

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки

Кафедра електричних станцій і систем

МАГІСТЕРСЬКА КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА

на тему:

«Характеристика електротехнічних систем з комбінованою генерацією»

Виконав: студент 2-го курсу, групи ЕС-23мз
спеціальності 141 – Електроенергетика,
електротехніка та електромеханіка
освітня програма «Електричні станції»

(шифр і назва напряму підготовки, спеціальності)

Швецов Р. С.
(прізвище та ініціали)

Керівник: д.т.н., проф. каф. ЕСС

Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2025 р.

Опонент: к.т.н., доц., доцент кафедри

ЕССЕМ Бабенко О.В.
(прізвище та ініціали)

« 10 » 06 2025 р.

Допущено до захисту

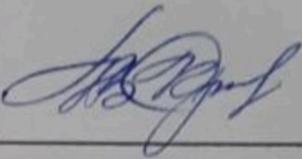
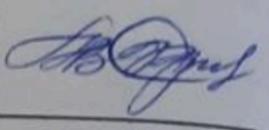
Завідувач кафедри ЕСС

Комар В. О.
(прізвище та ініціали)

« 16 » 06 2025 р.

Вінниця ВНТУ - 2025 рік

6. Консультанти розділів роботи

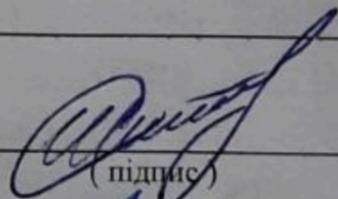
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	виконання прийняв
Спеціальна частина	Керівник роботи Комар В. О., д.т.н., проф., зав. кафедри ЕСС		
Економічна частина	Остра Н. В., к.т.н., доц., доцент кафедри ЕСС		

7. Дата видачі завдання 20 березня 2025 року

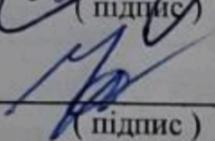
КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів магістерської кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи		При-мітка
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.03.25	28.03.25	<i>Вик</i>
2	Фактори впливу на роботу електротехнічних систем з комбінованою генерацією з боку відновлюваних джерел енергії	29.03.25	07.04.25	<i>Вик</i>
3	Огляд методів оптимізації в комбінованих енергосистемах на основі відновлюваних джерел енергії	08.04.25	13.05.25	<i>Вик</i>
4	Дослідження методів розрахунку базових показників, що визначають якість та балансову надійність енергозабезпечення електротехнічних систем з комбінованою генерацією з використанням ВДЕ	14.05.25	19.05.25	<i>Вик</i>
5	Техніко-економічна частина	20.05.25	25.05.25	<i>Вик</i>
6	Оформлення пояснювальної записки	26.05.25	31.05.25	<i>Вик</i>
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	01.06.25	10.06.25	<i>Вик</i>

Студент


(підпис)Р. С. Швецов

Керівник роботи


(підпис)В. О. Комар

Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій та систем
Рівень вищої освіти II-й (магістерський)
Галузь знань – 14 «Електрична інженерія»
Спеціальність – 141 – «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
Освітньо-професійна програма – Електричні системи та мережі

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В. О.

20.03

2025 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Швецова Романа Сергійовича

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи «Аналіз нормальних режимів електричних мереж на території Волочиської громади Хмельницької області і вплив на них відновлюваних джерел енергії»
керівник роботи д.т.н., проф. каф. ЕСС Комар В. О.
затверджена наказом вищого навчального закладу від 20.03.2025 року № 96
2. Строк подання студентом роботи 10 червня 2025 року.
3. Вихідні дані до роботи: Фрагмент схеми Дніпровської ЕС, параметри елементів та об'єктів генерування.
4. Зміст текстової частини: Вступ. 1 Огляд розвитку систем з комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел енергії. 2 Особливості структури електротехнічних систем з комбінованою генерацією. 3 Фактори впливу на роботу електротехнічних систем з комбінованою генерацією з боку відновлюваних джерел енергії. 4 Огляд методів оптимізації в комбінованих енергосистемах на основі відновлюваних джерел енергії. 5 Визначення параметрів балансової надійності та якості енергозабезпечення для електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі ВДЕ. 6 Дослідження методів розрахунку базових показників, що визначають якість та балансову надійність енергозабезпечення електротехнічних систем з комбінованою генерацією з використанням ВДЕ. 7 Приклад техніко-економічного розрахунку будівництва СЕС. 8 Приклади розрахунку економічних показників для електротехнічних систем з комбінованою генерацією. 9 Заходи забезпечення надійної та безпечної експлуатації електроустановок. Висновки. Список використаної літератури.
5. Перелік ілюстративного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Характеристика електротехнічних систем з комбінованою генерацією, Оцінювання балансової надійності, Приклад техніко-економічного розрахунку будівництва СЕС, Висновки.

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	7
ANNOTATION.....	8
ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
1 ОГЛЯД РОЗВИТКУ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ НА БАЗІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ	13
2 ОСОБЛИВОСТІ СТРУКТУРИ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ.....	18
3 ФАКТОРИ ВПЛИВУ НА РОБОТУ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ З БОКУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ	28
4 ОГЛЯД МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ В КОМБІНОВАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМАХ НА ОСНОВІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ .	32
5 ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ТА ЯКОСТІ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ НА БАЗІ ВДЕ	38
6 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ БАЗОВИХ ПОКАЗНИКІВ, ЩО ВИЗНАЧАЮТЬ ЯКІСТЬ ТА БАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ З ВИКОРИСТАННЯМ ВДЕ	48
7 ПРИКЛАД ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОГО РОЗРАХУНКУ БУДІВНИЦТВА СЕС	50
8 ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКУ ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ДЛЯ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ	54
9 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК	62
9.1 Постановка задачі.....	62

9.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем фотоелектричних станцій, які працюють у складі електроенергетичної системи України.....	63
9.3 Розрахунок мікроклімату під час монтажу фотоелектричної станції.	65
ВИСНОВКИ.....	69
СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	71
ДОДАТОК А Протокол перевірки навчальної (кваліфікаційної) роботи.....	77
ДОДАТОК Б Технічне завдання МКР	78
ДОДАТОК В Графічна частина.....	82

АНОТАЦІЯ

Швецов Р. С. «Характеристика електротехнічних систем з комбінованою генерацією». Магістерська робота. – Вінниця: ВНТУ, 2025. – 74 с. Бібліогр.: 48. Іл.: 13. Табл.: 10.

В магістерській роботі було виконано огляд стану та перспективи забезпечення споживачів електричною енергією в електротехнічних системах з комбінованою генерацією. Проаналізовано світовий досвід використання відновлюваних джерел енергії. Проведений огляд факторів впливу ВДЕ на роботу енергосистеми.

Ключові слова: локальні електротехнічні системи, комбінована генерація, відновлювані джерела енергії, балансова надійність, якість електричної енергії, стохастична оптимізація, оптимальна структура локальних електротехнічних систем, резервування та акумулювання потужності.

ANNOTATION

Shvetsov R. S. "Characteristics of electrical systems with combined generation.". Master thesis. - Vinnytsia: VNTU, 2025. - 74 p. Bibliogr .: 48. Il .: 13. Tabl .: 10.

In this thesis reviews the state and prospects of providing consumers with electricity in electrotechnical systems with combined generation. The international experience of using renewable energy sources is analyzed. A review of the factors influencing renewable energy sources (RES) on the operation of local electric systems (LES) is made.

Key words: local electrotechnical systems, combined generation, renewable energy sources, balance reliability, electric energy quality, stochastic optimization, optimal structure of local electrotechnical systems, accumulation and storage of power.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

BP	-	British Petroleum
COE	-	cost of energy, мінімальна вартість енергії
DPS	-	deficiency power supply, дефіцит потужності
EENS	-	expected energy not served, індекс очікуваної недоданої енергії
EUE чи EEU	-	expected unserved energy, індекс очікуваної відсутності енергії
IRENA	-	Міжнародне агентство з відновлюваних джерел енергії
LCOE	-	приведена собівартість електроенергії
LOEE	-	loss of energy expectation, очікувана втрата енергії
LOEP	-	loss of energy probability, імовірність втрати енергії
LOLD	-	loss of load duration, тривалість втрати навантаження
LOLE	-	loss of load expectation, очікувана втрата навантаження
LOLF	-	loss of load frequency, частота втрати навантаження
LOLH, LOLE8760	-	середнє число годин дефіциту потужності в рік, або тривалість втрати навантаження в годинах за рік
LOLP	-	loss of load probability, імовірність втрати навантаження
LPS	-	рівень дефіциту енергії
LPSP	-	loss of power supply probability індекс імовірної втрати живлення
SCADA	-	supervisory control and data acquisition
SOC	-	стан зарядки акумуляторної батареї
ВДЕ	-	Відновлювані джерела енергії
ВЕС	-	Вітроенергетичні станції
КП	-	коригуючі пристрої
ЛЕС	-	Локальна електротехнічна система
ОЕС	-	Об'єднана енергетична система

ВСТУП

Актуальність теми. Зростання потужностей мінливих ВДЕ і відповідне витіснення традиційної генерації ускладнюють забезпечення надійного балансу генерації та споживання. В свою чергу незбалансованість потужностей призводить до відхилень частоти та напруги в споживчій мережі, погіршує відомі індекси балансової надійності електропостачання та веде до можливих технічних збоїв і економічних втрат (відключення, штрафи, тощо). Тому перед впровадженням значної кількості джерел розосередженої генерації (РГ) на базі ВДЕ необхідно провести дослідження енергетичного потенціалу об'єктів вітросонячної генерації та характеру споживання в даній локації з точки зору імовірного аналізу їх роботи, оптимального вибору генеруючого обладнання, підбору регулюючих систем акумуляування та оцінити загальний стан балансової надійності і собівартості, передбачити впровадження регулярного прогнозування балансу. Для цього необхідно мати достатній обсяг історичних даних про шукані показники, та унормовані методи - на це і спрямована ця дисертаційна робота.

На сьогодні намітився і реалізується на практиці поступовий перехід від суто централізованої моделі електропостачання споживачів, основою якої є потужні теплові та атомні електричні станції, до комбінованої, коли частина електроенергії виробляється розосередженими джерелами (РДЕ). Вони працюють безпосередньо у розподільних електричних мережах, розвантажуючи тим самим магістральні мережі. Розподільні електричні мережі при цьому набувають риси локальної електротехнічної системи (ЛЕС). Оскільки електричні мережі енергосистем проектувалися і споруджувалися за умов централізованого електропостачання, то розбудова в них РДЕ породжує нові нехарактерні для минулого періоду проблеми і задачі.

Вітрова та сонячна енергетика може інтегруватися в енергосистему за допомогою відповідних стратегій. На першій стадії, коли частка ВДЕ не перевищує 3% у річному виробництві електроенергії, їх інтеграція не справляє помітного впливу на мережу. Коли частка ВДЕ у річній генерації знаходиться

в межах до 15%, це спричиняє серйозний вплив на режими енергосистеми. На третій стадії (понад 15%) виникають суттєві виклики для режимного управління енергосистеми. Наразі за рівнем впровадження ВДЕ Україна підходить до межі першої та другої стадій. Таким чином існує народно-господарська проблема, пов'язана із ускладненням забезпечення надійного балансу генерації та споживання електричної енергії що обумовлено зростанням частки потужностей мінливих ВДЕ і відповідно витіснення традиційної генерації. У свою чергу, незбалансованість потужностей негативно впливає на якість електропостачання, а саме, призводить до відхилень частоти та напруги в споживчій мережі, погіршує відомі індекси балансової надійності електропостачання та веде до можливих технічних збоїв і економічних втрат. Зі збільшенням частки нестабільної генерації стає необхідним більш ґрунтовний системний підхід до формування енергетичної системи. Під енергетичною ефективністю у відновлюваній енергетиці мається на увазі максимально повне використання встановленої потужності, тому на часі розробка вдосконалених математичних моделей щодо процесів генерації електричної енергії ВДЕ та процесів споживання електричної енергії, які дозволили б адекватно оцінити характер невизначеності в їх роботі, обґрунтувати оптимальні рівні впровадження ВДЕ з урахуванням графіків споживання та сформувані алгоритми узгодженої роботи у складі локальної чи об'єднаної енергосистеми.

Впровадження ВДЕ та їх інтегрування до енергосистем різних рівнів супроводжується потребами в додатковому узгодженні режимів генерування та споживання електроенергії. Надходження таких видів енергії, як вітрова та сонячна, суттєво залежить від погодних факторів і є по суті випадковим процесом, що обмежений робочою потужністю встановленого обладнання. Разом з тим споживання також містить елементи випадковості, особливо коли мова йде про велику кількість однакових чи різнотипних споживачів. Отже, при значному рівні впровадження комбінованої генерації з використанням ВДЕ може загостритися проблема забезпечення енергетичного балансу. На часі – розробка вдосконалених математичних моделей щодо процесів

комбінованої генерації електричної енергії від ВДЕ та процесів споживання електричної енергії, які дозволили б адекватно оцінити характер невизначеності в їх роботі, обґрунтувати оптимальні рівні впровадження ВДЕ з урахуванням графіків споживання та сформувані алгоритми узгодженої роботи у складі електротехнічних систем різних рівнів локальності.

Мета роботи: є дослідження якості електропостачання споживачів в електротехнічних системах з комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел.

Об'єкт дослідження: процеси генерації та споживання електричної енергії в електротехнічних системах із комбінованою генерацією з використанням відновлюваних джерел електроенергії.

Предмет дослідження: є характеристики випадкових процесів, притаманних електротехнічним системам із комбінованою генерацією з використанням відновлюваних джерел.

Публікації. Швецов Р. С. Аналіз складу електротехнічних систем з комбінованою генерацією. Матеріали Міжнародної науково-практичної Інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «МОЛОДЬ В НАУЦІ: ДОСЛІДЖЕННЯ, ПРОБЛЕМИ, ПЕРСПЕКТИВИ (МН-2025)», Вінниця, 2025.

1 ОГЛЯД РОЗВИТКУ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ НА БАЗІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Створення комбінованих систем енергозабезпечення споживачів з використанням відновлюваних джерел енергії вимагає включення до їх складу систем акумуляування або резервного енергоживлення, що обумовлено певними особливостями використання енергії поновлюваних джерел. Основними з них є: нерівномірний географічний розподіл та стохастичний характер її надходження, мала питома концентрація енергетичних ресурсів та висока вартість енергогенеруючого устаткування джерел поновлюваної енергетики [1]. Впровадження ВДЕ та їх інтегрування до енергосистем різних рівнів супроводжується потребами в додатковому узгодженні режимів генерування та споживання електроенергії. Надходження таких видів енергії, як вітрова та сонячна, суттєво залежить від погодних факторів і є по суті випадковим процесом, що обмежений робочою потужністю встановленого обладнання. [2] Суттєвого та глибокого аналізу регіональних особливостей не проводилось, в першу чергу за відсутністю необхідних даних для проведення таких досліджень. Адаже ті дані, якими оперує метеорологічна служба, не відповідають потребам енергетики [3]-[5].

Аналіз змін і напрямів розвитку світової енергетики показує, що ключовими факторами є надійність енергопостачання, енергетична безпека, енергоефективність і екологічна гармонізація [6].

Британською компанією British Petroleum (BP) у [7] зазначено, що в останні роки стан світового енергетичного господарства визначається комплексом чинників різноспрямованої дії. Серед них є розвиток відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Країни Євросоюзу вже зараз взяли за ціль і розподілили зобов'язання щодо зростання частки відновлювальних джерел енергії з 10% в 2008 до 20% в 2025 році в загальному балансі енергоресурсів ЄС [8].

Розвиток генерації відновлюваними джерелами енергії щороку зростає на тлі збільшення світового споживання енергії, особливо в країнах, що розвиваються, та різкого зниження цін на нафту [9].

За даними REmap 2030 [10] стратегією розвитку ВДЕ передбачено подвоєння частки відновлюваних джерел енергії у світовому споживанні енергії у період 2010-2030 рр.: з 18% ВДЕ у загальному кінцевому енергоспоживанні (2010 р.) до 36% (2030 р.). За висновками роботи WEO-2017 [11] ВДЕ стануть найдешевшими технологіями генерації в багатьох країнах, а їх частка в глобальному виробництві електроенергії (у рамках сценарію сталого розвитку) зростає до 40%. У країнах ЄС ВДЕ стануть основним засобом виробництва електроенергії вже з початку 2030 років.

Світова енергетична система повинна пройти глибоку трансформацію та перебудову, оновлюючи діючу інфраструктуру, яка ґрунтується на використанні викопного палива, що потребуватиме збільшення інвестицій у розвиток ВДЕ та широке розгортання енергоефективних технологій [12].

За прогнозними розрахунками [13], на весь період до 2050 р. для розвитку та впровадження ВДЕ та енергоефективних технологій необхідні додаткові інвестиції в енергетичний сектор у розмірі 27 трлн дол. США. При інтенсивному розвитку ВДЕ значимими новими технологіями в електроенергетиці є: «розумні» мережі; системи накопичення енергії на базі акумуляторних батарей та пристрої інтелектуального обліку. Вони в умовах розвитку розподіленої генерації на основі ВДЕ покращують режимне управління в енергосистемах, а також сприятимуть подальшому розвитку децентралізованої енергетики. У результаті істотно змістяться кордони централізованого та децентралізованого енергопостачання [14].

За даними звіту [15] Європейської вітроенергетичної асоціації (EWEA), за 12 років обсяги ВЕС у загальному енергобалансі зросли з 6% у 2005 р. до 18% у 2017 р., обсяги встановленої потужності СЕС зросли у 38 раз, при незмінному балансі газових потужностей – біля 20% та зниженні потужностей ТЕС, працюючих на вугіллі, на 9%.

У [16] проведено широкий огляд та аналіз практики інтеграції відновлюваних джерел енергії в енергосистемах різних країн, а також розглянуто питання концепції «системної цінності» різних технологій генерації. Визначено технологічно зрілі та конкурентоспроможні технології генерації на основі стохастичних (нестабільних) режимів ВДЕ.

В опублікованій у березні 2017 р. доповіді МЕА [17] основу увагу приділено завданням і напрямам розв'язання проблем інтеграції ВДЕ в енергосистему, на основі глибокого аналізу стану та прогнозованого розвитку світової енергетичної сфери, енергетичної ефективності та програм екологічного захисту.

Інститутом економіки енергетики та фінансового аналізу США (Institute for Energy Economics and Financial Analysis – IEEFA) у роботі [18], проведено аналіз інтеграції великих обсягів стохастичної генерації на основі вітру і сонця в мережеві енергосистеми на основі узагальнення досвіду ряду країн з часткою електроенергії, виробленої сонячними та вітровими станціями від 14% до 53% та сформульовано відповідні рекомендації для практичного керівництва національних і регіональних ринків та енергооб'єднань щодо інтеграції великих обсягів ВДЕ.

Несинхронні відновлювані джерела становитимуть найбільшу частку у виробництві відновлюваної енергії. Через технічні характеристики несинхронних ВДЕ, динамічні характеристики енергосистеми будуть змінюватися, що робить більш складним завдання для системних операторів – щодо відповідності вимог споживача з надійності, безпеки та економічності постачання електроенергії [19].

