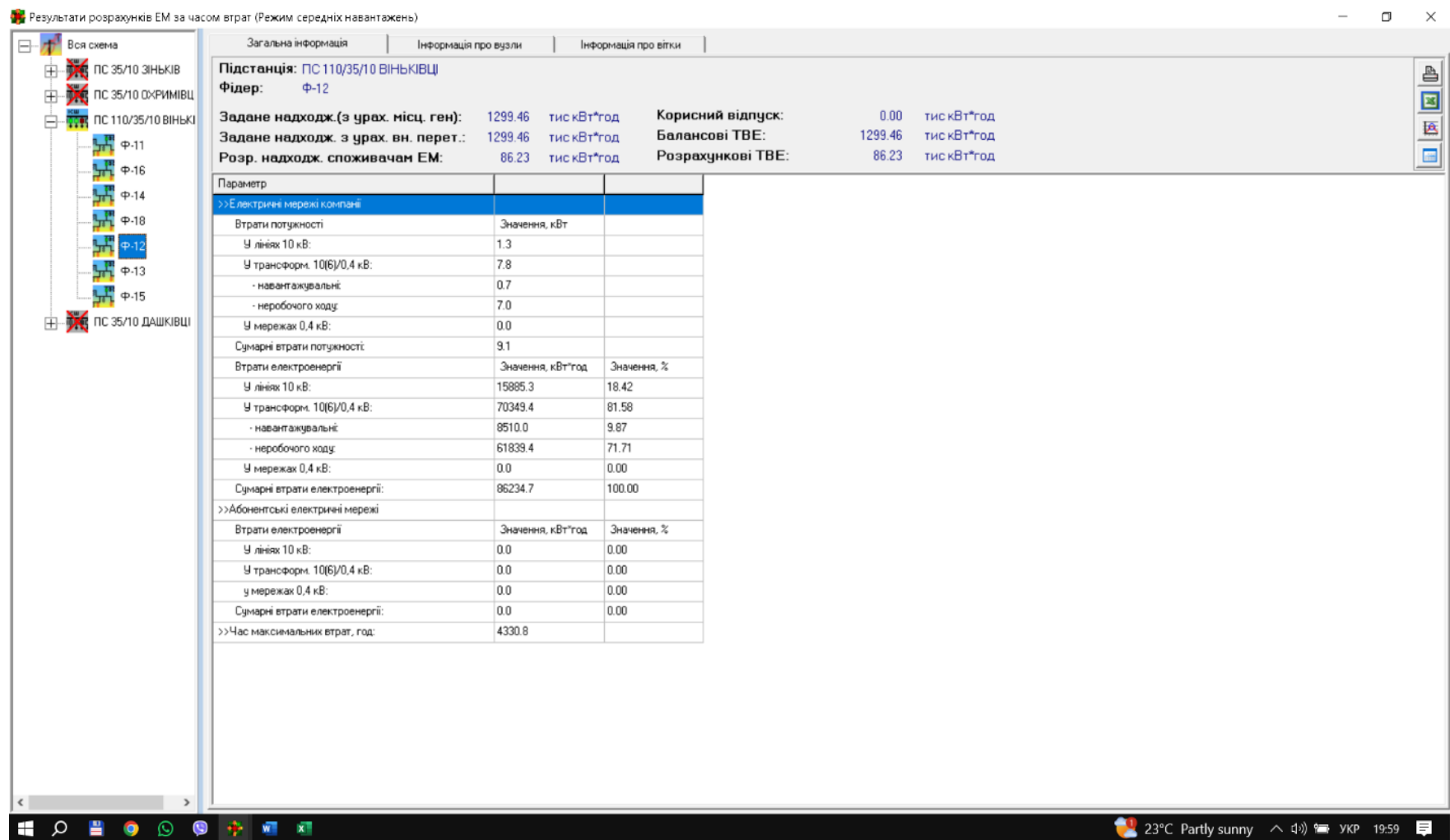


Рисунок 5.5 – Параметри режиму фідера 12 для режиму середніх навантажень без ФЕС

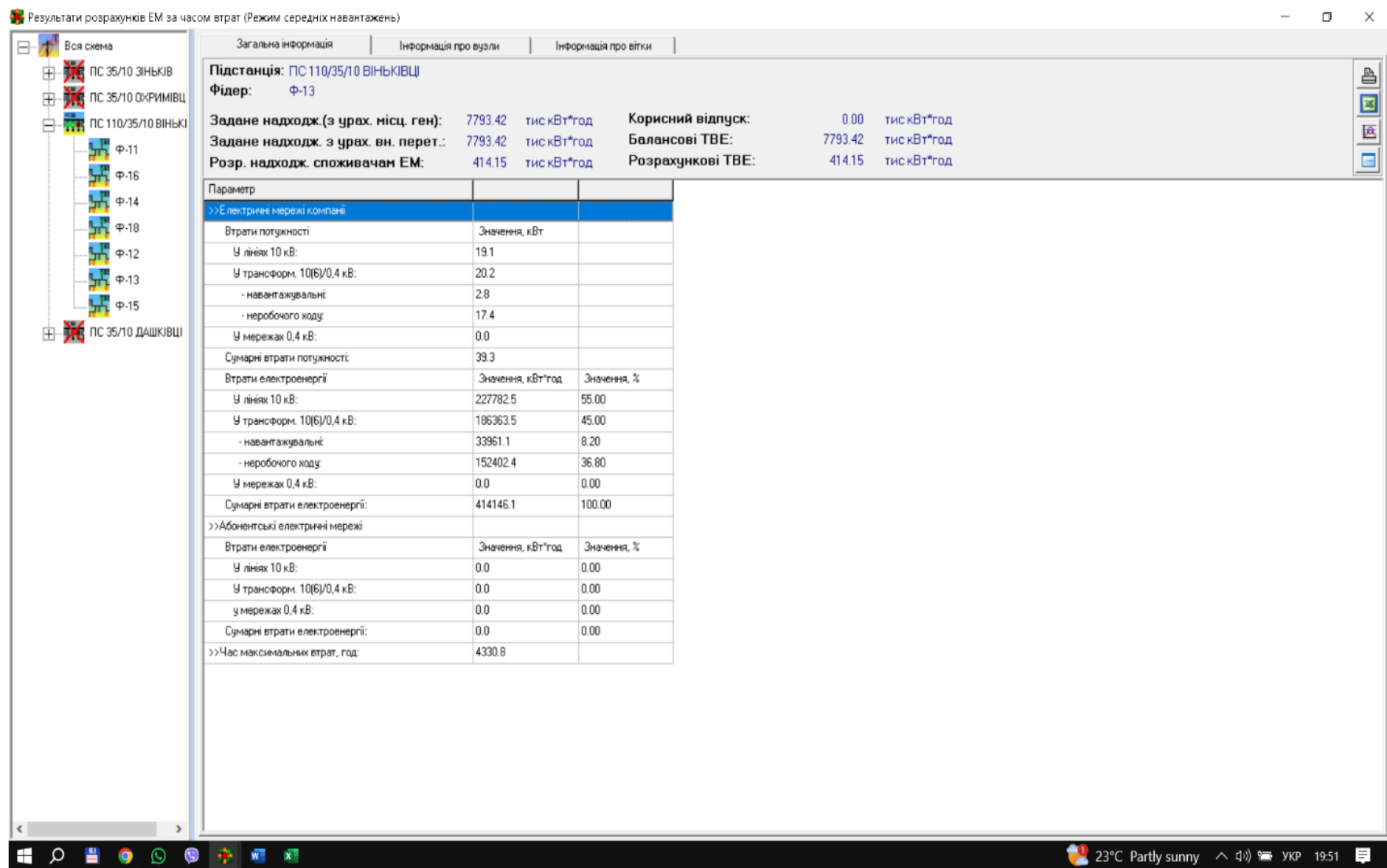


Рисунок 5.6 – Параметри режиму фідера 13 для режиму середніх навантажень без ФЕС

5.2 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. 5.1, на підстанціях 63 і 122 під'єднані ФЕС відповідно потужністю 2,5 і 5 МВт. На рис. 5.7 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. 5.8).

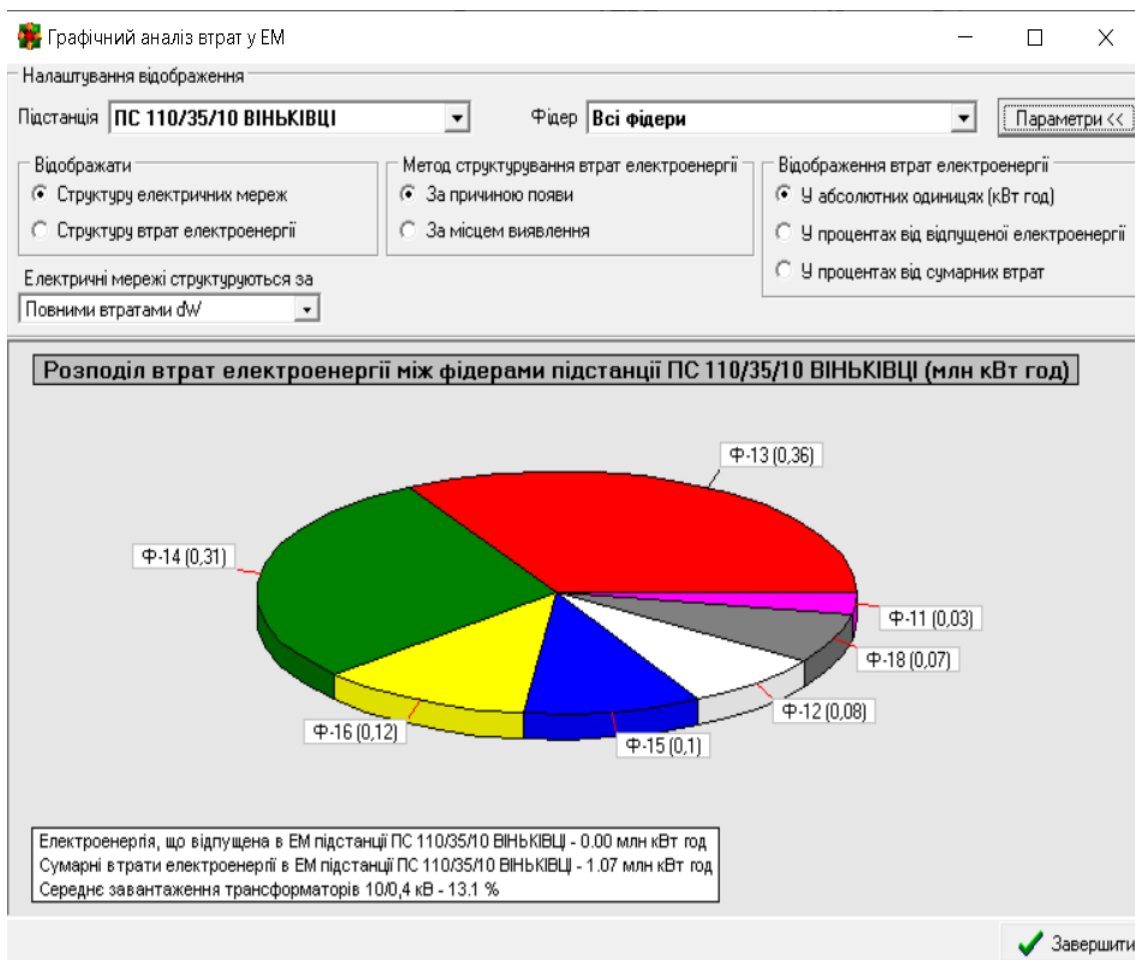


Рисунок 5.7 – Структура втрат по електричних мережах ПС «Віньківці» в режимі з ФЕС

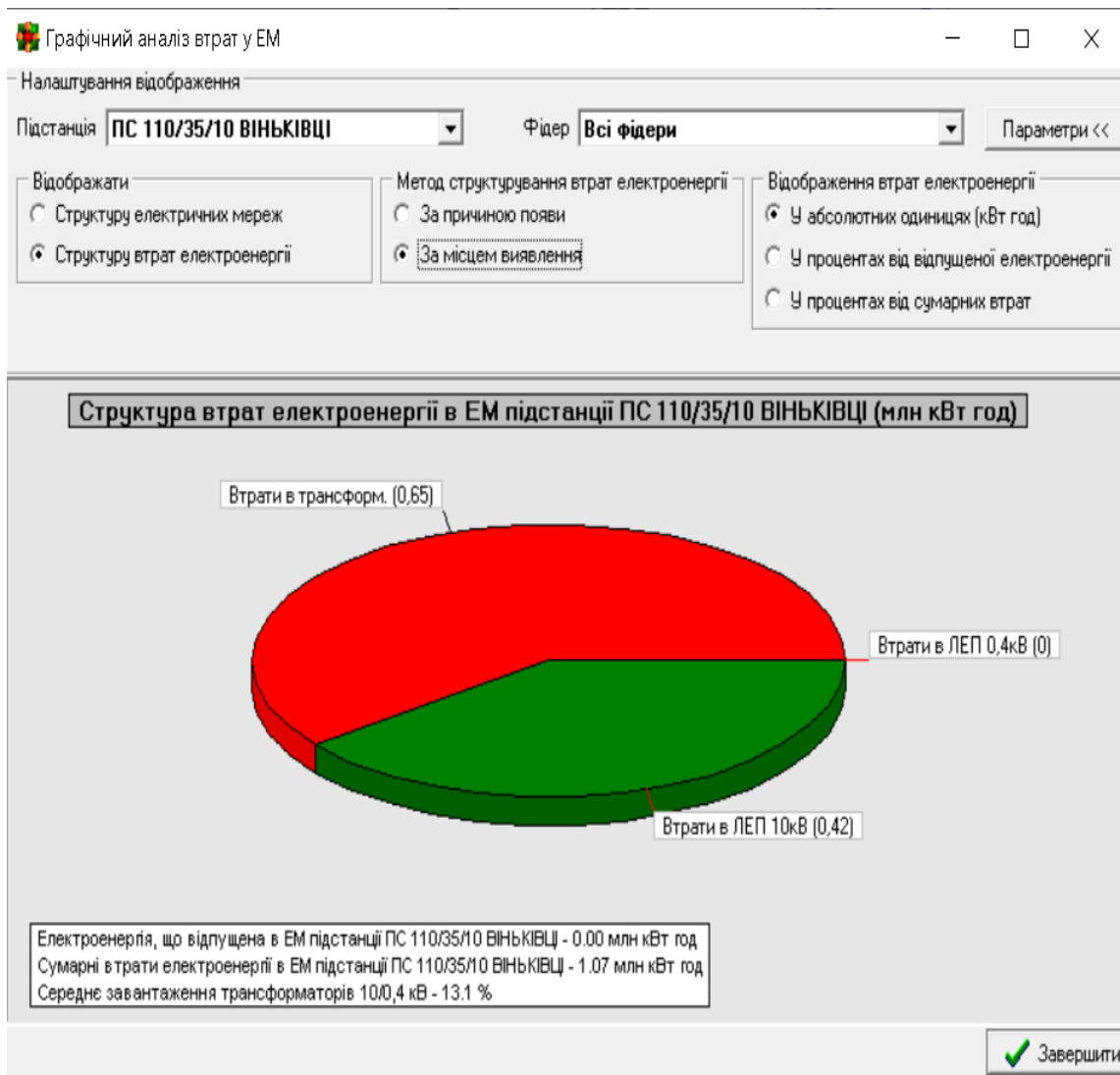


Рисунок 5.8 – Структура втрат по ПС «Вінківці» в режимі з ФЕС

На рис. 5.9 і 5.10 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%.

