

**М. О. Медиковський, Р. В. Мельник, М. В. Мельник**

Національний університет «Львівська політехніка», м. Львів, Україна

## МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ВІТРОВИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК У ГІБРИДНИХ СИСТЕМАХ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Представлено сучасні схеми організації вітро-сонячних систем електропостачання. Наведено наявні підходи до управління енергодинамічними режимами роботи вітряних електричних установок у складі гібридних систем електропостачання, наведено сучасні дослідження з даної тематики. Представлено результати розроблення математичної моделі енергодинамічних процесів гібридної вітро-сонячної системи електропостачання, до складу якої входять вітряні електричні установки, сонячні панелі, акумулюючий елемент. Обґрунтовано універсальну структурну схему такої системи. Розроблено набір продукційних правил реалізації управління гібридною системою електропостачання та імітаційну модель енергодинамічних процесів для можливих режимів роботи системи. Імітаційна модель розроблена на мові програмування Java в середовищі IntelliJ IDEA з використанням фреймворків Spring і Hibernate, а також реляційної бази даних PostgresDB. Проведено імітаційне моделювання роботи системи з метою визначення оптимальних режимів роботи, залежно від обмежень на кількість комутацій кожної із вітрових електричних установок, структури системи та параметрів її елементів. Вхідними даними для дослідження режимів роботи є вітровий і сонячний енергетичний потенціал у заданій географічній точці, кількість і технічні параметри вітрових електричних установок і сонячних панелей, а також параметри акумулюючого елемента. З метою зменшення кількості комутацій (включення/виключення) вітрових електричних установок у складі гібридної системи електропостачання введено параметр «мінімальний інтервал між послідовними змінами активного складу ВЕС». Результатом імітаційного моделювання є встановлення залежностей: часу підтримки споживача від ймовірності втрати живлення (DPSP); мінімального інтервалу між послідовними змінами активного складу ВЕС від кількості комутацій; мінімального інтервалу між послідовними змінами активного складу ВЕС від середнього відхилення потужності генерування. Отримані результати дадуть змогу оптимізувати параметри та режими роботи гібридних вітро-сонячних систем, а також алгоритми управління енергодинамічними режимами при проектуванні та експлуатації систем.

**Ключові слова:** гібридна система електропостачання, вітрова електрична установка, активний склад вітрової електричної станції, система управління, імітаційне моделювання, оптимізація.

### Вступ / Introduction

Однією з особливостей використання відновлювальних джерел енергії, таких як сонячні панелі і вітряні турбіни, є непостійність енергетичного потенціалу вітру і сонця. За умови динамічних змін вхідних енергетичних параметрів важливою задачею є забезпечення заданого рівня генерування електроенергії. Одним із підходів, що дає змогу забезпечити стабільність генерування, є комплексне застосування поновлювальних джерел енергії об'єднаних у гібридну систему електропостачання. Окрім цього, одним із сучасних напрямків підвищення ефективності поновлювальних джерел енергії є застосування енергоакумулюючого елемента.

Одним із варіантів гібридної системи є гібридна вітро-сонячна система електропостачання за наявності акумулюючого елемента (ГВССЕ) [1]. Можна виділити три основні схеми гібридної вітро-сонячної системи електропостачання: з підключенням через шину постійного струму; з підключенням через шину змінного струму; з підключенням через проміжну високочастотну шину змінного струму.

На рис. 1 наведено універсальну схему гібридної системи електропостачання з підключенням через шину змінного струму. Її використання забезпечує можливість реалізації усіх можливих алгоритмів управління

енергодинамічними режимами з врахуванням особливостей генерування та потреб споживачів.

Попри ряд переваг, використання гібридної вітро-сонячної системи має свої недоліки. Насамперед, це істотно ускладнення системи порівняно з традиційними вітровими електростанціями (ВЕС) і сонячними електростанціями (СЕС), що призводить до значного подорожчання системи гібридної системи і ускладнення системи управління нею. Тому актуальною є задача оптимального використання різних наявних джерел енергії відповідно до діючих зовнішніх умов. Важливою частиною цієї задачі є оптимізація використання вітрових електричних установок (ВЕУ). Особливість управління ВЕУ полягає у тому, що часті комутації (включення/виключення) призводять до зношення, виходу з ладу деяких вузлів і агрегатів ВЕУ. Оскільки вітряні турбіни піддаються динамічним навантаженням через комбінований вплив зовнішніх умов та режимів керування, різні механічні елементи (вали та підшипники) і конструктивні компоненти (лопати та опорні конструкції) зазнають значних перевантажень [2, 3] та можливих втомних руйнувань [4, 5] протягом терміну служби. Також, при зупинці або запуску ВЕУ можуть виникати повздовжні або поперечні коливання. Вплив таких коливань на конструкційні елементи ВЕУ наведено в роботах [6, 7].