Широке впровадження ВДЕ, розподіленої генерації, накопичувачів та інших технологій, таких як управління попитом, справлятимуть істотний вплив на розвиток традиційних моделей енергетичних ринків і формування енергетичних балансів [20]-[22].

Негативні характеристики розподілених енергоресурсів (а саме стохастичність генерації ВДЕ) можуть згладжуватися сучасними технологіями і програмними рішеннями [23]:

- автоматизація розподільчої мережі та автоматизація підстанцій, адаптивні системи захисту на великих територіях, системи управління та контролю, гнучкими системами режимного та програмного управління останнього покоління;
- управління розподільчими мережами з боку енергокомпанії включає в себе використання програмного забезпечення з управління мережами, програмного забезпечення з управління виробництвом електроенергії, систем управління при відключеннях, керівництво по управлінню напругою і реактивною потужністю;
- з боку споживача: впровадження в мережеву інфраструктуру «інтелектуальних» лічильників, розвиток систем «розумних» будинків, пристроїв зарядки для електромобілів тощо.

Відновлювана енергетика покликана сприяти вирішенню, передусім, двох важливих проблем – енергоефективності та екологічної безпеки. На сучасному вітчизняному ринку енергоресурсів альтернативні джерела енергії тільки починають поступово розвиватися [24].

Українська економіка залишається другою найбільш енергомісткою країною у світі з показником енергоемності [25]. В останні 5-10 років енергетична проблема набула особливо загрозливих рис для подальшого розвитку національної економіки України, у зв'язку з цим почала здійснюватися комплексна робота щодо розробки бачення і стратегії розвитку енергетичного сектору [26].

Основні фактори, які негативно впливають на роботу ОЕС України [26]:

- фізичне зношення і моральне старіння більше, ніж 80% енергоблоків ТЕС і ТЕЦ;
- відпрацювання розрахункового технічного ресурсу більшістю ліній електропередавання і електричних підстанцій напругою 220 кВ і вище;
- наближення до закінчення строку проектної експлуатації енергоблоків АЕС;
- неоптимальна структура генерувальних потужностей;
- дефіцит маневрених (9,1% за оптимального рівня не нижче 15%) і

регулюючих потужностей (17% за необхідних 30% – 35%) в енергосистемі, недостатня забезпеченість мобільним резервом ОЕС України в умовах впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), що мають стохастичний режим роботи;

- недостатні рівні статичної і динамічної стійкості окремих вузлів енергосистеми тощо.

Рівень енергоспоживання в домогосподарствах України в 3-7 разів вищий, ніж середній рівень споживання домогосподарств Європи. Основна причина полягає не тільки в зношеному обладнанні та мережах, а також і через зношений житловий фонд, який не модернізувався останні 20 років [29].

2 ОСОБЛИВОСТІ СТРУКТУРИ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

Схемні рішення, конфігурація і призначення комбінованих систем надзвичайно різноманітні. Вони екологічно кращі порівняно з традиційними системами, бо забезпечують певну економію енерговитрат на реалізацію робочих процесів. Актуальність і перспективність цих систем безсумнівна, адже їхнє впровадження дозволить вирішити проблему покриття піків графіка електричного навантаження в енергосистемах, оптимізувати режими роботи ліній електропередачі і поліпшити екологічну обстановку в районах спорудження енергооб'єктів [1].

Основні напрямки інтеграції відновлюваних джерел енергії та розосереджених енергоресурсів - це організація активної участі споживачів та створення нових інфраструктур, одним з прикладів такої є система Micro Grid, побудована на основі вузлів РГ (розосередженої генерації).

Розосереджена генерація (РГ) – це джерела електричної енергії, які з'єднані безпосередньо з розподільною електричною мережею (ЕМ) або підключені до неї з боку електроспоживачів. Такий перехід має як свої позитивні сторони так і негативні [30].

Класичні мережі не створені для роботи зі складними завданнями керування потоками енергії, які з'являться з переходом на РГ. Одним із дієвих напрямів безконфліктного розвитку децентралізації слід вважати організацію структурних об'єднань із багатьох локальних джерел, що дає змогу утворити достатньо потужні джерела генерації з унікальними властивостями, які здатні виступати як організована одиниця генерації, що припускає диспетчерське керування з боку великої електроенергетичної системи [31].

Такий напрям розвитку сприяє майже повній ліквідації розбіжностей між великими та малими джерелами генерації електричної енергії, створюючи рівні умови конкуренції між ними. Реалізація відповідних методів і технічних засобів об'єднання локальних джерел енергії між собою та із зовнішніми мережами покладається на активних споживачів електроенергії. Ці технології мають

забезпечувати створення динамічної та стійкої до збоїв архітектури мереж. Перехід на роботу за принципом інтелектуальної мережі, що базується на вдосконаленій мережевій аналітиці, автоматизованому управлінні приладами обліку, віддаленому моніторингу та контролі над устаткуванням, управлінні мобільними людськими ресурсами і використанні сучасних систем SCADA, що працюють через Internet Protocol, допоможе енергетичним компаніям подовжити ресурс устаткування, визначити пріоритети в його заміні, відтермінувати дорогі оновлення мережі та запообігти збоям [32].

Вплив РГ на роботу електричних мереж. Впровадження РГ впливає на розподільні ЕМ та перетворює їх на активні елементи енергосистем. Це призводить до необхідності внесення змін (або перегляду та модернізації) у прийнятті стратегії керування, експлуатації та планування ЕМ. При цьому їхній вплив може мати як позитивний, так і негативний характер, тому доцільно ретельно проаналізувати питання приєднання джерел РГ в розподільні ЕМ України. Вплив РГ на втрати електричної енергії в ЕМ. Встановлення джерел живлення РГ в розподільній ЕМ неподалік від навантаження може змінювати напрямок потоків потужності. Вплив РГ на напругу в ЕМ. По-перше, це вплив на рівні напруги в усталеному режимі роботи ЕМ. По-друге, вплив РЕ на коливання напруги в ЕМ.

Вплив РГ на якість електричної енергії. По-перше, джерела РГ призводять до збільшення дози флікера, що може відбуватися при введенні або виведенні з роботи потужних джерел РГ в розподільних ЕМ, раптовій зміні вихідної потужності джерел РГ, взаємодії між джерелами РГ і регулюючими пристроями. По-друге, джерела РГ можуть генерувати в ЕМ гармоніки високих порядків, при цьому джерела РГ або самі по собі можуть бути джерелами гармонік вищих порядків або приєднуватися до розподільної ЕМ через інвертор, який генерує в мережу гармоніки вищих порядків, що характерно для паливних та фотогальванічних елементів, вітроустановок тощо. По-третє, джерела РГ впливають на провали напруги, що, здебільшого, пов'язано із типом генератора.

Вплив РГ на релейний захист та автоматику. Повинна бути вирішена задача координації роботи АПВ з роботою РЗ джерел РГ. значне ускладнення побудови систем РЗ мереж із встановленими пристроями РГ.

Вплив РГ на надійність роботи та експлуатацію ЕМ. Якщо джерела РГ використовуються тільки як резервні джерела живлення, то можна стверджувати, що надійність системи живлення підвищується. Але коли джерела РГ працюють паралельно із системою, то надійність електропостачання споживачів у деяких випадках може знижуватись.

Вплив РГ на проектування та розвиток ЕМ. По-перше, поява джерел РГ в розподільних ЕМ вносить значно більше невизначеності в прогнозування навантажень, планування та експлуатацію ЕМ. По-друге, планування розвитку традиційних розподільних ЕМ, здебільшого, охоплює період від 5 до 20 років. у випадку, коли число нових генераторних вузлів буде стрімко зростати, виникнуть ускладнення при визначенні оптимального плану розвитку ЕМ. По-третє, у споживачів або незалежних виробників електроенергії, які хотіли б встановити джерела РЕ у розподільних ЕМ, будуть виникати протиріччя із енергопостачальними компаніями, що хочуть зберегти існуючий рівень керованості та безпеки ЕМ [4], [30].

Важливим фактором є те, що впровадження джерел РГ призводить до зміни традиційної централізованої структури системи електропостачання (СЕР) до децентралізованої, що в свою чергу вимагає змін у концепціях моніторингу, управління і балансування системи. СЕР з елементами РГ потребує встановлювати зв'язок між виробниками і споживачами електричної енергії для забезпечення керованості всіх елементів мережі [33].

На сьогодні стрімко розвивається новий напрям енергетичної галузі: а саме, інтелектуальна енергетика (Smart Grid) [34]-[37].

Наведемо два усталених визначення Smart Grid, прийнятих у США та Європі [38]:

USA Department of Energy «Grids 2030»:

Smart Grid – це повністю автоматизована енергетична система, що забезпечує повсюдно двосторонній потік електричної енергії та інформації між

електричними станціями і пристроями. Smart Grid за рахунок застосування новітніх технологій, інструментів і методів наповнює електроенергетику «знаннями», що дозволяють різко підвищити ефективність функціонування енергетичної системи ... »;

European Technology Platform SmartGrids:

Smart Grids (інтелектуальні мережі) – це електричні мережі, що задовольняють майбутнім вимогам щодо енергоефективності та економічності функціонування енергосистеми за рахунок скоординованого керування і за допомогою сучасних двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулюючими джерелами та споживачами.

Узагальнюючи, Smart Grid — це «електричні мережі, які відповідають вимогам ефективного та надійного функціонування енергосистеми. Це забезпечується за рахунок скоординованого керування та організації двосторонніх комунікацій між елементами електричних мереж, електричними станціями, акумулюючими джерелами і споживачами». Вважається, що Smart Grid розробляється, перш за все, для забезпечення надійної та ефективної інтеграції електростанцій з відновлюваними джерелами енергії (вітер, сонце, малі ГЕС та інші з їхніми погано передбачуваними режимами роботи) в традиційні енергосистеми.

Для України найбільш близька концепція, яка була прийнята в США і зараз позитивно сприймається і використовується Росією. Її можна сформулювати як концепцію побудови повністю інтегрованої, саморегульованої і самовідновлюваної електроенергетичної системи (ЕЕС), що має мережеву топологію і об'єднує всі генеруючі джерела, магістральні і розподільчі мережі та всі види споживачів електричної енергії, які керуються єдиною мережею автоматизованих пристроїв в реальному часі. В цілому, мова йде про створення інтелектуальних електричних мереж (ІЕМ) ЕЕС. Передбачається проведення комплексу організаційних змін, побудова нових моделей процесів, залучення нових рішень у галузі інформаційних технологій, а також інновацій у сфері створення автоматизованих систем керування технологічними процесами (АСК ТП) і реформування диспетчерського керування. Особливої актуальності в

Україні, враховуючи її велику енергетичну залежність, набуває питання розвитку відновлюваних джерел енергії. За старої концепції розвитку енергетики масове підключення до мережі ОЕС України багатьох розподілених джерел енергії практично неможливе. В той же час створення ІЕМ тільки певною мірою дозволить вирішити існуючі в Україні проблеми енергетичних регіонів з їхнім дефіцитом генерації, з «запертими» потужностями, зі слабкими перерізами [37].

Технології інтелектуальних енергосистем дозволять з високою ефективністю використовувати енергомережі в умовах розподіленої енергетики (в тому числі і відновлюваної). Технології Smart Grid забезпечують адаптацію енергомереж до впровадження некерованих та умовно-керованих джерел енергії, об'єднання ВДЕ у віртуальні електростанції (ВрЕС) [41].

Впровадження електроенергетичних систем (ЕЕС) бази Smart Grid не можливе без розвитку розосереджених джерел електроенергії (РДЕ) в розподільних електричних мережах і, таким чином, обмеженням централізованого електропостачання [29], [37], [42], [43].

З переходом до комбінованого електропостачання виникають нові задачі, однією з яких є оптимальне керування РДЕ в складі локальних електричних систем. Метою тут є досягнення максимального техніко-економічного ефекту від впровадження РДЕ і за рахунок цього нарощування потужності нових альтернативних і відновлюваних джерел енергії. Цей ефект може бути досягнутий шляхом узгодження в часі оптимізації процесів вироблення, транспортування і споживання електроенергії. Електричні мережі за рахунок локальних систем керування, самоналагодження та самодіагностування можуть здійснювати регулювання постачанням електроенергії в залежності від режиму її споживання, але за умови достатнього інформаційного забезпечення. За допомогою сучасних інформаційнокомунікаційних технологій «розумні» мережі забезпечать інформаційне сполучення централізованого електропостачання, а також споживачів електроенергії з РДЕ (рис. 1.1) [41].

Локальна електротехнічна система (ЛЕС) - це сукупність генеруючого електрообладнання обмеженої потужності низької напруги, перетворювачів та споживачів електроенергії, з'єднаних між собою з урахуванням топології

розподільної мережі, у яких протікають єдині електромагнітні процеси, характерні для режимів генерації, перетворення, розподілу та споживання електроенергії, котре відповідає структурі сучасних локальних систем Microgrid [4].

Локальна система Microgrid включає, як правило, кілька джерел генерації та розподільних підстанцій, комплекси збереження енергії, регулятори потоків електроенергії, що дозволяє Microgrid функціонувати як в автономному режимі, так і бути зв'язаною із зовнішньої енергосистемою. Microgrid добре справляються з задачею підвищення надійності енергопостачання за рахунок оперативного переключення споживачів між загальною енергосистемою і місцевими джерелами енергії у випадку перевантажень та стрибків напруги. В майбутньому перевагами мікромережових технологій стане їхня легка та швидка адаптація до споживачів на противагу централізованим системам енергопостачання [38].

Необхідний рівень напруги для Micro Grid залежить від кількох факторів, у тому числі архітектури системи, щільності навантажень, відстані між навантаженнями та генераторами. Невеликі Micro Grid можуть працювати зі стандартними напругами – 120/240 В, 208 або 480 В. Більші Micro Grid працюють з будь-яким класом напруг: 5, 15, 25 або 35 кВ.

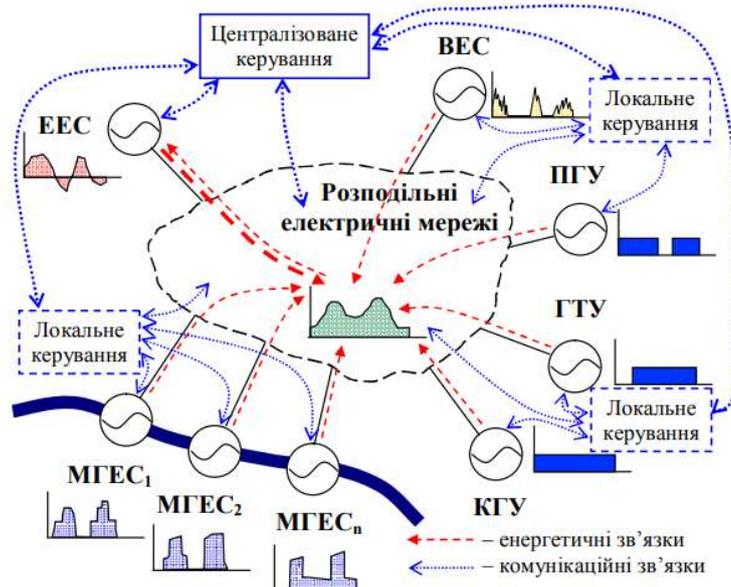
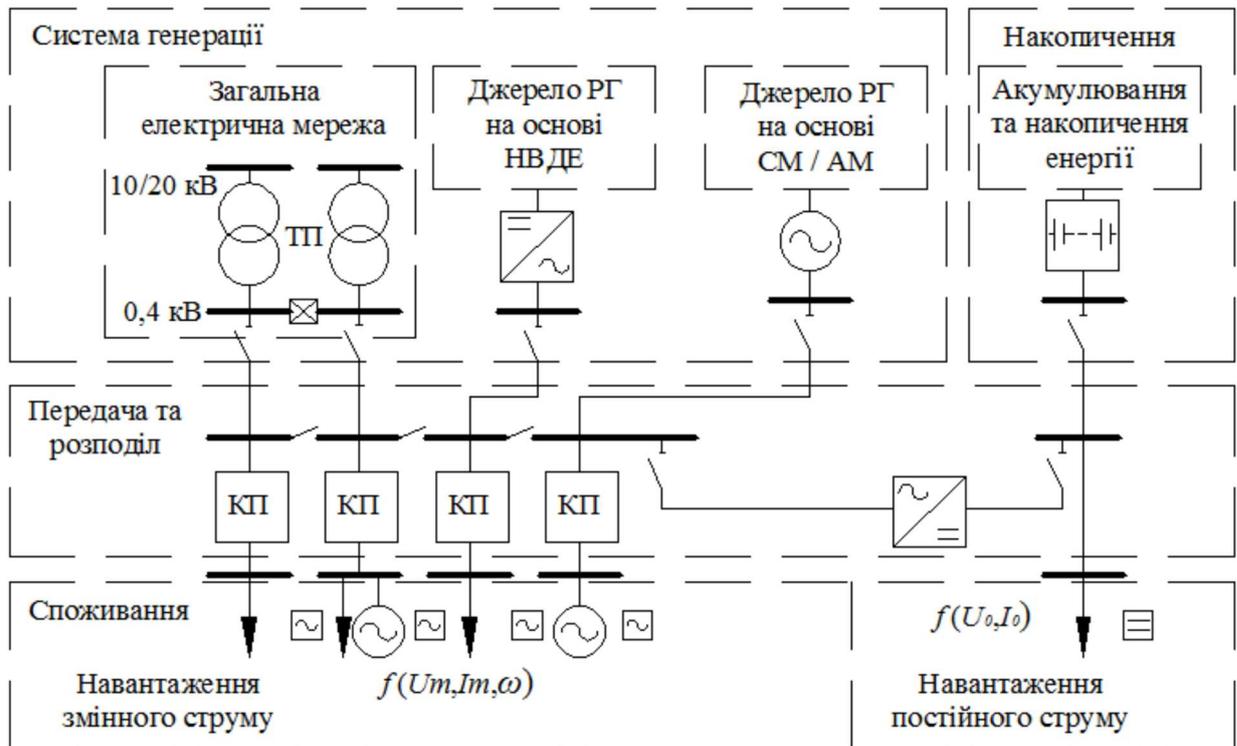


Рисунок 1.1 – Структура електротехнічної системи з комбінованою генерацією на базі розсерджених джерел енергії (РДЕ)

Зважаючи на додаткову складність, обумовлену можливістю роботи в ізольованому режимі, архітектура та система керування Micro Grid відрізняються від архітектури та системи керування традиційної системи розосередженої генерації. Генератори в традиційній системі працюють паралельно з зовнішньою мережею і від'єднуються від неї при значних порушеннях енергопостачання. У Micro Grid при порушеннях енергопостачання частини системи (комірки) відключаються від загальної мережі і переходять в ізольований режим, при цьому один з генераторів електроенергії у кожній комірці задає частоту та рівень напруги, а система керування визначає розподіл потужностей у відповідному співвідношенні між іншими генераторами цієї комірці. Для цього використовуються високошвидкісні розподільні пристрої, наприклад статичні перемикачі.