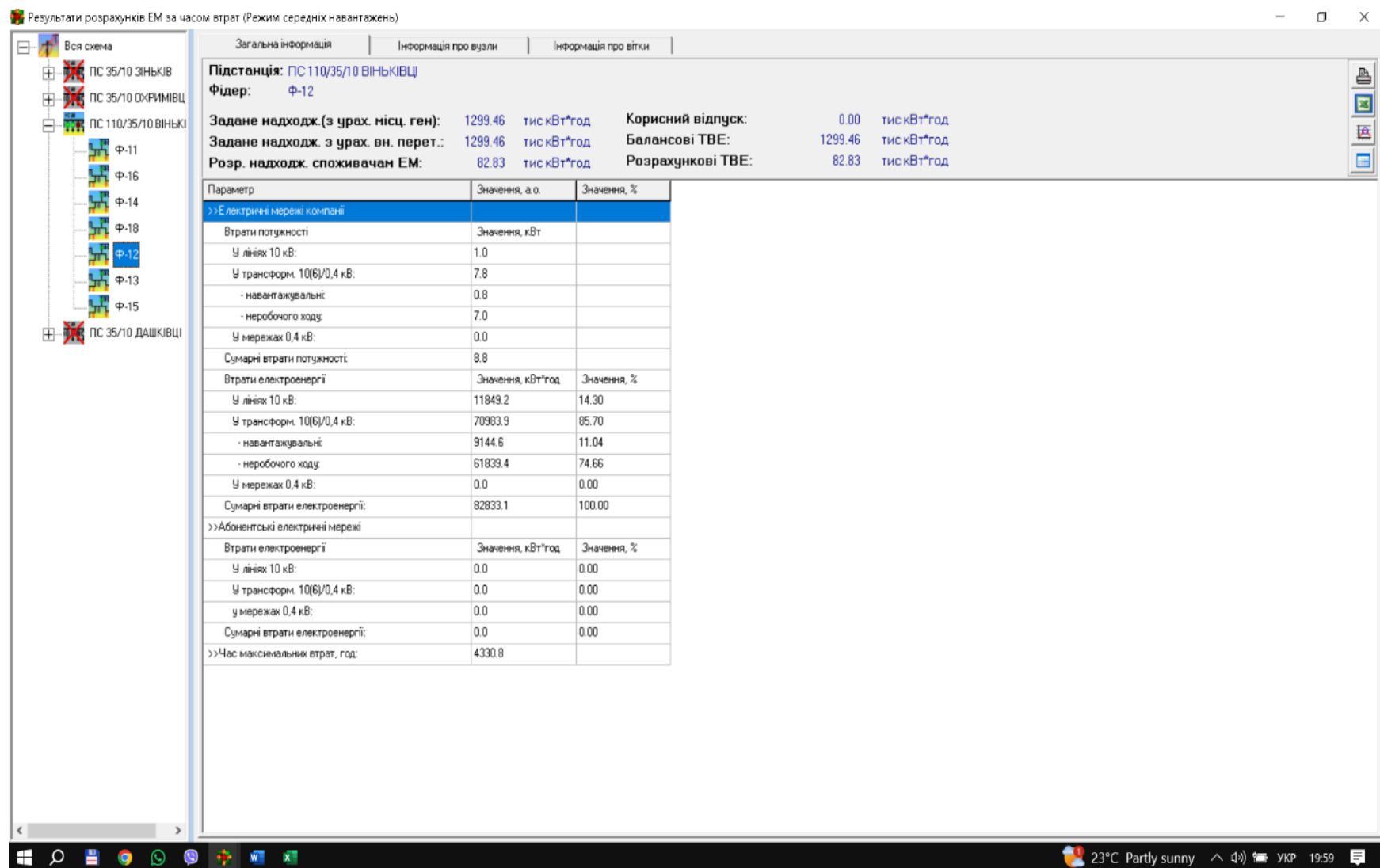


Рисунок 5.9 – Параметри режиму фідера Ф-12 з ФЕС

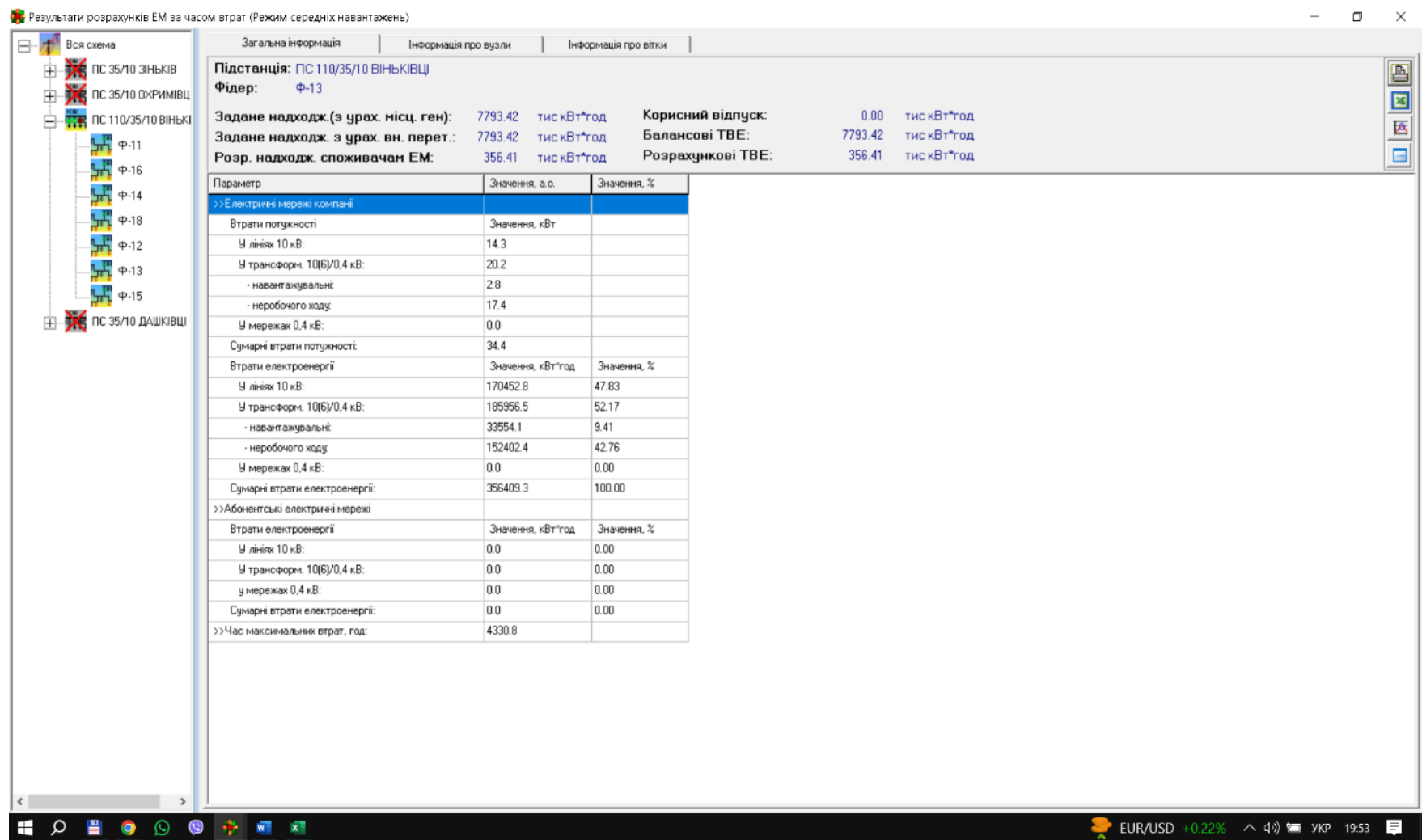


Рисунок 5.10 – Параметри режиму фідера Ф-13 з ФЕС

5.3 Висновки до розділу 5

Показана доцільність інтегрувати ВДЕ в розподільні електричні 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. Пропонується ієрархічну структуру інтелектуальної системи ЛЕС формувати таким чином, щоб ЛЕС з інтелектуальними електричними мережами могли під час обмеження централізованого електрозабезпечення не втрачати ВДЕ, а в повній мірі використати їх переваги разом з системами зберігання енергії для надійного електропостачання споживачів.

Розрахунками та аналізом їх результатів підтверджено позитивний вплив ФЕС на режим розподільної електричної мережі за певних умов. Показано, що максимальний ефект ФЕС щодо впливу на розподільні мережі досягається при під'єднанні їх в середині або ближче до кінця фідера. Фідер бажано вибирати найбільш завантаженим зі споживачами, які в перспективі можуть бути активними і використовуватися для узгодження графіків генерування ФЕС та місцевого електроспоживання. Це дозволяє отримати ряд переваг, таких як зменшення втрат електроенергії та покращання її якості, а також компенсацію нестабільності генерування ФЕС на протязі доби і відповідно негативний вплив на балансову надійність ЛЕС. На прикладі Віньковецької ЛЕС проілюстровано ефективність запропонованих в роботі методів і алгоритмів визначення втрат електроенергії, викликаних впровадженням ФЕС, а також формування ЛЕС в такий спосіб, щоб забезпечити можливості активних споживачів та інших засобів резервування впливати на її балансову надійність як балансуєчої групи.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ю. З. Драчук, М. К. Яворська, та А. В. Зеркаль, "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](https://doi.org/10.12958/1817-3772-2023-1(71)-36-46).
2. С. П. Денисюк, та Д. С. Горенко, "Аналіз проблем впровадження віртуальних електростанцій", *Енергетика: економіка, технології, екологія: науковий журнал*, № 2 (44), с. 25-33, 2016.
3. Б. С. Стогній, О. В. Кириленко, та С. П. Денисюк, "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 Europe's Electricity Networks of Future. – *European Commission*, 2006. – 44 Р.
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. О. Г. Гриб, Д. А. Гапон, Т. С. Ієрусалімова, М. С. Белов, та О. В. Лелека, "Аналіз нормативної бази по проектуванню і побудові систем Smart Grid, яка базується на цифрових підстанція", *Вісник НТУ«ХП»*, № 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. Звіт про результати діяльності НКРЕКП [Електронний ресурс]. Доступно: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Byuleten_do_richnogo_zvitu/broshura_do_richnogo_zvitu_nkrekp-2023.pdf.
11. О. В. Кириленко, Б. І. Басок, Є. Т. Базєєв, та І. В. Блінов, "Енергетика України та реалії глобального потепління", *Технічна*

електродинаміка, №3, с. 52-61, 2020. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.03.052>.

12. 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>.

13. 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*, Volume 81, pp. 102243, 2021. ISSN 2214-6296, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102243>.

14. 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.

15. 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>.

16. 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.

17. Dhara, Saumen & Shrivastav, Alok. (2021). Smart Grid Modernization: Opportunities and Challenges. 10.5772/intechopen.97892.

18. 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>).

19. 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>.

20. 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>.

21. П. Д. Лежнюк, О. А. Ковальчук, О. В. Нікіторович, та В. В. Кулик, Відновлювані джерела в розподільних електричних мережах: Монографія. – Вінниця, Україна: ВНТУ, 2014.

22. J. Shi, and Q. Ai, Research on several key technical problems in realization of smart grid. 37. 1-4+55. 2009.

23. 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*, 11, 81, 2023. <https://doi.org/10.3390/technologies11030081>.

24. 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.

25. Olufemi Omitaomu, and Haoran Niu, "Artificial Intelligence Techniques in Smart Grid: A Survey", *Smart Cities*, 4, pp. 548-568, 2021. 10.3390/smartcities4020029.

26. Stuart Borlase, Smart Grids : Infrastructure, Technology, and Solutions. CRC Press, 2013. <https://doi.org/10.1201/b13003>. 16.

27. 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.

28. О. І. Козачук, та П. Д. Лежнюк, "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.

29. Г. С. Белоха, та М. О. Тараба, "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.

