

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ  
ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ  
ТЕХНОЛОГІЙ  
КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ**

**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА**

Рівень вищої освіти – другій (магістерський) рівень

на тему: **„ОБҐРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ КОМБІНОВАНОЇ  
АВТОНОМНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ УСТАНОВКИ НА БАЗІ  
ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ ДЛЯ УМОВ М. КОРЕЦЬ  
РІВНЕНСЬКОЇ ОБЛАСТІ ”**

Виконав: студент 6 курсу групи Ен-61  
Спеціальності 141 „Електроенергетика,  
електротехніка та електромеханіка”  
(шифр і назва)

Малишев Володимир Олександрович  
(Прізвище та ініціали)

Керівник: к.т.н., доцент Кригуль Р. Є.  
(Прізвище та ініціали)

Рецензенти: \_\_\_\_\_  
(Прізвище та ініціали)

\_\_\_\_\_  
(Прізвище та ініціали)

Дубляни 2023

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ**  
**ЛЬВІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ**  
**ПРИРОДОКОРИСТУВАННЯ**  
**ФАКУЛЬТЕТ МЕХАНІКИ, ЕНЕРГЕТИКИ ТА ІНФОРМАЦІЙНИХ**  
**ТЕХНОЛОГІЙ**  
**КАФЕДРА ЕНЕРГЕТИКИ**

«ЗАТВЕРДЖУЮ»  
Зав. кафедри \_\_\_\_\_  
(підпис)

к.т.н., доцент Сиротюк С. В.  
" \_\_\_\_ " \_\_\_\_\_ 2023 р.

**З А В Д А Н Н Я**

на кваліфікаційну роботу студенту  
Малишеву Володимиру Олександровичу

1. Тема роботи: "Обґрунтування параметрів комбінованої автономної енергетичної установки на базі відновлюваних джерел енергії для умов м. Корець Рівненської області "

Керівник роботи: Кригуль Роман Євгенович, к.т.н., доцент  
Затверджена наказом по університету від 28.04.2023 року № 133/К-С

2. Строк здачі студентом закінченої роботи 30.11.2023 року.

3. Вихідні дані: Навчальна, наукова, методична та довідкова література. Матеріали мережі "Internet".

4. Перелік питань, які необхідно розробити

4.1. Аналіз потенціалу відновлюваних джерел в Україні

4.2. Розрахунок комбінованої автоматичної установки.

4.3 Розробка комбінованої автоматичної установки.

4.4. Охорона праці та довкілля.

4.5. Техніко-економічне обґрунтування ефективності використання комбінованої автоматичної установки.

Висновки і пропозиції

Список використаної літератури

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень):  
Ілюстрації до доповіді виконані у формі презентації.

6. Консультанти розділів роботи:

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата		Відмітка про виконання
		завдання видав	завдання прийняв	
1, 2, 3, 5	Кригуль Р. Є. к.т.н., доцент, доцент кафедри енергетики			
4	Городецький І. М. к.т.н., доцент, доцент кафедри фізики, інженерної механіки та безпеки виробництва			

7. Дата видачі завдання: 04.09.2023 р.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

Пор. №	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Строк виконання етапів роботи	Відмітка про виконання
1	Аналіз потенціалу відновлюваних джерел в Україні	4.09.2023 – 21.09.2023	
2	Розрахунок комбінованої автоматичної установки.	22.09.2023 – 29.09.2023	
3	Розробка комбінованої автоматичної установки.	02.10.2023 – 13.10.2020	
4	Охорона праці та довкілля	16.10.2023 – 23.10.2023	
5	Техніко-економічне обґрунтування ефективності використання комбінованої автоматичної установки..	24.10.2023 – 02.11.2023	
6	Завершення оформлення ілюстративної частини роботи	03.11.23 – 13.11.23	
7	Завершення роботи в цілому	14.11.23 – 30.11.23	

Студент \_\_\_\_\_ Малишев В. О.  
(підпис)

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Кригуль Р. Є.  
(підпис)

Обґрунтування параметрів комбінованої автономної енергетичної установки на базі відновлюваних джерел енергії для умов м. Корець Рівненської області

Малишев В. О. Кафедра енергетики – Дубляни, Львівський НУП, 2023.

Кваліфікаційна робота: 55 с. текстової частини, 15 рис., 6 таблиць, 26 джерел, 9 слайдів в PowerPoint.

Обґрунтовано параметри комбінованої автономної енергетичної установки на базі відновлюваних джерел енергії, а саме автономної фото-дизельної системи та автономної енергосистеми вітроелектростанції/гідроелектростанцій для умов м. Корець Рівненської області. Проаналізовано автономне енергопостачання малих і середніх споживачів котре може бути організоване за рахунок використання потенціалу відновлюваних джерел енергії, особливо для умов м. Корець Рівненської області, де є високий їх потенціал і висока вартість традиційного палива. Розроблено схему електропостачання необхідну для сезонну та добову нерівномірність потоків сонячної енергії та вітру для умов м. Корець Рівненської області. Обґрунтовано раціональне використання сонячної енергії під час вироблення електричної енергії фотоелектричними перетворювачами для згладжування добового виробництва та споживання електроенергії. Показано використання різних типів накопичувачів енергії автономної фото-дизельної системи, котрі дають змогу накопичувати та віддавати електроенергію протягом періоду від кількох секунд до багатьох годин і діб.

Виконано техніко-економічну оцінку комбінованої автономної фото-дизельної системи на базі відновлюваних джерел енергії для умов м. Корець Рівненської області і умов її впровадження.

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД СУЧАСНОГО СТАНУ ПРОБЛЕМИ ВИКОРИСТАННЯ КОМБІНОВАНОЇ АВТОНОМНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ УСТАНОВКИ НА БАЗІ ВДЕ.....	8
1.1 Аналіз та характерні режими роботи комбінованої автономної енергетичної установки на базі відновлюваних джерел енергії в Україні.....	8
1.2 Оптимізація оперативного контролю автономної фото-дизельної системи живлення з шиною постійного струмів.....	9
1.3 Обґрунтування актуальності теми роботи.....	12
РОЗДІЛ 2. ОБҐРУНТУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ КОМБІНОВАНОЇ АВТОНОМНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ НА БАЗІ ВДЕ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ ВЕС/ГЕС.....	14
2.1 Обґрунтування математичної моделі режимів роботи комбінованої автономної енергосистеми на базі ВДЕ ВЕС/ГЕС.....	14
2.2 Результати дослідження математичної моделі режимів роботи комбінованої автономної енергосистеми на базі ВДЕ ВЕС/ГЕС.....	22
2.3 Обговорення результатів дослідження математичної моделі режимів роботи комбінованої автономної енергосистеми на базі ВДЕ ВЕС/ГЕС.....	25
РОЗДІЛ 3. ОБҐРУНТУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ КОМБІНОВАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ НА БАЗІ ВДЕ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ АВТОНОМНОЇ ФОТО-ДИЗЕЛЬНОЇ СИСТЕМИ ЖИВЛЕННЯ З ШИНОЮ ПОСТІЙНОГО СТРУМІ.....	27
3.1 Обґрунтування математичної моделі режимів роботи комбінованої енергосистеми на базі ВДЕ із використанням автономної фото-дизельної системи живлення.....	27
3.2 Результати дослідження режимів роботи комбінованої енергосистеми на базі ВДЕ із використанням автономної фото-дизельної системи живлення.....	35
3.3 Обговорення результатів дослідження режимів роботи комбінованої енергосистеми на базі ВДЕ із використанням автономної фото-дизельної системи живлення.....	45
РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ.....	47
4.1 Організація роботи служби з охорони праці та довкілля.....	47
4.2 Протипожежна безпека і грозозахист.....	48
РОЗДІЛ 5. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ КОМБІНОВАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ НА БАЗІ ВДЕ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ АВТОНОМНОЇ ФОТО-ДИЗЕЛЬНОЇ СИСТЕМИ ЖИВЛЕННЯ З ШИНОЮ ПОСТІЙНОГО СТРУМІ.....	49
5.1 Обґрунтування економічної ефективності комбінованої енергосистеми на базі ВДЕ із використанням автономної фото-дизельної системи живлення з шиною постійного струмі.....	49
ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ.....	52
ПОСИЛАННЯ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	53

## ВСТУП

Сьогодні в усьому світі існують централізовані та децентралізовані зони енергопостачання. Централізоване енергопостачання здійснюється об'єднаними енергомережами, які охоплюють більшу частину населеної території; вони містять кілька типів джерел живлення з централізованою системою управління. Території децентралізованого енергопостачання охоплюють території, відключені від електромережі і мають лише один тип джерела живлення.

Автономні дизельні електростанції (АДЕС) в даний час використовуються переважно для живлення децентралізованих споживачів і груп споживачів. Основними недоліками ДЕС є висока вартість виробництва електроенергії, не відновлюваність дизельного палива, викиди парникових газів і забруднення навколишнього середовища. Розглянуто можливість електропостачання автономними енергосистемами, що поєднують вітроелектростанції (ВЕС) і гідроелектростанції (ГЕС), як альтернативу дизельному виробництву за рахунок переваг гідравлічного накопичення енергії.

Автономна енергосистема ВЕС/ГЕС – це поєднання ВЕС, ГЕС з водосховищем, системою автоматичного керування та розподільним пристроєм, об'єднаних силовими, інфраструктурними зв'язками та зв'язками передачі даних. Другим накопичувачем енергії вважається водневий накопичувач енергії.

Запропоновано процедуру параметризації водосховища ГЕС з урахуванням особливостей експлуатації ГЕС і ВЕС у складі енергосистеми з гідроаккумуляцією та водневою енергією. Розроблено математичні моделі режимів роботи ВЕС, ГЕС та водосховища, які враховують ресурсні, технічні та технологічні особливості їх роботи в децентралізованій системі енергопостачання. Запропоновано методику визначення резервного об'єму водосховища з урахуванням об'єктивних параметрів вітрових умов, особливостей ВЕС та конфігурації водосховища. Запропоновано метод твердого розрахунку потужності ВЕС на добу наперед для вирішення задачі оперативного планування режимів роботи енергосистеми. На основі

запропонованого підходу проведено моделювання режимів роботи енергосистеми ВЕС/ГЕС із сезонним накопичувачем та накопичувачем водневої енергії.

Запропоновані методики можуть бути використані при розв'язанні проектних задач для обґрунтування параметрів децентралізованої системи електропостачання у віддалених та ізольованих районах, а також для оцінки енергоекономічної ефективності заміни існуючих децентралізованих систем електропостачання на базі ДЕС з використанням імпортного дизельного палива екологічно чистими, безпечні системи на основі локального енергетичного ресурсу – сонячної, вітрової та гідравлічної енергії. Запропоновані методики також орієнтовані на вирішення задачі планування режимів роботи енергосистеми.

# РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД СУЧАСНОГО СТАНУ ПРОБЛЕМИ ВИКОРИСТАННЯ КОМБІНОВАНОЇ АВТОНОМНОЇ ЕНЕРГЕТИЧНОЇ УСТАНОВКИ НА БАЗІ ВІДНОВЛЮВАНИХ ДЖЕРЕЛ ЕНЕРГІЇ

## 1.1 Аналіз та характерні режими роботи комбінованої автономної енергетичної установки на базі відновлюваних джерел енергії в Україні

Сьогодні в усьому світі існують централізовані та децентралізовані зони енергопостачання. Централізоване енергопостачання здійснюється об'єднаними енергомережами, які охоплюють більшу частину населеної території; вони містять кілька типів джерел живлення з централізованою системою управління. Території децентралізованого енергопостачання охоплюють території, відключені від електромережі і мають лише один тип джерела живлення. Автономні дизельні електростанції (АДЕС) нині використовуються переважно для електропостачання децентралізованих споживачів і груп споживачів [1-4]. Гібридні енергетичні системи, що поєднують дизель-генераторні установки та системи відновлюваної енергії (вітро-дизельні електростанції (ВЕС/ДЕС), сонячно-дизельні електростанції (СЕС/ДЕС), комбінації ДЕС з міні- та мікро-ГЕС (міні- та мікро-ГЕС/ДЕС)) також широко використовуються. Карта зони енергопостачання децентралізованої ДЕС наведена на рис. 1.

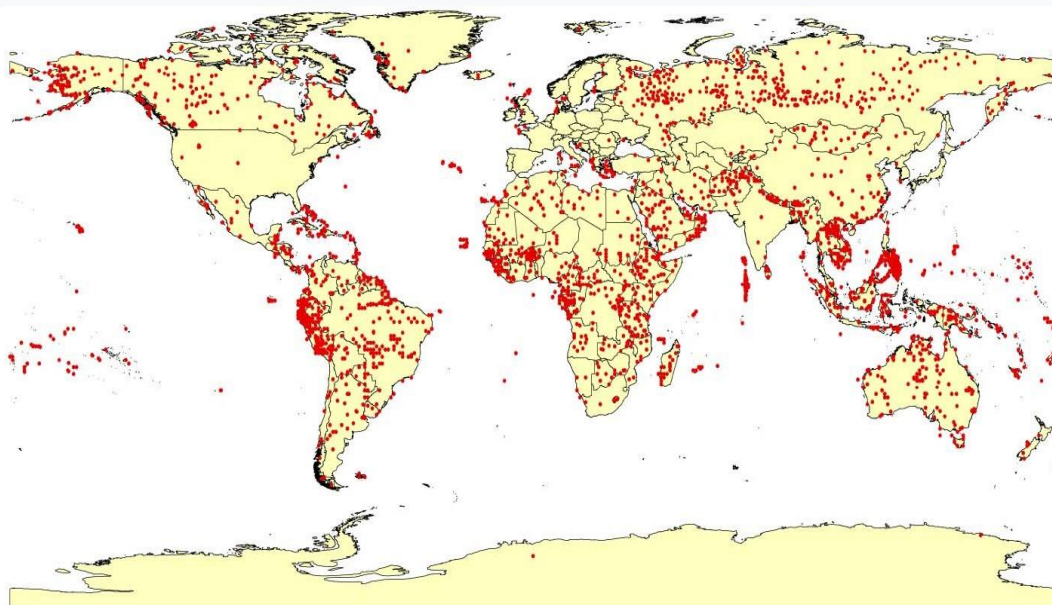


Рисунок 1 – Зони енергопостачання децентралізованих ДЕЕС [1, 3]



Більше 65% території України з населенням понад 15 млн. осіб віднесено до зон децентралізованого енергопостачання [3]. Загальна встановлена потужність автономних генеруючих установок з ДЕС становить близько 20 ГВт, а річна вироблення – близько 110 ТВт·год [1], при цьому одинична потужність автономних генеруючих установок може коливатися в діапазоні від 1-5 кВт до 15-18 кВт в відношення до типу споживача [3].