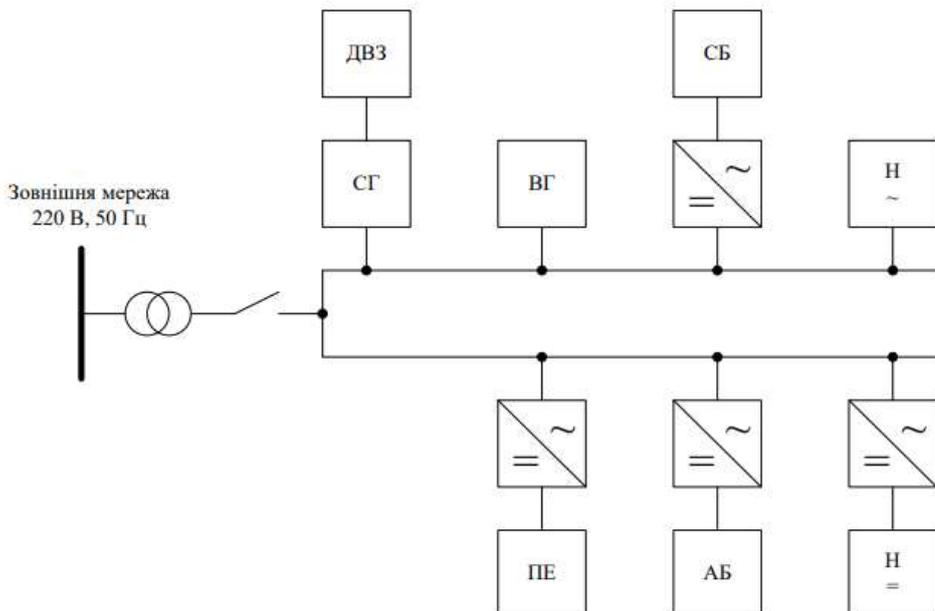
Оптимальною з точки зору впровадження РГ в ЕМ України є побудова ЛЕС зі збалансованим енергопостачанням від комбінованих джерел РГ із забезпеченням надійної та стабільної їх роботи (рис. 1.2). Причому, збалансованість енергопостачання забезпечується двома типами джерел РГ, – ВДЕ (СЕС, ВЕС, МГЕС) та джерела РГ, що споживають традиційні енергоресурси (ДГ, ГТУ, ПГУ та ін.). Зумовлено це тим, що перший тип джерел, незважаючи на практично нульову собівартість первинного енергоресурсу, може мати різкозмінний характер генерації, пов'язаний зі зміною погодних умов, в той час як другий тип джерел має протилежні переваги та проблеми.



КП - коригуючі пристрої, РГ - розосереджена генерація, НВДЕ - нетрадиційні та відновлювані джерела енергії, СЕ - силова електроніка. СМ/АМ – синхронна/асинхронна машина

Рисунок 1.2- Структура електротехнічної системи з комбінованою генерацією по типу Microgrid [4]

Використанням комбінації цих типів джерел РГ і забезпечується збалансований усталений режим генерації в ЛЕС. На сьогодні ЛЕС являють собою складні структури, основними елементами яких є різні типи ПЕЕ, генераторів, різноманітні навантаження та системи керування, у яких не можна знехтувати спотвореннями форм струму та напруги [4].



ДВЗ - Двигун внутрішнього згоряння, СГ - синхронний генератор,
 ВГ – вітрогенератор, СБ - сонячна батарея, ПЕ - паливний елемент,
 АБ - акумуляторна батарея

Рисунок 1.3 - Приклад системи Micro Grid

Micro Grid немає визначеної архітектури, вона може складатися з різноманітного навантаження та комбінованих систем генерації електричної енергії, що системи можуть розташовуватись у різних географічних районах.

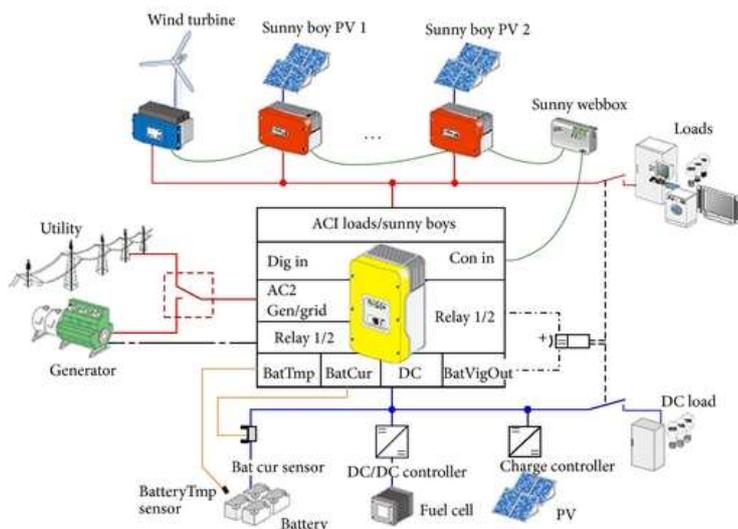


Рисунок 1.4 - Структура Micro Grid в мережах змінного струму

На рис. 1.4 показано варіант Micro Grid з декількома рівнями генерації, яка складається з навантажень різних встановлювальних потужностей з одним або кількома генераторами. Ще одним варіантом побудови Micro Grid є коміркова архітектура, приклад якої зображено на рис. 1.5 з n комірками.

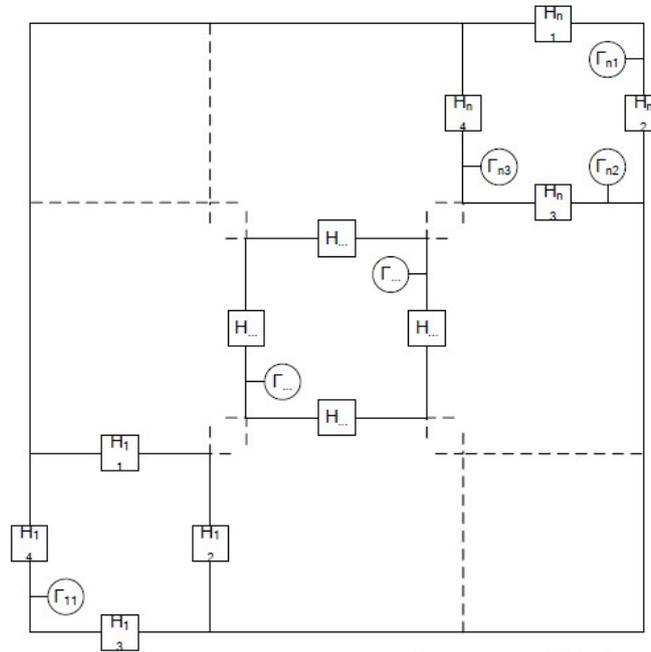


Рисунок 1.5 - Коміркова архітектура Micro Grid

Вибір радіальної чи коміркової архітектури Micro Grid засновується на особливостях потоків енергії, які є характерними для навколишнього середовища конкретних географічних районів, економічній доцільності застосування тієї чи іншої архітектури та очікуваних потреб користувачів. На відміну від радіальної архітектури, яка характеризується тим, що шляхи передачі електроенергії є незмінними та заздалегідь відомими, що дає змогу за допомогою різних алгоритмів лінійного програмування мінімізувати втрати при передачі енергії, коміркова архітектура є більш гнучкою. А це дає змогу змінювати шляхи передачі енергії, і при наявності відновлюваних джерел забезпечити їх роботу в режимі відбору максимальної енергії. Незалежно від обраної архітектури задача аналізу процесів генерації та споживання електроенергії, мінімізації втрат у енергетичному вузлі розосередженої генерації Micro Grid, визначення режимів роботи окремих генераторів при забезпеченні режиму відбору максимальної енергії залишається актуальною.

3 ФАКТОРИ ВПЛИВУ НА РОБОТУ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ З БОКУ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

На сьогодні очевидно, що енергетичний сектор України має докорінно реформуватися. Енергетика гостро потребує розвитку нових, зокрема, децентралізованих технологій з метою істотного підвищення ефективності виробництва, передачі та розподілу електричної енергії, забезпечення надійності й якості енергозабезпечення споживачів.

Слід зазначити, що незважаючи на незначну частку генерованої об'єктами РГ електроенергії зазначені об'єкти вже мають суттєвий негативний вплив на якість напруги, стійкість і безпеку систем електропостачання в Україні. З огляду на тенденцію щодо збільшення частки РГ слід очікувати, що в майбутньому така ситуація тільки погіршиться. Одним із шляхів вирішення цієї проблеми є створення в Україні з урахуванням міжнародного досвіду відповідної національної нормативно-правової бази (НПБ).

Практика впровадження в РЕМ ВДЕ без достатнього аналізу та обґрунтування вказує на можливість ряду негативних впливів останніх на режим електричної мережі. Це стосується погіршення якості напруги у вузлах приєднання електроспоживачів, рівнів несинусоїдності, зростання втрат електроенергії. Ці проблеми особливо постають, коли рівні приєднаних потужностей ВДЕ перевищують потужності споживачів. Відомі підходи для визначення доцільної потужності приєднаних ВДЕ не можливо використовувати, оскільки вони не дозволяють врахувати невідповідність графіків генерування і споживання електроенергії. Через необхідність врахування значної кількості різних показників, що характеризують всі сторони функціонування розподільних електричних мереж виникає необхідність у визначенні інтегрального показника якості функціонування.

Забезпечення якості напруги в електричних мережах України після під'єднання до них ВЕС або СЕС на сьогоднішній день обмежений загальною вимогою дотримання в мережі норм стандарту ГОСТ 13109-97 без достатньої

аргументації щодо умов і способів її реалізації. В умовах відсутності в нормативній базі України вимог до характеристик об'єктів РЕ, які визначають якість генерованої енергії і могли б бути одним з критеріїв допустимості їх під'єднання до розподільної мережі, працівники електропостачальних компаній вимушені в кожній конкретній ситуації самостійно визначати критерії допустимості під'єднання. Очевидно, що така практика прийняття рішення щодо під'єднання кожного окремого об'єкта носить суб'єктивний характер і не може бути прийнятною.

На сьогодні у багатьох країнах Європи накопичено достатній досвід і розроблено ефективні національні системи нормативно-правових документів, завдяки чому правила приєднання об'єктів РЕ до мереж враховують більшість чинників, які впливають на якість напруги, стійкість та безпеку систем електропостачання усіх рівнів напруги.

Відповідно до прийнятої європейської практики забезпечення необхідних показників якості напруги здійснюється за допомогою ринкових механізмів, у тому числі на основі додаткових індивідуальних договорів на забезпечення норм показників якості напруги між споживачем і постачальником електроенергії.

За відсутності відповідного Технічного регламенту в Україні основним документом, який встановлює стандартні показники якості напруги електропостачання, є міждержавний (країн СНД) стандарт ГОСТ 13109-97. В стандарті зазначено, що наведені в ньому норми якості електричної енергії є рівнями електромагнітної сумісності для кондуктивних електромагнітних завад, а також вони мають бути застосовані у разі встановлення рівнів завадостійкості приймачів електричної енергії.

Частота, рівень, форми кривої та симетрії лінійних напруг зазнають змін під час нормальної роботи системи електропостачання внаслідок коливання потужності навантаження, наявності збурень, які генерують певні типи обладнання, а також під час аварій, які спричинено переважно зовнішніми подіями.

Зміна напруги електропостачання. У нормальних робочих умовах, за винятком періодів, під час яких відбувались переривання напруги, змінення

напруги не повинні перевищувати $\pm 10\%$ від величини номінальної напруги U_n . В умовах, коли електричну енергію постачають електромережі без зв'язку з об'єднаною енергосистемою чи до особливо віддалених користувачів мережею, змінення напруги не повинні перевищувати $+10\% / -15\%$ від U_n .

Якщо напруга під час змінювання перетинає поріг провалу напруги та/чи поріг перенапруги, то такий випадок точніше треба класифікувати як провал напруги та/або перенапругу.

У деяких районах електропостачання, де частина обладнання споживачів має одно- чи двофазне з'єднання з мережею, небаланс напруг у трифазних точках підключення користувачів може досягати до 3% .

Ступінь впливу та можливість забезпечення необхідних показників якості напруги, безпеки та стійкості електротехнічних системах з комбінованою генерацією у разі під'єднання об'єктів РГ (як вітро-, так і сонячної енергетики) залежить від їх потужності.

На той же час для об'єктів РГ малої потужності, оскільки вони мало впливають на стійкість систем електропостачання, пріоритетною задачею є забезпечення безпеки споживачів за найбільш простою процедурою під'єднання зазначених об'єктів до мережі у разі дотримання показників належної якості напруги і безперервності електропостачання.

Об'єкти РГ можуть спричиняти різні типи кондуктивних збурень в розподільних мережах: флуктуації напруги і флікер внаслідок сплеску струму у разі вмикання-вимикання або розсинхронізації в роботі генератора споживача і основного генератора електричної системи; несиметрію напруг внаслідок несиметричного під'єднання генераторів або навантаження споживачів до трьох фаз розподільної мережі.

Гармоніки напруги електропостачання виникають внаслідок спотворення форми кривої вихідного струму (в тому числі наявності постійної складової) об'єктів РГ, які мають статичні перетворювачі частоти.

Малопотужні однофазні об'єкти РГ, що встановлюються в основному для власних потреб споживача при під'єднанні тільки до однієї з трьох фаз «слабкої» розподільної мережі можуть спричинити суттєву несиметрію напруг.

На відміну від джерел централізованої генерації фотоелектричні та вітроелектричні станції можуть розташовуватися в безпосередній близькості від споживачів і віддавати енергію до існуючих електричних мереж низької або середньої напруги з мінімальними втратами. В Україні такими об'єктами на основі ВДЕ є переважно СЕС потужністю від десятків кіловат до десятків мегават. Разом з тим невеликі СЕС (переважно дахові) хоча й становлять приблизно шосту частку загальної потужності, проте значно чисельніші [26]. ВЕС здебільшого мають потужності в десятки мегават, проте завдяки модульному принципу окремі вітроустановки (ВБУ) можуть виступати як самостійні станції.

У документах нормативної бази Німеччини та Великобританії визначено, що під'єднання об'єктів РГ різної потужності до мереж різного рівня напруги має відбуватися відповідно до різних за складністю процедур.

Таким чином, Україні необхідно в першу чергу встановити відповідні основоположні принципи і правила, які будуть конкретно втілені при розробленні конкретних нормативних документів. У зазначених документах має бути чітко і однозначно прописано критерії, якими користуватимуться оператори розподільних і магістральних мереж у разі оцінки можливості під'єднання конкретних об'єктів РГ до конкретної точки мережі.

4 ОГЛЯД МЕТОДІВ ОПТИМІЗАЦІЇ В КОМБІНОВАНИХ ЕНЕРГОСИСТЕМАХ НА ОСНОВІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

Під якістю електропостачання також в роботі мається на увазі зменшення рівня невизначеності, тобто показників розкиду (відхилення) балансу потужностей, це є одним з критеріїв оптимізації складу обладнання, підбору систем акумулювання енергії та економічних показників (собівартості енергії). Так, це не традиційне визначення якості, але воно є вживаним для мінливих ВДЕ.

Оптимальне співвідношення окремих елементів в комбінованих енергосистемах на основі відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) визначається з урахуванням багатьох важливих факторів, а саме: забезпеченості традиційними джерелами енергії; кліматичними (метеорологічними) умовами; структурою систем енергопостачання і енергоспоживання; вимогами до якості електричної і теплової енергії; вимогами до графіка енергопостачання; екологічними та економічними факторами, тощо. Особливістю локальних енергосистем є потреба в оптимізації складу генеруючих потужностей та їх характеристик, режимів сумісної роботи. Така оптимізація має враховувати особливості споживання енергії, вимоги до надійності забезпечення, наявний потенціал відновлюваних джерел енергії (сонячної, вітрової), вартісні показники. Поєднання фотоелектричних панелей і вітрових установок підвищує загальну вихідну енергію. Проте система накопичення енергії повинна забезпечувати безперервне живлення і перекрити можливий дефіцит електроенергії з відновлюваних джерел. В якості таких систем можуть бути батарея акумуляторів, ємності з воднем та паливні елементи і т.д. Традиційний метод визначення потужностей гібридних енергосистем, отриманих комбінуванням сонячних і вітряних електростанцій, засновано на наявності довгострокових даних про погоду, зокрема щодо сонячної радіації і швидкості вітру. Тоді для оцінки роботи енергосистеми застосовують методи рекурсивного аналізу, використовуючи історичні дані про кліматичні показники та характер споживання. В такій постановці задача оптимального підбору генеруючих потужностей є цілком

детермінованою, і зазвичай її розв'язання зводиться до методів лінійного програмування. Оскільки багаторічні дані про погоду не завжди доступні, застосовуються різні методи прогнозу, зокрема такі як штучного інтелекту, нечіткої логіки, генетичні алгоритми та штучні нейронні мережі.

Останнім часом, при зростанні питомої частки ВДЕ в енергетиці, з'являється значна кількість публікацій щодо методів обчислювальної оптимізації для досягнення техніко-економічної ефективності в гібридних системах. Оптимізація здійснюється по економічних показниках, таких як чиста приведена вартість системи, собівартість енергії і т.д. При цьому в якості додаткових умов вимагається певна надійність енергозабезпечення. Ці показники використовуються для визначення технічної та економічної ефективності конкретного проекту.

Для досягнення техніко-економічної оптимальності гібридних систем можуть бути застосовані різні методи оптимізації. Були запропоновані різні способи, деякі на основі більш традиційних підходів, таких як цілочисельне і інтервальне лінійне програмування, методи релаксації, квадратичного програмування та симплекс-пошуку, проте зростає число евристичних підходів, особливо генетичних алгоритмів і групової оптимізації. Представлені в літературі методи зокрема включають:

- лінійне цілочисельне програмування (Integer Programming);
 - алгоритм пошуку шляхом ділення прямокутників (Dividing Rectangles Search);
 - генетичні алгоритми і нечіткі генетичні алгоритми (Genetic and Fuzzy Genetic);
 - метод групової оптимізації, або рою часток (Particle Swarm Optimizatin);
 - модель нормалізації (Simulated Annealing);
 - гібридизовані методи розв'язку (Hybridized Solutions);
 - комерційне програмне забезпечення (Commercial Software)
- та інші.

Алгоритм ділення прямокутників є детермінованим, глобальним методом оптимізації, без диференціювання, призначеним для складних завдань оптимізації з граничними обмеженнями і дійсними цільовими функціями. Алгоритм стосується задання точок в просторі пошуку та уточнення області пошуку на кожному кроці ітерації, незалежно від простору можливих розв'язків. Це модифікація методу оптимізації Ліпшиця. Метод ділення застосовувався, зокрема, для вибору комерційно доступних складових гібридної системи, оптимальної кількості і типу вузлів, що забезпечують достатню енергію для задоволення заданих потреб, або ж для забезпечення мінімальної вартості енергії, або для обох цих задач – тобто задоволення потреб при мінімальній вартості системи.