30. 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* (2019), n.15, P. 535-547
31. K. Salman, *Introduction to the Smart Grid: Concepts, Technologies and Evolution (Energy Engineering, 2017)*, 2017. DOI: 10.1049/PBPO094E. <https://digital-library.theiet.org/content/books/po/pbpo094e>.
32. 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>.
33. S. O. Kudrya, O. O. Repkin, O. O. Rubanenko, L. V. Yatsenko, and L. Ya. Shynkarenko, "Development stages of green hydrogen energy of Ukraine", *Renewable Energy*, №1, pp. 5-16, 2022. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\)840](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68)840).
34. Z. Kan *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*, pp. 457-462, 2020. doi: 10.1109/ICET49382.2020.9119658.
35. Z. Zhu, Z. Liu, Q. Duan, Z. Xu, B. Sun, and H. Mei, "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*, pp. 239-244, 2021. doi: 10.1109/iSPEC53008.2021.9735446.
36. О. Ф. Буткевич, Н. Т. Юнєєва, та Т. М. Гурєєва, "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>.
37. В. О. Комар, С. О. Кудря, П. Д. Лежнюк, та І. О. Гунько, "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](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.4(71).64-702727).

38. 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>.
39. Y. Tomashevskiy, O. Burykin, V. Kulyk, and J. Malogulko, "Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves", *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies* *this link is disabled*, 6(8-102), pp. 6-12, 2019.
40. Д. Г. Дерев'янка, та Д. С. Горенко, "Особливості побудови та функціонування віртуальних електростанцій в умовах розвитку ОЕС України", *Енергетика: економіка, технології, екологія*, №3, с. 61-69, 2016.
41. С. П. Денисюк, Д. Г. Дерев'янка, та Г. С. Белоха, "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>.
42. V. P. Babak, and M. M. Kulyk, "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>.
43. С. П. Денисюк, В. А. Таргонський, М. В. Артем'єв, "Локальні електроенергетичні системи з активним споживачем: методи побудови та алгоритми їх функціонування", *Енергетика: економіка, технології, екологія*, № 3, с. 7-22, 2018.
44. О. В. Кириленко, І. В. Блінов, Є. В. Парус, та І. В. Трач, "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>.
45. Shiwei Su, Yiran You, and 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>.
46. М. П. Кузнецов, О. В. Лисенко, та О. А. Мельник, "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](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68)839).

47. 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).

48. І. В. Блінов, В. О. Мірошник, та С. С. Лоскутов, "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>.

49. 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.)

50. С. П. Денисюк, Р. Стржелецьки, І. І. Богойко, та Н. Стржелецька, "Аналіз особливостей ефективного впровадження сонячних електростанцій в локальних системах енергозабезпечення", *Енергетика: економіка, технології, екологія*, № 2, с. 7-25, 2023. DOI 10.20535/1813-5420.2.2023.279536.

51. П. Д. Лежнюк, В. О. Комар, С. В. Кравчук, В. О. Лесько, та В. В. Нетребський, Балансова надійність електричної мережі з фотоелектричними станціями: монографія. Вінниця, Україна: ВНТУ, 2018.

52. В. І. Basok, О. F. Butkevich, and S. V. Dubovsky, "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>.

53. О. С. Яндульський, А. Б. Нестерко, та Г. О. Труніна, "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>.

54. М. П. Болотний, Ю. Г. Лоєнко, та О. О. Кармазін, "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\(70\)](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70)).

55. С. П. Денисюк, та К. М. Гілевич, "Оптимізація використання розосереджених енергетичних ресурсів в локальних електроенергетичних системах за критерієм мінімуму втрат електроенергії", *Енергетика: економіка, технології, екологія*, № 4, с. 7-21, 2023. DOI 10.20535/1813-5420.4.2023.290880.

56. P. Lezhniuk, V. Komar, I. Hunko, and others, "Natural-simulation model of photovoltaic station generation in process of electricity balancing in electrical power system", *Informatyka, Automatyka, Pomiar* W *Gospodarce I Ochronie Środowiska*, №12(3), pp. 40-45, 2022. DOI: <https://doi.org/10.35784/iapgos.3030>.

57. 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>.

58. Petro Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Serhii Kravchuk, Volodymyr Netrebskiy, and Vladyslav Lesko, *Optimal Integration of Photoelectric Stations in Electric Networks*, LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019.

59. Taras Komenda, Nataliya Komenda, and Yuriy Vagapov, "Criteria of morphometric analysis of a daily load profile", *Electrical Energy Systems*, Volume 29, Issue 5, May 2019. DOI: <https://doi.org/10.1002/2050-7038.2847>.

60. Ю. П. Зайченко, *Дослідження операцій*. Київ, Україна: ЗАТ «ВІПОЛ», 2001.

61. 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.

62. V. Mladenov, V. Chobanov, and A. Georgiev, "Impact of Renewable Energy Sources on Power System Flexibility Requirements", *Energies*, Volume 14, Issue 10, pp. 2813, 2021. DIO: <https://doi.org/10.3390/en14102813>.

63. P. Lezhniuk, K. Komar, O. Rubanenko, and N. Ostra, "The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources", *Przegląd Elektrotechniczny*, Vol. 2020, №10, pp. 32-38, 2020. DOI: 10.15199/48.2020.10.05.

64. F. Tanveer, and Z. Dongdong, "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.

65. 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, August 2002.

66. K. Ahmed, S. Karthikeyan, and M. Rao, "Proportional generation and proportional load based transmission loss allocation considering reactive power demand in restructured environment", *TENCON 2017 - 2017 IEEE Region 10 Conference*, 2017, pp. 992-997. DIO: 10.1109/TENCON.2017.8228002

67. 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. DIO: 10.1109/ICEFEET51821.2022.9848212.

68. P. Lezhniuk, O. Burykin, and Y. Malogulko, *Distributed energy sources in the local electrical systems*, LAP LAMBERT Academic Publishing, 2018.

69. 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, 20–22 May 2022, pp. 959-962.

70. Є. В. Парус, І. В. Блінов, та Д. О. Олефір, "Оцінка економічного ефекту від надання системами накопичення електричної енергії послуги балансування в ОЕС України", *Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України*, Вип. 60, с. 028, 2021. <https://doi.org/10.15407/publishing2021.60.028>.

71. Towards a 100% renewable energy future. [Online]. URL: <https://www.wartsila.com/energy/vision> (accessed 15.01.2021).

72. Відрновлювані джерела енергії [Електронний ресурс] : монографія / Барило А. А., Бенменні М., Будько М. О. [та ін.] ; ІВЕ НАНУ / [За заг. ред. С. О. Кудрі]. – Електронні текстові данні (1 файл: 11.14 Мбайт). – Київ : Інститут відрновлюваної енергетики НАНУ,

2020. – 392 с.

73. 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.

74. M. H. Nazari, 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>.

75. О. Б. Бурикін, Ю. В. Малогулко, А. В. Ситник, та В. А. Гриник, "Підвищення спостережності розподільних електричних мереж з використанням пристроїв Smart Metering та псевдовимірювань", *Вісник Хмельницького національного університету*, №6, (291), 2020. DOI 10.31891/2307-5732-2020-291-6-124-130.

76. М. П. Кузнєцов, та О. О. Кармазін, "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\(70\)](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70)).

77. 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.

78. P. Lezhniuk, V. Komar, I. Hunko, D. Jarykbassov, D. Tussupzhanova, B. Yeraliyeva, and N. Katayev, "Natural-simulation model of photovoltaic station generation in process of electricity balancing in electrical power system", *Informatyka, Automatyka, Pomiar W Gospodarce I Ochronie Środowiska*, №12(3), pp. 40-45, 2022. <https://doi.org/10.35784/iapgos.3030>.

79. О. V. Kyrylenko, R. Strzelecki, S. P. Denysiuk, and D. G. Derevianko, "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.

80. Petro Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Serhii Kravchuk, Volodymyr Netrebskiy, and Vladyslav Lesko, *Optimal Integration of*

Photoelectric Stations in Electric Networks, LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019.

81. 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.

82. Stepan Kudria, Petr Lezhniuk, Oleksandr Riepin, and Olena Rubanenko, "Hydrogen technologies as a method of compensation for inequality of power generation by renewable energy sources", *Przegląd Elektrotechniczny*, ISSN 0033-2097, r. 98 nr 10/2022, 2022. DOI: 10.15199/48.2022.10.01.

83. V. A. Venikov, *Theory of similarity and modeling*, Moscow: Higher School, 1976.

84. Y. N. Astakhov, and P. D. Lezhniuk, *Application of the criterion method in the energy power system*, Kyiv: UMK VO, 1989.

85. Joseph J. Moder, and Salah E. Elmaghraby, *Handbook of Operations. Foundations and Fundamentals*, Van Nostrand Reinhold Company, USA: New York, 1978.

86. O. F. Butkevych, N. T. Yuneeva, T. M. Gureeva, and P. I. Stetsyuk, "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/technd2020.04.046>.

87. D. Vercamer, B. Steurtewagen, 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>.

88. B.I. Basok, O.F. Butkevich, S.V. Dubovsky Technical and economic aspects of evaluating prospects decarbonization of the unified energy system of Ukraine. *Technical electrodynamics*. 2021, 5, 55–62. <https://doi.org/10.15407/technd2021.05.055>

89. О.С. Яндульський, А.Б. Нестерко, Г.О. Труніна Визначення величини резерву активної потужності ТЕС та ГЕС для регулювання частоти та перетоків в ОЕС України // Технічна електродинаміка. 2020, 1, 58–63. DOI: <https://doi.org/10.15407/technd2020.01.058>

90. Towards a 100% renewable energy future. URL:

<https://www.wartsila.com/energy/vision> (accessed 15.01.2021).

91. S. O. Kudrya, O. O. Repkin, O. O. Rubanenko, L. V. Yatsenko, L. Ya. Shynkarenko Development stages of green hydrogen energy of Ukraine. *Renewable Energy*. 2022, 1, 5–16. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1\(68\)840](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.1(68)840)

92. 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, 457-462. doi: 10.1109/ICET49382.2020.9119658.

93. 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, 239-244, doi: 10.1109/iSPEC53008.2021.9735446.

94. М. П. Болотний, Ю. Г. Лоєнко, О. О. Кармазін Застосування систем накопичення енергії для задач керування режимами ЕЕС України: стан та перспективи розвитку // Відновлювана енергетика. 2022, 3, 28–35. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\)](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70)).

95. С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка, Г.С.Бєлоха Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації // Технічна електродинаміка. 2022, 4, 48-53. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned> 2022.04.048

96. Tomashevskyi, Y., Burykin, O., Kulyk, V., Malogulko, J. Estimation of the dynamics of power grid operating parameters based on standard load curves / Tomashevskyi, Y., Burykin, O., Kulyk, V., Malogulko, J. // *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies* this link is disabled, 2019, 6(8-102), pp. 6–12.

97. 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.

98. М. П. Кузнєцов, О. О. Кармазін. Оптимальне планування гібридної енергосистеми при різних тарифах на електроенергію //

Відновлювана енергетика. 2022, 3, 6–18. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3\(70\)](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2022.3(70))

99. Jaesung Jung, Michael Villaran. Optimal planning and design of hybrid renewable energy systems for microgrids // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Volume 75/ 2017, 180-191.

100. Lezhniuk, P., Komar, V., Hunko, I., Jarykbassov, D., Tussupzhanova, D., Yeraliyeva, B., & Katayev, N. (2022). Natural-simulation model of photovoltaic station generation in process of electricity balancing in electrical power system. *Informatyka, Automatyka, Pomiar* W Gospodarce I Ochronie Środowiska, 12(3), 40-45. <https://doi.org/10.35784/iapgos.3030>.

101. 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.)

102. Petro Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Serhii Kravchuk, Volodymyr Netrebskiy, Vladyslav Lesko. Optimal Integration of Photoelectric Stations in Electric Networks. – LAP LAMBERT Academic Publishing, 2019. – 210 p.

103. 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.

104. П.Д. Лежнюк, В.О. Комар, К.О. Повсянко Відносне оцінювання вартості засобів резервування відновлюваних джерел енергії // *Енергетика: економіка, технології, екології*. – 2023. – №1. – С. 39–45. DOI: 10.20535/1813-5420.1.2023.275958

105. 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>

106. 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*. – 2023. – №9. – pp. 57–63. DOI:10.15199/48.2023.09.10

107. Andrzej Smolarz, Petro Lezhniuk, Stepan Kudrya and others. Increasing Technical Efficiency of Renewable Energy Sources in Power Systems // *Energies* 2023, 16, 2828. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062828>.
108. О.В.Кириленко, І.В.Блінов, Є.В.Парус, І.В. Трач Оцінка ефективності використання систем накопичення електроенергії в електричних мережах // *Технічна електродинаміка*. – 2021. – №2. – С. 44–45. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2021.04.044>
109. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими. За ред. О. В. Кириленка. – К.: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.
110. 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
111. П. Лежнюк, О. Козачук, О. Галузінський. Використання активних споживачів для балансування електроенергії в електричній мережі // *Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки)*. – 2023. – №3. – С. 214–221. DOI 10.31891/2307-5732-2023-321-3-214-221
112. 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* 2025, 18, 137. <https://doi.org/10.3390/en18010137>
113. О.І. Козачук, П.Д. Лежнюк Формування локальних електроенергетичних систем в складі об'єднаної електроенергетичної системи // *Вісник Хмельницького національного університету (Технічні науки)*. – 2024. – №3(ч. 2) . – С. 352–356.
114. С.П. Денисюк, Д.Г. Дерев'янка, Г.С. Белоха Синтез моделей локальних електроенергетичних систем з джерелами розосередженої генерації // *Технічна електродинаміка*. – 2022. №4. – С. 48–53. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2022.04.048>
115. Xing, X., Jia, L.: Energy management in microgrid and multi-microgrid. *IET Renew. Power Gener.* 00, 1–29 (2024). <https://doi.org/10.1049/rpg2.12816>

116. 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
117. I.Hunko, S.Kudrya, V.Komar, P.Lezhniuk 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\(77\)](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2024.2(77))
118. Chandak, Sheetal & Rout, Pravat. (2020). An Optimal Performance of a Self-healing Microgrid. *IET Smart Grid*. 3. 10.1049/iet-stg.2019.0177.
119. Nedjah, Nadia & Cardoso, Kleber & Mourelle, Luiza. (2021). An efficient distributed approach for a self-healing smart grid using minimal spanning tree. *International Journal of Energy Research*. 45. 10.1002/er.6783.
120. 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.
121. I.Hunko, S.Kudrya, P.Lezhniuk, Ie.Nikitorovych Self-healing of electricity supply in intelligent local electric power system based on renewable sources of energy. *Renewable Energy*. – 2025. – №1. – pp. 6–12. [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.1\(80\)6-12](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2025.1(80)6-12)
122. P. Lezhniuk, V. Komar, and O. Rubanenko, "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, May 12–14, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/ESS50319.2020.9159965>.
123. О. В. Кириленка За ред., *Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими*, К. Україна: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016.