Основними недоліками ДЕС є висока вартість виробництва електроенергії (0,25-2€/кВт\*год [5]), не відновлюваність дизельного палива, викиди парникових газів і забруднення навколишнього середовища. Гібридні енергетичні системи, що поєднують ВЕС з водневими та гідравлічними накопичувачами енергії, можна розглядати, як альтернативу ДЕС у районах з достатньою потужністю вітрового потенціалу. Порівняльний аналіз систем накопичення енергії з відновлюваних джерел показує, що ефективність накопичення енергії водню може становити 23-25% [6, 7], тоді як ефективність накопичення енергії гідравлічної системи може становити 92-95% [3, 6]. Висока ефективність гідроакумуляції досягається за рахунок відсутності подвійного перетворення енергії. Проблеми накопичення гідравлічної енергії у водосховищі ГЕС розглядаються в [4, 8-16]. Проблеми накопичення енергії водню обговорюються в [6, 17-18]. Розглянуто можливість електропостачання автономними енергосистемами, що поєднують ВЕС і ГЕС, як альтернативу дизельній генерації; резервуар для зберігання води є першим накопичувачем енергії, а накопичувач енергії водню є другим накопичувачем енергії.

## **1.2 Оптимізація оперативного контролю автономної фото-дизельної системи живлення з шиною постійного СТРУМІ**

Природне зростання попиту на електроенергію, а також прогнозне вичерпання запасів викопного палива викликають активні дискусії серед країн-лідерів енергетичного сектора: використання традиційних вуглеводневих джерел енергії призвело до значного зростання рівень карбонізації повітря. Сьогодні саме зростання вуглецевого сліду є основною причиною глобального потепління [1, 3]. З початку промислової революції концентрація вуглекислого

газу в атмосфері зросла приблизно на 40 % [4]. Сьогодні можливо покращити екологічну ситуацію шляхом повторного впровадження відновлюваної енергії. Загальне світове виробництво електроенергії: 26 936 ТВт-год: Ядерний: 15,1%; Природний газ: 34,3%; Гідро: 15,1% джерел (ВДЕ). Внесок ВДЕ в останні роки зростає: на кінець 2019 року 30 % світового.

Відновлювані джерела енергії, не пов'язані з гідроенергією, і відходи: 15,8%; Вугілля: 15,8% Олія: 4,0% електроенергії було вироблено з ВДЕ [5]. Відновлювані джерела енергії, такі як сонячна, вітрова, гідроенергія, геотермальна енергія та біомаса, як випливає з назви, є легко відновлюваними та відносно екологічними.

Було доведено, що ВДЕ можна ефективно і раціонально використовувати в мікромережах завдяки деяким технічним та економічним перевагам. Мікромережа – це локалізована енергетична система, яка включає розподілену генерацію, включаючи відновлювані джерела енергії, накопичувачі електроенергії, навантаження, електростанцію та систему контролю споживання енергії, комунікації тощо. Це невелика енергосистема, яка може працювати автономно або в поєднанні з централізованими мережами. Мікромережа здатна відключатися від централізованої мережі та працювати автономно у разі критичних ситуацій: удари блискавки, грози, планові та позапланові відключення електроенергії, повалені дерева, землетруси, земляні роботи тощо. Саме технології ВДЕ використовуються як найбільш доцільні з точки зору забезпечення автономного режиму роботи мікромереж, які виробляють екологічно чисту електроенергію.

Актуальною проблемою сучасних досліджень є збільшення внеску ВДЕ, зокрема фотоелектричних (PV) систем, у загальний енергетичний баланс мікромережі. Увага до фотоенергетики пояснюється стійкою тенденцією до покращення її техніко-економічних характеристик. Саме ця тенденція сформувала актуальність цієї роботи: оптимізувати мікромережу з фотодизельним виробництвом відповідно до економічних та екологічних критеріїв.

Сьогодні поширеним способом зниження експлуатаційних витрат дизельних систем електропостачання змінного струму є інтеграція сонячних електростанцій з мережевими інверторами, що частково замінює генерацію дизель-генераторних (ДГ) установок [6 – 8]. Недоліком таких систем є обмеження генеруючої потужності СЕС відносно потужності ДГ з точки зору умови стабільності мережевого інвертора СЕС у локальній дизельній мережі. Усунути цей недолік можливо шляхом побудови фотодизельних електростанцій (ФДЕС) на постійному струмі при оптимальних номінальних потужностях енергетичного обладнання, керованого інтелектуальною системою керування. Вибір раціональних алгоритмів керування має вирішальне значення: він задає напрямок потоків енергії в компонентах системи та визначає пріоритетність функціонування кожного джерела енергії [9].

Автори проаналізували частину літератури. Зокрема, Б.К. Даз та ін. [10] представили генетичний алгоритм (GA) для формування витрат на енергію (COE), викидів CO<sub>2</sub> та відхідного тепла від автономної гібридної електростанції (SHPP). МГЕС включає фотоелектричну систему, систему накопичення електроенергії (ЕЕС), генератор і газові турбіни. В іншому дослідженні І. Р. Крістобаль-Монреаль і Р. Дюфо-Лопес [11] проаналізували вплив ВДЕ на мікромережу, яка складається з ЕЕС, DG та PV системи, також використовуючи GA. Їх нововведенням було врахування місячної температури навколишнього середовища, а також середньої сонячної радіації. В роботі [12] представлено оптимальну структуру ЕЕС з урахуванням надійності та економічності для мікромережі. За параметр впливу всієї ЕЕС на надійність енергосистеми в роботі було взято стан заряду батареї (SOC). Р. Кі- Кіліо та ін. [13] представили набір інструментів для проектування та планування продуктивності мікромережі, а також оптимізації розміру системи для виробництва електроенергії на основі статистичних оцінок навантаження. Б. Лі та ін. [14] запропонував метод керування потоком енергії та визначення розмірів для автономної системи, яка включає PV, паливні елементи (FC) та ЕЕС. Мета роботи була досягнута за допомогою лінійного програмування та GA на основі

обмежень. В. Жао та ін. [15] запропоновано метод визначення розміру важливих компонентів автономної системи, таких як сонячна електростанція, вітроелектростанція (ВЕС), ЕЕС і ГР. Багатоцільова функція враховувала такі ключові показники ефективності: викиди парникових газів, витрати на будівництво та виробництво відновлюваної енергії. Таким чином, при правильній стратегії управління енергією, оптимальне значення номінальної потужності енергоносіїв може збільшитися стабільність енергосистеми, забезпечення надійності електропостачання, мінімізація витрат електроенергії та збільшення внеску відновлюваної енергії. Залежно від конфігурації системи та цілей оптимізації реалізуються різні стратегії управління енергією на основі різних технічних та економічних критеріїв. Ці стратегії можуть відрізнятися за складністю, вимагаючи використання різних алгоритмів оптимізації [16].

### **1.3. Обґрунтування актуальності теми роботи**

Метою дослідження – підвищення ефективності роботи комбінованої автономної енергетичної установки на базі відновлюваних джерел енергії на основі гібридних енергетичних установок для умов м. Корець Рівненської області.

Відповідно до поставленої мети сформульовано наступні завдання дослідження:

1. Обґрунтувати автономне енергопостачання малих і середніх споживачів котре може бути організоване за рахунок використання потенціалу відновлюваних джерел енергії, особливо в тих віддалених районах, де високий їх потенціал і висока вартість традиційного палива;
2. Розробити схему електропостачання необхідну для сезонну та добову нерівномірність потоків сонячної енергії та вітру для різних регіонів;
3. Обґрунтувати використання сонячної енергії, виробленої фотоелектричними перетворювачами, котрі вимагатимуть використання накопичувачів надлишкової електричної енергії для згладжування добового виробництва та споживання електроенергії.

4. Обґрунтувати використання різних типів накопичувачів енергії, що дозволяють накопичувати та віддавати електроенергію протягом періоду від кількох секунд до багатьох годин і діб.

5. Обґрунтувати вибір приводу для визначення вимогами конкретного споживача та вихідними даними для системи енергоспоживання в цілому, як техніко-економічних особливостей експлуатації приводу

## РОЗДІЛ 2. ОБГРУНТУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ КОМБІНОВАНОЇ АВТОНОМНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ НА БАЗІ ВДЕ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ ВЕС/ГЕС

### 2.1 Обґрунтування математичної моделі режимів роботи комбінованої автономної енергосистеми на базі ВДЕ ВЕС/ГЕС

Автономна енергосистема ВЕС/ГЕС – це сукупність ВЕС, ГЕС з водосховищем, системою автоматичного керування (САУ) та розподільним пристроєм (РПУ), об'єднаних за потужністю, інфраструктурні зв'язки та підключення до даних. Другим накопичувачем енергії вважається водневий накопичувач енергії. Компоненти енергосистеми розташовані впритул один до одного та до споживача електроенергії з метою підвищення працездатності та ефективності. Схема комбінованої роботи ВЕС/ГЕС у складі автономної енергосистеми наведена на рис. 2.1.

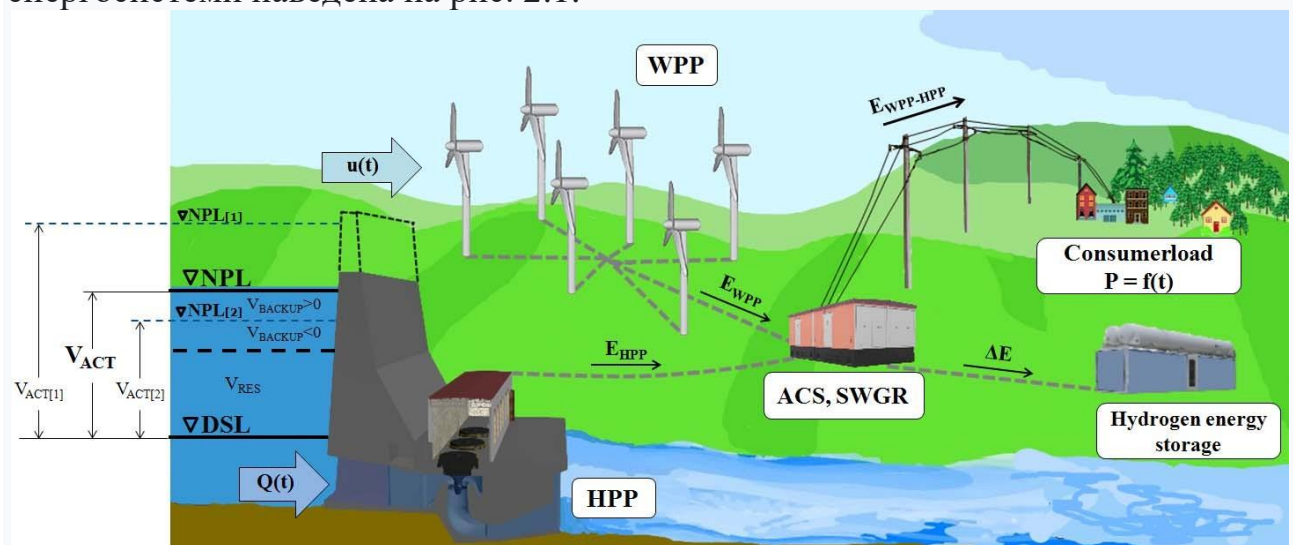


Рисунок 2.1 – Схема комбінованої роботи ВЕС/ГЕС у складі автономної енергосистеми

Якщо річна крива навантаження подається тільки від ГЕС, то корисний об'єм водосховища  $V_{ACT} [1]$  має бути  $\Delta NPL [1]$ . Якщо друге джерело живлення працює на  $N=const$  протягом дня включено, тоді корисний об'єм водосховища  $V_{ACT} [2]$   $\Delta NPL [2]$  буде достатнім для забезпечення кривої річного

навантаження. Якщо ВЕС використовується як друге джерело енергії, то швидкість і напрямок вітру коливатиметься в просторі та часі стохастично, тому режим роботи ВЕС і виробництво електроенергії ВЕС мають імовірнісний характер. Для того, щоб збалансувати зміну потужності ВЕС протягом доби та виробити стабільну потужність  $N_{WPP\_FIRM}$ , необхідно мати деякий резервний об'єм  $V_{BACKUP}$  водосховища, тобто для живлення гідроакумулюючої енергії вітрової енергії.

Модель водного балансу для водосховища ГЕС можна описати наступним рівнянням:

$$\begin{cases} V_{ACTi} = V_{BACKUPi} + V_{RESi} \\ V_i = V_{i-1} \pm V_{BACKUPi} - V_{RESi} + Q \cdot t \end{cases} \quad (2.1)$$

де  $V_{BACKUP-i}$  – резервний об'єм, який використовується для збалансування добової варіації потужності WPP і забезпечення стабільної потужності  $N_{WPP\_FIRM}$ ;  $V_{RES-i}$  – об'єм, який використовується для забезпечення решти кривої навантаження;  $Q_i$  – природний приплив до водосховища ГЕС.

Характеристики продуктивності ГЕС і ВЕС, засновані на акумулюванні води при постачанні децентралізованої кривої добового навантаження споживача, показані на рис. 2.2. Концепція акумулювання води полягає в перерозподілі нерівномірного виходу ВЕС на потужність ГЕС за рахунок зменшення резервного об'єму водосховища.

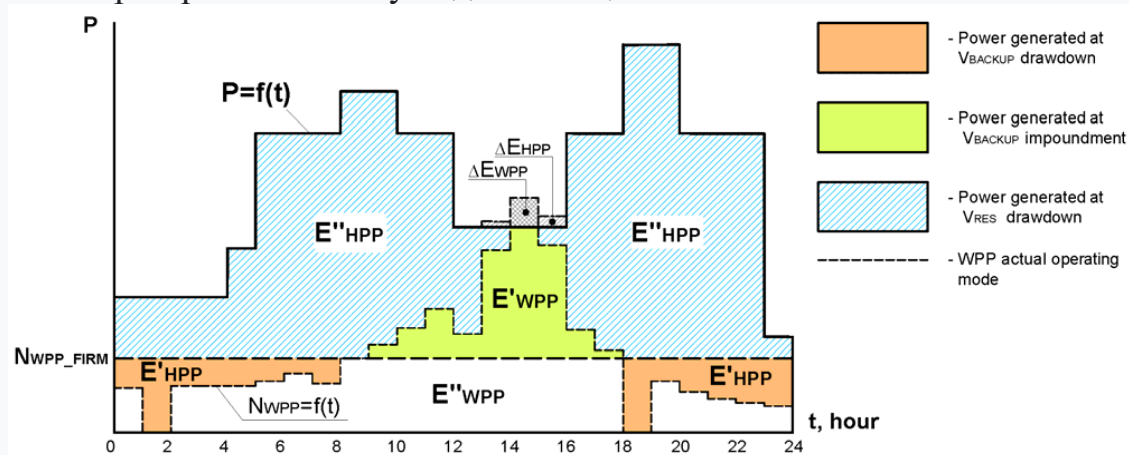


Рисунок 2.2 – Крива добового навантаження та виробітку енергосистеми ВЕС/ГЕС

Математична модель режимів роботи енергосистеми ВЕС/ГЕС – це набір із чотирьох пов’язаних моделей: модель режимів роботи ВЕС, модель режимів роботи ГЕС, модель режимів роботи водосховища та модель режимів роботи нижче за течією, які враховують обмеження режимів та критерії оптимізації.