Генетичні алгоритми – це метаевристичні алгоритми пошуку, які імітують процес еволюції шляхом природного відбору. Вони зазвичай починаються з випадкової генерації початкового набору величин, незалежно від конкретних знань про їх природу. Ці величини представлені у вигляді структури двійкових даних або дійсних чисел, в залежності від методу кодування, і є параметрами можливих рішень задачі. Спеціальна функція придатності використовується для визначення характеристик цих величин як рішень поставленої задачі, та відповідної якості цих рішень. Оператори генетичного алгоритму: відбір, схрещування, зміна (мутація) – використовуються для еволюції початкових даних від поточного стану до наступного, при цьому середнє значення придатності в ідеалі має покращуватись. Новий стан еволюціонує на базі знань про попередній, а нові складові цього стану відбираються шляхом поєднання (схрещування) їх хороших якостей (хороших рішень) протягом певної кількості кроків, поки алгоритм приводить до оптимуму. Існують різні модифікації генетичного алгоритму. Значну популярність має адаптивний алгоритм. Різні варіанти адаптивного алгоритму включають методи нечіткої логіки, динамічну конфігурацію генетичних параметрів, таких як частота мутацій, частота перетворень або навіть чисельності популяції в залежності від стану алгоритму. Розглядаються звичайно дві основні проблеми: проектування гібридної системи для певних кліматичних умов та досягнення відповідної вартості. Отже,

розраховується оптимальна конфігурація системи для досягнення заданої надійності постачання енергії, або імовірності втрати живлення (loss of power supply probability – LPSP) та мінімальної вартості енергії (cost of energy – COE).

Алгоритм «рою часток» створено на основі метаевристичного алгоритму оптимізації за аналогією групового руху зграї риб або птахів. Потенційні рішення представлені у вигляді частинок, які, як і в випадку генетичного алгоритму, рухаються випадковим чином. Кожна частка має певну швидкість і положення в просторі. Задано функцію оцінки придатності (чим ближче частка до оптимального значення, тим краща її придатність). Для окремих частинок існує своя найкраща позиція, а зграя (рій) відповідно мають глобальне краще становище. Швидкості частинок оновлюються на кожному наступному кроці, щоб слідувати за кращою часткою. Метод рою часток відноситься до однієї категорії алгоритмів оптимізації з генетичним алгоритмом, але мають перевагу в тому, що можуть бути використані дійсні цільові функції без необхідності кодування. Крім того, цей алгоритм легше здійснити, оскільки нема таких функцій оператора, як мутації, відбір або схрещення. Однак розрахункові проблеми при значній кількості параметрів, які мають бути оптимізовані (більше трьох), стають надто складними, наскільки ж як нам важко уявити просторовість більш ніж в 3-х вимірах. З точки зору збіжності і якості рішення, метод рою часток швидше сходиться до хорошого рішення, оскільки область, яка містить оптимальний розв'язок, з часом звужується.

Модель нормалізації є варіантом недетермінованої глобальної стратегії оптимізації, яка подібна до процесу відпускання (відпалу) в металургії. Відпал включає нагрівання металів до високих температур, з подальшим систематичним контрольованим охолодженням, щоб стимулювати утворення великих кристалів з меншою кількістю дефектів. Модель є хорошою стратегією для знаходження наближених оптимальних рішень, де існує великий дискретний простір пошуку. Мінливість температури зазвичай приймається високою на початку процедури, в цей час алгоритм здатний приймати суміжні рішення, які трохи відмінні від поточного стану. Це дозволяє досліджувати простір пошуку. При змінному зниженні мінливості температури, звужується простір пошуку кращого рішення.

Функція допустимості використовується для визначення, приймається рішення чи відкидається.

Цілочисельне програмування, як варіант лінійного програмування – це процедура, яка стосується мінімізації або максимізації лінійних функцій при наявності лінійних обмежень. Коли змінні рішення лінійної програми обмежені цілими числами (наприклад, коли це стосується кількості одиниць обладнання), це називають чистою проблемою цілочисельного програмування. Завдання лінійного програмування вирішується за допомогою обмеження області прийнятних розв’язків. Для перевірки найбільш оптимальної точки в рамках досліджуваної області використовуються рівняння оптимізації.

Методологія поверхні відгуку (response surface) являє собою сукупність статистичних і математичних методів моделювання та аналізу задач, в яких використовується адекватна функціональна залежність між досліджуваним явищем і декількома незалежними вхідними змінними, які впливають це явище. Мета методу – оптимізувати реакцію (відгук) на дію цих змінних. Дану методологію можна застосувати для вибору оптимального розміру компонентів гібридної системи з відновлюваними джерелами енергії. Так, вихідною величиною поверхні відгуку гібридної системи може бути її вартість, а конструктивними параметрами – розмір фотоелементів, площа обмаху ротора вітротурбіни, ємності акумуляторної батареї.

Гібридні алгоритми – методи, які використовують додаткові переваги від використання двох або більше алгоритмів оптимізації, щоб домогтися поліпшення ефективності або якості одержуваних рішень. Класичним прикладом є поєднання генетичного алгоритму та рою часток.

Прикладом комерційного програмного забезпечення є програма гібридної оптимізації множини енергетичних ресурсів (hybrid optimization of multiple energy resources – HOMER). Вона дозволяє виконувати аналіз чутливості оптимальної конфігурації до параметрів складових частин гібридної енергосистеми, робити порівняння між різними режимами роботи, розраховувати собівартість електроенергії та обсяг капітальних вкладень. Наприклад, програмою HOMER виконано аналіз чутливості та визначено

оптимальну конфігурацію системи, а подальша робота модельована програмою SIMULINK. Серед інших подібних програм можна згадати HYBRID 2, RETScreen, iHOGA, INSEL, TRNSYS, iGRHYSO, HYBRIDS, RAPSIM, SOMES, SOLSTOR, HySim, HybSim, IPSYS, HySys, Dymola/Modelica, ARES, SOLSIM, HYBRID DESIGNER. Для визначення оптимальних розмірів різних компонентів системи використовуються також різні числові методи.

5 ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ ТА ЯКОСТІ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ НА БАЗІ ВДЕ

Оцінка якості роботи електротехнічних системах з комбінованою генерацією різного рівня локальності, їх енергетична ефективність та оптимальність побудови висуває потребу у критеріях, що характеризують вимогам, які висуваються. При проведенні оцінки за економічними показниками енергосистем з ВДЕ необхідно мати на увазі раціональне використання енергії, що виробляється. Індекси енергоефективності енергетичної системи стосуються режимів, як браку потужності генерації, та надлишкової генерації. Режим повного балансу або нульового небалансу має нульову імовірність, але при застосуванні акумулюючих та допоміжних маневрових потужностей може мати цілком протяжну тривалість, що забезпечує відхилення небалансу в заданих межах.

Традиційний підхід до оцінки правильності конфігурації потужностей полягає у забезпеченні балансової надійності або адекватності системи генерації, тобто її здатності забезпечувати покриття попиту в електричній потужності та енергії заданої якості при планових та очікуваних (вірогідних) режимах споживання[5].

Аналіз індексів балансової надійності проведений в роботах [5]. Основними показниками, що характеризують адекватність генерування стосовно рівня споживання вважаються такі індекси, як частота втрати навантаження *LOLF* (loss of load frequency), імовірність втрати навантаження *LOLP* (loss of load probability), очікувана втрата навантаження *LOLE* (loss of load expectation), тривалість втрати навантаження *LOLD* (loss of load duration), а також індекс очікуваної недоданої енергії *EENS* (expected energy not served). Обсяг нестачі енергії через недостатню генерацію характеризується такими індексами, як імовірність втрати енергії *LOEP* (loss of energy probability) та очікувана втрата енергії *LOEE* (loss of energy expectation).

Є різні методики визначення такого роду індексів. В цілому вони визначаються:

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i T_i, \quad (1)$$

де S – множина всіх станів системи, що асоціюються з втратою навантаження,
 p_i – імовірність перебування системи в i -му стані;
 T_i – тривалість стану (дискретність по часу).

$LOLE$ – це середня кількість днів чи годин за певний період (як правило за рік), коли пікові навантаження перевищують досяжну потужність генерації. Цей показник не відображає ні частоти, ні обсягу появи дефіциту потужності, але він широко вживається.

Схожий показник – це імовірність втрати навантаження $LOLP$ (loss of load probability). Це прогнозована кількість часу в довгостроковій перспективі, коли очікуване навантаження буде більшим, ніж потужність наявних генеруючих потужностей. Одне з формулювань цього індексу:

$$LOLP = \sum_j P[C_j] \cdot P[L_j > C_j], \quad (2)$$

де $P[\cdot]$ – імовірність певної потужності (іноді позначається як $Prob$);
 C_j – досяжна в j -й відрізок часу генерована потужність;
 L_j – навантаження.

При цьому існує залежність $LOLE = LOLP \cdot T$, $T = \sum_i T_i$.

$$LOLF = \sum_{i \in S} (F_i - f_i), \quad (3)$$

де F_i – частота виходу системи з стану i ;
 f_i – частка переходів, що не спричиняє змін стосовно втрати чи збереження навантаження.

$LOLF$ вимірюється в кількості випадків на рік.

$LOLD = LOLE / LOLF$ середня очікувана тривалість втрати

навантаження.

Індекси $LOLP$ або $LOLE$ не показують сумарний дефіцит потужності, при відключенні споживачів.

Широко застосовується показник втрати навантаження – індекс очікуваної відсутності енергії $EENS$ (expected energy not served) або EUE чи EEU (expected unserved energy).

Якщо ймовірність недостатньої потужності на k -му інтервалі часу позначено p_k ; втрачена внаслідок дефіциту енергія навантаження, як недовиконана робота, дорівнює E_k . Тоді ймовірна втрачена (недоставлена) енергія $LOEE$ (loss of energy expectation) дорівнює $p_k E_k$, а очікувана втрата енергії за певний період розраховується як $LOEE = \sum_{k \in S} p_k E_k$. Як правило, обирається розмірність «МВт·год/рік». Нормалізований індекс визначається діленням на загальну спожиту енергію:

$$LOEE_n = \sum_{k=1}^n \frac{p_k E_k}{E_\Sigma}, \quad E_\Sigma = \sum_{t=0}^T E_L(t) \cdot \Delta t . \quad (4)$$

Тут n – кількість часових періодів (при часовій дискретності «год/рік» $n=8760$, для «днів/рік» $n=385$).

Індекс надійності енергії EIR (energy index of reliability):

$$EIR = 1 - LOEE_n . \quad (5)$$

Популярним для оцінки електротехнічних систем з комбінованою генерацією (рис. 6) є індекс імовірної втрати живлення $LPSP$ (loss of power supply probability) – це показник, що відображає імовірність втрати можливості до забезпечення енергією потреб споживача, аналогічно до $LOLP$. Інша назва – дефіцит потужності (DPS - deficiency power supply). Оскільки умова

забезпечення потужності може виконуватися не в кожен момент часу t , показники (індекси) надійності визначаються як імовірні величини.

Поняття $LPSP$ можна узагальнити наступним чином. Нехай ϵ сумарна поточна потужність генерування $E_G(t)$, наприклад від СЕС та ВЕС. Фактично надана (споживана) потужність додатково визначається коефіцієнтом ефективності інвертора η_{inv} . Позначимо $E_L(t)$ – потреба споживача (навантаження) в момент часу t .

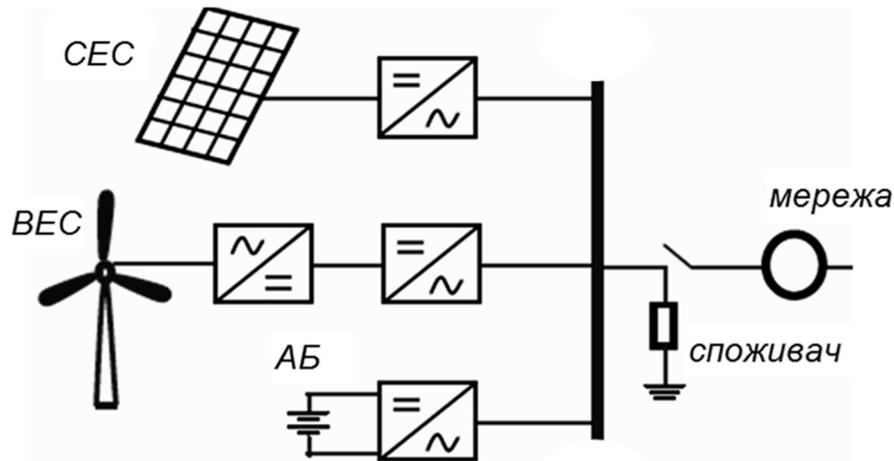


Рисунок 6 – Електротехнічна система з комбінованою генерацією з акумулюванням енергії

Можливі наступні ситуації: $E_G > E_L$ і надлишкова енергія акумулюється; $E_G = E_L$ (баланс потужності); $E_G < E_L$ (дефіцит потужності). Дефіцит енергії компенсується акумуляторною батареєю (АБ), наскільки дозволяє її ємність C_{bat} , доки потужність батареї не знижується нижче встановленого мінімального рівня. В такому випадку рівень дефіциту енергії на елементарному часовому інтервалі:

$$LPS(t) = E_L(t) \cdot \Delta t - [E_G(t) \cdot \Delta t + C_b(t-1) - C_{b.min}] \cdot \eta_{inv} \quad (6)$$

Індекс $LPSP$ може бути визначений як відношення всієї нестачі енергії до загальної потреби на часовому інтервалі T :

$$LPSP(T) = \frac{\sum_{t=0}^T LPS(t)}{E_\Sigma} \quad (7)$$

В ситуації $E_G > E_L$, тобто при перевищенні потреб і повністю зарядженій батареї акумуляторів частина енергії буде втрачена. Невикористана енергія

$$WE(t) = E_G(t) \cdot \Delta t - \left(\frac{E_L(t)}{\eta_{inv}} \Delta t + \left(\frac{C_{b.\max} - C_b(t-1)}{\eta_b} \right) \right), \quad (8)$$

де η_b – коефіцієнт ефективності акумуляторної батареї.

Частка надлишкової енергії EXC (energy excess) за період T :

$$EXC(T) = \frac{\sum_{t=0}^T WE(t) \cdot \Delta t}{E_\Sigma}. \quad (9)$$

Відхилення генерованої потужності від потреб споживання може призвести до коливань напруги. Показником якості профілю напруг (voltage quality) може слугувати величина відносного відхилення поточної напруги від нормальної:

$$VQ(T) = \sum_{t=0}^T \frac{|V_{norm} - V(t)|}{V_{norm}}. \quad (10)$$

Величина показника балансової надійності обирається на базі визначення необхідного рівня надійності, що покриває потребу споживачів в електроенергії, при якому додаткові витрати на його підвищення для ОЕС стають більшими, ніж компенсація вірогідного рівня збитків споживачів. Як правило вартісні показники мають значну волатильність, тому в якості показників прийняття рішень щодо забезпечення належного рівня надійності використовують експертні оцінки з необхідними обмеженнями.

Швидкий розвиток технологій виробництва електроенергії на базі використання ВДЕ, що не мають стабільного джерела первинного енергоносія обумовив появу нових проблем., що стосуються забезпечення надійності при

управлінні розвитком ОЕС. Також проблемою є вірогідність виникнення надлишку потужності при одночасному високому значенні поточної потужності на ВЕС та СЕС та мінімальних рівнях генерації електроенергії на електростанціях інших типів. Коливання небалансу енергії необхідно усунути за рахунок зміни потужності інших, традиційних джерел, це потребує наявності відповідного діапазону регулювання потужності на них, які покривають зміну навантаження споживачів і забезпечують необхідну якість електроенергії.

Балансова надійність стає проблемою оцінки достатності генеруючих потужностей з необхідною вірогідністю, що передбачає розрахунок $LOLE$ та $LOLH$, і відповідності можливостей виробітку електричної енергії для забезпечення надійного покриття потреб споживачів з урахуванням коливань потужності ВЕС та СЕС, що змінюється в певному діапазоні, в граничному випадку від нуля до максимальної потенційно доступної потужності, що можуть забезпечити такі технології. Таким чином, необхідним є впровадження критерію надлишку потужності, для оцінки вірогідності виникнення таких ситуацій в ОЕС.

Наприклад:

$$LOGE = \sum_{i \in SI} p_i T_i,$$

де SI – множина всіх станів системи, що асоціюються з втратою генерованої енергії,

$$LOGP = LOGE / T, \text{ або } LOG = \sum_{k \in SI} p_k G_k,$$

де G_k – надлишкова генерована енергія.

При відсутності акумулювання $LOLP = 1 - LOGP$, а за умови оптимізації ємності акумуляторів можна вважати $\min(LOGP + LOLP)$.

В якості основних критеріїв для оцінки адекватності, можуть використовуватись такі:

- математичне очікування річного обсягу обмежень споживачів в електричній енергії $M[\Delta W]$, (аналогами є EUE або $LOEE$, МВт·год /рік);
- відносне задоволення споживачів електричною енергією $\pi = 1 - M[\Delta W] / L_T$ (L_T - попит споживачів на електричну енергію протягом часу T);
- інтегральні ймовірності появи дефіциту потужності (J_d);
- ймовірність втрати навантаження (в.о.) - $LOLP$;
- середнє число днів дефіциту потужності, тобто тривалості втрати навантаження, діб в рік ($LOLE$, інше позначення – $LOLE_{365}$);
- середнє число годин дефіциту потужності в рік, іноді називають тривалістю втрати навантаження в годинах за рік ($LOLH$, інше позначення – $LOLE_{8760}$).

Для оцінки наявності дефіциту потужності в загальному випадку необхідно здійснити оптимізацію режиму за мінімумом загальної вартості спожитої електроенергії з формалізацією балансів виробництва-споживання. При їх проведенні вважається, що обмеження на можливість використання доступної потужності генерації відсутні, за винятком ВЕС і СЕС, які задаються випадковим чином з певного діапазону. Потужність споживачів, як правило, вибирається з певного діапазону випадковим чином. При виникненні дефіциту генерації диспетчерська служба ОЕС вживає заходів для його усунення, тобто неможливо розглядати стан ОЕС в певний час конкретної доби як незалежний від суміжних. Отже, для коректного розрахунку $LOLH$ необхідно використання складної методології з урахуванням всіх чинників. Тому критерій $LOLE$ сьогодні є найбільш використовуваним у світі для оцінки балансової надійності. Загальноприйнятий стандарт середнього числа днів дефіциту потужності $LOLE$ у багатьох розвинених країнах дорівнює 0,1 діб/рік або 1 добі в 10 років (США), у Франції $LOLH = 3$ год./рік, у Великобританії $LOLH = 4$ год./рік, в Ірландії $LOLH = 8$ год./рік.

При розгляді моделі електротехнічної системи з комбінованою генерацією належить брати до уваги енергетичні характеристики, а також погодні зміни, що стосуються роботи ВЕС та СЕС, які мають випадкову природу. Резервні джерела живлення (дизель-генератор, газова турбіна, міні-ГЕС,

прилегла електромережа, акумуляторні батареї як проміжне джерело) можуть вважатися детермінованими. Критерій оптимізації, виходячи з найбільш уживаних вимог до електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі ВДЕ, може мати різні формулювання. Можливі різні варіанти постановки задачі залежно від мети та умов роботи системи.