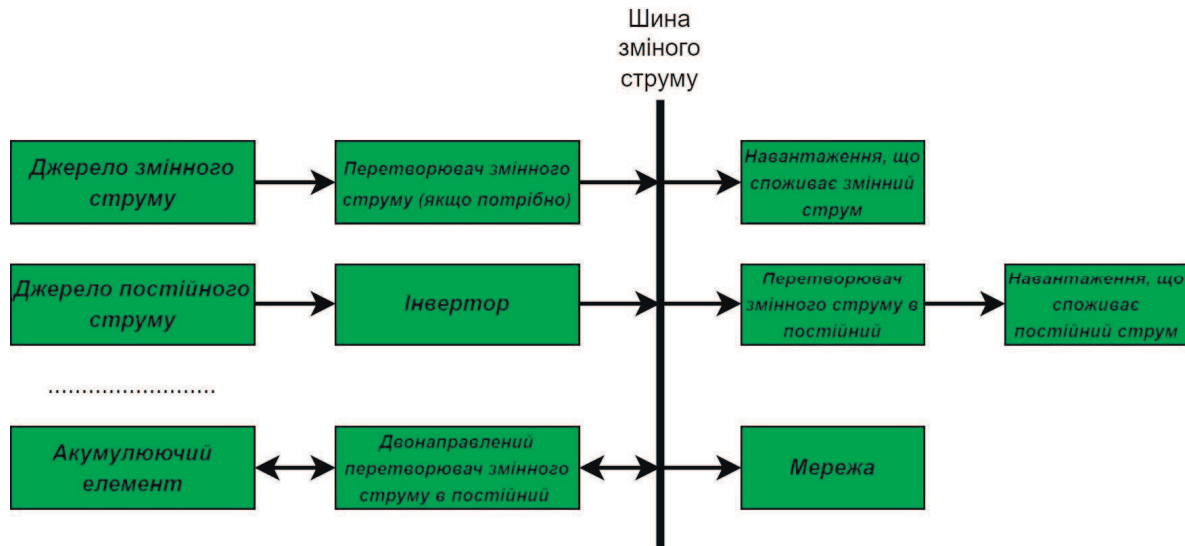


Рис. 1. Схема гібридної вітро-сонячної системи електропостачання з підключенням через шину змінного струму / Scheme of a hybrid wind-solar power supply system with connection through an alternating current bus

Для вирішення задачі оптимального використання ВЕУ необхідно систематично аналізувати можливості і потребу використання кожної ВЕУ та знаходити такий набір вітроелектричних установок, використання яких давало б змогу найкращими чином забезпечити потреби споживачів із урахуванням можливості експлуатації, миттєвої потужності генерування, поточного технічного стану ВЕУ (далі – активний склад).

Існують декілька підходів до формалізації і розв'язання задачі оптимального використання ВЕУ. Перший – це формалізація її як задача пакування рюкзака [8]. Тобто, необхідно знайти такий набір ВЕУ, щоб сума їх коефіцієнтів ефективності була максимальна, а сума потужностей ВЕУ не більша, ніж задана. Тобто:

$$d_1 w_1 + \dots + d_n w_n \leq W, \quad (1)$$

де  $n$  – порядковий номер ВЕУ;  $d_n$  – бінарна величина, яка показує чи включена  $n$ -ї ВЕУ у набір ( $d_n = 1$ ), або ні ( $d_n = 0$ );  $w_n$  – потужність  $n$ -ї ВЕУ;  $W$  – потужність, яку треба згенерувати. Цільова функція має вигляд:

$$d_1 c_1 + \dots + d_n c_n \rightarrow \max, \quad (2)$$

де  $c_n$  – коефіцієнт ефективності  $n$ -ї ВЕУ. Коефіцієнт ефективності ВЕУ – це інтегральна величина, що обчислюється на підставі технічних параметрів ВЕУ [9]. Формалізовану таким чином задачу можна розв'язати за допомогою методів повного перебору, динамічного програмування або інших.

Проте цей спосіб формалізації має ряд обмежень. Відповідно до виразу (1), сумарна потужність активного складу ВЕС має бути меншою, ніж потужність, яку треба згенерувати, або рівною, що ускладнює забезпечення потреби споживачів у всіх випадках. Також, у зв'язку з специфікою цільової функції, найбільш пріоритетними для включення до активного складу є ВЕУ для яких відношення між коефіцієнтами ефективності і потужністю є максимальним.

При другому підході, визначення активного складу ВЕС формалізується як задача знаходження такого набору ВЕУ, щоб різниця між сумарною потужністю ВЕУ потужністю і потужністю, яку треба згенерувати, була мінімальна, а сума коефіцієнтів ефективності ВЕУ – максимальна цільова функція МДП [10]. Тобто:

$$\Delta P_{\text{rel}} = \left[ \frac{\sum_{n=1}^N b_n p_n - P}{P} \right]; \quad (3)$$

$$\bar{K} = \frac{\sum_{n=1}^N b_n k_{\Sigma n}}{\sum_{n=1}^N b_n}; \quad (4)$$

$$W(\Delta P, \bar{K}) = a_1 \bar{K} + a_2 (1 - \Delta P_{\text{rel}}) \rightarrow \max, \quad (5)$$

де  $b_n$  – бінарна величина, яка показує включений  $n$ -ї ВЕУ у набір ( $b_n = 1$ ), чи ні ( $b_n = 0$ );  $p_n$  – потужність  $n$ -ї ВЕУ;  $k_n$  – коефіцієнт ефективності  $n$ -ї ВЕУ;  $P$  – потужність, яку необхідно згенерувати;  $\Delta P$  – різниця між навантаженням, яке необхідно забезпечити, та потужністю активного складу ВЕС;  $\bar{K}$  – коефіцієнт ефективності набору ВЕУ. Такий спосіб формалізації дає змогу усунути обидва недоліки.