ДОДАТОК А

Вихідні дані для розрахунку усталеного режиму Вінківцевських РЕМ

Кількість підстанцій: 4

Підстанція: ПС 35/10 ЗІНЬКІВ N шин=40000 U=10.700 кВ CosFi=0.000
Час = 8784.000 год W = 10711780.000кВт год К-сть фідерів=4

Фідер: Ф-23 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А
Надходження електроенергії до фідера: 3122661.000 кВт год

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 20

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Кз/Wвідп	P _г	Q _г	Re04
40017	КТП-17	ТМ-160/10	160.0	136413.00	0.00	0.00	0.000
40235	ЗТП-235	ТМ-160/10	160.0	164466.00	0.00	0.00	0.000
40029	КТП-29	ТМ-160/10	160.0	88009.00	0.00	0.00	0.000
40129	КТП-129	ТМ-160/10	160.0	178218.00	0.00	0.00	0.000
40036	КТП-36	ТМ-250/10	250.0	147414.00	0.00	0.00	0.000
40030	КТП-30	ТМ-160/10	160.0	291248.00	0.00	0.00	0.000
40269	ЗТП-269	ТМ-250/10	250.0	628879.00	0.00	0.00	0.000
40191	КТП-191	ТМ-100/10	100.0	150165.00	0.00	0.00	0.000
40260	КТП-260	ТМ-630/10	630.0	203795.00	0.00	0.00	0.000
40217	ЗТП-217	ТМ-630/10	630.0	754399.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 20

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
40000	400001	ЛЕП	АС-50	0.01	0.630	0.374	-0.0
400001	40017	ЛЕП	АС-50	0.35	0.630	0.374	-0.0
40017	40050	ЛЕП	АС-50	1.27	0.630	0.374	-0.0
400001	40001	ЛЕП	АС-50	0.22	0.630	0.374	-0.0
40001	40235	ЛЕП	АС-50	0.63	0.630	0.374	-0.0
40001	40002	ЛЕП	АС-35	0.28	0.910	0.385	-0.0
40002	40029	ЛЕП	АС-35	0.30	0.910	0.385	-0.0
40002	40003	ЛЕП	АС-35	0.20	0.910	0.385	-0.0
40003	40129	ЛЕП	АС-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
40003	40004	ЛЕП	АС-35	0.35	0.910	0.385	-0.0
40004	40005	ЛЕП	АС-35	0.21	0.910	0.385	-0.0
40005	40036	ЛЕП	АС-35	0.90	0.910	0.385	-0.0
40005	40030	ЛЕП	АС-35	0.30	0.910	0.385	-0.0
40004	40006	ЛЕП	АС-35	0.35	0.910	0.385	-0.0
40006	40269	ЛЕП	АСВ-3Х50	0.08	0.625	0.090	-91.0
40006	40007	ЛЕП	АС-35	0.13	0.910	0.385	-0.0
40007	40191	ЛЕП	АС-35	0.25	0.910	0.385	-0.0
40007	40217	ЛЕП	АС-35	0.50	0.910	0.385	-0.0
40007	40260	ЛЕП	АС-35	0.30	0.910	0.385	-0.0
40050	410001	КА	КА Ф-23/Ф-24	0.00	0.000	0.000	0.0

Фідер: Ф-24 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А
Надходження електроенергії до фідера: 5333085.000 кВт год

--

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 25

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Кз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
41210	КТП-210	ТМ-400/10	400.0	132288.00	0.00	0.00	0.000
41002	КТП-2	ТМ-100/10	100.0	121345.00	0.00	0.00	0.000
41176	КТП-176	ТМ-250/10	250.0	198019.00	0.00	0.00	0.000
41287	КТП-287	ТМ-100/10	100.0	92959.00	0.00	0.00	0.000
41006	КТП-6	ТМ-160/10	160.0	88009.00	0.00	0.00	0.000
41250	КТП-250	ТМ-160/10	160.0	99010.00	0.00	0.00	0.000
41007	КТП-7	ТМ-63/10	63.0	39604.00	0.00	0.00	0.000
41008	КТП-8	ТМ-63/10	63.0	46205.00	0.00	0.00	0.000
41003	КТП-3	ТМ-100/10	100.0	77008.00	0.00	0.00	0.000
41171	КТП-171	ТМ-100/10	100.0	72607.00	0.00	0.00	0.000
41004	КТП-4	ТМ-100/10	100.0	44004.00	0.00	0.00	0.000
41005	КТП-5	ТМ-100/10	100.0	146589.00	0.00	0.00	0.000
41154	КТП-154	ТМ-400/10	400.0	650714.00	0.00	0.00	0.000
41257	КТП-257	ТМ-400/10	400.0	1215620.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 26

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo,мкСм
40000	410001	ЛЕП	AC-35	1.22	0.910	0.385	-0.0
410001	41210	ЛЕП	AC-35	0.05	0.910	0.385	-0.0
410001	412500	ЛЕП	AC-35	0.05	0.910	0.385	-0.0
412500	41002	ЛЕП	AC-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
412500	410030	ЛЕП	AC-35	0.40	0.910	0.385	-0.0
410030	41176	ЛЕП	AC-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
410030	410040	ЛЕП	AC-35	1.45	0.910	0.385	-0.0
410040	41287	ЛЕП	AC-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
410040	410050	ЛЕП	AC-35	1.45	0.910	0.385	-0.0
410050	410060	ЛЕП	AC-35	0.74	0.910	0.385	-0.0
410060	41006	ЛЕП	AC-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
410060	41250	ЛЕП	AC-35	0.21	0.910	0.385	-0.0
410050	41007	ЛЕП	AC-35	1.66	0.910	0.385	-0.0
410040	410070	ЛЕП	AC-35	0.20	0.910	0.385	-0.0
410070	41008	ЛЕП	AC-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
410070	410080	ЛЕП	AC-35	0.30	0.910	0.385	-0.0
410080	41003	ЛЕП	AC-35	0.70	0.910	0.385	-0.0
41003	41171	ЛЕП	AC-35	0.65	0.910	0.385	-0.0
410080	41004	ЛЕП	AC-35	0.45	0.910	0.385	-0.0
41004	41005	ЛЕП	AC-35	1.42	0.910	0.385	-0.0
41005	41154	ЛЕП	AC-35	0.40	0.910	0.385	-0.0
41154	41257	ЛЕП	AC-35	0.18	0.910	0.385	-0.0
41005	4100071	ЛЕП	AC-35	0.20	0.910	0.385	-0.0
4100071	4100072	КА	КА Ф-24/Ф-26	0.00	0.000	0.000	0.0
4121041000001	ЛЕП		AC-35	0.00	0.910	0.385	-0.0
4100000141000002	КА		КА Ф-24/Ф-25	0.00	0.000	0.000	0.0

Фідер: Ф-25 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А
Надходження електроенергії до фідера: 1192927.000 кВт год

 --

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 27

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Кз/Wвідп	Rг	Qг	Re04
42009	КТП-9	ТМ-100/10	100.0	74807.00	0.00	0.00	0.000
43010	КТП-10	ТМ-250/10	250.0	165016.00	0.00	0.00	0.000
43273	КТП-273	ТМ-100/10	100.0	92959.00	0.00	0.00	0.000
43302	КТП-302	ТМ-25/10	25.0	16936.00	0.00	0.00	0.000
43011	КТП-11	ТМ-160/10	160.0	143014.00	0.00	0.00	0.000
43261	КТП-261	ТМ-400/10	400.0	529944.00	0.00	0.00	0.000
43289	КТП-289	ТМ-40/10	40.0	42904.00	0.00	0.00	0.000
43141	КТП-141	ТМ-63/10	63.0	96534.00	0.00	0.00	0.000
43022	КТП-22	ТМ-160/10	160.0	81408.00	0.00	0.00	0.000
43019	КТП-19	ТМ-100/10	100.0	70407.00	0.00	0.00	0.000
43191	КТП-191	ТМ-100/10	100.0	155104.00	0.00	0.00	0.000
43021	КТП-21	ТМ-400/10	400.0	611385.00	0.00	0.00	0.000
43020	КТП-20	ТМ-160/10	160.0	114411.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 26

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo,мкСм
40000	430001	ЛЕП	AC-35	1.60	0.910	0.385	-0.0
430001	430002	ЛЕП	AC-35	1.49	0.910	0.385	-0.0
430002	42009	ЛЕП	AC-35	0.06	0.910	0.385	-0.0
430002	430003	ЛЕП	AC-35	0.15	0.910	0.385	-0.0
430003	430004	ЛЕП	AC-35	0.80	0.910	0.385	-0.0
430004	43010	ЛЕП	AC-35	0.80	0.910	0.385	-0.0
430003	43273	ЛЕП	AC-35	0.50	0.910	0.385	-0.0
43273	430006	ЛЕП	AC-35	1.17	0.910	0.385	-0.0
430006	43302	ЛЕП	AC-35	2.70	0.910	0.385	-0.0
430006	43011	ЛЕП	AC-35	0.37	0.910	0.385	-0.0
43011	43261	ЛЕП	AC-35	2.50	0.910	0.385	-0.0
430001	430007	ЛЕП	AC-35	0.87	0.910	0.385	-0.0
430007	430008	ЛЕП	AC-35	3.12	0.910	0.385	-0.0
430008	43289	ЛЕП	AC-35	1.69	0.910	0.385	-0.0
43289	430009	ЛЕП	AC-35	0.68	0.910	0.385	-0.0
430009	43141	ЛЕП	AC-35	0.69	0.910	0.385	-0.0
43141	43022	ЛЕП	AC-35	1.47	0.910	0.385	-0.0
430009	43019	ЛЕП	AC-35	1.30	0.910	0.385	-0.0
43019	430010	ЛЕП	AC-35	0.54	0.910	0.385	-0.0
430010	43191	ЛЕП	AC-35	0.17	0.910	0.385	-0.0
430010	430011	ЛЕП	AC-35	0.14	0.910	0.385	-0.0
430011	43021	ЛЕП	AC-35	0.21	0.910	0.385	-0.0
430011	43020	ЛЕП	AC-35	0.98	0.910	0.385	-0.0
43000841000008	ЛЕП	AC-35	0.32	0.910	0.385	-0.0	
43000741000002	ЛЕП	AC-35	0.70	0.910	0.385	-0.0	
43000843000011	ЛЕП	AC-35	0.05	0.910	0.385	-0.0	

Фідер: Ф-26 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А
 Надходження електроенергії до фідера: 1063108.000 кВт год

 --

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 29

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Кз/Wвідп	Rг	Qг	Re04
42035	КТП-35	ТМ-100/10	100.0	55005.00	0.00	0.00	0.000
42031	КТП-31	ТМ-63/10	63.0	59406.00	0.00	0.00	0.000
42245	КТП-245	ТМ-63/10	63.0	46205.00	0.00	0.00	0.000
42032	КТП-32	ТМ-63/10	63.0	41804.00	0.00	0.00	0.000
42218	КТП-218	ТМ-63/10	63.0	33003.00	0.00	0.00	0.000
42033	КТП-33	ТМ-160/10	160.0	139439.00	0.00	0.00	0.000
42034	КТП-34	ТМ-100/10	100.0	59406.00	0.00	0.00	0.000
42206	КТП-206	ОМ-5/10	5.0	4283.00	0.00	0.00	0.000
42254	КТП-254	ТМ-25/10	25.0	21452.00	0.00	0.00	0.000
42037	КТП-37	ТМ-100/10	100.0	138614.00	0.00	0.00	0.000
42038	КТП-38	ТМ-250/10	250.0	167216.00	0.00	0.00	0.000
42173	КТП-173	ТМ-250/10	250.0	214521.00	0.00	0.00	0.000
42039	КТП-39	ТМ-100/10	100.0	61606.00	0.00	0.00	0.000
42030	КТП-30	ТМ-25/10	25.0	25496.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 29

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
40000	420001	ЛЕП	A-50	0.83	0.630	0.374	-0.0
420001	42035	ЛЕП	AC-35	0.95	0.910	0.385	-0.0
420001	42031	ЛЕП	A-50	1.17	0.630	0.374	-0.0
42031	420002	ЛЕП	A-50	0.45	0.630	0.374	-0.0
420002	420003	ЛЕП	A-50	0.77	0.630	0.374	-0.0
420003	42245	ЛЕП	A-50	0.15	0.630	0.374	-0.0
420003	420004	ЛЕП	A-50	1.15	0.630	0.374	-0.0
420004	42032	ЛЕП	A-50	0.28	0.630	0.374	-0.0
420004	420005	ЛЕП	A-50	1.16	0.630	0.374	-0.0
420005	42218	ЛЕП	A-50	0.15	0.630	0.374	-0.0
420005	420006	ЛЕП	A-50	0.42	0.630	0.374	-0.0
420006	42033	ЛЕП	A-50	0.15	0.630	0.374	-0.0
420006	42034	ЛЕП	A-50	1.13	0.630	0.374	-0.0
42034	420007	ЛЕП	A-50	3.00	0.630	0.374	-0.0
420007	42206	ЛЕП	A-50	1.18	0.630	0.374	-0.0
420002	420008	ЛЕП	AC-35	2.60	0.910	0.385	-0.0
420008	420009	ЛЕП	A-50	0.39	0.630	0.374	-0.0
420009	42254	ЛЕП	A-50	0.35	0.630	0.374	-0.0
420009	420010	ЛЕП	A-50	2.57	0.630	0.374	-0.0
420010	42037	ЛЕП	AC-35	0.67	0.910	0.385	-0.0
420010	420011	ЛЕП	A-50	0.50	0.630	0.374	-0.0
420011	42038	ЛЕП	AC-35	0.56	0.910	0.385	-0.0
420011	420012	ЛЕП	A-50	0.57	0.630	0.374	-0.0
420012	42173	ЛЕП	AC-35	0.11	0.910	0.385	-0.0
420012	42039	ЛЕП	AC-35	1.19	0.910	0.385	-0.0
42039	42030	ЛЕП	AC-35	1.73	0.910	0.385	-0.0
420008	4100072	ЛЕП	AC-35	1.60	0.910	0.385	-0.0
420007	4200060	ЛЕП	A-50	1.60	0.630	0.374	-0.0
4200060	150006	КА	КА Ф-26/Ф-15	0.00	0.000	0.000	0.0