Вибір конкретного методу розв'язку залежить від постановки задачі оптимізації.

Точно поставлена екстремальна задача має містити: функціонал $f: X \rightarrow \bar{R}$, визначений на деякій множині X (класі допустимих елементів), та обмеження, тобто підмножину C , де $C \subseteq X$. Через \bar{R} звичайно позначають розширену дійсну пряму, тобто всі дійсні числа разом з безконечними точками $-\infty$ та $+\infty$. Точки $x \in C$ є допустимими за обмеженням. Задача вимагає пошуку екстремуму (верхньої чи нижньої грані) функціонала: $f(x) \rightarrow \inf(\sup)$ при дотриманні обмежень $x \in C$. Якщо $C=X$, то це задача без обмежень. Як правило, X – це нормований простір з топологією, або банахів простір (за такої умови формулюються класичні постановки задач оптимізації та методи їх розв'язку). Стандартна математична задача оптимізації формулюється в такий спосіб. Серед елементів x , що утворюють множину X , знайти такий елемент x^* , що надає мінімальне значення заданій функції $f(x)$. Для того щоб коректно поставити задачу оптимізації, необхідно задати: допустиму множину X , цільову функцію f , критерій пошуку (\max або \min).

Отже, довільна математична модель задачі математичного програмування складається з двох частин: цільової функції і обмежень:

$$f_0(x) \rightarrow \text{extr}(\max, \min),$$

$$f_i(x) = 0; \quad f_j(x) \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, k; \quad j = k + 1, k + 2, \dots \quad (11)$$

де $f_0(x)$ – цільова функція (критерій оптимізації), вид якої залежить від умов даної задачі;

x – випадкова величина з деякої області визначення та певним законом розподілу; умови для $f_i(x)$ – обмеження.

До функцій (11) можуть входити числові параметри, що відображають вплив факторів різної природи: $f_n(x) = f_n(x, a_i)$. В загальному вигляді це задачі опуклого програмування. Рівності для $f_i(x)$ називають рівнянням стану: вони зазвичай описують функціональні зв'язки досліджуваних параметрів, або фізичні закони. У випадку комбінованої енергосистеми в якості рівнянь стану можуть бути використані енергетичні характеристики елементів системи (криві потужності, характеристика зарядки/розрядки акумуляторів, тощо).

Як правило, в якості цільової функції оптимізації гібридної енергосистеми розглядають вартісну складову. Цільова функція є сумою всіх чистих теперішніх вартостей, що включають капітальні витрати, вартість демонтажу, витрати на експлуатацію та технічне обслуговування. У випадку наявності традиційних джерел, зокрема які використовують паливо, до витрат відносять також екологічну складову, тобто вартість компенсації шкідливих викидів. У загальному випадку цільова функція математичної моделі має вигляд:

$$f(T) = \int_0^T \sum_i^N c_i y_i(t) dt \rightarrow \min, \quad (12)$$

де T – час експлуатації;

N – кількість елементів;

c_i – питома вартість одиниці електричної енергії від i -го генеруючого елемента (чи групи елементів) певного типу;

$y_i(t)$ – кількість одиниць електричної енергії, отриманої від i -го елемента.

Оскільки продуктивність генерування прямо пропорційна номінальній потужності, яка при обраному типі генерування визначається кількістю окремих елементів (генеруючих модулів), то задача оптимізації є цілочисловою лінійною, де параметрами оптимізації є кількість модулів кожного типу. Тип модуля характеризується його енергетичною характеристикою, що грає роль рівняння стану, а обмеження у вигляді нерівностей стосуються загальних параметрів енергосистеми (пропускної здатності мереж, потреб споживача, можливостей розміщення, тощо). При заміні показників продуктивності їх математичним

сподіванням, тобто переходу до осереднених значень швидкості вітру та рівня інсоляції, ця задача стає детермінованою і в переважній кількості досліджень саме так і вирішується. Слід однак зазначити, що для вітрової енергії істотним є не лише середнє значення швидкості вітру, а й дисперсія, враховуючи суттєво нелінійну енергетичну характеристику ВЕУ.

Додатковими критеріями оптимізації, які також можуть мати характер обмежень, можуть слугувати такі показники, як індекс втрати живлення, індекс втрати очікуваного навантаження, індекс втрати енергії та інші. Загалом ставиться задача пошуку мінімальної по вартості конфігурації енергосистеми, що задовольняла б попит.

При наявності кількох критеріїв оптимізації постає питання про їх узгодженість чи пріоритетність. Так, в роботі цільові функції включають в себе мінімізацію загальних витрат енергосистеми, шкідливих викидів, втрат енергії в розподільчій мережі і оптимізацію профілю напруги. У пропонованому алгоритмі було розглянуто сукупність недомінуючих рішень. Оскільки цільові функції мають конкуруючий характер, використовується алгоритм нечіткої кластеризації. Обмеження стосуються напруги ($U_{min} < U < U_{max}$), загальної кількості об'єктів ВДЕ та їх частки в енергозабезпеченні. В багатокритеріальних задачах оптимізації Парето-оптимальним, або не домінуючим визначається рішення, яке не може бути поліпшене щодо однієї цільової функція без погіршення результату хоча б для однієї з решти функцій.

6 ДОСЛІДЖЕННЯ МЕТОДІВ РОЗРАХУНКУ БАЗОВИХ ПОКАЗНИКІВ, ЩО ВИЗНАЧАЮТЬ ЯКІСТЬ ТА БАЛАНСОВУ НАДІЙНІСТЬ ЕНЕРГОЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ З ВИКОРИСТАННЯМ ВДЕ

Згідно вказівок нормативних документів вимоги до облаштування пристроями захисту сонячних та вітрових установок полягають у наступному. Функції захисту повинні бути направлені на захист вітрової та фотоелектричної електростанції та забезпечення стабільної роботи електричної мережі загального призначення.

У разі перехідної стрибкоподібної зміни фази напруги до 20° у місці приєднання відключати електростанцію не потрібно. Тимчасові перенапруги, визначені у ІЕС-60071-1 повинні бути обмежені до 1,30 в.о. та знижені до 1,20 в.о. напруги у місці приєднання за 100 мс.

Пристрої автоматичного повторного вмикання (АПВ), що діють на вимикачі, повинні мати систему контролю сигналізації. Таким чином, нормативні документи встановлюють обсяг пристроїв релейного захисту на рівні штатних, при виконанні приєднання розподільної генерації з боку напруги 10 кВ.

Приєднання до електричних мереж інших видів відновлювальних джерел, які використовують синхронні генератори, що безпосередньо приєднуються до електричних мереж регламентується іншими чинними в Україні нормативними документами.

Абсолютне обмеження генерації - обмеження активної потужності електростанцій до наперед визначеного ліміту потужності (уставки) в точці загального приєднання для захисту мережі загального призначення від перевантажень.

Дельта обмеження генерації - резерв активної потужності електростанцій, що створюється для регулювання частоти та задається уставкою в % від можливої генерації електростанцій.

Обмеження градієнту потужності - обмеження максимальної швидкості, з якою активна потужність може змінюватися у разі зміни:

- швидкості вітру для ВЕС;
- інтенсивності сонячного випромінювання для СЕС;
- уставок регулювання потужності ВЕС та СЕС.

Окрім розрахункових аварійних ситуацій при проектуванні вітрових та фотоелектричних електростанцій необхідно враховувати всі групи нормативних збурень та їх протяжність відповідно до СОУ-Н МЕВ 40.1.00100227-68:2012 «Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки». При збуреннях електростанція також повинна залишатись підключеною до електричних мереж загального призначення.

7 ПРИКЛАД ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОГО РОЗРАХУНКУ БУДІВНИЦТВА СЕС

За діючим законодавством держава гарантує суб'єкту господарювання, який виробляє електричну енергію з енергії сонячного випромінювання, продаж електроенергії за пільговим тарифом. Тариф на електричну електроенергію для фотоелектричних станцій, введених в експлуатацію у 2019 році, складав 15,0 €/кВт·год. Зазначений «зелений» тариф діє до 1 січня 2030 року.

Середньорічний потенціал сонячної енергії в Україні ($1230 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$) вважається досить високим. В умовах клімату України сонячні системи працюють круглий рік. СЕС працює в автоматичному режимі: при появі прямого або розсіяного сонячного випромінювання фотоелектричні модулі починають генерувати електричну енергію, при певному мінімальному навантаженні (згідно параметрів інверторів) включаються інвертори і перетворюють вироблену електричну енергію постійного струму в змінний струм напругою 0,4 кВ. При зниженні інсоляції і падінні навантаження на інверторах до певної межі, ввечері або при значній хмарності та інших несприятливих погодних умовах, робота станції припиняється.

Розрахунок продуктивності фотоелектричної станції виконано на прикладі робіт Інституту відновлюваної енергетики НАН України, з використанням інформаційної системи PVGIS. Прийнята у розрахунку модель для обраної площадки на місцевості оцінює три складові сонячного випромінювання – пряме, дифузне і відбите для реальних умов глобальної освітленості на горизонтальних або похилих поверхнях. Прийняті у розрахунку показники:

- номінальна потужність СЕС – 7,8 МВт;
- матеріал модулів – кристалічний кремній;
- втрати електроенергії, пов'язані з температурою – 8,5%;
- втрати електроенергії внаслідок ефектів віддзеркалення – 3,1%;
- інші втрати (електричні кабелі, інвертори і т.д.) – 1,0%;
- сумарні втрати з урахуванням понижуючих факторів – 12,3%;

– установка модулів стаціонарна, кут нахилу до горизонту 30°.

За результатами розрахунку, відпуск електроенергії з шин СЕС на обраній площадці становить 9,4 млн. кВт·год/рік.

Для оцінки ефективності інвестиційного проекту виділено п'ять ключових параметрів, значення яких можуть суттєво впливати на ефективність проекту (див. табл. 1).

Таблиця 1 - Сценарії значень параметрів інвестиційного проекту СЕС

№	Параметр	Од. вим.	Значення
1	Норма дисконтування грошових потоків	%	10
2	Термін експлуатації СЕС	років	7
3	Коефіцієнт використання номінальної потужності (КВНП) СЕС	—	0,14
4	Питомі інвестиції (без ПДВ)	€/кВт	663
5	Частка власних інвестицій	%	100

Значення КВНП СЕС визначено виходячи з аналізу енергетичного потенціалу площадки СЕС. Термін експлуатації 7 років використано з урахуванням бажаної окупності проекту; фізичний строк експлуатації зазвичай оцінюють в 20 років. В таблиці 2 подано значення параметрів, які є фіксованими для інвестиційного проекту СЕС.

Таблиця 2 - Фіксовані параметри інвестиційного проекту

№	Параметр	Од. вим.	Значення
1	Ставка податку на прибуток	%	18
2	Потужність СЕС	МВт	7,8
3	Вартість будівельно-монтажних робіт від вартості обладнання	%	11
4	Норматив експлуатаційних витрат	% інв./рік	0,86
5	Надбавка до тарифу за використання вітчизняного обладнання	%	5
6	Коефіцієнт викидів парникових газів	г/кВт·год.	750
7	Вартість квоти на викиди парникових газів	€/т	20

Розрахунки величини притоку грошових коштів виконані для двох сценаріїв: без урахування обсягу продажу квоти на компенсацію викидів CO₂, а також з річним доходом від продажу квоти на компенсацію викидів.

За означених початкових умов отримано наступні фінансові показники:

Таблиця 3 - Розрахунок величини притоку коштів (без ПДВ)

Тариф на електричну енергію з урахуванням надбавки, €/кВт·год	0,158
Капітальні витрати на будівництво СЕС, млн.Євро	5,16
Річний відпуск електроенергії з шин СЕС, млн.кВт·год	9,40
Товарна продукція, млн.Євро	1,48
Річні витрати на експлуатацію СЕС, тис.Євро	44,45
Податок на дохід суб'єкта господарювання, млн.Євро	0,26
Річний обсяг притоку грошових коштів, млн.Євро	1,18
Річний обсяг зменшення викидів CO ₂ , тис.т	7,05
Річний дохід за компенсацію викидів CO ₂ , млн.Євро	0,14
Загальний річний дохід, млн.Євро	1,58
Податок на дохід суб'єкта господарювання, млн.Євро	0,28
Річний обсяг величини притоку грошових коштів (з урахуванням обсягу продажу компенсації викидів CO ₂), млн.Євро	1,29

У таблиці 3 тариф на електричну енергію СЕС прийнято за умови введення об'єкта СЕС в експлуатацію до 31 грудня 2019 року.

Отже, за умови продажу електроенергії за «зеленим» тарифом проект СЕС має наступні фінансові показники:

- за 7 років експлуатації СЕС показник IRR складає 15 %;
- з нормою дисконтування 10%, показник чистої приведеної вартості проекту (NPV) дорівнює близько 0,94 млн. Євро;
- термін повернення інвестицій СЕС складає близько чотирьох років.

Собівартість отриманої з СЕС електроенергії, при умові повної амортизації обладнання за 7 років, становитиме 8,3 €/кВт·год, а з урахуванням податку на прибуток та компенсацій за запобігання викидам – 10,2 €/кВт·год.

Порівняння зі світовою практикою можна виконати за даними IRENA. Останні роки спостерігається значне здешевлення обладнання та відповідно собівартості електроенергії. Так, для мережевих СЕС середня приведена вартість енергії *LCOE* знизилась від 0,37 дол. США/кВт-год у 2010 р. до 0,085 дол.

США/кВт-год у 2018 р., всього на 77%, причому за останній рік – на 13%. Середньозважена вартість встановленого обладнання становила 1200 дол. США/кВт, змінюючись в широких межах. За оцінками, Індія мала найнижчі загальні встановлені витрати на нові СЕС, на рівні 793 дол. США/кВт. В Китаї та в Італії питомі витрати у 2018 р. становили 879 дол. (на 23% менше, ніж у 2017 році) і 870 дол. (на 9% нижче) відповідно. З основних ринків сонячних фотоелектричних установок у 2018 році Японія мала найвищі питомі витрати у розмірі 2101 дол. США/кВт. Загальні витрати в США та Австралії скоротилися на 16% і 20% відповідно між 2017 і 2018 рр., але залишаються відносно високими – близько 1500 дол. Щодо собівартості енергії, в Китаї рівень *LCOE* знижується з темпами 20% щорічно, досягши 0,067 дол.США/кВт-год у 2018 р. Падіння в Індії склало 21% (до 0,063 дол.), у США – 18% (до 0,082 дол.), а в Японії – на 1%, до 0,153 дол.США/кВт-год. Середній *LCOE* нових проєктів СЕС у Німеччині збільшився приблизно на 2% у порівнянні з аналогічним періодом минулого 2017 року, що було зумовлено незначним зростанням капітальних витрат. Отже, для вітчизняних проєктів показники вартості знаходяться в межах світового цінового діапазону.

8 ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКУ ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ДЛЯ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

Собівартість електроенергії, отриманої з ВДЕ, визначається для кожного типу обладнання і певних кліматичних умов, тобто для конкретного проекту ЛЕС може вважатися величиною детермінованою. Ризики проекту полягають в небезпеці втратити частину енергії чи не забезпечити потреби споживача. Зростання дисперсії як міри ризику відбувається при збільшенні частки випадкової складової, тобто ВДЕ. Зниження собівартості можливе, якщо ВДЕ заміщають більш вартісне джерело енергії. Однак при цьому може зрости частка втраченої енергії, що зменшує обсяг корисної (використаної) енергії при тих же витратах, тим самим збільшуючи її собівартість. При використанні систем акумулювання енергії обсяг корисної енергії зберігається (за винятком втрат в акумуляторах), дисперсія зменшується, але зростає вартість обладнання, що також веде до росту собівартості енергії.

Отже, параметрами вектора стану ЛЕС $f(x_i)$ будуть показники $K_{\text{ВВП}}$, зокрема k_w та k_s як сталі, а обсяг і пропорції ВДЕ R , w вважаються змінними; змінною буде також потужність та ємність системи акумулювання енергії. Сталою може вважатись варіативність (СКВ) власне споживання енергії σ_0 , а результуюча варіативність небалансу енергії σ_Σ є похідною від попередніх параметрів. Допустимі величини ризику та собівартості енергії (σ_{max} , $C_{\text{вmax}}$) відносяться до обмежень задачі оптимізації.

Якщо деякі (тестові) собівартості відомі, то вони обернено пропорційні до $K_{\text{ВВП}}$, тоді при довільних значеннях енергетичної ефективності собівартість можна визначити з відповідної пропорції, наприклад для ВЕС: $C_{\text{в}w} = C_{\text{в}w}^0 k_w^0 / k_w$, де індексом «0» позначено тестові значення. При різних комбінаціях вітрової та сонячної генерації результуюча собівартість отриманої електроенергії буде залежати від їх пропорції та відповідних $K_{\text{ВВП}}$, за умови того ж обладнання та фінансових умов, а саме:

$$C_{\sigma_{\Sigma}} = \frac{C_{\sigma_w^0} k_w^0 w + C_{\sigma_s^0} k_s^0 (1-w)}{k_w w + k_s (1-w)}.$$

Тут собівартість як питомий показник не залежить від номінальної потужності обладнання. Отже, для довільної комбінації вітро-сонячних установок даного типу можна визначити результуючу собівартість електроенергії в різних погодних умовах (наприклад, для різних сезонів чи територій). При цьому варіативність (СКВ) генерації майже лінійно пропорційна номінальній потужності, тобто відносна СКВ ($C_v = \sigma/R$) в даних умовах залежатиме лише від показника пропорції w , за винятком малих значень R , де помітним є вплив варіацій споживання (див. табл. 7).

В таблиці 7 наведено значення відносної варіативності (коефіцієнта варіації, віднесеного не до середньої, а до номінальної потужності) для локального споживача з урахуванням добового прогнозування.

На рис. 7 зображено множину станів ЛЕС $\Psi(x_i)$ при різних пропорціях ВДЕ в термінах кривої ризику-доходу Марковіца (в даному випадку їх аналогом є варіативність та собівартість). В якості початкових даних використано $C_{\sigma_w^0} = 3,2$; $C_{\sigma_s^0} = 8,3$, а варіативність і КВВП притаманні різним місяцям впродовж року.

Таблиця 7 Варіативність C_v небалансу потужності для М1 при добовому прогнозуванні, квітень

R, кВт	w						
	1	0,8	0,6	0,4	0,3	0,2	0
100	0,387	0,368	0,356	0,350	0,350	0,352	0,360
200	0,263	0,232	0,209	0,197	0,195	0,197	0,210
400	0,223	0,186	0,155	0,136	0,133	0,135	0,151
600	0,218	0,177	0,144	0,122	0,119	0,120	0,138
800	0,215	0,174	0,140	0,118	0,113	0,115	0,133
1000	0,215	0,173	0,138	0,115	0,111	0,112	0,131
1200	0,214	0,173	0,137	0,114	0,110	0,111	0,130

При цьому потужність ВДЕ постійна (для прикладу взято $R=800$ кВт для споживача М1). Тоді лише w (частка вітрової потужності) є змінним параметром,

а показники КВВП залежать від пір року. Вони також можуть бути змінними параметрами множини станів, якщо йтиметься про вибір обладнання ВДЕ з різними енергетичними характеристиками.