До недоліків наведених підходів формалізації можна зарахувати відсутність оптимізації кількості комутацій в межах ВЕС та окремої ВЕУ із метою зменшення впливу електро-механічних перехідних процесів на режими роботи обладнання гібридної системи електропостачання.

Отже, актуальною проблемою є розроблення методів та засобів, які б давали змогу оптимізувати активний склад ВЕС за відхиленням потужності з одночасною мінімізацією кількості комутацій ВЕУ. Отримані результати можуть бути використані при проектуванні систем управління енергодинамічними режимами гібридних систем електропостачання, а також для підвищення ефективності управління наявних систем.

*Об'єкт дослідження* – процеси обґрунтування активного складу ВЕС із врахуванням відхилення потужності генерування і обмеження кількості комутацій.

*Предмет дослідження* – методи і засоби дослідження енергодинамічних режимів управління гібридною системою електропостачання з метою оптимізації активного складу ВЕС.

*Мета роботи* – розробити такі методи і засоби оптимізації активного складу ВЕС, які б давали змогу розв’язувати задачу з врахуванням відхилення потужності генерування з одночасною мінімізацією кількості комутацій ВЕУ.

Для досягнення зазначеної мети визначено такі основні задачі дослідження:

- аналіз наявних підходів до оптимізації активного складу ВЕС у складі гібридних систем електропостачання;
- дослідження впливу акумулюючого елемента на енергодинамічні процеси;
- визначення можливостей підвищення ефективності використання гібридних систем за наявності акумулюючого елемента.

## Результати дослідження та їх обговорення / Research results and their discussion

Для обґрунтування алгоритму управління гібридною системою енергопостачання розроблено набір продукційних правил [11]. В основі правил є дві ідеї: заряджати акумулюючі елементи необхідно при наявності надлишкової електроенергії; розряджати акумулюючі елементи необхідно при відсутності інших способів підтримання заданого рівня генерування електроенергії. Набір складається з таких правил:

- якщо  $(P_B + P_C < P_H^-)$ , визначається новий активний склад ВЕС і за допомогою інверторів, до яких підключені сонячні панелі, змінюється  $P_C$ , де  $P_B$  – поточна потужність ВЕС,  $P_C$  – поточна потужність СЕС,  $P_H^-$  – нижня межа навантаження споживачів;
- якщо  $(P_B + P_C - P_{AE} > P_H^+, 0 < Q < Q_{\max})$ , то визначається новий активний склад ВЕУ і  $P_C$ , де,  $P_{AE}$  – максимальна потужність заряду ( $-P_{AE}$ ) і розряду ( $+P_{AE}$ ) акумулюючого елемента,  $P_H^+$  – верхня межа навантаження споживачів;
- якщо  $(P_B + P_C > P_H^+, Q = Q_{\max})$ , то визначається новий активний склад ВЕУ і СЕС, де  $Q$  – поточна енергетична ємність акумулюючого елемента;  $Q_{\max}$  – максимальна енергетична ємність акумулюючого елемента;
- якщо  $(P_{B_{\max}} + P_{C_{\max}} < P_H^-, 0 < Q \leq Q_{\max})$ , то використовується енергія з акумулюючого елемента, оскільки для забезпечення потреб користувачів недостатньо сумарної енергії згенерованої ВЕС і СЕС, де  $P_{B_{\max}}$  – потужність ВЕС у разі

запуску всіх ВЕУ;  $P_{C_{\max}}$  – максимальна потужність СЕС;

- якщо  $(P_B + P_C > P_H^-, 0 < Q < Q_{\max})$ , то акумулюючий елемент заряджається за рахунок надлишку енергії, а  $P_C$  і/або  $P_B$  змінюється так, щоб сумарна потужність системи була в інтервалі  $P_H^- \leq P_B + P_C - P_{AE} \leq P_H^+$ ;
- якщо  $(P_B + P_C > P_H^-, Q = Q_{\max})$ , то  $P_C$  і/або  $P_B$  змінюється так, щоб сумарна потужність системи була в інтервалі  $P_H^- \leq P_B + P_C \leq P_H^+$ .

Для дослідження енергодинамічних режимів роботи гібридної вітро-сонячної системи електропостачання проведено комп’ютерне моделювання за допомогою розробленого програмного забезпечення. Програмне забезпечення розроблено в середовищі програмування IntelliJ IDEA на мові програмування Java. В процесі розроблення використано фреймворки Spring Boot, Hibernate та інші. Дані зберігалися в реляційній базі даних PostgresDB.