Підстанція: ПС 35/10 ОХРИМІВЦІ N шин=30000 U=10.800 кВ CosFi=0.000

Час = 8784.000 год W = 3305587.000кВт год К-сть фідерів=4

Фідер: Ф-44 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А

Надходження електроенергії до фідера: 659778.000 кВт год

--

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 19

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Kз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
34028	КТП-28	ТМ-160/10	160.0	150165.00	0.00	0.00	0.000
34027	КТП-27	ТМ-63/10	63.0	52805.00	0.00	0.00	0.000
34026	КТП-26	ТМ-250/10	250.0	147414.00	0.00	0.00	0.000
34025	КТП-25	ТМ-250/10	250.0	68207.00	0.00	0.00	0.000
34237	КТП-237	ТМ-160/10	160.0	132288.00	0.00	0.00	0.000
34023	КТП-23	ТМ-160/10	160.0	143014.00	0.00	0.00	0.000
34024	КТП-24	ТМ-100/10	100.0	72607.00	0.00	0.00	0.000
34304	КТП-304	ТМ-63/10	63.0	96534.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 19

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
3400099	340001	ЛЕП	AC-35	5.29	0.910	0.385	-0.0
340001	34028	ЛЕП	AC-35	0.36	0.910	0.385	-0.0
340001	340002	ЛЕП	AC-35	1.14	0.910	0.385	-0.0
340002	34027	ЛЕП	AC-35	1.10	0.910	0.385	-0.0
340002	340003	ЛЕП	AC-35	1.40	0.910	0.385	-0.0
340003	34026	ЛЕП	AC-35	0.46	0.910	0.385	-0.0
340003	340004	ЛЕП	AC-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
340004	34025	ЛЕП	AC-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
340004	340005	ЛЕП	AC-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
340005	340006	ЛЕП	AC-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
340006	34237	ЛЕП	AC-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
340006	340007	ЛЕП	AC-35	2.52	0.910	0.385	-0.0
340007	34023	ЛЕП	AC-35	0.36	0.910	0.385	-0.0
340007	34024	ЛЕП	AC-35	1.53	0.910	0.385	-0.0
340004	340008	ЛЕП	AC-35	0.46	0.910	0.385	-0.0
340008	34304	ЛЕП	AC-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
340008	3400011	ЛЕП	AC-35	4.43	0.910	0.385	-0.0
3400011	34000011	КА	КА Ф-44/Ф-25	0.00	0.000	0.000	0.0
30000	3400099	ЛЕП	AC-35	0.20	0.910	0.385	-0.0

Фідер: Ф-43 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А

Надходження електроенергії до фідера: 160758.000 кВт год

--

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 3

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Kз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
33048	КТП-48	ТМ-250/10	250.0	228822.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 2

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
30000	33048	ЛЕП	AC-35	3.00	0.910	0.385	-0.0
33048	3300002	ЛЕП	AC-35	0.01	0.910	0.385	-0.0

Фідер: Ф-41 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А
Надходження електроенергії до фідера: 1346349.000 кВт год

--

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 28

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Кз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
31248	КТП-248	ТМ-160/10	160.0	123212.00	0.00	0.00	0.000
31018	КТП-18	ТМ-160/10	160.0	105610.00	0.00	0.00	0.000
31220	ЗТП-220	ТМ-400/10	400.0	71507.00	0.00	0.00	0.000
31252	КТП-252	ТМ-100/10	100.0	61606.00	0.00	0.00	0.000
31015	КТП-15	ТМ-100/10	100.0	63806.00	0.00	0.00	0.000
31253	КТП-253	ТМ-160/10	160.0	55005.00	0.00	0.00	0.000
31170	КТП-170	ТМ-63/10	63.0	35203.00	0.00	0.00	0.000
31264	КТП-264	ТМ-160/10	160.0	153740.00	0.00	0.00	0.000
31255	КТП-255	ТМ-160/10	160.0	143014.00	0.00	0.00	0.000
31014	КТП-14	ТМ-160/10	160.0	168042.00	0.00	0.00	0.000
31013	КТП-13	ТМ-63/10	63.0	61606.00	0.00	0.00	0.000
31188	КТП-188	ТМ-100/10	100.0	150165.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 28

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
30000	310001	ЛЕП	AC-50	2.90	0.630	0.374	-0.0
310001	3100009	ЛЕП	AC-35	0.00	0.910	0.385	-0.0
310001	310002	ЛЕП	AC-50	2.85	0.630	0.374	-0.0
310002	31248	ЛЕП	AC-50	0.05	0.630	0.374	-0.0
310002	310003	ЛЕП	AC-50	0.73	0.630	0.374	-0.0
310003	31018	ЛЕП	AC-35	0.20	0.910	0.385	-0.0
310003	310004	ЛЕП	AC-50	0.97	0.630	0.374	-0.0
310004	31220	ЛЕП	AC-50	0.15	0.630	0.374	-0.0
310004	310005	ЛЕП	AC-50	1.54	0.630	0.374	-0.0
310005	310006	ЛЕП	AC-35	0.90	0.910	0.385	-0.0
310006	31252	ЛЕП	AC-35	0.24	0.910	0.385	-0.0
310006	310007	ЛЕП	AC-35	0.22	0.910	0.385	-0.0
310007	31015	ЛЕП	AC-35	0.00	0.910	0.385	-0.0
310007	31253	ЛЕП	AC-35	0.54	0.910	0.385	-0.0
310005	310008	ЛЕП	AC-50	0.64	0.630	0.374	-0.0
310008	31170	ЛЕП	AC-35	0.06	0.910	0.385	-0.0
310008	310009	ЛЕП	AC-50	0.84	0.630	0.374	-0.0
310009	31264	ЛЕП	AC-35	0.28	0.910	0.385	-0.0
310009	310010	ЛЕП	AC-50	1.12	0.630	0.374	-0.0
310010	310011	ЛЕП	AC-35	0.32	0.910	0.385	-0.0
310011	31255	ЛЕП	AC-35	0.28	0.910	0.385	-0.0
310011	310012	ЛЕП	AC-35	0.73	0.910	0.385	-0.0
310012	31014	ЛЕП	AC-35	0.41	0.910	0.385	-0.0
310012	310013	ЛЕП	AC-35	0.08	0.910	0.385	-0.0
310013	31013	ЛЕП	AC-35	0.90	0.910	0.385	-0.0
310013	31188	ЛЕП	AC-35	0.90	0.910	0.385	-0.0
31001031000008	ЛЕП		AC-35	1.13	0.910	0.385	-0.0
3100000841000008	КА		КА Ф-41/Ф-25	0.00	0.000	0.000	0.0

Фідер: Ф-42 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А
Надходження електроенергії до фідера: 1138703.000 кВт год

 --

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 22

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Кз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
32049	КТП-49	ТМ-250/10	250.0	156215.00	0.00	0.00	0.000
32050	КТП-50	ТМ-63/10	63.0	50605.00	0.00	0.00	0.000
32132	КТП-132	ТМ-100/10	100.0	66006.00	0.00	0.00	0.000
32292	КТП-392	ТМ-250/10	250.0	331168.00	0.00	0.00	0.000
32047	КТП-47	ТМ-100/10	100.0	296754.00	0.00	0.00	0.419
32046	КТП-46	ТМ-100/10	100.0	70407.00	0.00	0.00	0.000
32045	КТП-45	ТМ-100/10	100.0	112211.00	0.00	0.00	0.000
32216	КТП-216	ТМ-100/10	100.0	257425.00	0.00	0.00	0.000
32044	КТП-44	ТМ-160/10	160.0	92959.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 25

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
30000	320001	ЛЕП	AC-35	0.56	0.910	0.385	-0.0
320001	32049	ЛЕП	AC-35	0.53	0.910	0.385	-0.0
32049	320002	ЛЕП	AC-35	0.61	0.910	0.385	-0.0
320002	32050	ЛЕП	AC-35	0.15	0.910	0.385	-0.0
320002	320003	ЛЕП	AC-35	0.60	0.910	0.385	-0.0
320003	3200002	ЛЕП	AC-35	0.24	0.910	0.385	-0.0
3200002	3300002	КА	КА Ф-42/Ф-43	0.00	0.000	0.000	0.0
320003	32132	ЛЕП	AC-35	0.58	0.910	0.385	-0.0
32132	320004	ЛЕП	AC-35	0.17	0.910	0.385	-0.0
320004	32292	ЛЕП	AC-35	0.75	0.910	0.385	-0.0
320004	320005	ЛЕП	AC-35	0.23	0.910	0.385	-0.0
320005	32047	ЛЕП	AC-35	0.43	0.910	0.385	-0.0
320005	320006	ЛЕП	AC-35	1.46	0.910	0.385	-0.0
320006	32046	ЛЕП	AC-35	0.51	0.910	0.385	-0.0
320006	320007	ЛЕП	AC-35	0.53	0.910	0.385	-0.0
320007	32045	ЛЕП	AC-35	0.90	0.910	0.385	-0.0
320007	320008	ЛЕП	AC-35	1.15	0.910	0.385	-0.0
320008	32216	ЛЕП	AC-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
320008	320009	ЛЕП	AC-35	0.33	0.910	0.385	-0.0
320009	32000065	ЛЕП	AC-50	3.67	0.630	0.374	-0.0
320009	32044	ЛЕП	AC-35	0.34	0.910	0.385	-0.0
32044	3200009	ЛЕП	AC-35	0.00	0.910	0.385	-0.0
3200009	3100009	КА	КА Ф-42/Ф-41	0.00	0.000	0.000	0.0
11000065	32000065	КА	КА Ф-42/Ф-11	0.00	0.000	0.000	0.0
320001	3400099	КА	КА Ф-44/Ф-42	0.00	0.000	0.000	0.0

Підстанція: ПС 110/35/10 ВІНЬКІВЦІ N шин=10000 U=10.800 кВ CosFi=0.000

Час = 8784.000 год W = 16012174.000кВт год К-сть фідерів=7

=====

Фідер: Ф-11 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А

Надходження електроенергії до фідера: 405244.000 кВт год

 --
 Інформація про вузли: К-сть вузлів: 12

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Kз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
11187	КТП-187	ТМ-100/10	100.0	139439.00	0.00	0.00	0.000
11131	КТП131	ТМ-63/10	63.0	42904.00	0.00	0.00	0.000
11042	КТП-42	ТМ-250/10	250.0	264026.00	0.00	0.00	0.000
11224	КТП-224	ТМ-160/10	160.0	557755.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 10

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
10000	11187	ЛЕП	АС-70	0.07	0.450	0.364	-0.0
11187	11131	ЛЕП	АС-70	1.60	0.450	0.364	-0.0
10000	110001	ЛЕП	АС-35	3.00	0.910	0.385	-0.0
110001	1100011	ЛЕП	АС-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
110001	110002	ЛЕП	АС-35	0.56	0.910	0.385	-0.0
110002	11000065	ЛЕП	АС-35	0.00	0.910	0.385	-0.0
110002	110003	ЛЕП	АС-35	0.42	0.910	0.385	-0.0
110003	11042	ЛЕП	АС-35	0.37	0.910	0.385	-0.0
110003	11224	ЛЕП	АС-35	0.39	0.910	0.385	-0.0
1100012	1600012	КА	КА Ф-11/Ф-16	0.00	0.000	0.000	0.0

Фідер: Ф-16 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А

Надходження електроенергії до фідера: 740158.000 кВт год

--

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 20

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Kз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
16263	ЗТП-263	ТМ-400/10	400.0	393289.00	0.00	0.00	0.000
16040	КТП-40	ТМ-100/10	100.0	207370.00	0.00	0.00	0.000
16268	КТП-268	ТМ-160/10	160.0	136413.00	0.00	0.00	0.000
16137	КТП-137	ТМ-630/10	630.0	1198524.00	0.00	0.00	0.000
16165	КТП-165	ТМ-160/10	160.0	94609.00	0.00	0.00	0.000
16016	КТП-16	ТМ-160/10	160.0	157315.00	0.00	0.00	0.000
16138	ТП-138	ТМ-160/10	160.0	176229.00	0.00	0.00	0.000
16158	КТП-158	ТМ-400/10	400.0	729640.00	0.00	0.00	0.000
16208	КТП-208	ТМ-400/10	400.0	338907.00	0.00	0.00	0.000
16123	КТП-123	ТМ-25/10	25.0	37214.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 19

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
10000	160001	ЛЕП	АС-35	1.04	0.910	0.385	-0.0
160001	160002	ЛЕП	АС-50	1.50	0.630	0.374	-0.0
160001	16263	ЛЕП	АС-35	0.53	0.910	0.385	-0.0
160002	16040	ЛЕП	АС-35	0.28	0.910	0.385	-0.0
160002	1600012	ЛЕП	АС-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
16040	160004	ЛЕП	АС-35	0.22	0.910	0.385	-0.0
160004	16268	ЛЕП	АС-35	0.28	0.910	0.385	-0.0
160004	16137	ЛЕП	АС-35	0.47	0.910	0.385	-0.0
160002	16165	ЛЕП	АС-50	0.70	0.630	0.374	-0.0
16165	160005	ЛЕП	АС-35	0.48	0.910	0.385	-0.0
160005	16016	ЛЕП	АС-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
160005	160006	ЛЕП	АС-35	0.32	0.910	0.385	-0.0