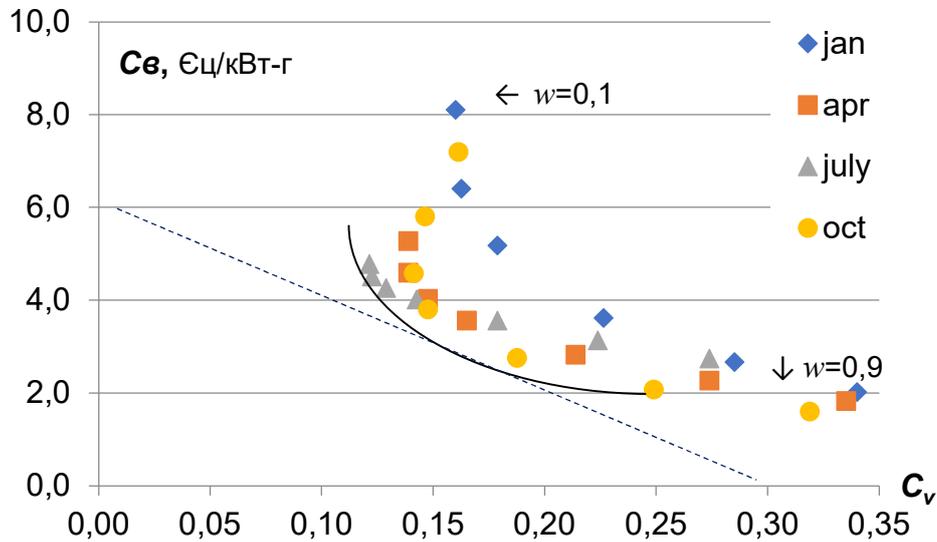


Рисунок 7 – Множина значень ризику-доходу для різних станів ЛЕС

Обвідна множини станів на рис. 7 характеризує найкращі варіанти роботи ЛЕС, по суті їх граничні значення. Однак помітно, що за винятком зими більшість станів має близькі значення. Отже, нижню обвідну можна вважати лінією оптимальних значень. Якщо за точку C_0 взяти ординату мінімального значення варіативності, то відповідно до методу Дж.Тобіна точкою оптимуму має бути пропорція $w=0,8$ з показниками $C_b=2,5 \text{ €ц/кВт}\cdot\text{год}$, $C_v=0,17$. Мова йде про собівартість електроенергії, отриманої від ВДЕ, а варіативність стосується загального балансу споживання. Тобто при відсутності ВДЕ ($R=0$) C_v відповідає власне варіативності споживання, а C_b стає невизначеною.

Так виглядає оптимізація по критеріях собівартості та ризику для даного прикладу, в якому не встановлено обмежень на значення критеріїв. Наявність обмежень у вигляді $C_b < C_{b\max}$ чи $C_v < C_{v\max}$ приводить до появи арбітражної зони оптимальних розв'язків.

Якщо в якості прикладу використати дані моделювання поведінки регіональної енергосистеми (ДнЕС див. фрагмент схеми на рис. 8), то результати оптимізації за аналогічних погодних умов будуть досить близькими до локальної

Таблиця 8 - Моделювання C_v для ДнЕС, квітень, добовий прогноз

R , МВт	w						
	1	0,8	0,6	0,4	0,3	0,2	0
500	0,288	0,264	0,246	0,238	0,238	0,240	0,254
1000	0,231	0,195	0,168	0,153	0,151	0,153	0,170
1500	0,220	0,181	0,150	0,131	0,129	0,131	0,149
2000	0,217	0,177	0,144	0,123	0,120	0,122	0,140
2500	0,215	0,174	0,140	0,119	0,116	0,117	0,136
3000	0,214	0,173	0,139	0,117	0,113	0,115	0,133

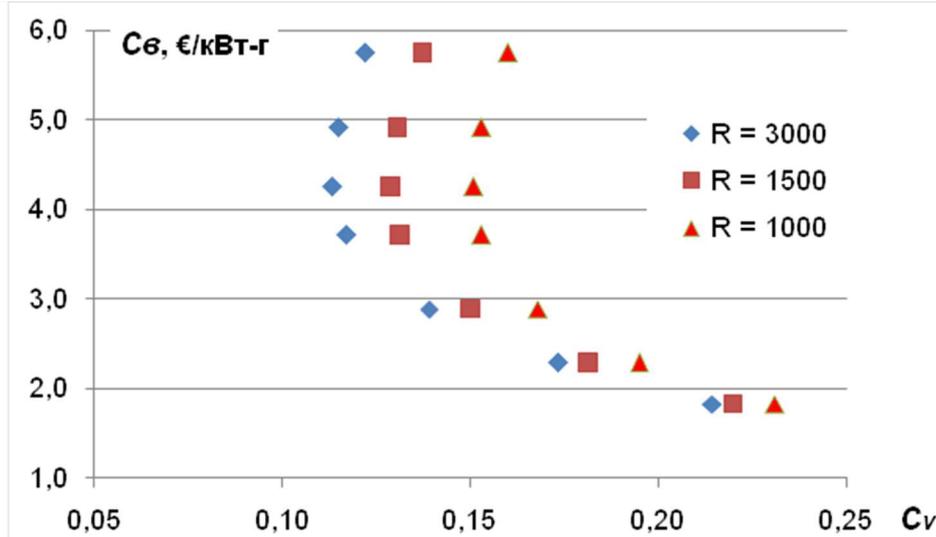


Рисунок 9 – Множина значень ризику-доходу для ДнЕС

Оптимальні значення будуть цілком визначатися заданими обмеженнями. Однак загальна потреба в акумуляторах визначатиметься як додатковою варіативністю при введенні ВДЕ до енергосистеми, так і заданою вимогою до надійності, а ці залежності є нелінійними (див. напр. табл. 8).

Вимоги щодо надійності можна сформулювати в термінах квантилів розподілу кумулятивної енергії небалансу, яка потребує акумулявання. Тут доцільним є використання тези про нормальність розподілу небалансу. Тоді відповідні квантили κ_γ з довірчою імовірністю γ матимуть значення: $|\kappa|_{0,8} = \kappa_{0,9} = 1,29$; $|\kappa|_{0,9} = \kappa_{0,95} = 1,64$; $|\kappa|_{0,95} = \kappa_{0,975} = 1,96$; $|\kappa|_{0,99} = \kappa_{0,995} = 2,58$.

Візьмемо для прикладу дані щодо варіативності ДнЕС (див. табл. 8) при значенні $R=2000$ МВт (такий рівень впровадження ВДЕ є вагомим, але реальним). Потреби в акумуляванні визначаються через додане за рахунок ВДЕ СКВ кумулятивної енергії: $\kappa_\gamma(\sigma_K - \sigma_K^0)$, де індекс «0» стосується іманентної

варіативності споживання при відсутності ВДЕ (в даному прикладі $\sigma_K^0 = 570$ кВт-год).

Показники щодо добавленої за рахунок ВДЕ варіативності з різними довірчими рівнями наведено в табл. 9.

Таблиця 9 - Моделювання σ_K для ДнЕС, добовий прогноз (МВт-год)

w	1	0,8	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1	0
$\gamma = 0,80$	2012	1484	993	593	452	370	391	477
$\gamma = 0,90$	2558	1886	1263	754	574	471	497	607
$\gamma = 0,95$	3058	2254	1509	902	686	563	594	725
$\gamma = 0,99$	4025	2967	1987	1187	903	740	782	955

Для вартості капітальних вкладень у системи ВДЕ прийнято: для ВЕС 1200 €/кВт, для СЕС 700 €/кВт, для акумуляторних батарей (АКБ) приблизно 200 €/кВт-год (вартість за ємністю). Слід врахувати також, що термін експлуатації акумуляторів приблизно удвічі коротший порівняно з іншим обладнанням. Для забезпечення заданого рівня надійності (тобто довірчої імовірності) можна вирахувати вартість капіталовкладень у АКБ при заданому рівні ВДЕ. Оптимальну конфігурацію ВДЕ-АКБ можна обрати за методом «поверхні відгуку». Величину коефіцієнта зростання загальної вартості обладнання $k_{\text{кап}}$ за рахунок введення акумуляюючи потужностей при різних рівнях надійності та конфігурації ВДЕ зображено на рисунку 10.

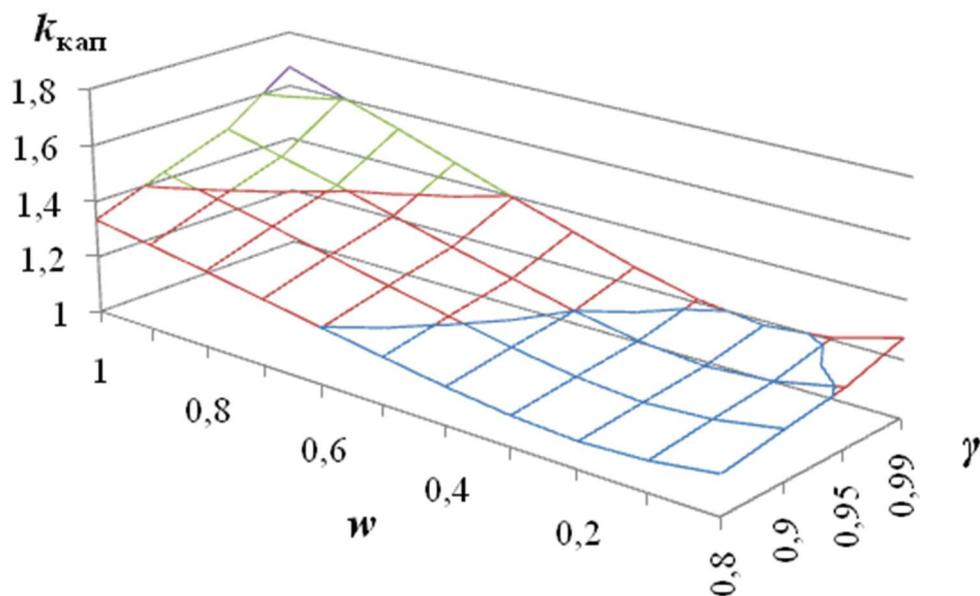


Рисунок 10 – Множина значень зростання вартості ВДЕ-АКБ для ДнЕС

Поведінка показника вартості обладнання схожа на аналогічні графіки стосовно варіативності ВДЕ, оскільки потреба в акумуляторах зростає зі збільшенням неконтрольованих коливань потужності; іншим фактором є зростання вимог до надійності енергозабезпечення. Зокрема, в наведеному прикладі для регіональної енергосистеми потреба в ємності акумуляторів становила 10-15% від добової продуктивності ВДЕ, а потужності на рівні четверті встановленої потужності ВДЕ при забезпеченні високого рівня надійності (понад 95% гарантованого забезпечення). Дані співвідношення можуть різнитися для різних режимів поживання, пір року, типу обладнання. При цьому враховується можливість завчасного передбачення рівнів споживання та генерації та надійність роботи традиційних (керованих) джерел енергії.

Отже, оптимізація вибору обладнання дає змогу знизити рівень капітальних витрат на 25-35% при тій же надійності. Зокрема, розумний (узгоджений по надійності) вибір акумуляторів дозволяє зменшити їх ємність у 7-10 разів порівняно з вимогою резервувати повну добову продуктивність ВДЕ. Таким чином, для розглянутого прикладу – Дніпровської енергосистеми – впровадження 2 ГВт потужностей ВДЕ завдяки пропонованій оптимізації можна заощадити 700-900 млн.€ капіталовкладень, при прийнятих значеннях вартості .

Наведені приклади стосуються певних кліматичних умов, характеру споживання енергії, технічних та вартісних показників обладнання. Однак загальний характер поведінки параметрів, за якими можна оптимізувати енергосистему з ВДЕ, в безрозмірних параметрах має схожий вигляд незалежно від масштабу – як для окремого населеного пункту, так і для їх групи чи регіональної енергосистеми в цілому. Різниця полягатиме в конкретних числових показниках, що застосовуються в математичній моделі, та в результуючих співвідношеннях.

Метою оптимізації можуть слугувати як технічні параметри (допустимі значення небалансу потужності відповідно до вимог забезпечення частоти та напруги в мережі певної енергосистеми, чи показники надійності та рівнів втрат при забезпеченні конкретного споживача), так і економічні – загальна вартість

проекту впровадження ВДЕ, собівартість отриманої енергії, тощо. До економічних показників можна віднести і рівень заміщення традиційної енергетики відновлюваною, якщо мова йде про екологічні вимоги та відповідні компенсаційні виплати.

Оскільки дані висновки ґрунтуються як на імітаційному моделюванні, так і на безпосередній перевірці шляхом реаналізу статистичних даних як сполучної ланки між спостереженнями та моделюванням, можна вважати достатньо адекватною запропоновані математичні моделі представлення випадкових процесів, що описують балансування споживання та генерації електроенергії з використанням вітрової та сонячної енергетики. Перелік задач, які можуть вирішуватися в рамках даних моделей, стосується переважно питань оптимізації енергосистем на базі відновлюваної енергетики, оцінки результатів експлуатації таких систем, розрахунку очікуваних показників при постановці задач енергопостачання та передпроектних досліджень. Головною метою має бути забезпечення надійності постачання та якості енергії, енергетичної та економічної ефективності.

9 ЗАХОДИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОЇ ТА БЕЗПЕЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕЛЕКТРОУСТАНОВОК

9.1 Постановка задачі

В Законі України «Про охорону праці» усі працівники мають право на безпеку і охорону життя, це також стосується і при роботі з фотоелектричними станціями (ФЕС).

Перед початком роботи з розташування, встановлення та експлуатації ФЕС в першу чергу необхідно подумати про забезпечення безпеки. Ніколи не слід забувати про небезпеку, яка пов'язана з механічними й електричними пристроями. [46]

Фотоелектричні станції складаються з:

- мережевого інвертора;
- сонячних електричних панелей;
- кабельних ліній 0,4 кВ та 10 кВ;
- КТП-10/0,4 кВ.

При монтажі ФЕС необхідно забезпечити захист працівника від електричних джерел небезпеки, пов'язаних з ризиком дії надмірної величини електричної енергії та параметрів, що її характеризують, на працівника.

Внаслідок протікання надмірного струму по кабелях з недостатнім перерізом або через погані контакти металевих з'єднань можливе надмірне виділення тепла в системах електротехнічного монтажу, що часто стає результатом пожеж фотоелектричних станцій (рис. 11). Також ризик виникнення пожеж на фотоелектричних станціях відбувається у разі короткого замикання в кабелях, що йдуть від інвертора до КТП.



Рисунок 11 – Фото пожежі на сонячній електростанції з причини короткого замикання в електромережі

Сформуємо задачі охорони праці за темою МКР:

1.Провести аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем фотоелектричних станцій, що працюють у складі електроенергетичної системи України, за міждержавним ГОСТ12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

2. Розрахувати мікроклімат під час монтажу фотоелектричної станції.

3.Розробити організаційно-технічні рішення з охорони праці при електричному монтажі фотоелектричної станції. Розрахувати параметри блискавкозахисту КТП.

9.2 Аналіз умов праці при виконанні робіт, пов'язаних з монтажем фотоелектричних станцій, які працюють у складі електроенергетичної системи України

При проектуванні і виконанні монтажних робіт фотоелектричних станцій мають бути враховані небезпечні і шкідливі виробничі фактори з урахуванням міждержавного нормативного документа з охорони праці ГОСТ 12.0.003-74

Фізичні небезпечні й шкідливі виробничі фактори:

- підвищена запиленість і загазованість повітря робочої зони;
- підвищена та понижена температура поверхонь обладнання, матеріалів;

- підвищена та понижена температура повітря робочої зони;
 - підвищений рівень шуму на робочому місці;
 - підвищена та понижена вологість повітря робочої зони;
 - небезпечний рівень напруги електричного кола, замикання якого може відбутися через тіло людини;
 - недостатність природного освітлення;
 - недостатня освітленість робочої зони.
- психофізіологічні:
- фізичні перевантаження (динамічні);
 - нервово-психічні перевантаження (монотонність праці, перенапруга аналізаторів).
- Таблиця 9 - Державні стандарти України з сонячної енергетики

1	Закон України «Про основи містобудування» від 16.11.1992 № 2780	чинний
2	Закон України «Про енергозбереження» від 01.07.1994 № 74/94-ВР	чинний
3	ДСТУ 3569-97 (ГОСТ 30514-97) Енергозбереження. Нетрадиційні та поновлювані джерела енергії. Основні положення	чинний
4	Закон України «Про ринок електричної енергії» від 13.04.2017 № 2019-VIII	чинний
5	ГКД 341.004.001-94 «Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ»	чинний
6	ДСТУ 3429-96 Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення	чинний
7	ДСТУ 3466-96 Якість електричної енергії. Терміни та визначення	чинний
8	ДСТУ 8635:2016 Геліоенергетика. Площадки для фотоелектричних станцій. Приєднання станцій до електроенергетичної системи	чинний
9	ГКД 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж.	чинний
10	СОУ-Н МЕНВ 40.1.00100227-68:2012 Стійкість енергосистеми. Керівні вказівки (зі змінами)	чинний
11	Правила улаштування електроустановок (ПУЕ). – К.: Міненерговугілля України, 2017.	чинний

9.3 Розрахунок мікроклімату під час монтажу фотоелектричної станції.

Для забезпечення нормального мікроклімату під час монтажу ФЕС встановлюють допустиму температуру, відносну вологість і швидкість руху повітря у певних діапазонах в залежності від періоду року та категорії робіт і допустиму інтенсивність опромінення.

Робота, яка виконується на ФЕС відноситься до середньої важкості Па. Адже робота електромонтерів пов'язана з ходінням, переміщенням певних апаратів чи предметів в положенні стоячи або сидячи. [48]

Таблиця 10 – Нормовані параметри мікроклімату в робочій зоні з категорією робіт Па.

Період року	Категорія робіт	Допустимі		
		t, °C	W, %	V, м/с
Теплий	Середньої важкості Па	17-29	65 при 26°C	0,2-0,4
Холодний		15-24	До 75%	не більше 0,3

Для забезпечення необхідних за нормативами параметрів мікроклімату проектом передбачено:

1. Температура внутрішніх поверхонь будівельних конструкцій робочої зони і зовнішніх поверхонь обладнання при забезпеченні оптимальних параметрів мікроклімату для роботи не повинні бути більше ніж на 2°C за діапазон норм. Відповідно до [48] ці показники не мають виходити за межі встановлених допустимих значень:

- температура повітря в теплу пору року не більше плюс 28 °C;
- швидкість вітру 0,2–0,6 м/с;
- відносна вологість не більше 75 %.

2. Для забезпечення нормованих значень руху кисню проектом передбачається вентиляційна система.