Комп’ютерне моделювання проведено на двох наборах вхідних даних для січня [12] і червня [13] 2019 року. Набір даних містить інформацію про миттєву швидкість вітру та інтенсивність сонячної радіації, що отримані з метеостанції [14]. Дана метеостанція розташована поруч із Перемишлем (Польща) на висоті 38 метрів н. р. м. Оскільки використана модель ВЕУ не враховує перехідні процеси, що виникають при швидкій зміні швидкості вітру [15, 16], на вхід математичної моделі ВЕУ подаються усереднені за 20 хв значення швидкості вітру.

Комп’ютерне моделювання проведено для декількох конфігурацій гібридної системи. Конфігурації відрізняються різною кількістю ВЕУ і площею сонячних панелей (СП). Гібридна система складається з V52/850 ВЕУ [17]. Основні технічні характеристики даної установки наведено в табл. 1.

До складу гібридної системи електропостачання належать сонячні панелі Canadian Solar CS3W-395 НіКу [18]. Просторові параметри і технічні характеристики даних СП наведено в табл. 2.

До складу гібридної системи входить акумулюючий елемент (АЕ) із ККД 95 % і максимальною силою струму заряду-розряду 2 С, де С – номінальна ємність АЕ в А\*год [19, 20]. Моделювання проведено для енергетичної ємності АЕ від 0 МВт\*год до 100 МВт\*год. Середнє навантаження споживачів прийнято на рівні 10 МВт. Досліджувані конфігурації гібридної системи наведено в табл. 3.

Табл. 1. Технічні характеристики ВЕУ / Technical characteristics of wind turbines

Параметри	Значення
Модель	V52/850
Номінальна потужність, кВт	850
Діаметр ротора, м	52
Площа ротора, м <sup>2</sup>	2124
Мінімальна швидкість вітру, м/с	3
Номінальна швидкість вітру, м/с	14
Максимальна швидкість вітру, м/с	25

**Табл. 2.** Просторові параметри і технічні характеристики СП / Spatial parameters and technical characteristics of the solar panels

Параметри	Значення
Тип сонячної панелі	полікристалічні
Кількість елементів	144
Коефіцієнт корисної дії, %	17,8
Потужність СП, Вт/м <sup>2</sup>	179
Висота СП, м	2,108
Ширина СП, м	1,048
Відношення висоти рядів СП і відстані між рядами	1,7
Кут нахилу сонячних панелей, градуси	35
Азимут, градуси	180

Примітка: Потужність СП визначено за стандартних тестових умов (Standart Test Conditions, STC).

**Табл. 3.** Конфігурації гібридної системи електропостачання / Configuration of hybrid power supply system

Назва конфігурації	Кількість ВЕУ, установок	Кількість СП, панелей
“А”	60	325 000
“Б”	75	260 000
“В”	75	325 000
“Г”	75	390 000
“Д”	90	325 000

Основна конфігурація це “В”. Ця конфігурація вибрана так, щоб параметр відносної надлишковості згенерованої електроенергії (The Relative Excess Power Generated, REPG) [21, 22] становив близько 1,5 для січня і червня. REPG можна визначити як відношення суми згенерованої електроенергії при відсутності обмежень на генерацію до суми, необхідної споживачу електроенергії. Тобто:

$$REPG = \frac{\sum_{t=1}^T E_{gen}(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)}, \quad (6)$$

де  $T$  – загальний час електропостачання;  $E_{gen}(t)$  – електроенергії, яка могла бути згенерована при відсутності обмежень на генерацію в момент часу  $t$ ;  $E_L(t)$  – навантаження споживача в момент часу  $t$ . Інші конфігурації, отримані шляхом зменшення або збільшення кількості ВЕУ або СП на 20 %. Значення критерія REPG і сумар-

ної генерування ВЕУ і СП для різних конфігурацій гібридної системи наведено в табл. 4.

Результати моделювання роботи гібридної системи електропостачання для січня представлені в табл. 5, а для червня – в табл. 6.

Порівнюючи отримані результати (табл. 5 і 6), можна помітити, що середнє відхилення потужності генерування ( $\Delta P$ ) для червня в 1,37 рази більше при відсутності АЕ. Проте, при збільшенні ємності АЕ  $\Delta P$  спадає швидше, порівняно з середнім відхиленням для січня і при ємності АЕ в 100 МВт\*год складає 0,65. Дослідження вхідних даних показало, що основна причина в тому, що періоди з високою швидкістю вітру чергуються з довгими періодами з низькою швидкістю (більше 12 годин). Ця особливість енергетичного потенціалу вітру значно зменшує вплив АЕ на стабільність енергетичного потенціалу, що продемонстровано на рис. 2.