Функції для оптимізації комбінованих режимів роботи ВЕС/ГЕС для кривої навантаження постачання описані в (2.2). Критеріями оптимізації є: забезпечення балансу потужності енергосистеми, максимізація виробництва електроенергії ВЕС та мінімізація втрат енергії ВЕС/ГЕС. Розрахунки ведуться для дискретних інтервалів часу по одній годині.

$$\begin{cases} P_i = E_{WPPi} + E_{HPPi} \pm \Delta E_i \\ E_{WPPi} \rightarrow \max \\ \Delta E_i \rightarrow \min \end{cases} \quad (2.2)$$

де  $i = 1 \div 8760$  – прогнозований інтервал протягом року,  $P_i$  – енергетичне зростання споживчого навантаження за інтервал;  $i_{WPP_i}$  – вихід ВЕС за інтервал  $i$ ,  $i_{HPP_i}$  – вихід ГЕС за інтервал  $i$ ,  $\Delta E_i$  – надлишок енергії за інтервал:

$$\begin{cases} E_{HPPi} = E'_{HPPi} + E''_{HPPi} \\ E_{WPPi} = E'_{WPPi} + E''_{WPPi} \end{cases} \quad (2.3)$$

де  $E'_{HPPi}$ ,  $E''_{HPPi}$ ,  $E'_{WPPi}$ ,  $E''_{WPPi}$  – кількість електроенергії, виробленої ГЕС і ВЕС на певному інтервал  $i$ . Генерація  $E'_{HPPi}$  і  $E_{WPPi}$  еквівалентна об’єму водосховища  $V_{BACKUP_i}$ :

$$V_{BACKUP_i} \Leftrightarrow E'_{HPPi} \text{ or } V_{BACKUP_i} \Leftrightarrow E'_{WPPi} \quad (2.4)$$

де

$$\begin{cases} E'_{HPPi} = \frac{E'_{WPPi}}{24} - E'_{WPPi}, \text{ at } E'_{WPPi} \leq \frac{E'_{WPPi}}{24} \\ E'_{WPPi} = E'_{WPPi} - \frac{E'_{WPPi}}{24}, \text{ at } \frac{E'_{WPPi}}{24} \leq E'_{WPPi} \\ \sum_{i=1}^{24} E'_{HPPi} = \sum_{i=1}^{24} E'_{WPPi} \end{cases} \quad (2.5)$$

де  $E_{WPP_i}$  — денна потужність WPP за проектний день  $i$ .



Резервний об'єм водосховища, необхідний для збалансування щоденних коливань потужності ВЕС протягом дня  $k$  можна описати наступним чином:

$$V_{\text{BACKUP}_i} = \max \begin{cases} \sum_i V_{\text{BACKUP}_i} \Leftrightarrow \sum_i E'_{\text{WPP}_i} \\ \sum_i V_{\text{BACKUP}_i} \Leftrightarrow \sum_i E'_{\text{HPP}_i} \end{cases} \quad (2.6)$$

Резервний обсяг, необхідний для постачання потужності ВЕС протягом року, можна описати таким чином:

$$V_{\text{BACKUP}} = \max\{V_{\text{BACKUP}_k}\}, \quad k = [1; 365] \quad (2.7)$$

Довідникові дані використовуються, як вихідні дані для розрахунку режимів роботи енергосистеми ВЕС/ГЕС при розв'язанні розрахункової задачі активного та резервного об'єму водосховища, необхідного для забезпечення добової та річної кривої навантажень; немає потреби в прогнозуванні доставки ресурсів. Виробництво ВЕС, а також його постійна потужність разом із необхідним резервним об'ємом водосховища протягом дня  $k$  розраховується з точки зору наявних польових даних про швидкість вітру, напрям вітру та річковий стік:

$$N_{\text{WPPFIRM}_i} = \frac{E_{\text{WPP}_i}}{24} \quad (2.8)$$

При вирішенні задачі оперативного планування режимів роботи енергосистем ВЕС/ГЕС на добу наперед використовуються наявні методики короткострокового прогнозу вітрової обстановки [9-12], які дозволяють прогнозувати посилення швидкості вітру на добу наперед з точністю  $\sim 95\%$ . Добова вихідна потужність  $E_{\text{WPP}_k}$  і потужність ВЕС  $N_{\text{WPP\_FIRM}_k}$  визначаються з точки зору прогнозованих даних за день  $(k - 1)$ , що передуює проектному дню, тоді об'єм водосховища  $V_{\text{BACKUP}}$ , необхідний для збалансування щоденних коливань потужності ВЕС протягом дня  $k$  розраховується за формула (2.6).

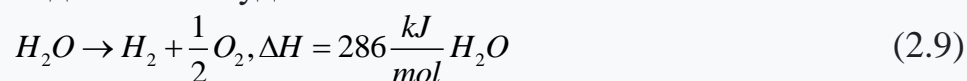
Таким чином, резервний об'єм водосховища використовується для обґрунтування гарантованої потужності ВЕС на добу наперед і для її

забезпечення в режимі реального часу. Якщо фактичний вихід ВЕС  $E_{WPP\_i}$  в момент  $i$  перевищує прогнозований середньо годинний вихід ВЕС  $E_{WPP\_k}/24$  значення то резервуар-сховище конфіскується, інакше – його просадка. Значення  $V_{BACKUP}=0$  відповідає режиму роботи енергосистеми, при якому  $N_{WPP}=N_{WPP\_FIRM}=\text{const}$ .

Об'єм водосховища  $V_{RES\_i}$  використовується для забезпечення решти кривої навантаження і він еквівалентний значенню виходу  $E''$ , яку можна розрахувати за формулою (2.3).

Надлишок енергії  $\Delta E$ , який генерують ВЕС і ГЕС, можна використовувати для виробництва водню шляхом електролізу води.

Фундаментальне співвідношення буде таке:



Вироблений водень можна зберігати в резервуарах, як правило, у формі стисненого газу, але іноді у формі рідини. Водень можна використовувати як паливо або через деякий час знову перетворити на електрику. За звичайних умов ( $0^\circ\text{C}$  і 1 атм (101 кПа)) питомий об'єм водню (тобто зворотна величина густини) становить  $11,11 \text{ Н}\cdot\text{м}^3/\text{кг}$ , де  $\text{Н}\cdot\text{м}^3$  – звичайний кубічний метр. Таким чином, вміст енергії водню за нормальних умов становить  $3,55 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{Н}\cdot\text{м}^3$  [6]. Водень стискається перед зберіганням через низьку щільність водню.

Вироблений водень може використовуватися, як паливо для виробництва електроенергії. Існують, по суті, два методи, за допомогою яких можна використовувати водень для виробництва електроенергії: газотурбінні генератори та паливні елементи. Водень можна використовувати в газовій турбіні (можливо, з деякими модифікаціями) подібно до використання природного газу. Водень можна використовувати безпосередньо або змішувати з природним газом. Ефективність накопичення енергії водню в обидві сторони при використанні газотурбінного генератора, з урахуванням електролізера (65–

75%), компресії водню (85–95%), газової турбіни (35–40%) та електрогенератора (95%), буде в діапазоні від 18% до 27% [6, 17].

Паливні елементи – це пристрої, які можна використовувати для безпосереднього перетворення водню в електрику. Концептуально їх можна розглядати, як протилежність електролізерів. Насправді паливні елементи мають різні конструкції. На сьогодні доступні такі види водневих паливних елементів: протону обмінну мембрани (PEM), фосфорно-кислотні, розплавлені карбонатні, лужні, твердо оксидні. Ефективність перетворення водневої енергії в електричну може бути порядку 50–60% залежно від типу паливного елемента та особливостей його роботи [6, 18].

Значення потужності  $E_{WPP_i}$  та потужності ВЕС  $N_{WPP_i}$  для кожного моменту  $i$  розраховується в термінах значення продуктивності вітряної турбіни за такою формулою:

$$E_{WPP_i} = N_{WPP_i} \cdot \Delta t \quad (2.10)$$

$$N_{WPP_i} = \sum_{j=1}^n N_{WPP_{ij}}(u_i) \cdot \varphi_{ij} \quad (2.11)$$

де  $N_{WT_{ij}}(u_i)$  – потужність  $j$ -ї вітряної турбіни, визначена з кривої енергоефективності по відношенню до швидкості вітру на висоті осі ротора вітряної турбіни  $u_i$  та вибраного типу вітряної турбіни;  $n$  – кількість вітряних турбін на ВЕС;  $\varphi_{ij}$  –  $j$ -й коефіцієнт втрат енергії вітряної турбіни внаслідок взаємодії вітряних турбін. На основі симуляційного дослідження та польових спостережень [6, 22] встановлено, що втрати енергії за рахунок взаємодії вітряних турбін становлять 5%.

Режим роботи ГЕС у складі енергосистеми з ВЕС відповідає режиму роботи ГЕС з балансовим накопиченням. Проблема гідроенергетичного режиму роботи ГЕС у поєднанні з ВЕС зосереджена на визначенні фактичних параметрів роботи агрегатів ГЕС, які дозволяють виконати критерії оптимізації

без порушення обмежень, що накладаються на режими роботи ГЕС та водосховища.

Значення потужності  $N_{HPP_i}$  для кожного моменту  $i$  розраховується за такою формулою:

$$N_{HPP_i} = P_i - N_{WPP_i} \quad (2.12)$$

При цьому потужність ГЕС становить:

$$N_{HPP_i} = m \cdot N_{HUi} \quad (2.13)$$

$$N_{HUi} = 9,81 \cdot Q_{HUi} \cdot H_i \cdot \eta_i \quad (2.14)$$

де  $N_{HUi}$  – потужність гідроагрегату;  $m$  – кількість діючих гідроагрегатів;  $Q_{HUi}$  – скидання води через агрегат ГЕС;  $H_i$  керівник ГЕС;  $\eta_i$  – ККД гідроагрегатів.

Вихідне значення  $E_{HPP_i}$  можна описати наступним чином:

$$E_{HPP_i} = N_{HPP_i} \cdot \Delta t \quad (2.15)$$

Напір ГЕС  $H_i$  розраховується, як різниця між значенням статичного напору  $H_{0_i}$  та втратою напору від водозабору до турбінної шахти  $\Delta H_i$ , залежно від випуску через гідроагрегати та геометрії шляху водопостачання  $G$ . Його можна описати так:

$$H_i = H_{0_i} - \Delta H_i \quad (2.16)$$

де  $H_{0_i} = Z_{HW_i} - Z_{DW_i}$  – статичний напір ГЕС;  $\Delta H_i = f(Q_{HUi}; G)$  – це втрата голови.

Напірний рівень води  $Z_{HW_i}$  визначається за кривою співвідношення рівнів води та об'єму води у водосховищі таким чином:

$$Z_{HW_i} = f(V_i) \quad (2.17)$$

Рівень нижче за течією залежить від фактичної потужності ГЕС і від скидів у гідросистемі нижче за течією і може бути описаний таким чином:

$$Z_{DW_i} = f(N_{HPP_i}; Q_{DW_i}) \quad (2.17)$$

де  $Q_{DW_i}$  – витрата в гідросистемі нижче за течією:

$$Q_{DWi} = Q_{HPPi} + Q_{IDi} + Q_{ODi} \quad (2.18)$$

де  $Q_{IDi}$  – холостий скид ГЕС,  $Q_{ODi}$  – інший скид води вниз (фільтрація, шлюз, скиди через рибні трапи тощо).

Таким чином, визначення режиму роботи ГЕС у поєднанні з ВЕС у момент  $i$  зосереджено на розв'язуванні одночасних рівнянь (2.19), що стосуються необхідної  $Q_{HPPi}$  з урахуванням наступних обмежень.

$$\left\{ \begin{array}{l} N_{HPPi} = P_i - N_{WPPi} \\ N_{HU_i} = m \cdot 9,81 \cdot Q_{HU_i} \cdot H_i \cdot \eta_i \\ Q_{HU_i} = \frac{Q_{HPPi}}{m} \\ H_i = Z_{HW_i} - Z_{DW_i} - \Delta H_i \\ \eta_i = f(N_{HU_i}; H_i) \\ V_i = V_{i-1} \pm V_{BACKUPi} - V_{RESi} + Q_i \cdot \Delta t \\ Z_{HW_i} = f(V_i) \\ Z_{DW_i} = f(N_{HPPi}; Q_{DW_i}) \\ Q_{DW_i} = Q_{HPPi} + Q_{IDi} + Q_{ODi} \end{array} \right. \quad (2.19)$$

Режими роботи ГЕС і водосховища обмежені:

- за балансом потужності ГЕС:

$$N_{HPPi} = \sum_{j=1}^m N_{HU_j} \quad (2.20)$$

- за відхиленням потужності ГЕС:

$$N_{HPP \min} \leq N_{HPPi} \leq N_{HPP \max} \quad (2.21)$$

- за відхиленням потужності гідроагрегатів:

$$N_{HU \min} \leq N_{HU_i} \leq N_{HU \max} \quad (2.22)$$

Функціональна зона блоків обмежена діапазоном від 20% до 100% встановленої потужності  $N_{HU\_INST}$  значення [23].

Таким чином ми маємо:

$$N_{HU \max} = N_{HU\_INST} \quad (2.23)$$

$$N_{HU_{\min}} = 0,2 \cdot N_{HU_{INST}} \quad (2.24)$$

керівником ГЕС:

$$H_{\min} \leq H_i \leq H_{\max} \quad (2.25)$$

де  $H_{\min}$  і  $H_{\max}$  – мінімальний і максимальний напір ГНС відповідно.

за пропускною здатністю ГЕС:

$$Q_{HU_{\min}} \leq Q_{HPPi} \leq m \cdot Q_{HU_{\max}} \quad (2.26)$$

де  $Q_{HU_{\min}}$  і  $Q_{HU_{\max}}$  мінімальний і максимальний розряд гідроагрегатів відповідно, оцінений за допомогою діаграми висоти гідротурбіни.

за обсягом зберігання:

$$V_{INACT} \leq V_i \leq V_{TOT} \quad (2.27)$$

за режимом роботи напірної води:

$$\Delta DZL \leq Z_{HWi} \leq \Delta NPL \quad (2.28)$$

за режимом роботи вниз:

$$\begin{cases} Z_{DWi} \geq Z_{DW}(Q_{\min}) \\ Q_{DWi} \geq Q_{\min} \end{cases} \quad (2.28)$$

де  $Q_{\min}$  – мінімальна вимога для викиду вниз за течією.