160006	160003	ЛЕП	АС-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
160003	16138	ЛЕП	АСВ-3Х50	0.10	0.625	0.090	-91.0
160006	160007	ЛЕП	АС-35	0.13	0.910	0.385	-0.0
160007	16158	ЛЕП	АС-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
160007	160008	ЛЕП	АС-35	0.30	0.910	0.385	-0.0
160008	16208	ЛЕП	АС-35	0.30	0.910	0.385	-0.0
160008	16123	ЛЕП	АС-35	0.18	0.910	0.385	-0.0

Фідер: Ф-14 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А
Надходження електроенергії до фідера: 3221859.000 кВт год

--

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 51

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Кз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
14093	КТП-93	ТМ-250/10	250.0	210946.00	0.00	0.00	0.000
14145	КТП-145	ТМ-63/10	63.0	48405.00	0.00	0.00	0.000
14143	КТП-143	ТМ-63/10	63.0	41804.00	0.00	0.00	0.000
14094	КТП-94	ТМ-100/10	100.0	96534.00	0.00	0.00	0.000
14281	КТП-281	ТМ-100/10	100.0	96534.00	0.00	0.00	0.000
14127	КТП-127	ТМ-63/10	63.0	39604.00	0.00	0.00	0.000
14126	КТП-126	ТМ-63/10	63.0	57206.00	0.00	0.00	0.000
14212	КТП-212	ТМ-250/10	250.0	165016.00	0.00	0.00	0.000
14195	КТП-195	ТМ-160/10	160.0	92959.00	0.00	0.00	0.000
14087	КТП-87	ТМ-250/10	250.0	147414.00	0.00	0.00	0.000
14084	КТП-84	ТМ-100/10	100.0	66006.00	0.00	0.00	0.000
14085	КТП-85	ТМ-100/10	100.0	61606.00	0.00	0.00	0.000
14086	КТП-86	ТМ-160/10	160.0	150165.00	0.00	0.00	0.000
14192	КТП-192	ТМ-400/10	400.0	332508.00	0.00	0.00	0.000
14244	КТП-244	ТМ-100/10	100.0	72607.00	0.00	0.00	0.000
14201	КТП-201	ОМ-5/10	5.0	6378.00	0.00	0.00	0.000
14098	КТП-98	ТМ-160/10	160.0	140814.00	0.00	0.00	0.000
14275	КТП-275	ТМ-160/10	160.0	153740.00	0.00	0.00	0.000
14233	КТП-233	ТМ-400/10	400.0	353960.00	0.00	0.00	0.000
14288	КТП-288	ТМ-63/10	63.0	46205.00	0.00	0.00	0.000
14095	КТП-95	ТМ-160/10	160.0	101210.00	0.00	0.00	0.000
14293	ЗТП-293	ТМ-400/10	400.0	713103.00	0.00	0.00	0.000
14096	КТП-96	ТМ-100/10	100.0	55005.00	0.00	0.00	0.000
14088	КТП-88	ТМ-250/10	250.0	184818.00	0.00	0.00	0.144
14180	КТП-180	ТМ-63/10	63.0	82233.00	0.00	0.00	0.000
14083	КТП-83	ТМ-160/10	160.0	90209.00	0.00	0.00	0.000
14081	КТП-81	ТМ-250/10	250.0	210946.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 53

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
10000	140001	ЛЕП	АС-50	4.65	0.630	0.374	-0.0
140001	14000109	ЛЕП	АС-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
140001	14093	ЛЕП	АС-50	1.70	0.630	0.374	-0.0
14093	140002	ЛЕП	АС-50	0.46	0.630	0.374	-0.0
140002	140003	ЛЕП	АС-50	0.15	0.630	0.374	-0.0
140003	14145	ЛЕП	АС-50	0.27	0.630	0.374	-0.0
140003	14143	ЛЕП	АС-50	0.95	0.630	0.374	-0.0
140002	140004	ЛЕП	АС-50	2.30	0.630	0.374	-0.0
140004	14094	ЛЕП	АС-35	0.72	0.910	0.385	-0.0

140004	140005	ЛЕП	AC-50	0.20	0.630	0.374	-0.0
140005	140006	ЛЕП	AC-50	0.20	0.630	0.374	-0.0
140006	14281	ЛЕП	AC-35	0.00	0.910	0.385	-0.0
140006	140007	ЛЕП	AC-35	0.20	0.910	0.385	-0.0
140007	14127	ЛЕП	AC-35	0.88	0.910	0.385	-0.0
140007	14126	ЛЕП	AC-35	0.70	0.910	0.385	-0.0
140006	140008	ЛЕП	AC-50	1.52	0.630	0.374	-0.0
140008	14212	ЛЕП	AC-35	0.00	0.910	0.385	-0.0
140008	14195	ЛЕП	AC-35	0.91	0.910	0.385	-0.0
140008	140009	ЛЕП	AC-50	2.80	0.630	0.374	-0.0
140009	1400041	ЛЕП	AC-50	1.34	0.630	0.374	-0.0
140001	140010	ЛЕП	AC-50	3.30	0.630	0.374	-0.0
140010	14087	ЛЕП	AC-50	0.15	0.630	0.374	-0.0
140010	140011	ЛЕП	AC-50	0.25	0.630	0.374	-0.0
140011	14084	ЛЕП	AC-50	1.25	0.630	0.374	-0.0
140011	14085	ЛЕП	AC-50	0.90	0.630	0.374	-0.0
140010	140012	ЛЕП	AC-50	0.40	0.630	0.374	-0.0
140012	14086	ЛЕП	AC-50	0.00	0.630	0.374	-0.0
140012	14192	ЛЕП	AC-50	0.08	0.630	0.374	-0.0
140010	140013	ЛЕП	AC-35	0.39	0.910	0.385	-0.0
140013	14244	ЛЕП	AC-35	0.00	0.910	0.385	-0.0
140013	140014	ЛЕП	AC-35	0.50	0.910	0.385	-0.0
140014	14201	ЛЕП	AC-35	0.29	0.910	0.385	-0.0
14201	140016	ЛЕП	AC-35	1.30	0.910	0.385	-0.0
140016	14098	ЛЕП	AC-35	0.77	0.910	0.385	-0.0
14098	14275	ЛЕП	AC-35	1.20	0.910	0.385	-0.0
140016	140017	ЛЕП	AC-35	2.57	0.910	0.385	-0.0
140017	14233	ЛЕП	AC-35	0.35	0.910	0.385	-0.0
140017	140018	ЛЕП	AC-35	1.20	0.910	0.385	-0.0
140018	14288	ЛЕП	AC-35	0.32	0.910	0.385	-0.0
140018	14095	ЛЕП	AC-35	0.60	0.910	0.385	-0.0
14095	14293	ЛЕП	AC-35	0.30	0.910	0.385	-0.0
14293	14096	ЛЕП	AC-35	0.90	0.910	0.385	-0.0
14096	1400042	ЛЕП	AC-35	0.00	0.910	0.385	-0.0
140014	140015	ЛЕП	AC-35	0.15	0.910	0.385	-0.0
140015	14180	ЛЕП	AC-50	1.05	0.630	0.374	-0.0
14180	140020	ЛЕП	AC-50	3.60	0.630	0.374	-0.0
140020	14083	ЛЕП	AC-50	0.30	0.630	0.374	-0.0
140020	14081	ЛЕП	AC-50	3.05	0.630	0.374	-0.0
140015	14088	ЛЕП	AC-35	0.15	0.910	0.385	-0.0
14081	1400079	ЛЕП	AC-35	0.69	0.910	0.385	-0.0
1400079	1500079	КА	КА Ф-14/Ф-15	0.00	0.000	0.000	0.0
1400041	1400042	КА	КА Ф-14/Ф-14	0.00	0.000	0.000	0.0
1400010918000109	КА	КА Ф-14/Ф-18	0.00	0.000	0.000	0.0	

Фідер: Ф-18 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А
Надходження електроенергії до фідера: 1128656.000 кВт год

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 30

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Кз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
18073	КТП-73	ТМ-160/10	160.0	196644.00	0.00	0.00	0.000
18236	КТП-236	ТМ-100/10	100.0	150165.00	0.00	0.00	0.000
18200	КТП-200	ТМ-63/10	63.0	153740.00	0.00	0.00	0.000
18303	КТП-303	ТМ-160/10	160.0	237914.00	0.00	0.00	0.000

18222	КТП-222	ТМ-100/10	100.0	82233.00	0.00	0.00	0.000
18164	КТП-164	ТМ-250/10	250.0	215621.00	0.00	0.00	0.000
18267	КТП-267	ТМ-63/10	63.0	39604.00	0.00	0.00	0.000
18181	КТП-181	ТМ-250/10	250.0	246699.00	0.00	0.00	0.000
18090	КТП-90	ТМ-63/10	63.0	35203.00	0.00	0.00	0.000
18202	КТП-202	ОМ-5/10	5.0	6688.00	0.00	0.00	0.000
18228	КТП-228	ТМ-40/10	40.0	75082.00	0.00	0.00	0.000
18092	КТП-92	ТМ-63/10	63.0	41804.00	0.00	0.00	0.000
18091	КТП-91	ТМ-100/10	100.0	70407.00	0.00	0.00	0.000
18251	КТП-251	ТМ-100/10	100.0	90209.00	0.00	0.00	0.000
18308	КТП-308	ТМ-100/10	100.0	128713.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 30

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мксм
10000	180001	ЛЕП	АС-50	1.50	0.630	0.374	-0.0
180001	18073	ЛЕП	АС-35	0.45	0.910	0.385	-0.0
18073	180002	ЛЕП	АС-35	0.25	0.910	0.385	-0.0
180002	18236	ЛЕП	АС-35	0.25	0.910	0.385	-0.0
180002	18200	ЛЕП	АС-35	0.08	0.910	0.385	-0.0
18200	180003	ЛЕП	АС-35	0.67	0.910	0.385	-0.0
180003	18303	ЛЕП	АС-35	0.16	0.910	0.385	-0.0
180003	180004	ЛЕП	АС-35	0.12	0.910	0.385	-0.0
180004	180005	ЛЕП	АС-35	0.35	0.910	0.385	-0.0
180005	18222	ЛЕП	АС-35	0.45	0.910	0.385	-0.0
18222	18164	ЛЕП	АС-35	0.30	0.910	0.385	-0.0
180001	180012	ЛЕП	АС-35	0.40	0.910	0.385	-0.0
180012	18267	ЛЕП	АС-35	0.25	0.910	0.385	-0.0
180012	18000109	ЛЕП	АС-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
180012	180006	ЛЕП	АС-35	0.80	0.910	0.385	-0.0
180006	18181	ЛЕП	АС-35	0.47	0.910	0.385	-0.0
180006	180007	ЛЕП	АС-35	1.05	0.910	0.385	-0.0
180007	18090	ЛЕП	АС-35	0.85	0.910	0.385	-0.0
180007	180008	ЛЕП	АС-35	0.59	0.910	0.385	-0.0
180008	18202	ЛЕП	АС-35	0.28	0.910	0.385	-0.0
18202	18228	ЛЕП	АС-35	0.46	0.910	0.385	-0.0
180008	180009	ЛЕП	АС-35	2.10	0.910	0.385	-0.0
180009	18092	ЛЕП	АС-35	0.60	0.910	0.385	-0.0
180009	18091	ЛЕП	АС-35	1.20	0.910	0.385	-0.0
18091	180010	ЛЕП	АС-35	1.10	0.910	0.385	-0.0
180010	180011	ЛЕП	АС-35	0.51	0.910	0.385	-0.0
180010	1800074	ЛЕП	АС-35	0.95	0.910	0.385	-0.0
180011	18251	ЛЕП	АС-35	0.16	0.910	0.385	-0.0
180011	18308	ЛЕП	АС-35	0.70	0.910	0.385	-0.0
1800074	12000074	КА	КА Ф-12/Ф-16	0.00	0.000	0.000	0.0

Фідер: Ф-12 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А
Надходження електроенергії до фідера: 1299461.000 кВт год

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 29

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Kз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
12062	КТП-62	ТМ-250/10	250.0	184818.00	0.00	0.00	0.000
12150	КТП-150	ТМ-100/10	100.0	46205.00	0.00	0.00	0.000

12280	КТП-280	ТМ-100/10	100.0	186966.00	0.00	0.00	0.000
12240	КТП-240	ТМ-100/10	100.0	85808.00	0.00	0.00	0.000
12063	КТП-63	ТМ-160/10	160.0	160616.00	0.00	0.00	0.000
12219	КТП-219	ТМ-250/10	250.0	232246.00	0.00	0.00	0.000
12209	КТП-209	ТМ-63/10	63.0	150815.00	0.00	0.00	0.000
12099	КТП-99	ТМ-100/10	100.0	17602.00	0.00	0.00	0.000
12153	КТП-153	ТМ-160/10	160.0	200220.00	0.00	0.00	0.000
12139	КТП-139	ТМ-100/10	100.0	89384.00	0.00	0.00	0.000
12065	КТП-65	ТМ-100/10	100.0	203159.00	0.00	0.00	0.000
12203	КТП-203	ТМ-250/10	250.0	173817.00	0.00	0.00	0.000
12205	КТП-205	ОМ-5/10	5.0	7611.00	0.00	0.00	0.000
12312	КТП-312	ОМ-5/10	5.0	11987.00	0.00	0.00	0.000
12064	КТП-64	ТМ-63/10	63.0	53630.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 28