**Табл. 4.** Сумарна генерація ВЕУ і СП для різних конфігурацій ГВСЕ / Total generation of wind turbines and solar panels for different configurations of hybrid energy supply system

Назва конфігурації	REPG		Генерація без обмежень ВЕУ, МВт*год		Генерація без обмежень СП, МВт*год	
	Січень	Червень	Січень	Червень	Січень	Червень
“А”	1,254	1,417	7583	2096	1393	8106
“Б”	1,482	1,265	9479	2620	1115	6485
“В”	1,510	1,490	9479	2620	1393	8106
“Г”	1,559	1,715	9479	2620	1672	9727
“Д”	1,786	1,563	11374	3144	1393	8106

**Табл. 5.** Табл. 5. Результати моделювання роботи ГВСЕ для січня / The results of the simulation of hybrid energy supply system for January

Ємність АЕ, МВт*год	0	10	20	40	70	100
Статистичні показники						
Розкид відхилень $\Delta P$ (МВт)	-10;1,2	-10;0,9	-10;0,8	-10;0,7	-10;0,5	-10;0,5
Відношення розкиду відхилень $\Delta P$ до заданої потужності (%)	-100;12	-100;9	-100;8	-100;7	-100;5	-100;5
Середнє значення коефіцієнта ефективності набору	0,5260	0,5135	0,5156	0,5085	0,4972	0,4980
Середнє відхилення $\Delta P$ (кВт)	4320,0	3918,6	3744,1	3465,8	3192,2	2994,6
Лінійний коефіцієнт варіації відхилення $\Delta P$ (%)	43,200	39,186	37,441	34,658	31,922	29,946
Дисперсія відхилення $\Delta P$	$3,7 \cdot 10^7$	$3,4 \cdot 10^7$	$3,2 \cdot 10^7$	$3,0 \cdot 10^7$	$2,7 \cdot 10^7$	$2,6 \cdot 10^7$
Квадратичний коефіцієнт варіації $\Delta P$ (%)	61,053	58,602	57,291	55,083	52,475	50,616



**Табл. 6.** Результати моделювання роботи ГВССЕ для червня /  
The results of the simulation of hybrid energy supply system for June

Ємність АЕ, МВт*год Статистичні показники	0	10	20	40	70	100
Розкид відхилень $\Delta P$ (МВт)	-10;0,5	-10;0,5	-10;0,5	-10;0,5	-10;0,5	-10;0,5
Відношення розкиду відхилень $\Delta P$ до заданої потужності (%)	-100;5	-100;5	-100;5	-100;5	-100;5	-100;5
Середнє значення коефіцієнта ефективності набору	0,4606	0,4698	0,4664	0,4667	0,4651	0,4713
Середнє відхилення $\Delta P$ (кВт)	5938,3	5445,8	5029,9	4204,0	3043,2	1934,6
Лінійний коефіцієнт варіації відхилення $\Delta P$ (%)	59,384	54,458	50,300	42,040	30,433	19,346
Дисперсія відхилення $\Delta P$	$5,6*10^7$	$5,2*10^7$	$4,8*10^7$	$3,9*10^7$	$2,7*10^7$	$1,5*10^7$
Квадратичний коефіцієнт варіації $\Delta P$ (%)	75,333	72,260	69,181	62,589	51,950	39,262

Також у процесі моделювання визначено залежність між часом підтримки споживача і ймовірністю втрати живлення (Deficiency of Power Supply Probability, DPSP) для різних вхідних даних. Час підтримки споживача – це час, протягом якого гібридна система може повністю покрити потреби споживачів виключно за рахунок енергії з АЕ. DPSP відображає відносний сумарний дефіцит електроенергії. Визначається як відношення сумарного дефіциту електроенергії до суми, необхідної споживачу електроенергії. Тобто:

$$DPSP = \frac{\sum_{t=1}^T DPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_L(t)}; \quad (7)$$

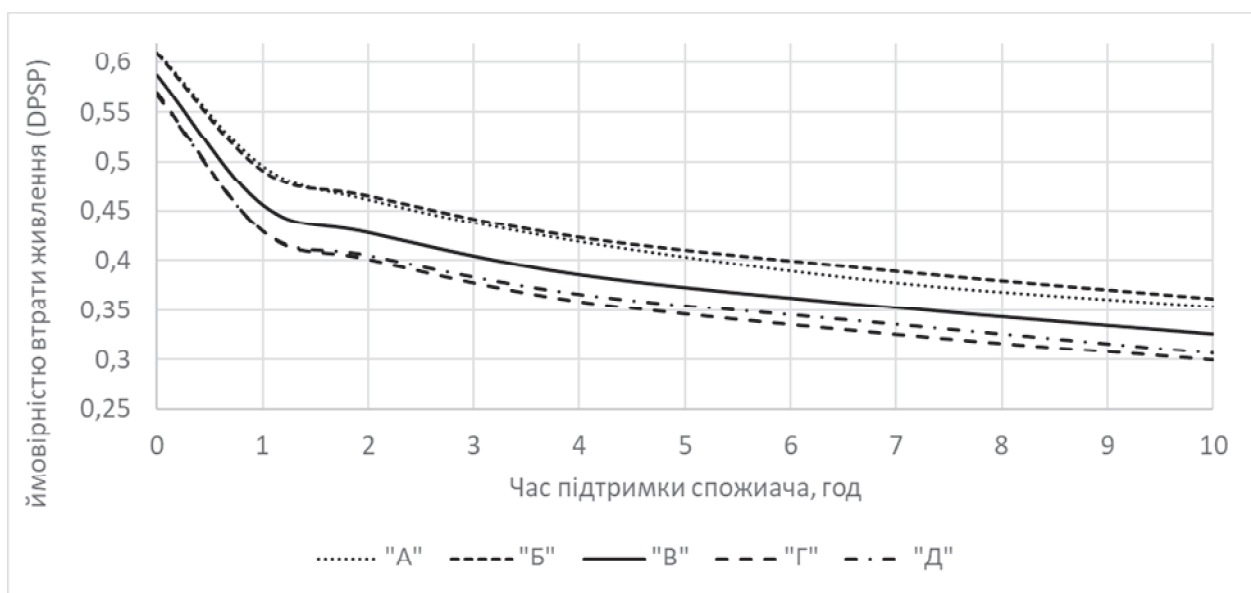
$$DPS(t) = E_{gen}(t) - E_L(t). \quad (8)$$