## 2.2 Результати дослідження математичної моделі режимів роботи комбінованої автономної енергосистеми на базі ВДЕ ВЕС/ГЕС

Параметри енергосистеми ВЕС/ГЕС з сезонно акумулюючим резервуаром та накопичувачем водневої енергії в децентралізованому регіоні, розташованому на північному сході Рівненської області, визначено за методикою, зазначеною в [10, 11]: встановлена потужність енергоблоку – 8,5 МВт. (в тому числі ВЕС – 1,5 МВт, ГЕС – 7 МВт); річне виробництво електроенергії – 15 ГВт·год (в т.ч. ВЕС – 4,6 ГВт·год, ГЕС – 10,4 ГВт·год); Активна ємність ГЕС – 30,5 млн м<sup>3</sup>. На сьогодні енергопостачання області здійснюється Атомною-електростанцією, яка живить 26 міст з населенням

близько 7 тис. Річна економія дизельного палива за рахунок заміни існуючої ДЕС на енергосистему ВЕС/ГЕС становитиме близько 4000 м<sup>3</sup>, а економічний ефект від впровадження енергосистеми ВЕС/ГЕС – 2 млн. дол./рік при вартості дизпалива 0,5 дол./л.

Річні та добові криві навантаження, середньодобова витрата води річки Горинь, швидкість і напрямок вітру погодинні дані спостережень на метеостанції Рівне, продуктивність та експлуатаційні характеристики обладнання ВЕС/ГЕС, цифрова модель рельєфу, що використовується для моделювання території ВЕС та водосховища поверх є вихідними даними для моделювання режимів роботи енергосистеми ВЕС/ГЕС.

Графіки добової зміни швидкості вітру та річкового потоку за грудень та червень наведені на рис. 2.3. Короткострокова зміна протягом доби характерна переважно для вітроенергетики. Мінливість річкового потоку має довгостроковий стан і його майже не спостерігається в короткострокових часових рамках, тому гідравлічну енергію можна використовувати, як надійне джерело енергії в короткострокових часових рамках.

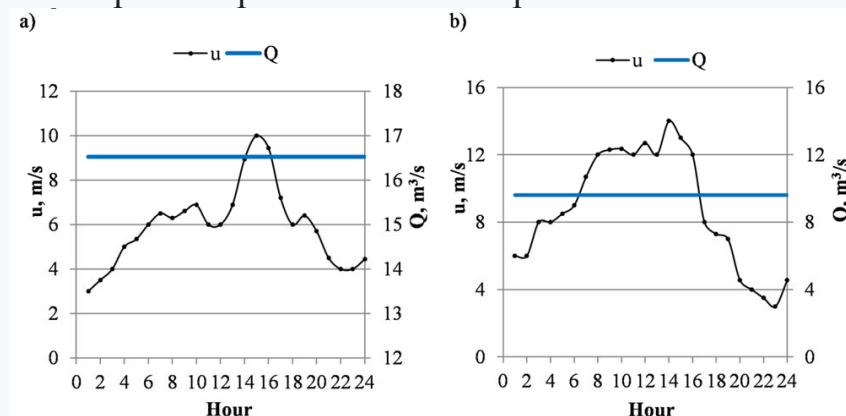


Рисунок 2.3 – Добові зміни швидкості вітру та потоку річки: а) – червень; б) – грудень

Приклад типової добової кривої навантаження енергосистемою ВЕС/ГЕС наведено на рис. 2.4. Фактична потужність ВЕС змінюється з часом відповідно до діаграми добової зміни швидкості вітру; крім того перерозподіл енергії ВЕС

протягом доби здійснюється накопиченням води. Приклад типової річної кривої навантаження енергосистемою ВЕС/ГЕС наведено на рис. 2.5.

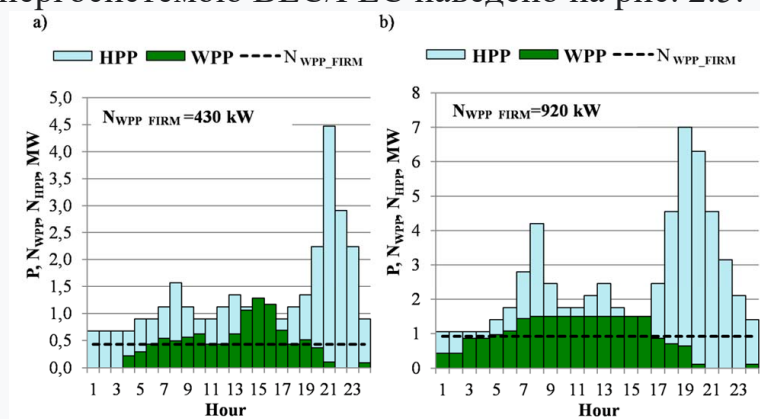


Рисунок 2.4 – Режими роботи енергосистеми ВЕС/ГЕС на добовій кривій навантаження: а) – червень; б) – грудень

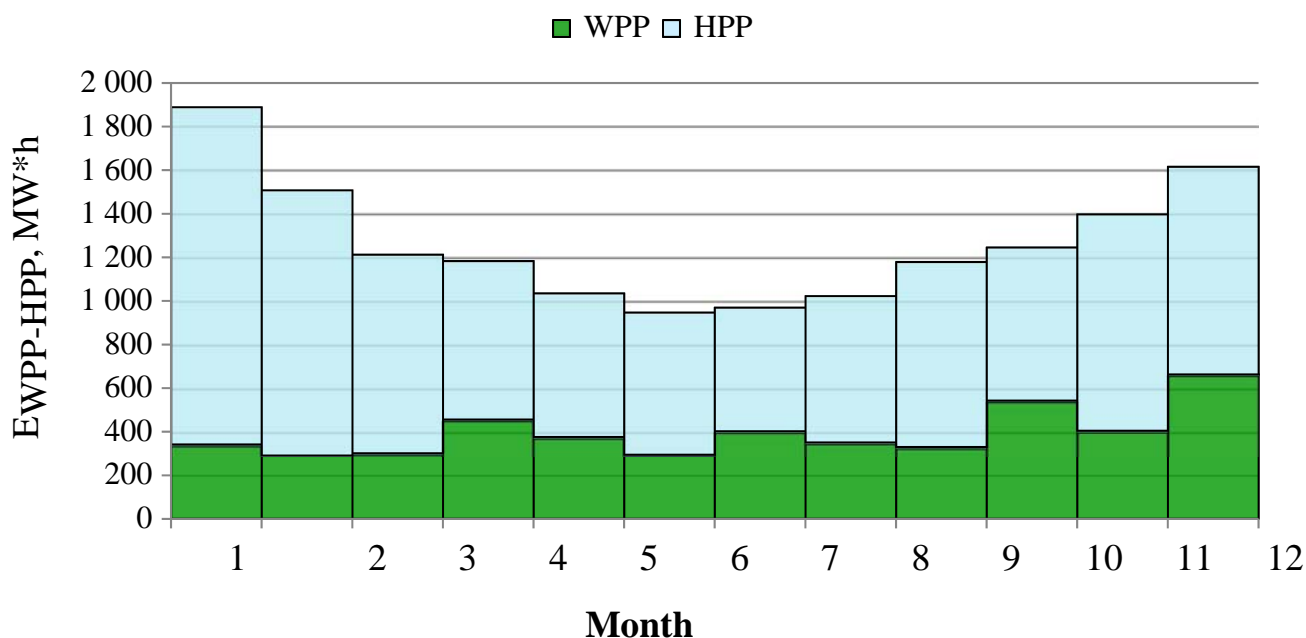


Рисунок 2.5 – Режими роботи енергосистеми ВЕС/ГЕС при річній кривій навантаження

Гідралічне сховище енергії вітру за резервним об'ємом сховища ГЕС показано на рис 2.6. Зниження об'єму резервного сховища здійснюється в проміжки часу, коли швидкість вітру низька, а фактична потужність ВЕС менша за прогнозовану  $N_{WPP\_FIRM}$  (наприклад, часові інтервали з 1:00 до 5:00 та з 5:00 вечора). до 12:00 на зимовому графіку). Збирання резервного



обсягу сховища виконується в проміжки часу, коли швидкість вітру висока, а фактична потужність ВЕС перевищує  $N_{WPP\_FIRM}$  (наприклад, проміжки часу з 5:00 до 17:00 на зимовій карті). Значення обсягу  $V_{BACKUP}=0$  на рис. 2.8 відповідає режиму роботи енергоблоку, при якому  $N_{WPP}=N_{WPP\_FIRM}=\text{const.}$

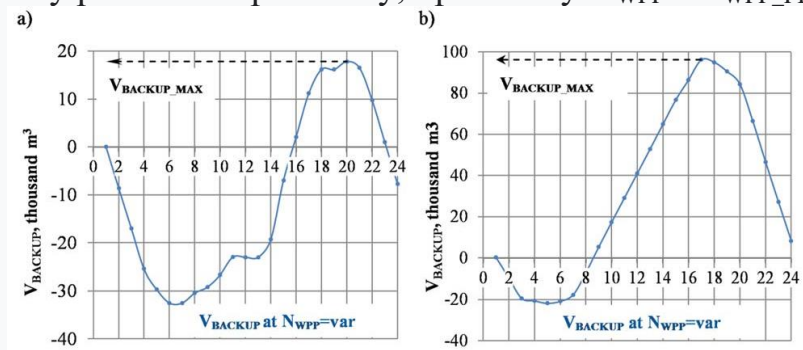


Рисунок 2.6 – Діаграма добової зміни резервного об’єму акумуляції ГЕС:

а) – червень; б) – грудень

Згідно з даними моделювання, для цілого року було визначено, що кінцевий резервний об’єм накопичувача ГЕС має складати 100000 м<sup>3</sup>, щоб отримати максимальну ефективність енергосистеми та отримати постійну потужність ВЕС протягом року, річне виробництво електроенергії для накопичення енергії водню становить близько 0,9 ГВт·год (6% річного виробництва електроенергії енергосистемою ВЕС/ГЕС).

### 2.3 Обговорення результатів дослідження математичної моделі режимів роботи комбінованої автономної енергосистеми на базі ВДЕ ВЕС/ГЕС

1. Запропоновано процедуру параметризації водосховища ГЕС з урахуванням особливостей експлуатації ГЕС і ВЕС у складі енергосистеми з гідроакумуляцією та водневою енергією.

2. Розроблено математичні моделі режимів роботи ВЕС, ГЕС та водосховища, які враховують ресурсні, технічні та технологічні особливості їх роботи в децентралізованій системі електропостачання.

3. Запропоновано методику визначення резервного об'єму водосховища з урахуванням об'єктивних параметрів вітрових умов, особливостей ВЕС та конфігурації водосховища.

4. Запропоновано метод розрахунку твердої потужності ВЕС на добу наперед для вирішення задачі оперативного планування режимів роботи енергосистеми.

5. На основі запропонованого підходу виконано моделювання режимів роботи енергосистеми ВЕС/ГЕС з сезонно-акумуляюючим резервуаром та накопичувачем водневої енергії в Рівненській області; дані моделювання показали, що для забезпечення річної кривої споживчого навантаження енергосистемою ВЕС/ГЕС із встановленою потужністю 8,5 МВт (включаючи 1,5 МВт ВЕС) і потужністю 15 необхідна активна ємність накопичувача 30,5 млн. м<sup>3</sup>, включаючи резервний обсяг 100 тис. м<sup>3</sup>. ГВт·год (в т.ч. 4,6 ГВт·год ВЕС), крім того фірмова потужність ВЕС коливається від 430 кВт до 920 кВт протягом року; річне виробництво електроенергії для зберігання енергії водню становить 6% від річного виробництва електроенергії енергосистеми ВЕС/ГЕС).

6. Найбільш перспективними регіонами України для впровадження енергосистем ВЕС/ГЕС є регіони, що характеризуються високими значеннями вітроенергетичного і гідроенергетичного потенціалу: Івано-Франківської, Львівської, Закарпатської областей. Тому, даний вид комбінованої автономної енергосистеми на базі ВДЕ для м. Корець Рівненської області є обмежено придатним за відсутності малої швидкості вітру. Тому слід продовжити в третьому розділі розгляд інших комбінованих автономних енергосистеми на базі ВДЕ зокрема на основі використання сонячної енергії.

## **РОЗДІЛ 3. ОБГРУНТУВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ КОМБІНОВАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ НА БАЗІ ВДЕ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ АВТОНОМНОЇ ФОТО-ДИЗЕЛЬНОЇ СИСТЕМИ ЖИВЛЕННЯ З ШИНОЮ ПОСТІЙНОГО СТРУМІ**

### **3.1 Обґрунтування математичної моделі режимів роботи комбінованої енергосистеми на базі ВДЕ із використанням автономної фото-дизельної системи живлення**

В Україні автономна генерація є практичним варіантом доступу віддалених споживачів до електроенергії. Системи автономного електропостачання найбільш широко використовуються для забезпечення електричною енергією наступних груп споживачів: індивідуальні споживачі малої номінальної потужності від одиниць до десятків кВт: котеджі та заміські будинки. Це також стосується побутових груп споживачів електроенергії номінальною потужністю від десятків до сотень кВт: окремих великих житлових будинків і мікрорайонів, різноманітних об'єктів соціальної сфери, сіл, малоповерхових селищ.

Мета економії на технічному обслуговуванні, будівництві ліній електропередач, доріг і послуг доставки палива вже давно є технічно та економічно виправданою для таких систем, що працюють на дизель-генераторних установках. Однак за нинішнім курсом валют вартість енергії, виробленої з джерел малої генерації, що працюють на викопному паливі, становить не менше 0,40–0,50 \$ за кВт/год. З цієї причини підвищення енергоефективності та використання відновлюваної енергії стають надзвичайно привабливими. Масштаби використання відновлюваної енергії в Україні все ще відстають від Європи, але тенденція до розширення помітна. За даними [17],

щорічно з бюджету на субсидування тарифів на електроенергію у віддалених регіонах витрачається понад 50 млн. грн. Враховуючи цілі енергетичної стратегії до 2035 року, необхідно створити передумови для збільшення частки ВДЕ: досягти до 3,7 % частки ВДЕ в загальному обсязі введеної в експлуатацію електростанцій, до 2,2 % у виробництві електроенергії з ВДЕ, а згодом – заміна місцевої дизельної генерації. Досягненню цих показників може сприяти розгляд систем постійного струму.