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
10000	12062	ЛЕП	АС-50	1.20	0.630	0.374	-0.0
12062	120001	ЛЕП	АС-35	1.00	0.910	0.385	-0.0
120001	12150	ЛЕП	АС-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
120001	120002	ЛЕП	АС-35	0.09	0.910	0.385	-0.0
120002	12280	ЛЕП	АС-35	0.30	0.910	0.385	-0.0
120002	12240	ЛЕП	АС-50	0.70	0.630	0.374	-0.0
12240	12063	ЛЕП	АС-50	0.80	0.630	0.374	-0.0
12063	12219	ЛЕП	АС-50	0.85	0.630	0.374	-0.0
12219	120003	ЛЕП	АС-50	0.14	0.630	0.374	-0.0
120003	12209	ЛЕП	АС-50	0.05	0.630	0.374	-0.0
120003	120004	ЛЕП	АС-50	0.45	0.630	0.374	-0.0
120004	12099	ЛЕП	АС-35	0.28	0.910	0.385	-0.0
12099	12153	ЛЕП	АС-35	0.70	0.910	0.385	-0.0
120004	12139	ЛЕП	АС-35	0.06	0.910	0.385	-0.0
12139	120005	ЛЕП	АС-35	0.07	0.910	0.385	-0.0
120005	120009	ЛЕП	АС-35	0.80	0.910	0.385	-0.0
120009	12065	ЛЕП	АС-35	0.50	0.910	0.385	-0.0
12065	12000056	ЛЕП	АС-35	0.00	0.910	0.385	-0.0
120009	12203	ЛЕП	АС-50	0.30	0.630	0.374	-0.0
12203	12000074	ЛЕП	АС-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
120004	120006	ЛЕП	АС-35	2.50	0.910	0.385	-0.0
120006	12205	ЛЕП	АС-35	0.80	0.910	0.385	-0.0
120006	120007	ЛЕП	АС-35	0.91	0.910	0.385	-0.0
120007	12312	ЛЕП	АС-35	0.23	0.910	0.385	-0.0
120007	120008	ЛЕП	АС-35	1.64	0.910	0.385	-0.0
120008	12064	ЛЕП	АС-50	0.10	0.630	0.374	-0.0
120008	12000042	ЛЕП	АС-35	0.95	0.910	0.385	-0.0
12000042	120000421	КА	КА Φ -12/ Φ -12	0.00	0.000	0.000	0.0

Фідер: Φ -13 I_{мах} = 0.000 А I = 0.000 А I_{мін} = 0.000 А
Надходження електроенергії до фідера: 7793417.000 кВт год

--

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 32

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Kз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
13211	КТП-211	ТМ-100/10	100.0	146589.00	0.00	0.00	0.000
13118	КТП-118	ТМ-250/10	250.0	211221.00	0.00	0.00	0.000

13305	КТП-305	ТМ-100/10	100.0	92409.00	0.00	0.00	0.000
13124	КТП-124	ТМ-630/10	630.0	1586963.00	0.00	0.00	0.000
13196	КТП-196	ТМ-1000/10	1000.0	1079756.00	0.00	0.00	0.000
13306	КТП-306	ТМ-630/10	630.0	1342965.00	0.00	0.00	0.000
13297	КТП-297	ТМ-160/10	160.0	196644.00	0.00	0.00	0.000
13120	КТП-120	ТМ-250/10	250.0	303630.00	0.00	0.00	0.000
13163	ЗТП-163	ТМ-100/10	100.0	77008.00	0.00	0.00	0.000
13179	КТП-179	ТМ-160/10	160.0	150165.00	0.00	0.00	0.000
13262	КТП-262	ТМ-250/10	250.0	307480.00	0.00	0.00	0.000
13122	ЗТП-122	ТМ-250/10	250.0	673843.00	0.00	0.00	0.000
13199	КТП-199	ТМ-100/10	100.0	92409.00	0.00	0.00	0.000
13309	КТП-309	ТМ-160/10	160.0	196644.00	0.00	0.00	0.000
13121	ЗТП-121	ТМ-250/10	250.0	178218.00	0.00	0.00	0.000
13223	ЗТП-223	ТМ-400/10	400.0	760047.00	0.00	0.00	0.000
13148	ЗТП-148	ТМ-250/10	250.0	264026.00	0.00	0.00	0.000
13241	ЗТП-241	ТМ-160/10	160.0	125412.00	0.00	0.00	0.000
13239	ЗТП-239	ТМ-160/10	160.0	150165.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 32

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Хo, Ом	Bo, мкСм
10000	130001	ЛЕП	AC-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
130001	130002	ЛЕП	AC-35	0.35	0.910	0.385	-0.0
130002	13211	ЛЕП	AC-35	0.03	0.910	0.385	-0.0
130002	13118	ЛЕП	AC-35	0.70	0.910	0.385	-0.0
130001	130003	ЛЕП	AC-35	0.75	0.910	0.385	-0.0
130003	13305	ЛЕП	AC-35	0.13	0.910	0.385	-0.0
130003	130004	ЛЕП	AC-35	1.25	0.910	0.385	-0.0
130004	13124	ЛЕП	AC-35	0.25	0.910	0.385	-0.0
130004	130005	ЛЕП	AC-35	0.20	0.910	0.385	-0.0
130005	130006	ЛЕП	AC-35	0.75	0.910	0.385	-0.0
130006	13196	ЛЕП	AC-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
13196	13306	ЛЕП	AC-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
130005	130007	ЛЕП	AC-35	0.15	0.910	0.385	-0.0
130007	13297	ЛЕП	AC-35	0.12	0.910	0.385	-0.0
130007	13120	ЛЕП	AC-35	0.06	0.910	0.385	-0.0
130007	130008	ЛЕП	AC-35	0.15	0.910	0.385	-0.0
130008	13163	ЛЕП	АСВ-3Х50	0.10	0.625	0.090	-91.0
130008	130009	ЛЕП	AC-35	0.25	0.910	0.385	-0.0
130009	13179	ЛЕП	AC-35	0.16	0.910	0.385	-0.0
130009	13262	ЛЕП	AC-35	0.35	0.910	0.385	-0.0
13262	13122	ЛЕП	AC-35	0.30	0.910	0.385	-0.0
130009	130010	ЛЕП	AC-35	0.30	0.910	0.385	-0.0
130010	13199	ЛЕП	AC-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
130010	13309	ЛЕП	AC-35	0.20	0.910	0.385	-0.0
13309	130011	ЛЕП	AC-35	0.20	0.910	0.385	-0.0
130011	13121	ЛЕП	AC-35	0.18	0.910	0.385	-0.0
13121	13223	ЛЕП	AC-35	0.25	0.910	0.385	-0.0
13223	13148	ЛЕП	AC-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
130011	13241	ЛЕП	AC-35	0.65	0.910	0.385	-0.0
13241	13239	ЛЕП	AC-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
13239	13000056	ЛЕП	AC-35	0.15	0.910	0.385	-0.0
12000056	13000056	КА	КА Ф-12/Ф-13	0.00	0.000	0.000	0.0

Фідер: Ф-15 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А
Надходження електроенергії до фідера: 1423379.000 кВт год

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 26

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Кз/Wвідп	Rг	Qг	Re04
15193	КТП-193	ТМ-160/10	160.0	350384.00	0.00	0.00	0.000
15076	КТП-76	ТМ-250/10	250.0	118812.00	0.00	0.00	0.000
15074	КТП-74	ТМ-40/10	40.0	14301.00	0.00	0.00	0.000
15075	КТП-75	ТМ-160/10	160.0	90209.00	0.00	0.00	0.000
15229	КТП-229	ТМ-250/10	250.0	105610.00	0.00	0.00	0.000
15077	КТП-77	ТМ-160/10	160.0	101210.00	0.00	0.00	0.000
15271	КТП-271	ТМ-63/10	63.0	52805.00	0.00	0.00	0.000
15082	КТП-82	ТМ-63/10	63.0	67932.00	0.00	0.00	0.000
15078	ЗТП-78	ТМ-250/10	250.0	154015.00	0.00	0.00	0.000
15079	КТП-79	ТМ-400/10	400.0	361111.00	0.00	0.00	0.000
15272	КТП-272	ТМ-160/10	160.0	178768.00	0.00	0.00	0.000
15270	КТП-270	ТМ-250/10	250.0	243124.00	0.00	0.00	0.000
15080	КТП-80	ТМ-100/10	100.0	68207.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 25

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
10000	15193	ЛЕП	AC-35	0.36	0.910	0.385	-0.0
10000	150001	ЛЕП	AC-50	4.00	0.630	0.374	-0.0
150001	15076	ЛЕП	AC-35	0.60	0.910	0.385	-0.0
15076	15074	ЛЕП	AC-35	1.00	0.910	0.385	-0.0
150001	150002	ЛЕП	AC-50	0.26	0.630	0.374	-0.0
150002	15075	ЛЕП	AC-50	0.24	0.630	0.374	-0.0
150002	150003	ЛЕП	AC-50	0.57	0.630	0.374	-0.0
150003	15229	ЛЕП	AC-50	0.10	0.630	0.374	-0.0
15229	150004	ЛЕП	AC-35	0.82	0.910	0.385	-0.0
150004	150005	ЛЕП	AC-50	1.39	0.630	0.374	-0.0
150005	150006	ЛЕП	AC-35	0.36	0.910	0.385	-0.0
150006	15077	ЛЕП	AC-35	0.35	0.910	0.385	-0.0
150003	150007	ЛЕП	AC-50	3.00	0.630	0.374	-0.0
150007	150008	ЛЕП	AC-50	0.31	0.630	0.374	-0.0
150008	15271	ЛЕП	AC-50	0.26	0.630	0.374	-0.0
150008	15082	ЛЕП	AC-50	1.15	0.630	0.374	-0.0
150007	150009	ЛЕП	AC-50	0.46	0.630	0.374	-0.0
150009	15078	ЛЕП	AC-35	0.10	0.910	0.385	-0.0
150009	15079	ЛЕП	AC-50	0.46	0.630	0.374	-0.0
150009	150010	ЛЕП	AC-50	0.97	0.630	0.374	-0.0
150010	15272	ЛЕП	AC-35	0.68	0.910	0.385	-0.0
150010	150011	ЛЕП	AC-50	0.76	0.630	0.374	-0.0
150011	15270	ЛЕП	AC-35	0.08	0.910	0.385	-0.0
150011	15080	ЛЕП	AC-35	0.37	0.910	0.385	-0.0
15080	1500079	ЛЕП	AC-35	1.26	0.910	0.385	-0.0

Підстанція: ПС 35/10 ДАШКІВЦІ N шин=20000 U=10.800 кВ CosFi=0.000

Час = 8784.000 год W = 7733610.000кВт год К-сть фідерів=4

Фідер: Ф-34 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А
Надходження електроенергії до фідера: 1315919.000 кВт год

--

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 24

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Kз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
24066	КТП-66	ТМ-100/10	100.0	77008.00	0.00	0.00	0.000
24156	КТП-156	ТМ-250/10	250.0	378987.00	0.00	0.00	0.000
24238	КТП-238	ТМ-160/10	160.0	123212.00	0.00	0.00	0.000
24310	КТП-310	ТМ-63/10	63.0	92959.00	0.00	0.00	0.000
24242	КТП-242	ТМ-160/10	160.0	114411.00	0.00	0.00	0.000
24174	ЗТП-174	ТМ-400/10	400.0	400439.00	0.00	0.00	0.000
24286	ЗТП-286	ТМ-160/10	160.0	216816.00	0.00	0.00	0.000
24259	КТП-259	ОМ-5/10	5.0	7591.00	0.00	0.00	0.000
24069	КТП-69	ТМ-250/10	250.0	149615.00	0.00	0.00	0.000
24299	КТП-299	ТМ-63/10	63.0	170202.00	0.00	0.00	0.000
24307	КТП-307	ТМ-100/10	100.0	19802.00	0.00	0.00	0.000
24067	КТП-67	ТМ-100/10	100.0	81408.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 25

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
20000	240001	ЛЕП	AC-35	0.78	0.910	0.385	-0.0
240001	24066	ЛЕП	AC-35	0.63	0.910	0.385	-0.0
24066	24156	ЛЕП	AC-35	0.48	0.910	0.385	-0.0
240001	240002	ЛЕП	AC-35	1.05	0.910	0.385	-0.0
240002	24238	ЛЕП	AC-35	0.03	0.910	0.385	-0.0
240002	240003	ЛЕП	AC-35	1.58	0.910	0.385	-0.0
240003	24310	ЛЕП	AC-35	0.30	0.910	0.385	-0.0
240003	240004	ЛЕП	AC-35	0.42	0.910	0.385	-0.0
240004	24242	ЛЕП	AC-35	0.09	0.910	0.385	-0.0
240004	24174	ЛЕП	AC-35	0.68	0.910	0.385	-0.0
24174	240005	ЛЕП	AC-35	0.25	0.910	0.385	-0.0
240005	240006	ЛЕП	AC-35	0.15	0.910	0.385	-0.0
240005	24000045	ЛЕП	AC-35	0.95	0.910	0.385	-0.0
240006	24286	ЛЕП	AC-35	0.90	0.910	0.385	-0.0
240006	240007	ЛЕП	AC-35	0.95	0.910	0.385	-0.0
240007	24259	ЛЕП	AC-35	1.30	0.910	0.385	-0.0
240007	24069	ЛЕП	AC-35	1.50	0.910	0.385	-0.0
24069	240008	ЛЕП	AC-35	0.97	0.910	0.385	-0.0
240008	24299	ЛЕП	AC-35	0.15	0.910	0.385	-0.0
240008	24307	ЛЕП	AC-35	0.40	0.910	0.385	-0.0
24307	240009	ЛЕП	AC-35	0.72	0.910	0.385	-0.0
240009	24067	ЛЕП	AC-35	0.25	0.910	0.385	-0.0
240009	24000088	ЛЕП	AC-35	0.70	0.910	0.385	-0.0
24000045	23000045	КА	КА Ф-34/Ф-33	0.00	0.000	0.000	0.0
24000088	20000	КА	КА Ф-34/Ф-34	0.00	0.000	0.000	0.0