9.4 Розрахунок блискавкозахисту для КТП

Особливістю встановлення полів сонячний батареї є їх розміщення на відкритій місцевості – такий підхід до монтажу забезпечує отримання максимальної кількості сонячного випромінювання. В результаті сонячні панелі встановлюють у відкритому полі, на даху будинку (будівлі) - в місцях, які мають підвищений ризик прямого влучання блискавки. В результаті дуже дороге устаткування піддається ризику пошкодження. При цьому цей ризик досить високий - в результаті обробки даних, які збиралися протягом декількох десятиліть, українські метеорологи встановили, що середня тривалість гроз на території України в рік становить від 50 до 100 годин. При цьому протягом року на один квадратний кілометр площі припадає від 4 до 8 ударів блискавок. Тому розрахуємо блискавкозахист за такими параметрами: Довжина будівлі, м: $A = 8$; Ширина будівлі, м: $B = 3$; Висота будівлі, м: $H = 3$; Питомий опір для ґрунту: $\rho = 1,5$

Визначимо очікувану кількість ураження блискавкою за рік [48]

$$N = [(A + 6 \cdot H) \cdot (B + 6 \cdot H) - 7,7 \cdot H^2] \cdot n \cdot 10^{-6}; \quad (13)$$

$$N = [(8 + 6 \cdot 3) \cdot (3 + 6 \cdot 3) - 7,7 \cdot 3^2] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 1,9 \cdot 10^{-3}$$

Відношення типу зони захисту. Приміщення належить до III категорії захисту:

$$\frac{A}{B}; \quad (14)$$

$$\frac{8}{3} = 2,66.$$

Відношення $A/B = 8/3 = 2,66 < 3$, тож доцільно застосувати два стрижневі блискавковідводи. Приймаємо відстань від стрижневого блискавковідводу до споруди $S_b = 4$

Визначаємо відстань між двома окремими блискавковідводами

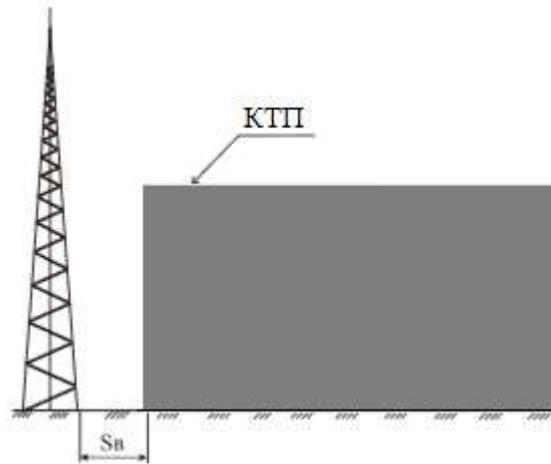


Рисунок 12 – Відстань S_b від стрижневого блискавковідводу до споруди

$$L = 2 \cdot S_b + A; \quad (15)$$

$$L = 2 \cdot 4 + 8 = 16$$

Для забезпечення потрібного блискавковідводу необхідно, щоб будинок перекривався зонами захисту, які утворені кожним блискавковідводом. Тому приймаємо радіус захисту, м

$$R_x = 9. \quad (16)$$

$$H_x = H = 3. \quad (17)$$

Визначимо висоту H_1 та H_2 , кожного блискавкозахисту, м

$$b = 1,1 + 0,00235 \cdot H_x; \quad (18)$$

$$b = 1,1 + 0,00235 \cdot 3 = 1,107.$$

$$C = R_x + 1,294 \cdot H_x; \quad (19)$$

$$C = 9 + 1,294 \cdot 3 = 12,882.$$

$$H_1 = \frac{b + \sqrt{b^2 - 0,008 \cdot C}}{0,004}; \quad (20)$$

$$H_1 = \frac{1,107 + \sqrt{1,107^2 - 0,008 \cdot 12,882}}{0,004} = 38,71.$$

$$H_2 = \frac{b - \sqrt{b^2 - 0,008 \cdot C}}{0,004}; \quad (21)$$

$$H_2 = \frac{1,107 - \sqrt{1,107^2 - 0,008 \cdot 12,882}}{0,004} = 14,76.$$

З двох коренів приймаємо висоту блискавкозахисту

$$H_b = H_2 = 14,76. \quad (22)$$

За умови $H < L < 2H$, тобто $14,76 < 24 < 29,52$, визначаємо розміри зони захисту (в м) типу А стрижневого блискавко захисту

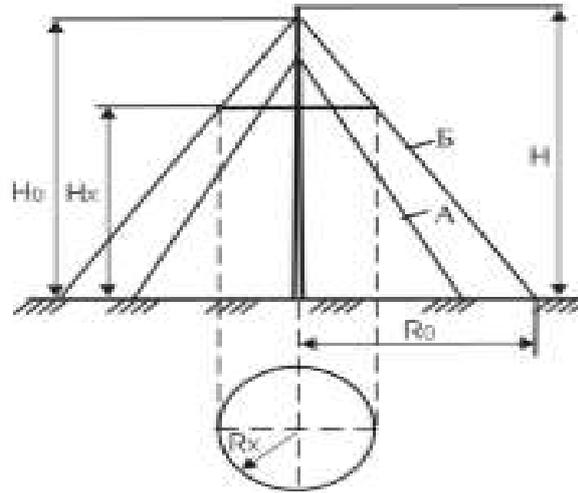


Рисунок 13 – Зони захисту А і Б окремого стрижневого блискавковідводу:
 H_x – висота об'єкта (будинку); R_x – радіус кола горизонтального перерізу на висоті H_x ; H – висота блискавковідводу.

$$H_0 = 0,85 \cdot H; \quad (23)$$

$$H_0 = 0,85 \cdot 14,76 = 12,54$$

Визначимо радіус кола горизонтального перерізу на висоті H_x

$$R_x = (1,1 - 0,002H) \left(\frac{H_x - H_0}{0,85} \right); \quad (24)$$

$$R_x = (1,1 - 0,002 \cdot 14,76) \left(\frac{14,76 - 12,54}{0,85} \right) = 2,795.$$

ВИСНОВКИ

У роботі отримано наступні результати:

1. Встановлено фактори, які впливають на якість електропостачання електротехнічних систем з комбінованою генерацією, а саме: статистичні параметри випадкового процесу генерації ВДЕ, що описують стан енергобалансу, визначають темп змін, їх розмах, щільності розподілу випадкових значень, довірчі інтервали допустимих параметрів.

2. Виявлено поведінку метеофакторів, притаманних досліджуваному регіону (приморським областям на півдні України), та відповідної потужності ВЕС і СЕС як випадкових величин, визначено закони розподілу їх імовірності з урахуванням сезонних змін з використанням багаторічних даних метеорологічних спостережень з різною часовою дискретністю.

3. Встановлено критерії, що визначають збалансованість енергосистеми з розосередженою генерацією на основі ВДЕ мінливої природи (вітрової та сонячної), та досліджено фактори, які спричинені наявністю ВДЕ і врахуванням випадкової природи генерації, зокрема встановлено оптимальні співвідношення різних джерел енергії при варіюванні обсягів впровадження відновлюваної енергії. Так, при значному впровадженні ВДЕ (до половини споживаної потужності) імовірність небалансу понад 10% споживання становить 0,10-0,12.

4. Отримані результати дозволяють забезпечити високу енергетичну ефективність використання відновлюваної генерації за рахунок збалансованої генерації та споживання; при оптимізації потужностей різних типів ВДЕ практично удвічі може бути знижений рівень незбалансованої потужності, що є технічним ефектом використання результатів роботи. Економічний ефект використання результатів роботи забезпечується за рахунок оптимізації вибору обладнання та дає змогу знизити рівень капітальних витрат на 25-35% при тій же надійності. Зокрема узгоджений за надійністю вибір акумуляторів дозволяє зменшити їх ємність у 7-10 разів порівняно з вимогою резервувати повну добову продуктивність ВДЕ. Так, для розглянутого прикладу – Дніпровської енергосистеми – впровадження 2 ГВт потужностей ВДЕ завдяки пропонованій

оптимізації можна заощадити 700-900 млн.€ капіталовкладень, при прийнятих значеннях вартості.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Антипов Є. О. Комбінована система енергозабезпечення споживачів із застосуванням традиційних та альтернативних джерел і акумуляторів енергії. *Енергетика і автоматика*. 2015. № 1. С. 72-81.
2. Лисенко О. В. Розрахунок параметрів математичної моделі споживання електричної енергії. *Науковий вісник Таврійського державного агротехнологічного університету*. Мелітополь, 2018. Вип. 8, т. 2. DOI: 10.31388/2220-8674-2018-2-28.
3. Кузнєцов М. П., Лисенко О. В. Оцінка характеристик вітрового режиму півдня України для потреб вітроенергетики. *Науковий вісник НУБіП України. Сер. Техніка та енергетика АПК*. 2017. Вип. 261. С. 195-202.
4. Дерев'янку Д. Г. Оцінювання ефективності регулювання енергетичних процесів в локальних електротехнічних системах з джерелами розосередженої генерації: дис... канд. тех. наук: 05.09.03. Київ: Київський політехнічний інститут, 2016. 177 с.
5. Кармазін О.О. Балансова надійність електроенергетичних систем в умовах зростання частки відновлюваної енергетики: дис... канд. тех. наук: 05.14.08. Київ: Інституті відновлюваної енергетики Національної академії наук України, 2019. 130 с.
6. Огляд аналітичних робіт міжнародних енергетичних організацій щодо стану та сценаріїв розвитку світової енергетичної сфери з прогнозом інвестування в енергоефективність: Аналітично-статистична доповідь. Київ, 2018. Вип. 6. 95 с. URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/06/2.-rozvyt_svit_energet_sfery.pdf (дата звернення: 06.08.2019).
7. BP Statistical Review of World Energy 2017 = BP Статистичний огляд світової енергетики за 2017 р. 52 р. URL: <http://large.stanford.edu/courses/2018/ph241/kuet2/docs/bp-2017.pdf> (дата звернення: 06.08.2019).
8. Енергоефективні технології та відновлювальні джерела енергії. Практичний посібник із впровадження компоненту з енергоефективності

проекту МРГ-II. 2012. Червень. 72 с. URL: <https://rozvytok.in.ua/library/117-> (дата звернення: 06.08.2019).

9. Renewables 2018 Global Status Report (GSR) / REN21. <https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/08/Full-Report-2018.pdf> (дата звернення: 03.09.2019).

10. REMAP – 2030. Перспективи розвитку відновлюваної енергетики в Україні до 2030 року: інформаційний матеріал. 2015. Квітень. 57 с. URL: https://saee.gov.ua/sites/default/files/UKR%20IRENA%20REMAP%20_%202015.pdf (дата звернення: 03.09.2019).

11. World Energy Outlook 2017. Всесвітній енергетичний прогноз за 2017 р. Короткий огляд / ІЕА. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2017> (дата звернення: 03.09.2019).

12. BP Energy Outlook 2017 edition = Світовий огляд енергетики 2017 / BP. 2017. 104 р. URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2017.pdf> (дата звернення: 03.09.2019).

13. Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050 = Світова трансформація енергетики. Дорожня карта до 2050 р. / IRENA. 2018. 76 р. URL: http://energytransition.in.ua/wp-content/uploads/2018/12/IRENA_Report_GET_2018.pdf (дата звернення: 03.09.2019).

14. European Smart Grid. 2011. URL: <http://www.smartgrids.eu/> (дата звернення: 03.09.2019).

15. Wind in Power 2017. Annual combined onshore and offshore wind energy statistics = Енергія вітру в енергосистемі 2017. Річна статистика щодо морських та наземних вітроустановок / WindEurope. 2018. 26 р. URL: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Statistics-2017.pdf> (дата звернення: 03.09.2019).

16. Next generation wind and solar power. From cost to value = Наступне покоління вітрової та сонячної енергії. Від вартості до цінності / ІЕА. 2016. 182 р. URL: http://generatoras.cl/media/page-files/209/Next_Generation_Windand_Solar_PowerFrom_Cost_to_ValueFull_Report.pdf (дата звернення: 03.09.2019).

17. Getting wind and sun onto the grid. A Manual for policy makers = Інтеграція сонячної та вітрової енергетики до мережі. Посібник для керівництва / IEA. 2017. 69 p. URL: <https://euagenda.eu/upload/publications/untitled-77295-ee.pdf> (дата звернення: 03.09.2019).
18. Power-Industry Transition, Here and Now: Wind and Solar Won't Break the Grid / IEEFA. 2018. 79 p. URL: http://ieefa.org/wp-content/uploads/2018/02/Power-Industry-Transition-Here-and-Now_February-2018.pdf (дата звернення: 03.09.2019).
19. Подолання обмежень для максимального впровадження поновлюваної енергії. URL: http://cigre.org.ua/files/cigre-_527.pdf. (дата звернення: 08.09.2019).
20. IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (Gold Book). *IEEE Std 493-1997 [IEEE Gold Book]*. P. 1-464. 31 Aug. 1998. DOI: 10.1109/IEEESTD.1998.89291.
21. Будько В.И., Кудря С.А., Пепелов А.В. Современное состояние и развитие возобновляемой энергетики. //Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология. – 2017. - №4. – С. 6: 130-141.
22. Будько В. І. та ін. Економічні аспекти реалізації автономних зарядних станцій електромобілів на основі вітроелектричних установок// Відновлювана енергетика. – 2019. - №1 (56). – С. 45-50.
23. Torriti J., Hassan M. G., Leach M. Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation. *Energy*. 2010. Vol. 35, № 4. P. 1575–1583. DOI: 10.1016/j.energy.2009.05.021.
24. Щодо перспектив використання альтернативних джерел енергії на Сході України: Аналітична записка / Національний інститут стратегічних досліджень. URL: <http://www.niss.gov.ua/articles/1174/> (дата звернення: 03.09.2019).
25. Департамент статистики України. URL: <http://ukrstat.gov.ua> (дата звернення: 03.09.2019).
26. Гелетуха Г. Г., Железна Т. А., Баштовий А. І. Аналіз енергетичних стратегій країн ЄС та світу і ролі в них відновлюваних джерел енергії. Частина

1. *Промышленная теплотехника*. 2016. Т. 38, № 2. С. 56-64. DOI: <https://doi.org/10.31472/ihe.2.2016.07>.
27. Звіти НКРЕКП. URL: <http://www.nerc.gov.ua> (дата звернення: 03.09.2019).
28. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13 квітня 2017 року № 2019-VIII. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 03.09.2019).
29. Кириленко О. В., Праховник А. В. Енергетика сталого розвитку: виклики та шляхи побудови. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ, 2010. Спецвипуск. С. 10–16.
30. Кириленко О. В., Павловський В. В., Лук'яненко Л. М. Технічні аспекти впровадження джерел розподільної генерації в електричних мережах. *Технічна електродинаміка*. 2011. № 1. С. 46–53.
31. Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими / Т. М. Базюк та ін.; за ред. О. В. Кириленка. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. 400 с.
32. Worldwide Survey of Network-driven Demand-side Management Projects. Research Report. No 1. Task XV of the International Energy Agency Demand Side Management Programme. Second Edition. 2008. 415 p. URL: http://www.efa.com.au/Library/David/Published%20Reports/2008/IEADSMTaskXVResearchReport1_Secondedition.pdf (дата звернення: 03.09.2019).
33. Волков Э. П. Развитие Единой национальной электрической сети России. *Известия Российской академии наук. Энергетика*. 2012. № 5. С. 3-12.
34. Інтелектуальні електроенергетичні системи: елементи і режими / под ред. А. В. Кириленко. Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2014. 408 с.
35. EPRI's IntelliGridSM initiative. URL: <http://intelligrid.epri.com> (дата звернення: 08.09.2019).
36. The Modern Grid Initiative Version 2.0., Conducted by the National Energy Technology Reliability, January 2007. URL: <http://www.net1.doe.gov/smartgrid/> (дата звернення: 15.09.2019).

37. Стогній Б. С., Кириленко О. В., Денисюк С. П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення. *Технічна електродинаміка*. 2010. № 6. С. 44-50.
38. Lasseter R. MicroGrids. *IEEE PES Winter Meeting*. 2002. Vol. 1. P. 305–308.
39. Особливості ОЕС України та науково-технічні проблеми забезпечення її розвитку / Б. С. Стогній та ін. *Технічна електродинаміка. Проблеми сучасної електротехніки*. 2010. № 1. С. 25–30.
40. Dawidziuk J. Место и роль силовой электроники в сбережении электроэнергии в Польше. *Технічна електродинаміка. Силова електроніка та енергоефективність*. 2007. № 2. С. 9–14.
41. Лежнюк П. Д., Кулик В. В., Ковальчук О. А. Оптимальне керування розосередженими джерелами енергії в локальній електричній системі. *Праці Інституту електродинаміки НАН України*. Київ. 2011. Спецвипуск, ч. 1. С. 48–55.
42. NIST Releases Report on Smart Grid Development / National Institute of Standards and Technology (USA) – Recognized Standards for Inclusion In the Smart Grid Interoperability Standards Framework, Release 1.0. URL: https://www.nist.gov/system/files/documents/smartgrid/Report_to_NIST_August10_2.pdf (дата звернення: 15.09.2019).
43. European Smart Grids Technology Platform / European Commission. Directorate-General for Research Sustainable Energy System, EUR 22040, 2006. 44 p. URL: https://ec.europa.eu/research/energy/pdf/smartgrids_en.pdf (дата звернення: 15.09.2019).
44. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Узгодження графіків генерування відновлюваних джерел енергії та навантаження засобами морфометричного аналізу. *Wspolpraca Europejska / European Cooperation*. Warszawa. 2016. № 9 (16). P. 26–35.
45. Лежнюк П. Д., Комар В. О., Кравчук С. В. Визначення оптимальної потужності резерву для забезпечення балансової надійності локальної електричної системи. *Вісник Національного технічного університету*

«Харківський політехнічний інститут». Сер. *Нові рішення в сучасних технологіях.* Харків, 2016. № 42. С. 69–75.

46. Бондаренко Є. А., Кутін В. М., Лежнюк П. Д. Навчальний посібник до розділу «Охорона праці» в магістерських кваліфікаційних роботах для студентів спеціальності 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка. Навчальний посібник, 2018. 46 с.

47. Правила безпечної експлуатації електроустановок / Державний Комітет України по нагляду за охороною праці. К.: 1998. 132 с.

48. ДСН 3.3.6.042-99. Санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Київ, 2000.

ДОДАТОК А

ПРОТОКОЛ ПЕРЕВІРКИ НАВЧАЛЬНОЇ (КВАЛІФІКАЦІЙНОЇ) РОБОТИ

Назва роботи: Характеристика електротехнічних систем з комбінованою генерацією

Тип роботи: Магістерська кваліфікаційна робота

(кваліфікаційна робота, курсовий проект (робота), реферат, аналітичний огляд, інше (вказати))

Підрозділ Кафедра електричних станцій та систем

(кафедра, факультет (інститут), навчальна група)

Керівник Комар В.О., зав. кафедри ЕСС

(прізвище, ініціали, посада)

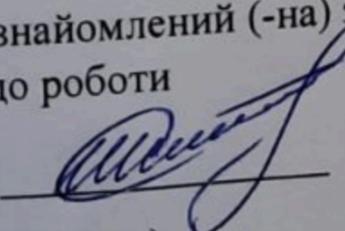
Показники звіту подібності

Turnitin	
Оригінальність	76,1%
Загальна схожість	23,9%

Аналіз звіту подібності (відмітити потрібне)

- Запозичення, виявлені у роботі, оформлені коректно і не містять ознак плагіату.
- Виявлені у роботі запозичення не мають ознак плагіату, але їх надмірна кількість викликає сумніви щодо цінності роботи і відсутності самостійності її автора. Роботу направити на доопрацювання.
- Виявлені у роботі запозичення є недобросовісними і мають ознаки плагіату та/або в ній містяться навмисні спотворення тексту, що вказують на спроби приховування недобросовісних запозичень.