Фото-дизельні електростанції постійного струму можна використовувати для груп споживачів, описаних вище. Досвід США, Норвегії, Німеччини, Польщі та Канади доводить економічність таких рішень [18–20]. На думку авторів, реалізація таких проектів дозволить суттєво скоротити витрати бюджету на доставку палива. Для забезпечення високої надійності електропостачання автономних споживачів система містить гарантоване джерело живлення: дизельний або бензиновий генератор. Авторами запропоновано структурну схему побудови фото-дизельної електростанції постійного струму (ФДЕС постійного струму), яку доцільно використовувати для систем електропостачання малої потужності; це показано на рис. 3.1. У цій конструкції ПДПП з шиною постійного струму джерела підключаються через власні перетворювачі до шини постійного струму. ЕЕС підключається до тієї самої шини через двох напрямлений перетворювач DC/DC. Шина змінного струму (шина змінного струму) є використовується для підключення до нього навантаження. Якщо є достатньо енергії, резерву в ЕЕС, навантаження живиться від фотоелектричної установки через автономний інвертор напруги. Коли залишкова потужність ЕЕС падає нижче допустимо їх обмеження (контролюється показник SOC), система управління формує керуючий сигнал на включення генератора, який подає електроенергію споживачам, а ЕЕС переходить в режим зарядки.

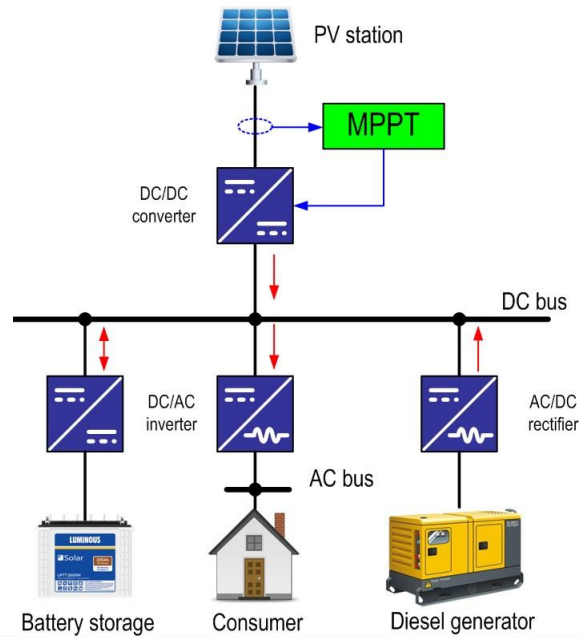


Рисунок 3.1 – Схема системи живлення фото-дизеля малої потужності

Автори пропонують проаналізувати та запропонувати модернізацію такої мікромережі для непромислового споживача, м. Корець, Рівненська область.

Споживач – це малоповерхова забудова, а місто забезпечено електроенергією цілодобово. Особливістю даного споживача є те, що діюча дизель-електростанція складається з чотирьох ДГ загальною потужністю 138 кВт. При цьому лише одна ДГ.

У цій кваліфікаційній роботі автори використовують звичайну цілочисельну лінійну розв'язувальну програму комплексу Matlab intlinprog. Офіційний сайт MathWorks надає допомога по цій функції [22]. Унікальні особливості Solver є простотою синтаксису виклику, відносно низькою обчислювальний час. Це відповідає всім необхідним повторним вимоги до вирішення задачі оптимізації складу ДК ПДПП. Нижче наведено вхідні параметри розв'язувана в загальному вигляді:

$$\min_x f^T x \text{ subject to } \begin{cases} x(\text{int com}) \text{ are integers} \\ A \cdot x \leq b \\ Aeq \cdot x = beq \\ lb \leq x \leq ub \end{cases} \quad (3.1)$$

Функція `intlinprog` (1) містить систему обмежень, яка містить змінні, які мають бути оголошені перед викликом розв'язувача:  $x$  – вектор змінних, для яких потрібно розв'язати, тобто.  $A_{eq}$  розв'язувач здатний оптимізувати функцію відносно кількох змінних; `intcon` – це вектор, який визначає, яка зі змінних для розв'язання має бути цілими числами. Після цього йдуть різного роду обмеження: оскільки шукані змінні є вектором, параметри  $A$  і  $A_{eq}$  є матрицями, оскільки для кожного з невідомих може бути більше одного обмеження;  $lb$ ,  $ub$  – нижня та верхня межі для вектора невідомих змінних. Основною умовою роботи програмного коду є дотримання балансу потужностей.

Процес оптимізації здійснюється для кожного середнього дня кожного сезону, тобто  $A_{eq}$  4 рази. Спочатку необхідно розрахувати енергію, яку генерує фотоелектричний модуль у кожному конкретному випадку. Цей процес буде представлений нижче. Нижче наведено фрагмент коду програми, яка викликає розв'язок:

```
lb = [0,0];
ub = [N_pv,W_dg]; x_all = zeros(1,2);
fval_all = zeros(1,1);
for i = 1:4
f_on_i_step=f(i,[1,2]);
A_on_i_step=Aeq(i,[1,2]);
b_on_i_step=beq(i);
[x,fval]=intlinprog (f_on_i_step,intcon, [], [],
A_on_i_step,b_on_i_step,lb,ub,options);
x_all(i,[1,2]) = x;
fval_all(i) = fval;
end
```

Функція `Intlinprog` використовується для оптимізації цільової функції загальної вартості побудови та експлуатації системи. Такий підхід дає змогу розподілити вироблену потужність між компонентами енергосистеми, як

основу для максимізації технічних та економічних переваг технології постійного струму. Нижче наведена функція мінімізації цілі (3.2):

$$f(x) = n_1 C_{spec}^{PV} W_{PV} + n_2 C_{spec}^{DG} W_{DG} + n_3 C_{spec}^{EES} W_{EES} \quad (3.2)$$

де  $W_{PV}$ ,  $W_{DG}$  і  $W_{EES}$  є фактичним річним виробництвом електроенергії кожним генеруючим джерелом, а також кількість енергії, накопиченої в ЕЕС;  $n_1$ ,  $n_2$ ,  $n_3$  – вектори шуканого змінні: оптимальна кількість фотоелектричних модулів, частина енергії, взятої з ДГ, оптимальна кількість моноблоків ЕЕС відповідно.

Система обмежень на цільову функцію (3.3) представлена нижче:

$$\begin{cases} n_1, n_2, n_3 \geq 0 \\ n_1 \leq n_{max}^{PV} \\ n_2 \leq W_{DG} \\ n_1 W_{PV} + n_2 W_{DG} + n_3 W_{EES} = W_{load} \end{cases} \quad (3.3)$$

В якості вихідних даних використовуємо номінали обладнання, значення інсоляції в зоні електропостачання приміщення, температура навколишнього середовища, розрахункові дані по орієнтації фотомодуля в просторі, а також запропоновані варіанти розташування ФЕ електростанція. На основі цих даних фактичні річні дані виробництва електроенергії від одного фотоелектричного модуля визначається. Далі питомі витрати на одиницю виробленого електроенергії розраховуються для підсумкового річного виробництва. Шляхом мінімізації функції цільової вартості (3.2) ми визначаємо оптимальну кількість еталонних фотоелектричних модулів для кожного сезону, очікуване використання енергії від DG і кількість моноблоків ЕЕС.

```

W_sum_pv_y = 0;
for i = 1:4
    W_sum_pv_s = 0;
    for j = 1:24
        W_pv = KPD_pv * S_pv * Insol(i,j);
        W_sum_pv_s = W_sum_pv_s + W_pv;
    end

```

```

if W_sum_pv_s > P_nom_pv / 1000
W_sum_pv_s = P_nom_pv / 1000;
end
W_sum_pv_s = W_sum_pv_s * 90;
W_sum_pv_y = W_sum_pv_y + W_sum_pv_s;
end

```

У представленому фрагменті програмного коду розрахунок ведеться за принципом підсумовуючи енергію, вироблену кожним фотоелектричним модулем для кожної години середнього дня пори року. Два вкладені оголошено цикли  $f_{or}$ . Вони змінюють сезон і середнього дня відповідно. У програмному коді змінна  $i$  означає номер сезону (перший сезон літо), змінна  $j$  означає поточну годину. Кодекс передбачає обмеження виробництва електроенергії одним фотоелектричним модулем, виходячи з його максимуму (номінальної) потужності. У зв'язку з цим, щогодини ми перевіряємо чи перевищує генерована погодинна енергія встановлений ліміт у вихідних даних змінна  $W_{sum\_pv\_s}$ . Якщо межа не перевищено, то годинна енергія розраховується до лінійної функціональної залежності; інакше це так обмежена максимальною (номінальною) потужністю. Далі, споживання електроенергії для кожного сезону розраховується за оцінкою споживаючи щодня, а не щогодини, енергію протягом 90 днів.

Після визначення фактичної річної енергії необхідно розрахувати його собівартість і рентабельність використання джерел порівняно з іншими. Автори приходять до такого висновку сьогодні залежності вартості номінальної потужності. Обладнання фотоелектричних установок щодо їх номінальної потужності близький до лінійного; отже, результати оптимізації є гнучкими та рекомендовану кількість еталонних елементів можна замінити пропорційним



числом елементів інших номінальних потужностей. Однак це твердження навряд чи застосовано до ЕЕС.

Отже, необхідно передбачити, а більш точний, погодинний розрахунок енергетичного дефіциту *cit/surplus* і визначити кількість посилань на ЕЕС рекомендовані до установки моноблоку. Для фотоелектричного вибору системи, витрати розраховуються приблизно, враховуються лише основні компоненти. Річний визначаються витрати на обслуговування фотоелектричного модуля і отримані річні витрати (3.4) діляться на кожен кВт·год виробленої електроенергії за сезон.

$$C_{spec}^{PV} = \frac{Price^{PV}}{LT_{PV} W_{sum\_pvy}} \quad (3.4)$$

де  $P_{rice}^{PV}$  – ціна одного фотоелектричного модуля;  $LT_{PV}$  – номінальний термін служби.

Облік собівартості функціонування DG (3.5) складається з двох компонентів: вартість апарату та вартість палива. Витрата палива наведено при середньому коефіцієнті навантаження (*Load\_factor2*) середній день кожної пори року:

$$C_{pec}^{DG} = \frac{Fuel\_cost}{Load\_factor2 \cdot P_{pomDG}} + \frac{Price^{DG}}{Load\_factor2 \cdot P_{pomDG} \cdot 8760 \cdot LT_{DG}} \quad (3.5)$$

де *Fuel\_cost* – вартість палива;  $Price^{DG}$  – ціна DG;  $LT_{DG}$  – термін його служби.

Основним критерієм економічної ефективності є собівартість 1 кВт·год електроенергії (3.6). Цей критерій визначається на основі такого виразу:

$$COE = \frac{\frac{1}{T} K + C}{P_{rated}} \quad (3.6)$$

де  $P_{rated}$  – номінальна потужність джерела живлення (кВт); *K* – загальний обсяг інвестицій в електростанцію, \$; *T* – економічний термін служби обладнання, років; *C* – загальні річні експлуатаційні витрати, \$.

До цього часу кількість фотоелектричних модулів зросла визначено, а також прогнозоване використання потужності DG. Оскільки погодні умови передбачувані лише статистично, а попередньо розраховані потужності ВДЕ не завжди доступні, вказати точну кількість акумуляторів неможливо необхідні та достатні для безперебійного електропостачання до навантаження. Щоб гарантувати живлення навантаження під час періоди, коли неможливо виробити достатню кількість енергії від ВДЕ, наприклад, взимку, або в екстрених випадках ситуацій пропонується наступний метод визначення збільшення кількості батарей в ЕЕС.

```
Nb=zeros(1,4);
```

```
Cost_b1=zeros(1,4);
```

```
Cost_b2=zeros(1,4);
```

```
for i = 1:4
```

```
Wb=0;
```

```
for j = 1:24
```

```
if Del(i,j) < 0
```

```
Wb = Wb + Del(i,j);
```

```
end
```

```
end
```

```
Nb(i) = round(-Wb / P_b1);
```

```
Cost_b1(i)=round(Nb(i) * Price_b1 / LT_b1 / 365);
```

```
Cost_b2(i)=round(Nb(i) * Price_b2 / LT_b2 / 365);
```

```
end
```

Матриця дисбалансу Del(i,j) була попередньою сформовано: визначено дефіцит або надлишок енергії щогодини за кожен середню добу сезону. Доступна загальна годинна енергія всіх фотоелектричних модулів визначається

(процес подібний до річного виробництва фотоелектричних модулів, які були представлені вище), потім енергія, необхідна навантаженню в дану годину, є від отриманого значення.

Треба виключити будь-який надлишок енергії з отриманої матриці та проаналізуйте тільки дефіцитні години. Після мінімізації собівартості буде вказано очікуване використання потужності DG за кожен середньодобовий; тому необхідно пом'якшити найбільш дефіцитні години з цією енергією. Коли всі розрахункова енергія ДГ використана, залишок розраховується загальний енергодефіцит за добу. Ця сума енергії мають покривати моноблоки ЕЕС.

Автори пропонують розглядати два види зберігання технології, які стали часто використовувати в сонячній енергетиці електростанції: літій-залізо-фосфатні акумулятори (LiFePO<sub>4</sub>, LFP) і броньовані підкласи батарей (OPzS).

Ці технології відповідають вимогам фотоелектричних установок: висока циклічність (кількість тривалих циклів заряду/розряду), низький саморозряд, широкий діапазон робочих температур, мінімальне обслуговування та прийнятність глибокого заряд (до 80%). Такі технології мають значну ресурс для циклічної роботи влітку, а також хороші потенціал для переважно буферної роботи взимку. Автори порівнюють ці технології та дають свої рекомендації. рекомендації щодо їх використання в рамках DC PDPP.

### **3.2 Результати дослідження режимів роботи комбінованої енергосистеми на базі ВДЕ із використанням автономної фото-дизельної системи живлення**

Кейс А. Технічні показники Кімоваара система живлення без модернізації до постійного струму PDPP є показано на рис. 3.2. Система автономного електропостачання на основі DG працює при надзвичайно високому споживанні дизельного палива на 1 кВт·год, значний рівень антропоген вплив на навколишнє середовище, а також незадовільний чистий коефіцієнт

потужності (NCF) DG. Генератор працює в таких режимах відповідно до енергоспоживання розклад, з очікуваною тривалістю життя понад 3000 годин.

Детальний аналіз системи представлено нижче.