Фідер: Ф-33 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А
Надходження електроенергії до фідера: 3754849.000 кВт год

--

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 48

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Kз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
---	----------	----------------------	---	----------	----	----	------

23135	КТП-135	ТМ-250/10	250.0	214521.00	0.00	0.00	0.000
23204	КТП-204	ТМ-63/10	63.0	107261.00	0.00	0.00	0.000
23103	КТП-103	ТМ-63/10	63.0	132013.00	0.00	0.00	0.000
23117	КТП-117	ТМ-630/10	630.0	39604.00	0.00	0.00	0.000
23134	КТП-134	ТМ-100/10	100.0	96810.00	0.00	0.00	0.000
23105	КТП-105	ТМ-160/10	160.0	168042.00	0.00	0.00	0.000
23215	ЗТП-215	ТМ-630/10	630.0	246699.00	0.00	0.00	0.000
23104	КТП-104	ТМ-160/10	160.0	66006.00	0.00	0.00	0.228
23106	КТП-106	ТМ-160/10	160.0	94609.00	0.00	0.00	0.000
23190	КТП-190	ТМ-160/10	160.0	112211.00	0.00	0.00	0.000
23197	КТП-197	ТМ-250/10	250.0	297029.00	0.00	0.00	0.000
23110	КТП-110	ТМ-250/10	250.0	173817.00	0.00	0.00	0.000
23102	КТП-102	ТМ-100/10	100.0	153740.00	0.00	0.00	0.000
23311	КТП-311	ТМ-160/10	160.0	342349.00	0.00	0.00	0.000
23107	КТП-107	ТМ-63/10	63.0	66006.00	0.00	0.00	0.000
23108	КТП-108	ТМ-160/10	160.0	99010.00	0.00	0.00	0.000
23109	КТП-109	ТМ-630/10	630.0	55005.00	0.00	0.00	0.000
23125	КТП-125	ТМ-63/10	63.0	52805.00	0.00	0.00	0.000
23168	КТП-168	ТМ-100/10	100.0	28603.00	0.00	0.00	0.000
23274	КТП-274	ТМ-160/10	160.0	122064.00	0.00	0.00	0.000
23112	КТП-112	ТМ-250/10	250.0	207370.00	0.00	0.00	0.000
23232	КТП-232	ТМ-100/10	100.0	77008.00	0.00	0.00	0.000
23114	КТП-114	ТМ-100/10	100.0	63806.00	0.00	0.00	0.000
23298	КТП-298	ТМ-160/10	160.0	99010.00	0.00	0.00	0.000
23113	КТП-113	ТМ-100/10	100.0	63806.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 47

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
20000	230001	ЛЕП	AC-50	2.90	0.630	0.374	-0.0
230001	23135	ЛЕП	AC-50	0.07	0.630	0.374	-0.0
23135	120000421	ЛЕП	AC-35	0.01	0.910	0.385	-0.0
23000123000045	ЛЕП	AC-35	1.10	0.910	0.385	-0.0	
23000045	230002	ЛЕП	AC-50	3.30	0.630	0.374	-0.0
230002	23204	ЛЕП	AC-50	0.00	0.630	0.374	-0.0
230002	230003	ЛЕП	AC-50	1.10	0.630	0.374	-0.0
230003	230004	ЛЕП	AC-35	0.55	0.910	0.385	-0.0
230004	23103	ЛЕП	AC-35	1.52	0.910	0.385	-0.0
230004	23117	ЛЕП	AC-35	0.80	0.910	0.385	-0.0
230003	230005	ЛЕП	AC-50	0.85	0.630	0.374	-0.0
230005	23134	ЛЕП	AC-50	0.00	0.630	0.374	-0.0
230005	230006	ЛЕП	AC-50	0.15	0.630	0.374	-0.0
230006	23105	ЛЕП	AC-50	0.20	0.630	0.374	-0.0
230006	230020	ЛЕП	AC-50	0.32	0.630	0.374	-0.0
230020	23215	ЛЕП	AC-50	0.14	0.630	0.374	-0.0
230020	230007	ЛЕП	AC-50	0.30	0.630	0.374	-0.0
230007	23104	ЛЕП	AC-50	0.00	0.630	0.374	-0.0
230007	230009	ЛЕП	AC-50	1.00	0.630	0.374	-0.0
230009	23106	ЛЕП	AC-50	0.00	0.630	0.374	-0.0
230009	230010	ЛЕП	AC-50	0.50	0.630	0.374	-0.0
230010	230011	ЛЕП	AC-50	2.60	0.630	0.374	-0.0
230011	23190	ЛЕП	AC-50	1.85	0.630	0.374	-0.0
23190	23197	ЛЕП	AC-50	0.50	0.630	0.374	-0.0
230011	230012	ЛЕП	AC-35	0.19	0.910	0.385	-0.0
230012	23110	ЛЕП	AC-35	0.36	0.910	0.385	-0.0
230012	230013	ЛЕП	AC-35	1.14	0.910	0.385	-0.0
230013	23102	ЛЕП	AC-35	0.17	0.910	0.385	-0.0

230013	230008	ЛЕП	AC-35	0.41	0.910	0.385	-0.0
230008	230014	ЛЕП	AC-50	0.76	0.630	0.374	-0.0
230014	23311	ЛЕП	AC-35	0.00	0.910	0.385	-0.0
230014	230015	ЛЕП	AC-35	0.55	0.910	0.385	-0.0
230015	23107	ЛЕП	AC-35	1.34	0.910	0.385	-0.0
230015	230016	ЛЕП	AC-35	0.25	0.910	0.385	-0.0
230016	23108	ЛЕП	AC-35	0.08	0.910	0.385	-0.0
230016	23109	ЛЕП	AC-50	0.55	0.630	0.374	-0.0
23109	23125	ЛЕП	AC-35	0.60	0.910	0.385	-0.0
23125	23168	ЛЕП	AC-35	1.60	0.910	0.385	-0.0
230010	23274	ЛЕП	AC-50	1.40	0.630	0.374	-0.0
23274	230017	ЛЕП	AC-50	0.30	0.630	0.374	-0.0
230017	23112	ЛЕП	AC-50	0.10	0.630	0.374	-0.0
23112	230018	ЛЕП	AC-50	0.40	0.630	0.374	-0.0
230018	23232	ЛЕП	AC-35	0.37	0.910	0.385	-0.0
230018	23114	ЛЕП	AC-35	2.30	0.910	0.385	-0.0
230017	230019	ЛЕП	AC-35	1.75	0.910	0.385	-0.0
230019	23113	ЛЕП	AC-35	0.00	0.910	0.385	-0.0
230019	23298	ЛЕП	AC-35	0.30	0.910	0.385	-0.0

Фідер: Ф-32 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А
Надходження електроенергії до фідера: 1119565.000 кВт год

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 15

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Kз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
22167	КТП-167	ТМ-100/10	100.0	153740.00	0.00	0.00	0.000
22054	КТП-54	ТМ-250/10	250.0	486248.00	0.00	0.00	0.000
22207	КТП-207	ТМ-250/10	250.0	173817.00	0.00	0.00	0.000
22230	КТП-230	ТМ-100/10	100.0	61606.00	0.00	0.00	0.000
22051	КТП-51	ТМ-250/10	250.0	149615.00	0.00	0.00	0.000
22052	КТП-52	ТМ-160/10	160.0	101210.00	0.00	0.00	0.000
22053	КТП-53	ТМ-63/10	63.0	41804.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 14

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
20000	22001	ЛЕП	AC-35	3.19	0.910	0.385	-0.0
22001	22167	ЛЕП	AC-50	0.76	0.630	0.374	-0.0
22001	22002	ЛЕП	AC-50	0.08	0.630	0.374	-0.0
22002	22054	ЛЕП	AC-50	0.04	0.630	0.374	-0.0
22002	22003	ЛЕП	AC-50	0.39	0.630	0.374	-0.0
22003	22207	ЛЕП	AC-50	0.39	0.630	0.374	-0.0
22003	22004	ЛЕП	AC-50	1.88	0.630	0.374	-0.0
22004	22230	ЛЕП	AC-35	2.75	0.910	0.385	-0.0
22004	22005	ЛЕП	AC-35	0.36	0.910	0.385	-0.0
22005	22006	ЛЕП	AC-35	0.34	0.910	0.385	-0.0
22006	22051	ЛЕП	AC-35	0.00	0.910	0.385	-0.0
22006	22052	ЛЕП	AC-35	0.30	0.910	0.385	-0.0
22005	22053	ЛЕП	AC-35	1.28	0.910	0.385	-0.0
22167	2200025	ЛЕП	AC-35	0.00	0.910	0.385	-0.0

Фідер: Ф-31 I_{max} = 0.000 А I = 0.000 А I_{min} = 0.000 А

Надходження електроенергії до фідера: 1543278.000 кВт год

--

Інформація про вузли: К-сть вузлів: 29

N	Назва ТП	Марка трансформатора	S	Kз/Wвідп	Pг	Qг	Re04
21070	КТП-70	ТМ-100/10	100.0	61606.00	0.00	0.00	0.000
21071	КТП-71	ТМ-63/10	63.0	33003.00	0.00	0.00	0.000
21055	КТП-55	ТМ-63/10	63.0	35203.00	0.00	0.00	0.000
21152	КТП-152	ТМ-63/10	63.0	52805.00	0.00	0.00	0.000
21172	КТП-172	ТМ-160/10	160.0	110011.00	0.00	0.00	0.000
21056	КТП-56	ТМ-400/10	400.0	357535.00	0.00	0.00	0.000
21057	КТП-57	ТМ-100/10	100.0	94609.00	0.00	0.00	0.000
21058	КТП-58	ТМ-100/10	100.0	61606.00	0.00	0.00	0.000
21059	КТП-59	ТМ-100/10	100.0	61606.00	0.00	0.00	0.000
21277	КТП-277	ТМ-100/10	100.0	57206.00	0.00	0.00	0.000
21060	КТП-60	ТМ-63/10	63.0	55005.00	0.00	0.00	0.000
21061	КТП-61	ТМ-100/10	100.0	55005.00	0.00	0.00	0.000
21128	КТП-128	ТМ-63/10	63.0	33003.00	0.00	0.00	0.000

Інформація про вітки: К-сть віток: 29

N поч.	N кінця	Тип	Марка/Назва	L / Стан	Ro, Ом	Xo, Ом	Bo, мкСм
20000	21001	ЛЕП	AC-35	2.10	0.910	0.385	0.0
21001	21002	ЛЕП	AC-35	3.04	0.910	0.385	0.0
21002	21070	ЛЕП	AC-35	0.36	0.910	0.385	0.0
21002	21071	ЛЕП	AC-35	2.58	0.910	0.385	0.0
21002	21003	ЛЕП	A-50	1.48	0.630	0.374	0.0
21003	21055	ЛЕП	AC-35	0.28	0.910	0.385	0.0
21003	21004	ЛЕП	AC-50	0.99	0.630	0.374	0.0
21004	2100025	ЛЕП	AC-35	0.24	0.910	0.385	0.0
21004	21005	ЛЕП	AC-50	2.90	0.630	0.374	0.0
21005	21006	ЛЕП	A-50	0.56	0.630	0.374	0.0
21006	21007	ЛЕП	AC-35	0.14	0.910	0.385	0.0
21007	21152	ЛЕП	AC-35	0.00	0.910	0.385	0.0
21007	21008	ЛЕП	AC-35	0.67	0.910	0.385	0.0
21008	21172	ЛЕП	AC-35	0.26	0.910	0.385	0.0
21008	210014	ЛЕП	AC-35	0.17	0.910	0.385	0.0
210014	21056	ЛЕП	AC-35	0.02	0.910	0.385	0.0
210014	21057	ЛЕП	AC-35	2.59	0.910	0.385	0.0
21006	21009	ЛЕП	AC-35	1.32	0.910	0.385	0.0
21009	21058	ЛЕП	AC-35	0.15	0.910	0.385	0.0
21009	210010	ЛЕП	AC-35	0.33	0.910	0.385	0.0
210010	21059	ЛЕП	AC-35	0.73	0.910	0.385	0.0
210010	210011	ЛЕП	AC-50	0.60	0.630	0.374	0.0
210011	21277	ЛЕП	AC-50	0.57	0.630	0.374	0.0
210011	210012	ЛЕП	AC-35	2.03	0.910	0.385	0.0
210012	21060	ЛЕП	AC-35	0.13	0.910	0.385	0.0
210012	210013	ЛЕП	AC-35	0.63	0.910	0.385	0.0
210013	21061	ЛЕП	AC-35	0.23	0.910	0.385	0.0
210013	21128	ЛЕП	AC-35	1.30	0.910	0.385	0.0
2100025	2200025	КА	КА Ф-31/Ф-32	0.00	0.000	0.000	0.0

Електронне наукове видання

Лежнюк Петро Дем'янович
Комар Вячеслав Олександрович
Козачук Олег Іванович
Сікорська Олена Вікторівна

**ІНТЕЛЕКТУАЛІЗАЦІЯ РОЗПОДІЛЬНИХ
ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ
З ФОТОЕЛЕКТРИЧНИМИ СТАНЦІЯМИ ТА АКТИВНИМИ
СПОЖИВАЧАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ**

Монографія

Видається в авторській редакції

Оригінал-макет підготовлено П. Лежнюком

Оригінал-макет виготовлено у РВВ ВНТУ

Підписано до друку 04.12.2025 р.
Гарнітура Times New Roman.
Зам. № P2025-175

Видавець та виготовлювач
Вінницький національний технічний університет,
Редакційно-видавничий відділ.

ВНТУ, ГНК, к. 114.
Хмельницьке шосе, 95, м. Вінниця, 21021.
press.vntu.edu.ua;

Email: rvv.vntu@gmail.com

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи
серія ДК No 3516 від 01.07.2009 р.