Отримані залежності наведені на рис. 2 і рис. 3. Залежність на рис. 2 можна розбити на два інтервали від 0 до 1,3 год і від 1,3 до 10. На першому відрізку різко падає значення параметра DPSP, що переходить у плавніше падіння після 1,3 год. Також, можна помітити, що конфігурація "Г" і "Д" показали кращі результати, ніж "А" і "Б".

Отримані залежності дають змогу проілюструвати потребу у визначенні оптимального співвідношення між різними джерелами електропостачання в межах гібридної системи електропостачання, а також необхідності використання АЕ. На рис. 3 представлена залежність для червня. Для червня основним джерелом елек-

троенергії є СП, що можуть згенерувати майже в 3 рази більше електроенергії за відсутності обмежень ніж ВЕУ. Середня швидкість вітру для червня становить 2,9 м/с. За таких умов, ВЕУ не здатні виробляти електроенергію продовж значного періоду часу, оскільки швидкість вітру менша, ніж стартова швидкість роботи ВЕУ. Для V52/850 вона становить 3 м/с [15].

Відсутність обмежень на кількість комутацій (включень/виключень) ВЕУ може призвести до високої частоти комутацій ВЕУ і, як наслідок, до швидкого зносу деяких елементів і агрегатів ВЕУ. Ця ситуація виникає у випадку швидкої зміни швидкості вітру при відсутності або малій швидкості генерування електроенергії СП і повністю зарядженому, або розрядженому АЕ. В такому разі, рівень генерування електроенергії гібридною системою можна регулювати тільки за рахунок зміни активного складу ВЕС. Для усунення цього недоліка запропоновано ввести параметр "мінімальний інтервал між послідовними змінами активного складу ВЕС" ( $t_{min\_change}$ ). Мінімальний інтервал забороняє комутації (включення/виключення) ВЕУ, якщо між комутаціями не пройшов заданий інтервал часу. Окрім випадків, коли генерована потужність відхиляється від заданого рівня генерування більше, ніж на заданий відсоток, що дає змогу зменшити  $\Delta P$  при різкій зміні швидкості вітру. В дослідженні використано значення 20 %.



**Рис. 2.** Залежність між часом підтримки споживача і ймовірністю втрати живлення (DPSP) для січня / Relationship between customer support time and DPSP for January