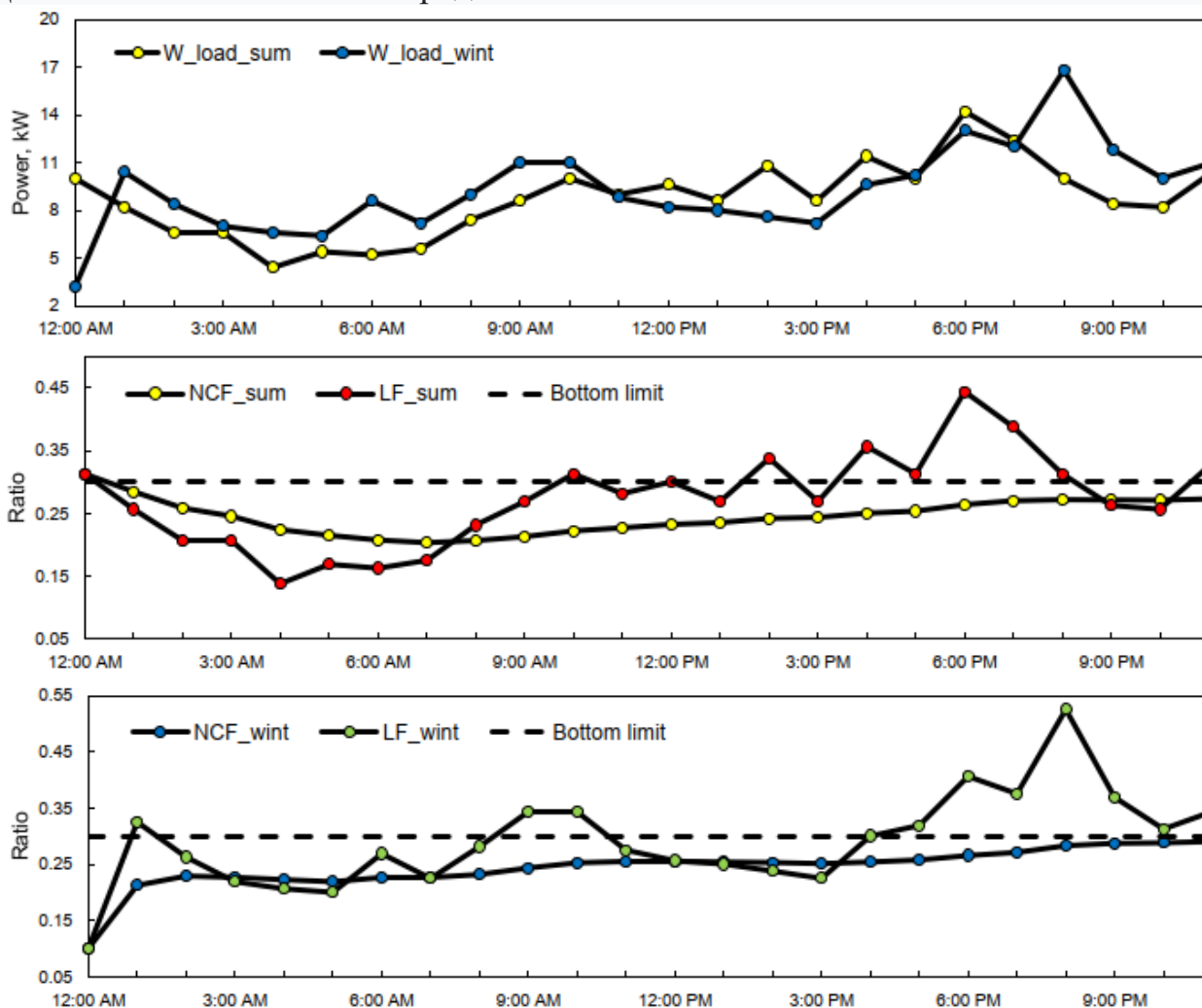


Рисунок 3.2 – Показники системи електропостачання м. Корець Рівненської області для літніх і зимових днів (Matlab)

Залежність від неефективного використання електроенергії сформованого з ГД, а також показника електроміський попит на певну годину ( $W_{load\_sum}$ ,  $W_{load\_wint}$ ), показані на часовій шкалі середнього значення літні та зимові дні (ЛЗД). ДГ в експлуатації не забезпечує потрібного навантаження в діапазоні між 30 (нижня межа) і 85 % від номінального навантаження (показник LF-тор). Здебільшого обидва сезони характеризуються низька витрата, що значно

збільшує паливна норма споживання, яка в середньому становить 0,42 кг/кВт·год. Додатково національний негативний вплив проявляється у вигляді карбонізація, викликана накопиченням незгорілого палива фракцій в циліндрах, що, в свою чергу, негативно впливає ресурс дизельного двигуна (3.7).

Таблиця 3.1 – Витрати на викиди та коефіцієнти викидів


Назва фактору викиду	Вартість викиду компонента за 1 т. \$/t
CO <sub>2</sub>	1.45
NO <sub>v</sub>	1.87
SO <sub>2</sub>	0.61

У таблиці 3.1 наведено вартість викидів забруднюючих речовин відповідно до українського законодавства ст. Kimovaara DG виробляє 2,35 тонн викидів у повітря забруднюючих речовин на рік. Це число визначається на основі наступних тиск:

$$W_e = \frac{g_e G_m}{1000} \quad (3.7)$$

де  $g_{vi}$  – питома маса викиду  $i$ -ої речовини на перерахунку 1 кг дизельного палива;  $G_m$  – споживання палива DG за рік.

Таблиця 3.2 – Параметри дизель-генератора AKSA AJD 45 [21]

AKSA AJD45	Параметр	Позначення
	Максимальна потужність	32 кВт
	Вихідна напруга	380400
	Разхід палива при 75 % нарузці	7,5 л год
	Ціна	11 700 \$
	Термін служби	10 років

Графіки на рис. 3.3 не демонструють значних коливань цієї між літнім і зимовим споживанням. Більшість енергію споживають 120 місцевих жителів за електроенергію опалення. Влітку є чітка різниця між ранішнім та ввечернім незначним коливаннями. Пік виробництва енергії 13 кВт/год (18:00 – 19:00)

влітку та 18 кВт/год (20:00 – 21:00) взимку. Базове навантаження на систему становить 9 кВт з точністю 90%.

Технічні параметри DG, що цікавить, узгоджені і представлено в табл. 3.2. Робота одного ДГ з капітальними витратами близько 18 000 доларів США також передбачає обслуговування витрати на фінансування становлять близько 2000 доларів на рік, де більша частина експлуатаційні витрати – вартість дизельного палива та його доставки, що у свою чергу, коштує 21 980 доларів на рік. Ці економічні показники сформували високу собівартість виробленої електроенергії автономний споживач, 0,48 \$/кВт·год. Вартість палива, на який припадає найбільша частка загальних витрат, може бути зменшується за допомогою DC PDPP. Частково це пов'язано з підтверджується тим фактом, що операційні витрати DG є, а функція потреби в потужності, що чітко видно в залежність (3.5), оскільки іншої твірної немає джерело, яке могло б задовольнити вимоги до навантаження.

Автори підкреслюють, що конфігурація автономної ДГ є невиправданою, насамперед із середовища розумової та економічної точки зору, через його високу паливну споживання, будь-які скачки вартості яких істотно впливає на загальні витрати. Однак, завдяки результатам отриманих із інших досліджень [23, 24], в умовах безперервної роботи в заданих режимах DG, варто розглянути альтернативні конструкції інвертора-типу DG в системах змінного струму.

Випадок В. Результати системного аналізу за допомогою розв'язувана Intlinprog дозволила розробляти різні енергетичні стратегії управління для класичних сезонів у термінах за енергоспоживанням: літо і зима ці стратегії також застосовні до перехідних сезонів року (весна, осінь), в якому яскраво виражені коливання в спостерігаються інсоляція, температура навколишнього середовища і навантаження.

Звичайно, для перехідних сезонів, альтернативні режими повинні бути передбачена пріоритетність функціонування генератора. На основі розв'язання програми, нього впливає, що найбільш економічно виправданий сезон для проектування DC PDPP. Однак, використання лише комбінації фотоелектричної установки та ЕЕС, як найдешевшого і найбільш ефективний не завжди можливий, оскільки є ряд обмежень, наприклад, нездатність місцевості об'єкта електропостачання виділити декілька соток квадратних метрів, а іноді навіть кілометрів для фотоелектричних модулів. Код програми враховує враховують цей нюанс, який обмежує площу дислокації фотоелектричних модулів в поточному прикладі до 210 м<sup>2</sup>.

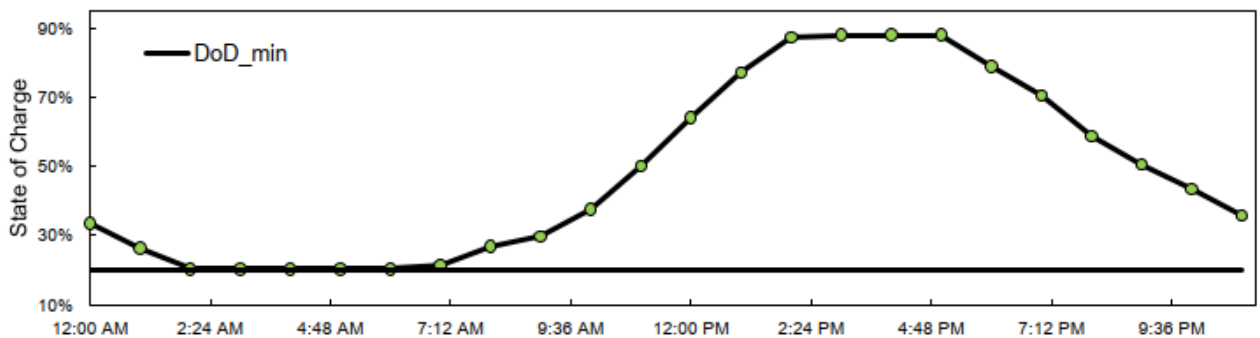
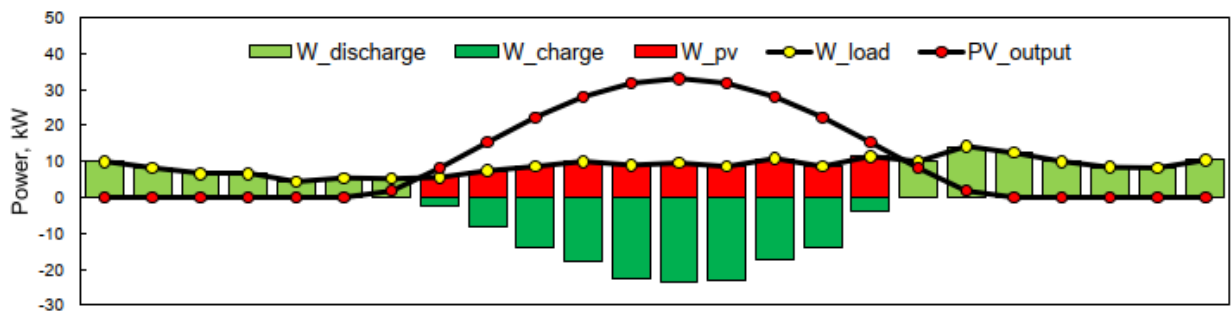


Рисунок 3.4 – Показники системи живлення DC PV-дизель на літній день в Matlab

Технічні показники для середнього літнього дня показують, що системи електропостачання після оновлення до PDPP на постійному струмі показано на рис. 3.4. Енергія PV змінюється в залежності від кількості сонячної радіації, що надходить ( $W_{pv}$ ). За відсутності фотоелектричної енергії обмінна енергія

розряду ЕЕС слідує за зміною рівня споживана потужність ( $P_{\text{розряд}}$ ). Напруга на шинах постійного струму залишається постійною, незважаючи на зміни фотоелектричної установки в період з 07:00 до 16:00 АМ установка виробляє більше енергії, ніж потрібно для навантаження. Для визначення перевищення в програмному коді використовувалася стандартна функція Matlab *trapz* ( $x,y$ ), яка повертає в числовій формі площі трапеції функції  $PV_{\text{output}}$  і  $W_{\text{load}}$ . При цьому, спираючись на результати для літнього сезону, розв'язував Matlab *intlinprog* пропонує 165 фотоелектричних модулів як мінімум для умови розв'язання цільової функції витрат (3.2). Функція Matlab *trapz* ( $x,y$ ) визначила 147 кВт/год електричної енергії за 10 годин надлишкової генерації для накопичення в ЕЕС. Кількість годин автономного живлення від ЕЕС визначається із вимог споживача, і в більшості випадків становить від 6 до 24 годин. Із рис. 3.4 видно, що за цей час показник SOC зростає, залишаючись у робочому обмеженні оптимальної роботи циклічного режиму від 20 до 95 %. Слід зазначити, що запропонована зміна SOC графік на рис. 3.4 є перевіченим результатом подачі протягом трьох послідовних середніх літніх днів, з повністю зарядженим ЕЕС.

Таким чином, потужність ЕЕС достатньо, щоб забезпечити такий самий режим роботи для наступного літній день, навіть при початковому рівні заряду 47,5 %, за умови несприятливого результату з точки зору рівень сонячної радіації, а також температура навколишнього середовища. Показник NCF розраховано з урахуванням генерації фотоелектричної установки та зарядку/розрядку ЕЕС. NCF змінюється від 16 до 24 % з часом, враховуючи поправку на ефективність заряду/розряду ЕЕС, а також як ККД перетворювальних пристроїв DC/DC. Технічні показники фотоелектричного модуля попередньо подано в таблиці 3.3. Постійне і помітне зниження цін на нове енергогенеруюче обладнання призвело до того, що акумулятори стають



найдорожчим елементом енергетичного комплексу. Крім того, батареї, з їх відношеннями маючи короткий термін служби, на практиці є витратними. Це обов'язково необхідно приділити особливу увагу вибору акумуляторів для проекту, а також їх подальшу правильну роботу.

Таблиця 3.3 – Параметри монокристалічного сонячного модуля SilaSolar 200 Вт.

SilaSolar 200W	Параметр	Значення
	Максимальна потужність	200 W/Вт
	Оптимальна робоча напруга	36,7 V/В
	ККД фотомодуля	17,2 %
	Температурний діапазон	-40...+85 °С
	Площа фотомодуля	1,28 м <sup>2</sup>
	Фактор деградації за рік ціна	0,6 % 120\$
	Термін служби	30 years/рік

Як правило, у документації до акумуляторів виробники вказують термін служби в буферному режимі та без в ідеальних умовах експлуатації (температура 20 °С, рідко неглибокі розряди, постійний оптимальний заряд), а системи з резервним копіюванням, важко забезпечити такі параметри; в автономній системі батареї працюють в надскладних циклічних режимах, заряд/розряд.

У таблиці 3.4 наведені основні техніко-економічні показники двох типів акумуляторів: LFP і OPzS, компонентами, а частина яких має допомогти трансформувати якісні умов використання ЕЕС для різних груп споживачів. Широкий асортимент акумуляторів на ринку дозволяє вибрати потрібний для конкретного споживача з урахуванням їх територіальні, температурні та режимні особливості. Результати тестування показують, що енергетичний менеджмент мінімізації роботи ГД працює правильно. Слід зробити висновок, що всі складові в системі працюють коректно, а саме графік навантаження є

повністю забезпечений енергією, блок ЕЕС перемикається розрядів/зарядів відповідно до розроблених логік розвитку.