Заявляю, що ознайомлений (-на) з повним звітом подібності, який був згенерований Системою щодо роботи

Автор 

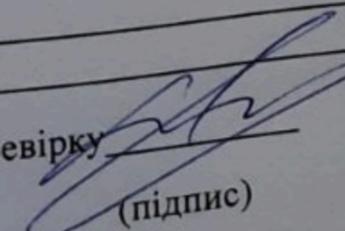
(підпис)

Швцов Р.С.

(прізвище, ініціали)

Опис прийнятого рішення

Робота допущена до захисту

Особа, відповідальна за перевірку 

(підпис)

Вишневський С.Я

(прізвище, ініціали)

Експерт _____

(за потреби)

(підпис)

(прізвище, ініціали, посада)

ДОДАТОК Б
ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ МКР

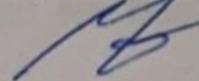
Міністерство освіти і науки України
Вінницький національний технічний університет
Факультет електроенергетики та електромеханіки
Кафедра електричних станцій і систем

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри ЕСС

д.т.н., професор Комар В.О.

(наук. ст., вч. зв., ініц. та прізви.)



(підпис)

" 10 " 03 2025 р.

ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ

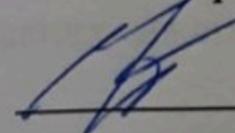
на виконання магістерської кваліфікаційної роботи

Характеристика електротехнічних систем з комбінованою генерацією

08-21.МКР.006.00.074 ТЗ

Науковий керівник: д.т.н.,

проф каф. ЕСС



Комар В.О.

(підпис)

Виконавець: студ. гр. ЕС-23мз



Швецов Р.С.

(підпис)

Вінниця 2025 р.

1. Підстава для виконання магістерської кваліфікаційної роботи (МКР)

а) актуальність досліджень обумовлена тим, що для забезпечення більш надійної роботи ОЕС, необхідно розробити оптимальні стратегії розвитку розподільних електричних мереж в умовах стрімкої розбудови відновлювальних джерел енергії.

б) наказ ректора ВНТУ № 96 від 20 березня 2025 р. про затвердження теми магістерської кваліфікаційної роботи.

2. Мета і призначення МКР

а) мета – є дослідження якості електропостачання споживачів в електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел;

б) призначення розробки – виконання магістерської кваліфікаційної роботи.

3. Джерела розробки

Список використаних джерел розробки:

1. Стогній Б. С., Кириленко О. В., Денисюк С. П. Інтелектуальні електричні мережі електроенергетичних систем та їхнє технологічне забезпечення. Технічна електродинаміка. 2010. № 6. С. 44-50.

4. Технічні вимоги до виконання МКР

– передбачається спорудження мережі відновлюваних джерел енергії в Дніпровській ЕС.

–технічне завдання: оцінювання характеристик випадкових процесів, притаманних електротехнічним системам із комбінованою генерацією з використанням відновлюваних джерел

– показники технологічності: проектування ФЕС, монтаж та експлуатація електрообладнання мають виконуватися відповідно до вимог ПУЕ та ПТЕ.

–технічне обслуговування і ремонт: експлуатація, технічне обслуговування

та ремонт обладнання буде здійснювати оперативний та ремонтний персонал підстанції.

5. Економічні показники

Визначити основні техніко-економічні показники для електротехнічних систем з комбінованою генерацією.

6. Етапи МКР та очікувані результати

№ етапу	Назва етапу	Термін виконання		Очікувані результати
		початок	кінець	
1	Розроблення технічного завдання	20.03.25	28.03.25	формування технічного завдання
2	Фактори впливу на роботу електротехнічних систем з комбінованою генерацією з боку відновлюваних джерел енергії	29.03.25	07.04.25	аналітичний огляд літературних джерел, задачі досліджень
3	Огляд методів оптимізації в комбінованих енергосистемах на основі відновлюваних джерел енергії	08.04.25	13.05.25	розділ ПЗ
4	Дослідження методів розрахунку базових показників, що визначають якість та балансову надійність енергозабезпечення електротехнічних систем з комбінованою генерацією з використанням ВДЕ	14.05.25	19.05.25	розділ ПЗ
5	Техніко-економічна частина	20.05.25	25.05.25	розділ ПЗ
6	Оформлення пояснювальної записки	26.05.25	31.05.25	МКР
7	Виконання графічної частини та оформлення презентації	01.06.25	10.06.25	МКР

7. Матеріали, що подаються до захисту МКР

Пояснювальна записка МКР, ілюстративні матеріали, відгук наукового керівника, відгук опонента, протоколи складання державних іспитів, анотації до МКР українською та іноземною мовами.

8. Порядок контролю виконання та захисту МКР

Виконання етапів розрахункової документації МКР контролюється науковим керівником згідно зі встановленими термінами. Захист МКР відбувається на засіданні Екзаменаційної комісії, затвердженою наказом ректора.

9. Вимоги до оформлення МКР

Положення про кваліфікаційні роботи на другому (магістерському) рівні вищої освіти. СУЯ ВНТУ-03.02.02-П.001.01:2, 2021р. / А. О. Семенов, Л. П. Громова, Т. В. Макарова, О. В. Сердюк. Вінниця: ВНТУ, 2021. 60 с.

10. Вимоги щодо технічного захисту інформації в МКР з обмеженим доступом

Відсутні.

ДОДАТОК В
ГРАФІЧНА ЧАСТИНА

ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

ЕС-23мз Швецов Роман Сергійович

Мета роботи: є дослідження якості електропостачання споживачів в електротехнічних систем з комбінованою генерацією на базі відновлюваних джерел.

Об'єкт дослідження: процеси генерації та споживання електричної енергії в електротехнічних системах із комбінованою генерацією з використанням відновлюваних джерел електроенергії.

Предмет дослідження: є характеристики випадкових процесів, притаманних електротехнічним системам із комбінованою генерацією з використанням відновлюваних джерел.

Публікації. Швецов Р. С. Аналіз складу електротехнічних систем з комбінованою генерацією. Матеріали Міжнародної науково-практичної Інтернет-конференції студентів, аспірантів та молодих науковців «МОЛОДЬ В НАУЦІ: ДОСЛІДЖЕННЯ, ПРОБЛЕМИ, ПЕРСПЕКТИВИ (МН-2025)», Вінниця, 2025.

ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ

3

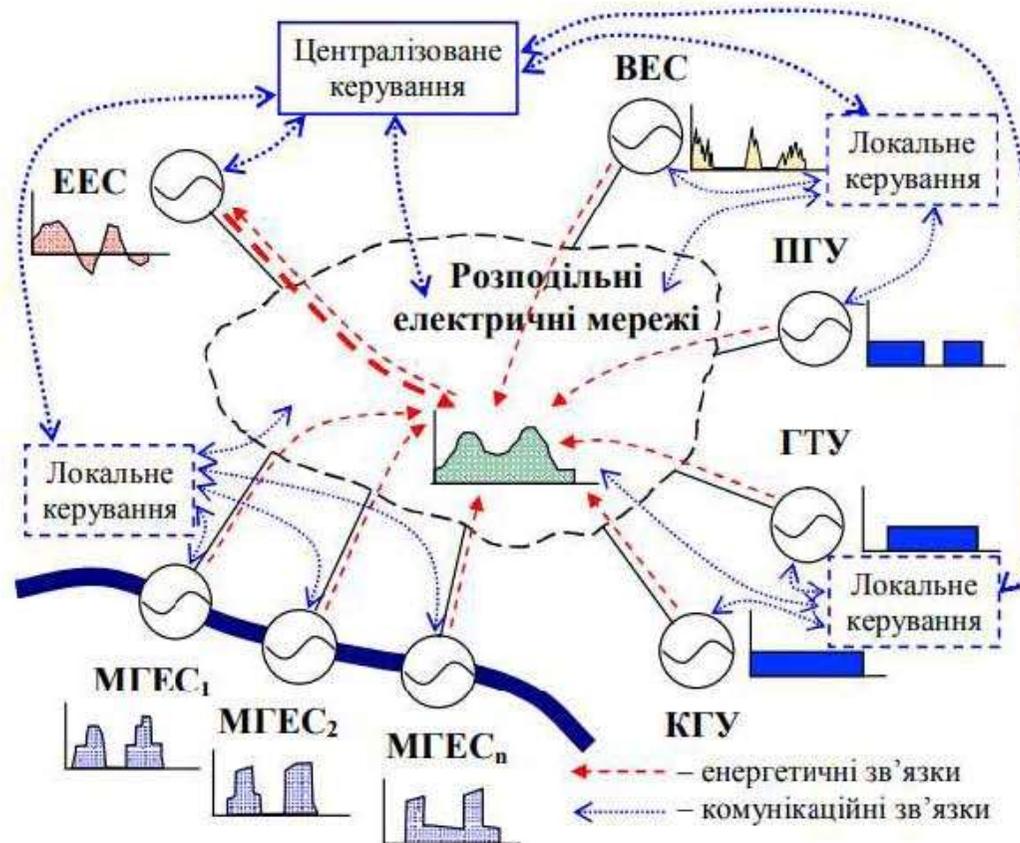
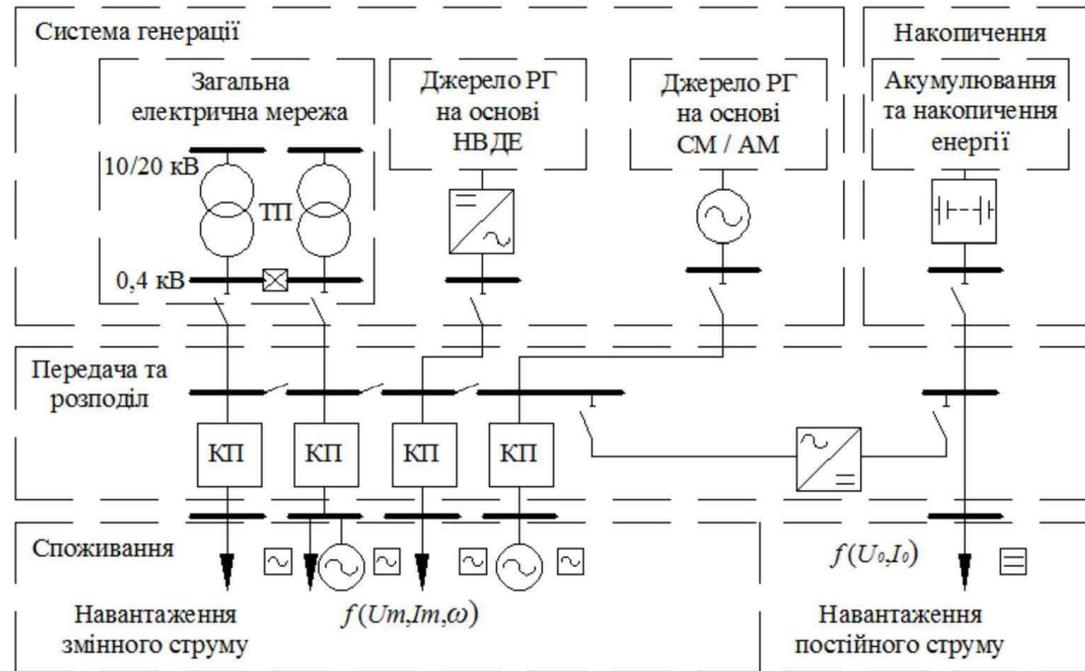


Рисунок 1 – Структура електротехнічної системи з комбінованою генерацією на базі розсерджених джерел енергії (РЕ)

ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ СИСТЕМ З КОМБІНОВАНОЮ ГЕНЕРАЦІЄЮ



КП - коригуючі пристрої, РГ - розосереджена генерація, НВДЕ - нетрадиційні та відновлювані джерела енергії, СЕ - силова електроніка. СМ/АМ – синхронна/асинхронна машина

Рисунок 1 - Структура електротехнічної системи з комбінованою генерацією по типу Microgrid

ОЦІНЮВАННЯ БАЛАНСОВОЇ НАДІЙНОСТІ

5

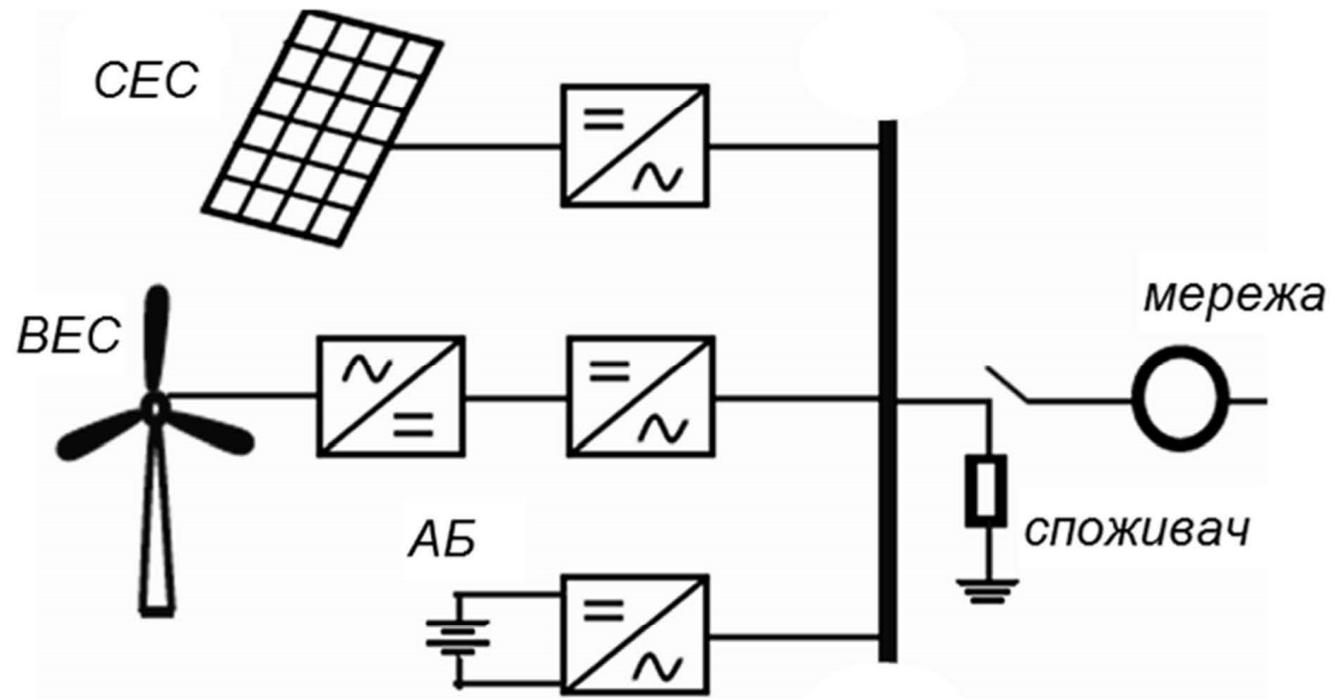


Рисунок 1 – Електротехнічна система з комбінованою генерацією з акумулюванням енергії

ПРИКЛАД ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНОГО РОЗРАХУНКУ БУДІВНИЦТВА 6

Таблиця 1 - Сценарії значень параметрів
інвестиційного проекту СЕС

№	Параметр	Од. вим.	Значен ня
1	Норма дисконтування грошових потоків	%	10
2	Термін експлуатації СЕС	років	7
3	Коефіцієнт використання номінальної потужності (КВНП) СЕС	—	0,14
4	Питомі інвестиції (без ПДВ)	€/кВт	663
5	Частка власних інвестицій	%	100

Таблиця 2 - Фіксовані параметри інвестиційного проекту

№	Параметр	Од. вим.	Значення
1	Ставка податку на прибуток	%	18
2	Потужність СЕС	МВт	7,8
3	Вартість будівельно-монтажних робіт від вартості обладнання	%	11
4	Норматив експлуатаційних витрат	інв./рік	0,86
5	Надбавка до тарифу за використання вітчизняного обладнання	%	5
6	Коефіцієнт викидів парникових газів	г/кВт·год	750
7	Вартість квоти на викиди парникових газів	€/т	20

СЕС

Таблиця 3 - Розрахунок величини притоку коштів (без ПДВ)

Тариф на електричну енергію з урахуванням надбавки, €/кВт·год	0,158
Капітальні витрати на будівництво СЕС, млн.Євро	5,16
Річний відпуск електроенергії з шин СЕС, млн.кВт·год	9,40
Товарна продукція, млн.Євро	1,48
Річні витрати на експлуатацію СЕС, тис.Євро	44,45
Податок на дохід суб'єкта господарювання, млн.Євро	0,26
Річний обсяг притоку грошових коштів, млн.Євро	1,18
Річний обсяг зменшення викидів CO ₂ , тис.т	7,05
Річний дохід за компенсацію викидів CO ₂ , млн.Євро	0,14
Загальний річний дохід, млн.Євро	1,58
Податок на дохід суб'єкта господарювання, млн.Євро	0,28
Річний обсяг величини притоку грошових коштів (з урахуванням обсягу продажу компенсації викидів CO ₂), млн.Євро	1,29

ВИСНОВКИ

У роботі отримано наступні результати:

1. Встановлено фактори, які впливають на якість електропостачання електротехнічних систем з комбінованою генерацією, а саме: статистичні параметри випадкового процесу генерації ВДЕ, що описують стан енергобалансу, визначають темп змін, їх розмах, щільності розподілу випадкових значень, довірчі інтервали допустимих параметрів.

2. Встановлено критерії, що визначають збалансованість енергосистеми з розосередженою генерацією на основі ВДЕ мінливої природи (вітрової та сонячної), та досліджено фактори, які спричинені наявністю ВДЕ і врахуванням випадкової природи генерації, зокрема встановлено оптимальні співвідношення різних джерел енергії при варіюванні обсягів впровадження відновлюваної енергії. Так, при значному впровадженні ВДЕ (до половини споживаної потужності) імовірність небалансу понад 10% споживання становить 0,10-0,12.

3. Отримані результати дозволяють забезпечити високу енергетичну ефективність використання відновлюваної генерації за рахунок збалансованої генерації та споживання; при оптимізації потужностей різних типів ВДЕ практично удвічі може бути знижений рівень незбалансованої потужності, що є технічним ефектом використання результатів роботи. Економічний ефект використання результатів роботи забезпечується за рахунок оптимізації вибору обладнання та дає змогу знизити рівень капітальних витрат на 25-35% при тій же надійності. Зокрема узгоджений за надійністю вибір акумуляторів дозволяє зменшити їх ємність у 7-10 разів порівняно з вимогою резервувати повну добову продуктивність ВДЕ. Так, для розглянутого прикладу – Дніпровської енергосистеми – впровадження 2 ГВт потужностей ВДЕ завдяки пропонованій оптимізації можна заощадити 700-900 млн.€ капіталовкладень, при прийнятих значеннях вартості.