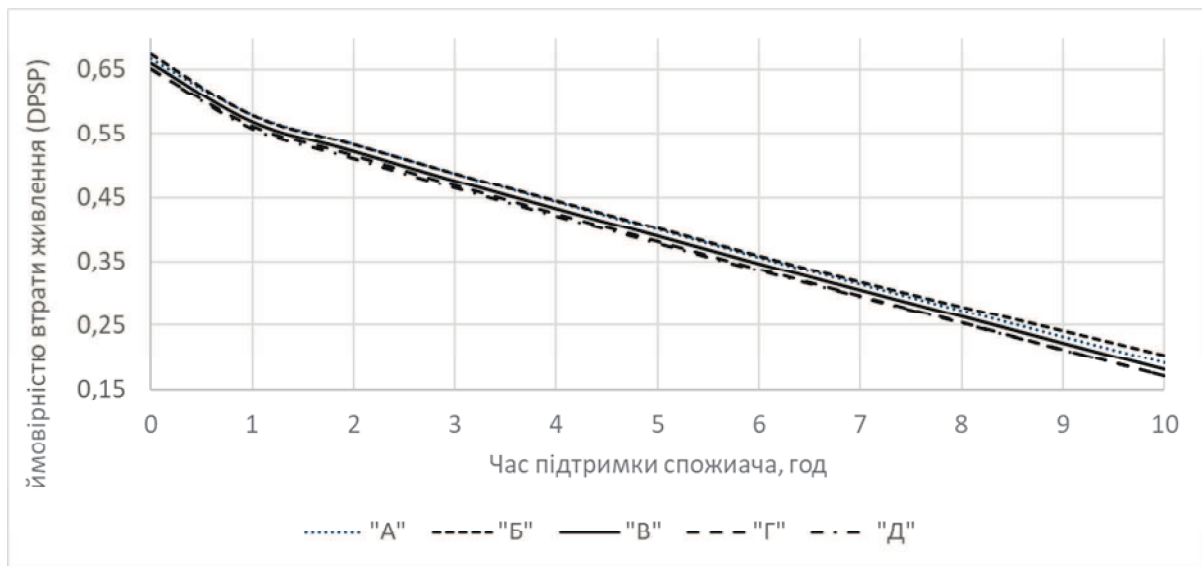


Рис. 3. Залежність між часом підтримки споживача і ймовірністю втрати живлення (DPSP) для червня / Relationship between consumer support time and DPSP for June

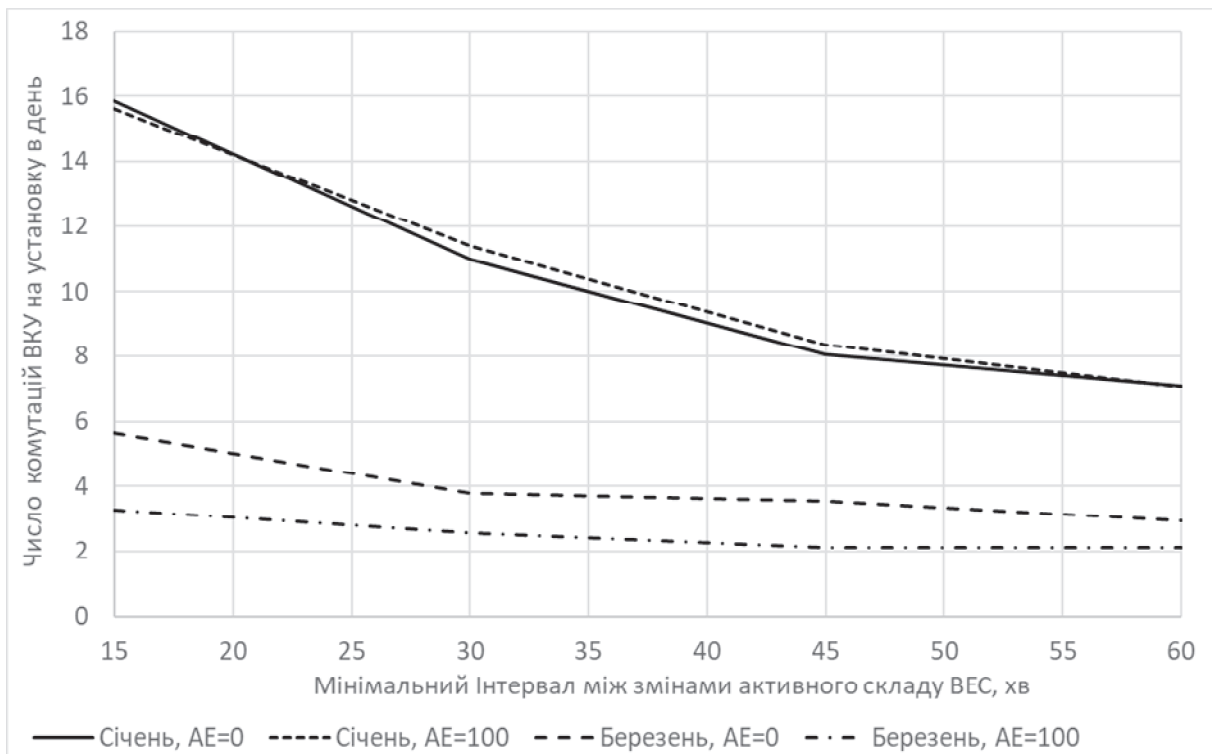


Рис. 4. Залежність мінімального інтервалу між послідовними змінами активного складу ВЕС ( $t_{min\_change}$ ) і кількістю комутацій на одну установку в день / Dependence of the minimum interval between determinations of the active set ( $t_{min\_change}$ ) and the number of commutation per installation per day

Для дослідження впливу  $t_{min\_change}$  на параметри роботи гібридної системи проведено імітаційне моделювання для конфігурації гібридної системи "В". Отримана залежність між  $t_{min\_change}$  і кількістю комутацій на одну ВЕУ в дні наведена на рис. 4.