Таблиця 3.4 – Порівняння акумуляторів для DC PV-дизельної потужності система живлення [25]

Параметр	LiFePO <sub>4</sub>	OPzS
Номінальна напруга	3,22 V/B	2,0 V/B
Робоча ємність	90%	80%
ККД батареї	92%	88%
Діапазон робочих температур	0..+45 °C	-20...+50 °C
Вартість	65	34
Термін експлуатації	\$/kWh/кВт год	\$/kWh/кВтг од
Термін служби	30 years/лет	17 years/лет
Кількість циклів (DoD=80 %)	5000	1500

Розглянемо випадок, коли під час години дефіциту енергії, накопиченої в ЕЕС та енергії ФЕС слід розпочати ГД (осінь) у таких випадках DG працює, щоб генерувати її дефіциту потужності, якщо обмінна енергія ФЕ і ЕЕС не відповідають вимогам навантаження.

Відповідно до результатів, наведених на рис. 3.5, електрика генерація з ГД неефективна: ГД планує покриття потреби навантаження в ранкові години з 03:00 до 08:00, де середній 6-годинний NCF становить 8 %, коефіцієнт навантаження DG (CSF\_dg) становитиме в середньому 21 %. З 08:00 до 23:00 ДГ повністю компенсує за рахунок генерації від фотоелектричної установки ЕЕС комбінації. Протягом цього часу потужність, вироблена PV, може задовольнити потребу в навантаженні, тоді, як надлишок електричної енергії використовується для зарядки ЕЕС. Ємність заряду ЕЕС буде достатньо для забезпечення того ж режиму роботи на наступний осінній день навіть із початковим рівнем заряду 35,7 % за умови несприятливого результату умов

рівня сонячної радіації, а також вхідна температура. Враховуючи отримані дані, рекомендується варіант встановлення двох дизельних генераторів з меншим номінальним значенням.

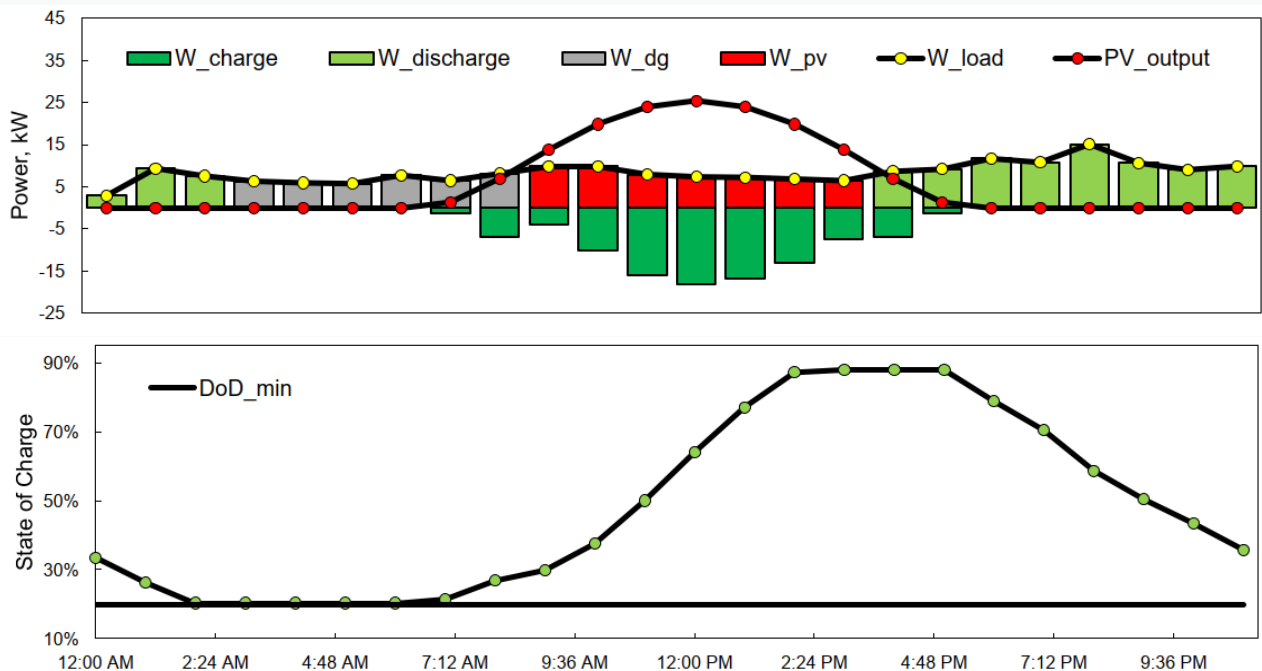


Рисунок 3.5 – Показники системи електроживлення DC PV-diesel для осіннього дня в Matlab

Вони працюватимуть одночасно протягом сезонів з максимальним споживанням навантаження (зима) при використанні ресурсу дизель-генератора ефективніше моделювати режим роботи PDPP в зимовий день, вхідні дані також були змінені.

Продуктивність PDPP показана система з низьким рівнем виробництва фотоелектричної енергії на рис. 3.6. Виробництво фотоелектричної енергії менше необхідного навантаження з 09:00 до 15:00. На основі вхідних даних параметри та умови роботи логіки керування центрального контролера, система реагує на виконання пояснення режиму використання ЕЕС для вирівнювання криві навантаження ДГ, що беруть участь у піковому покритті. До 09:00 ДГ забезпечує навантаження в повному обсязі, а ЕЕС знаходиться в стані роботи в режимі розряду у години пікового падіння напруги на шині постійного струму.

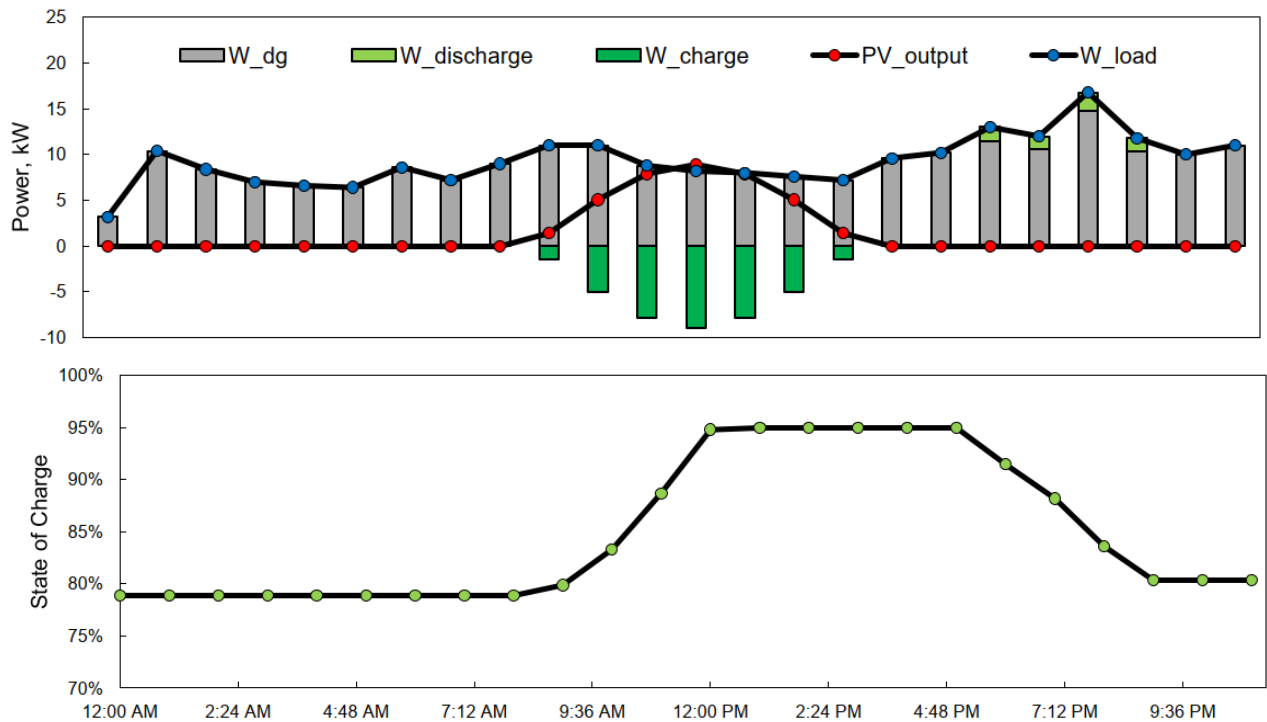


Рисунок 3.6 – Показники системи живлення DC PV-дизеля для зимового дня в Matlab

На рис. 3.6 показані характеристики ЕЕС та ДГ під час їх спільної роботи. Після ранкового та вечірнього піків може переконатися, що комбінація електростанції ЕЕС-PV отримує достатню зарядну потужність для забезпечення наступного дня (параметр SOC). Однак поточна команда, що з генерована регулятором потужності здійснює швидку рекуперацію навантаження потужності без оптимізації оптимального навантаження ДГ. Ці умови можна досягти, розрядивши батарею подача пропорційного струму відповідно до характеристик DC/DC перетворювача. У цьому випадку необхідно розглянути випрямляч ДГ з керованою перетворювальною ланкою.

Графіки на рис. 3.6 показують, що розроблена система управління та контролю обмінної енергії є прийнятною для роботи за відсутності достатнього виробництва електроенергії з відновлюваних джерел. Також спостерігається плавний перехід між станами заряду та розряду при різних вхідних умовах роботи комбінованої енергосистеми на базі ВДЕ із використанням автономної фото-дизельної системи живлення.

### **3.3 Обговорення результатів дослідження режимів роботи комбінованої енергосистеми на базі ВДЕ із використанням автономної фото-дизельної системи живлення**

У цій кваліфікаційній роботі автори досліджували вартість, технічні та екологічні переваги, які можна отримати від модернізації автономної системи живлення до PV-система живлення дизеля. Вихідними даними аналізу є широта місцевості, прозорість атмосфери, число дня року, азимутальний і вертикальний кути монтаж фотоелектричних панелей, середньодобова температура повітря, технічні характеристики фотоелектричної установки, а також характеристики ЕЕС і ДГ.

Результати моделювання показали, що програмний код дає можливість обґрунтувати вибір оптимального режиму роботи електростанції, необхідної потужності запам'ятовуючі пристрої, номінальна ємність і номінальна напруга фотоелектричні панелі. Допомагають визначити ефективні алгоритми управління енергетичним комплексом, різноманітні комбінації акумуляторів у складі PDPP постійного струму. Таким чином, зниження рівня споживання палива тягне за собою зниження економічно обґрунтованого тарифу на електроенергію від 0,48 до 0,43 \$/кВт/год з акумуляторами LFP, і до 0,39 \$/кВт·год з акумуляторами OPzS з урахуванням підвищувальних перетворювачів. Рівень карбонізації повітря від DG скорочується з 2,35 до 1,9 тонн на рік. Однак, практична реалізація певного типу акумулятора потребує подальших комплексних досліджень широкого кола питань, зокрема, розробки гібридних інтелектуальних систем, наприклад, для веж стільникового зв'язку, які відрізняються значно з точки зору споживання енергії. Зауважимо, що різниця в періодичності обслуговування цього тип систем живлення, де більша кількість циклів є вигідною (LFP батареї), збільшує вартість системи та погіршує економічні показники.

Виходячи з вищевикладеного, можна зробити висновок, що DC PDPP є більш економічною та менш небезпечною. шкідливий для навколишнього середовища в порівнянні з іншими варіантами, наприклад AC DGs. Важливо

виділити частину формування, яке не включало економічні розрахунки супутні компоненти ФЕ: кріпильні конструкції, з'єднувальні кабелі, монтаж і налагодження для ЕЕС не входили стійки, система керування акумулятором тощо. Однак результати чітко демонструють, що екологічність, техніко-економічна ефективність можна досягти за рахунок використання відновлюваних джерел енергії. Хоча варто зазначити, що використання лише ДГ має практичний сенс, як найбільш економічне рішення при початкових етапах інвестування на короткий термін. Крім того, така особливість отриманих результатів має можливість передачі для розроблення коду до інших пакетів для вбудовування MS Excel, Python тощо.

Майбутні дослідження авторів також можна комбінувати та порівнювати з повторними результати цієї роботи. Таким чином, щоб вивчити технічну, економічні та екологічні наслідки інтеграції перетворення інших відновлюваних джерел енергії на автономні систем, перспективним вважається проведення досліджень, підтвердження відповідно до запропонованої методики, автономної системи живлення від ВЕС, паливні елементи та інші джерела енергії.

## РОЗДІЛ 4 ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

### 4.1 Організація роботи служби з охорони праці та довкілля

Система управління охороною праці (СУОП) – це сукупність органів управління підприємством, які на підставі комплексу нормативної документації проводять цілеспрямовану, планомірну діяльність щодо здійснення завдань і функцій управління з метою забезпечення здорових безпечних і високопродуктивних умов праці. За дану частину виробництва відповідає інженер з охорони праці. Головне завдання спеціаліста – створення здорових, безпечних і високопродуктивних умов праці, покращення виробничого побуту, запобігання травматизму і профзахворюванням.

Для забезпечення створення СУОП щорічно розробляються та затверджуються на підприємстві положення про організацію управління охорони праці; щорічно оформляються накази про призначення осіб відповідальних за стан охорони праці на дільницях, а також безпечне використання об'єктів підвищеної небезпеки (котлів, що працюють під тиском, газових та кисневих балонів, пестицидів); оформляються наказ про визначення персональних обов'язків з охорони праці усіх спеціалізацій, керівників дільниць та інших службових осіб; щорічно проводиться паспортизація умов праці, технічних засобів безпеки і технічного стану робочих місць; складаються плани роботи з охорони праці, комплексне, річне і оперативне планування; організовуються заходи матеріального і морального стимулювання щодо охорони праці; проводяться розслідування і вивчення причин травм, пожеж їх аналіз і облік, а також розробляються заходи щодо їх застосування;

Об'єктом управління є діяльність структурних підрозділів та служб підприємства по забезпеченню безпечних і здорових умов праці на робочих місцях, виробничих дільницях, цехах та підприємства в цілому.

## 4.2 Протипожежна безпека і грозозахист

Блискавко захист – це комплекс захисних захистів від блискавки, які гарантують безпеку людей, збереження людей і споруд, обладнання та матеріалів від вибухів, загоряння й руйнування. Найпростішими і надійними засобами від блискавки є створення блискавковідводів. Схема блискавкозахисту будівлі показана на рис. 4.1.

Струмопровід виконується сталюю стрічкою перерізом 25...30 мм або дротом не менше 6 мм. Заземлення виконується кутовою сталлю, трубами на відстані від установки не менше 4,5 м. Опір розтікання не повинен перевищувати 15...20 Ом.

Приймаємо початкову висоту блискавковідводу 8 метрів. Визначаємо радіус конуса, в якому ймовірність попадання 95%, через висоту конуса  $h$  за формулою (4.1):

$$R_0 = 1.5 \cdot h, \text{ м. } R_0 = 1,5 \cdot 8 = 12 \text{ м.}$$

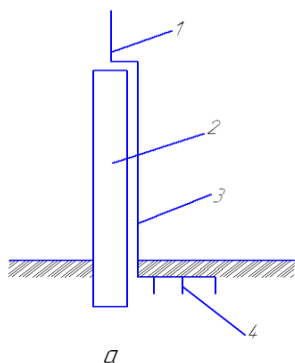


Рисунок 4.1 – Схема блискавко захисту конструкції; 1 – блискавко приймач,

2 – блискавко провідник; 3 – опора, 4 – заземлювач.

Для будинку довжиною  $L$  кількість одиночних блискавковідводів визначаємо через радіус конуса  $R_0$  в якому ймовірність попадання 95% за формулою:

$$N_б = \frac{L}{2R_0}, \text{ шт, } N_б = \frac{86}{2 \cdot 4} = 11 \text{ шт.}$$

Усі з'єднання в процесі монтажу системи блискавко захисту (Блискавко приймач – струмовідвід, струмовід – заземлювач) виконують за допомогою зварювання. Болтові з'єднання застосовують лише для тимчасових блискавко захисних пристроїв.



## **РОЗДІЛ 5. ЕКОНОМІЧНА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЗАСТОСУВАННЯ КОМБІНОВАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ НА БАЗІ ВДЕ ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ АВТОНОМНОЇ ФОТО-ДИЗЕЛЬНОЇ СИСТЕМИ ЖИВЛЕННЯ З ШИНОЮ ПОСТІЙНОГО СТРУМІ**

### **5.1 Обґрунтування економічної ефективності комбінованої енергосистеми на базі ВДЕ із використанням автономної фото-дизельної системи живлення з шиною постійного струмі**

У кваліфікаційній роботі було виконано техніко-економічний аналіз гібридної сонячної системи потужністю 5 кВт, встановленої на даху будинку для умов м. Корця Рівненської області. Дахова фотоелектрична сонячна система складається з 18 полікристалічних фотоелектричних модулів по 355 Вт кожен, системи накопичення енергії, що складається з 8 акумуляторів по 150 А·год, 12 В та інтелектуального інвертора потужністю 5 кВт. Вивчається вихідна енергія фотоелектричної ланцюга та розподіл навантаження між фотоелектричним виходом, мережею та енергією, що виділяється з системи накопичення енергії. Тоді, як економічна оцінка фотоелектричної системи виконується шляхом розрахунку чистої приведеної вартості (NPV) залежно від методу дисконтування грошових потоків, за результатами визначається час окупності. Річні результати фотоелектричної системи показали, що вихід енергії фотоелектричної системи становить 8,9 ГВт·год/рік, а ефективність масиву, коефіцієнт продуктивності та ефективність навантаження становили 0,126, 0,66 і 0,92 відповідно. Еталонний, масивний і кінцевий вихід становив 6,1, 3,88 і 3,99 год/день відповідно. Мінімальна подача енергії в мережу була взимку, а максимальна – влітку. З іншого боку, результати показали, що максимум купівельної енергії був влітку, а менший – взимку. Економічна оцінка показала, що мінімальний тариф для України не повинен бути нижчим за 0,1 \$/кВт·год з часом PV, рівним терміну служби PV; тариф 0,12 \$/кВт·год є вигідним для України, оскільки час становить 8,4 років.

Для розрахунку параметрів економічної ефективності комбінованої енергосистеми на базі ВДЕ із використанням автономної фото-дизельної системи живлення з шиною постійного струму необхідно використати результати розрахунків добових витрат електроенергії. Річні втрати електроенергії слід розраховувати за фактичним періодом сезону роботи гібридної автономної фото-дизельної системи

$$Q_i^p = Q_{дооб}^i \cdot T_p, \quad (5.1)$$

$$Q^p = Q_{дооб} \cdot T_p = 19,66 \cdot 160 = 3145,6 \text{ кВт}\cdot\text{год.},$$

$$Q_{міз}^p = Q_{дооб}^{міз} \cdot T_p = 5,21 \cdot 160 = 833,6 \text{ кВт}\cdot\text{год.},$$

де  $T_p$  – тривалість днів роботи гібридної автономної фото-дизельної системи протягом року, діб.

Річне зниження втрат електроенергії слід розраховувати за фактичним періодом сезону роботи гібридної автономної фото-дизельної системи можна визначити як

$$\Delta Q^p = Q_{мп}^p - Q_{міз}^p, \quad (5.2)$$

$$Q^p = Q_{дооб} \cdot T_p = 19,66 \cdot 160 = 3145,6 \text{ кВт}\cdot\text{год.},$$

$$Q_{міз}^p = Q_{дооб}^{міз} \cdot T_p = 5,21 \cdot 160 = 833,6 \text{ кВт}\cdot\text{год.},$$

де  $Q_{мп}^p$  – втрати електроенергії слід розраховувати за фактичним періодом сезону роботи гібридної автономної фото-дизельної системи;

$Q_{міз}^p$  – втрати електроенергії слід розраховувати за весь сезон роботи гібридної автономної фото-дизельної системи.

Розрахунки втрати електроенергії слід розраховувати за фактичним періодом за середньомісячними сезонами роботи гібридної автономної фото-дизельної системи.

Вартість втрат електроенергії для гібридної автономної фото-дизельної системи енергії визначається за формулою

$$B_{me} = \Delta Q^p \cdot C_{me} \quad (5.3)$$

$$B_{me} = 643 \cdot 2,68 = 1723,53 \text{ грн.}$$

де  $C_{me}$  – ціна відпуску електроенергії споживачам, грн./кВт·год.

Термін окупності теплової ізоляції визначається за формулою

$$T_{ок} = \frac{\sum B_{me}}{\Delta Q^P}. \quad (5.4)$$

$$T_{ок} = \frac{101,82}{121,53} = 0,84 \text{ або } 8,4 \text{ роки.}$$

За результатами роботи зроблено наступні висновки результати техніко-економічного аналізу системи:

Річний вихід енергії поточної фотоелектричної системи становить 8,9 ГВт-год/рік для умов м. Корця Рівненської області.

Річний ККД масиву, коефіцієнт продуктивності та ефективність навантаження становила 0,126, 0,66 і 0,92, відповідно для умов м. Корця Рівненської області.

Еталонний, масивний і кінцевий виходи становили 6,1, 3,88 та 3,99 год/добу відповідно для умов м. Корця Рівненської області.

Мінімальна подача енергії в мережу була в влітку, а максимум був взимку для умов м. Корця Рівненської області..

Максимум купівельної енергії був влітку, а взимку менше було для умов м. Корця Рівненської області..

Економічна оцінка показала, що мінімальний тариф для України не повинен бути менше 0,1 \$/кВт-год, де РВ приблизно дорівнює РV, а тариф на електроенергію в Україні має становити 0,2 \$/кВт-год, що робить час РВ 8,4 років для умов м. Корця Рівненської області.

## ВИСНОВКИ ТА ПРОПОЗИЦІЇ

Враховуючи особливості своєї території, фізико-кліматичні умови, соціально-економічні особливості свого району та населення для умов м. Корця Рівненської області, високі показники енергії в зонах автономного та децентралізованого електропостачання, високий потенціал

Відновлювані джерела енергії України має все для енергетичного та економічного розвитку ефективні технології енергозабезпечення споживачів з використанням гібридних об'єктів електропостачання, що включають ВДЕ.

Принципи, покладені в основу програмно-апаратного модуля, являють собою інтелектуальне автоматичне керування система і технологічне рішення, що полягає в динамічному розподілі потужності всередині автономної електростанції об'єкт живлення на основі динамічного узгодженого керування керованим баластом і двостороннім перетворювачем потужності.

Керування комбінованої гібридної енергосистеми на базі ВДЕ обмежується налаштуванням максимального значення потужності або максимальне динамічне значення потужності всередині інвертора вітряної електростанції та сонячної фотоелектричної системи під час автоматичного перемикавання, щоб уможливити використання обладнання масового виробництва для вітрових, сонячних фотоелектричних установок і дизельних електростанцій.

За рахунок консолідації джерел і споживачів на стороні змінного струму запропоновані та реалізовані зазначені принципи, покладені в основу інтелектуальної системи автоматичного керування фото-дизельною електростанцією, дозволяють оптимізувати виробництво та споживання електроенергії та розробити оптимальні графіки та умови використання електроенергії MicroGrid для умов м. Корця Рівненської області.

## ПОСИЛАННЯ ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Гальчак В. П., Боярчук В. М. Альтернативні джерела енергії. Енергія Сонця. Львів: Вид-во ЛНАУ, 2008. 135 с.
2. Гальчак В. П., Дмитрів Г. М. Розрахунок енергетичних параметрів гібридної системи теплопостачання фермерського будинку. Метод. вказівки до виконання курсового проекту. Львів, ЛДАУ, 2005. 36 с.
3. Дудюк Д. Л., Мазепа С. С., Гнатишин Я. М. Нетрадиційна енергетика: основи теорії та задачі: Навч. посіб. Львів: "Магнолія 2006", 2008. 188 с.
4. Жуковський С. С., Лабай В. Й. Системи енергопостачання і забезпечення мікроклімату будинків та споруд: Навч. пос. для ВЗО. Львів: Астрономо-геодезичне товариство, 2000. 259 с.
5. Корчемний М., Федорейко В., Щербань В. Енергозбереження в агропромисловому комплексі. Тернопіль: Підручники і посібники, 2001. 984 с.
6. Кудря С. О., Головка В. М. Основи конструювання енергоустановок з відновлюваними джерелами енергії: навч. посіб. К.: НТУУ "КПІ", 2011. 184 с.
7. Маляренко В. А. Основи теплофізики будівель та енергозбереження. Підручник. 2-е видання. Х.: Видавництво САГА, 2010. 484 с.
8. Маляренко В.А. Енергетичні установки. Загальний курс. Х.: В-во САГША, 2008. 320 с.
9. Саницький М. А., Позняк О. Р., Марущак У. Д. Енергозберігаючі технології в будівництві: навч. посібник. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2012. 236 с.
10. <https://uniclimate.com.ua/products/teplovi-nasosy-dlya-pryvatnogo-budynku/cooperhunter-unitherm-3-all-in-one-ch-hp12wtsirk3/>
11. <https://uniclimate.com.ua/wp-content/uploads/2023/02/instrukciya-unitherm3-aio-ua.pdf>

12. [https://cooperhunter-aircon.com/?gclid=Cj0KCQjw7aqkBhDPARIsAKGa0oLWwriPnZqdYFkAdTEGwILGKZiUW6zYhudeqKqlb11QuAZmcjiDyL0aAqmlEALw\\_wcB](https://cooperhunter-aircon.com/?gclid=Cj0KCQjw7aqkBhDPARIsAKGa0oLWwriPnZqdYFkAdTEGwILGKZiUW6zYhudeqKqlb11QuAZmcjiDyL0aAqmlEALw_wcB)
13. R. K. Sarojini, K. Palanisamy and E. De Tuglie, “A fuzzy logic- based emulated inertia control to a supercapacitor system to improve inertia in a low inertia grid with renewables,” *Energies*, Vol. 15, no. 4, Article ID 1333, 2022.
14. O. Abdel-Rahim and E. Abdelhameed, “Ultimate transformerless boost DC-DC converter for renewable energy applications,” *SVU-International Journal of Engineering Sciences and Applications*, Vol. 2, no. 2, pp. 63–69, 2021.
15. J. B. Holm-Nielsen, and D. Almakhlis, “A hybrid PV-battery system for ON-grid and OFF-grid applications-controller in loop simulation validation,” *Energies*, Vol. 13, No. 3, P. 755, 2020.
16. V. Burlaka, S. Gulakov, S. Podnebennaya, E. Kudinova, and O. Savenko, “Bidirectional single stage isolated DC-AC converter,” in *Proceedings of the 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, PP. 343–346, IEEE, Kharkiv, Ukraine, 2020, October.
17. S. Deshmukh, A. R. Thorat, and I. Korachagaon, “Modelling and analysis of PV standalone system with energy management scheme,” in *Proceedings of the 2020 IEEE International Conference on Electronics, Computing and Communication Technologies (CONECCT)*, PP. 1–5, IEEE, Bangalore, India, 2020, July.
18. K. Amer, M. Fakher, S. Ahmad, M. Irhouma, S. Altafbaou and E. Salem, “Performance of domestic solar heating system with thermal storage using phase change materials,” *International Journal of Engineering Research and Development*, Vol. 16, no. 9, PP. 01–11, 2020.
19. E. S. Harsha, R. K. Nema, S. Nema, and R. D. Kulkarni, “Design & Simulation of high gain ratio Bidirectional converter for energy storage applications,” in *Proceedings of the 2020 International Conference on Computational Intelligence for Smart Power System and Sustainable Energy (CISPSSE)*, pp. 1–6, IEEE, Keonjhar, India, 2020, July.

20. Y. Nassar, S. Alsadi, K. Amer, A. Yousef, and M. Fagher, "Numerical analysis and optimization of area contribution of the PV cells in the PV/T flat-plate solar air heating collector," *Solar Energy Research Update*, Vol. 6, PP. 43–50, 2019.
21. M. Schroeder and J. Jaeger, "Advanced energy flow control concept of an MMC for unrestricted operation as a multiport device," *IEEE Transactions on Power Electronics*, Vol. 34, №. 11, PP. 11–496, 2019.
22. M. S. Chinthavali, J. Sun, P. R. V. Marthi, S. Chinthavali, S. Lee and M. Elizondo, *Models and Methods for Assessing the Value of Hvdc And Mvdc Technologies in Modern Power Grids*, Pacific Northwest National Lab, United States, May 2019.
23. S. Yassin Alsadi and Y. Fathi Nassar, "A general expression for the shadow geometry for fixed mode horizontal, step-like structure and inclined solar fields," *Solar Energy*, Vol. 181, PP. 53–69, 2019.
- A. Hafez, Y. Nassar, M. Hammdan, and S. Alsadi, "Technical and economic feasibility of utility-scale solar energy conversion systems in Saudi arabia," *Iranian Journal of Science and Technology Transactions of Electrical Engineering*, Vol. 44, PP. 213–225, 2020.
24. H. Bayat and A. Yazdani, "A hybrid MMC-based photovoltaic and battery energy storage system," *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, Vol. 6, №. 1, PP. 32–40, 2019.
25. M. Kumar, "Solar PV based DC microgrid under partial shading condition with battery- Part 2: energy management system," in *Proceedings of the 2018 8th IEEE India International Conference on Power Electronics (IICPE)*, PP. 1–6, IEEE, Jaipur, India, 2018, December.
26. S. Debnath and M. Chinthavali, "Numerical-stiffness-based simulation of mixed transmission systems," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 65, №. 12, PP. 9215–9224, Dec 2018.