Аналізуючи отриманий результат, можна помітити, що використання АЕ не дає змогу однозначно зменшити число комутацій ВЕУ. Значну роль відіграють характеристики енергетичного потенціалу для різних періодів часу. Так, для січня число комутацій для системи без АЕ і з АЕ відрізняється в середньому на 2,4 %. Проте для березня використання АЕ в 100 МВт\*год дає змогу зменшити число комутацій на 42 % при

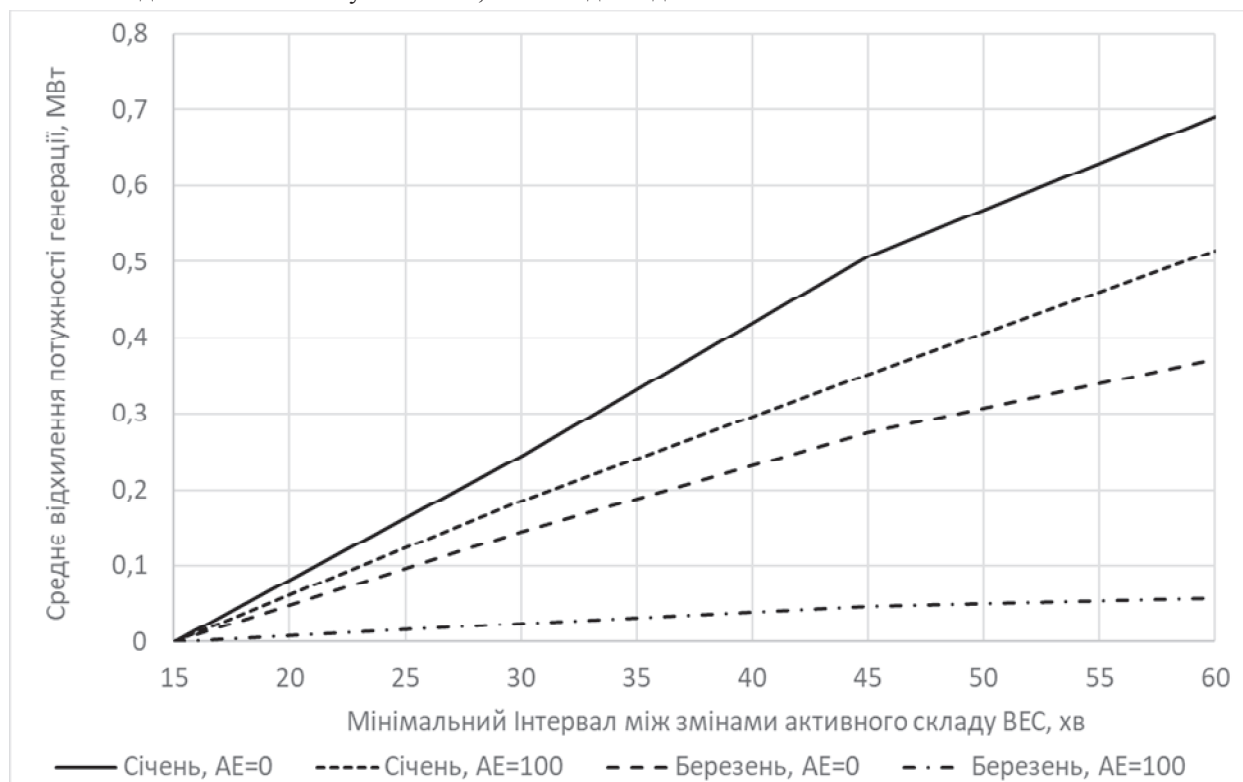
$t_{min\_change}$  15 хв і на 27 % при  $t_{min\_change}$  60 хв, порівняно із системою без АЕ.

Проте використання  $t_{min\_change}$  негативно впливає на роботу гібридної системи електропостачання, збільшуючи  $\Delta P$ . На рис. 5 наведена залежність між  $t_{min\_change}$  і  $\Delta P$ .

На підставі отриманих результатів можна стверджувати, що збільшення  $t_{min\_change}$  призводить до значного збільшення  $\Delta P$ . Також, у зв'язку з тим, що для березня частка електроенергії згенерована ВЕС менша, ніж для січня, збільшення  $t_{min\_change}$  призводить до повільнішого росту  $\Delta P$ . Проте для січня основна частина електроенергії згенерована комплексною системою складає елект-

роенергія ВЕС. Тому, при збільшенні  $t_{min\_change}$  із 15 хв до 30 хв  $\Delta P$  для січня збільшується з 2,18 МВт до

2,43 МВт для системи без АЕ і з 1,01 МВт до 1,25 МВт для системи з АЕ.



**Рис. 5.** Залежність мінімального інтервалу між послідовними змінами активного складу ВЕС ( $t_{min\_change}$ ) і середнім відхиленням потужності генерування ( $\Delta P$ ) / Dependence of the minimum interval between determinations of the active set ( $t_{min\_change}$ ) and the average power deviation ( $\Delta P$ )

**Обговорення результатів дослідження.** Аналіз відомих результатів підтверджує актуальність удосконалення алгоритмів управління енергетичними потоками гібридних систем енергопостачання. При цьому необхідно забезпечити як баланс процесів генерування та споживання електроенергії, так і ефективне використання наявного обладнання. Особливі можливості для розв'язання цих задач зумовлено наявністю в структурі системи регульованого акумулюючого елемента.

Для дослідження особливостей енергодинамічних режимів застосовано метод комп'ютерного моделювання універсальної гібридної системи електропостачання, яка складається з вітрових електричних установок, сонячних панелей, акумулюючого елемента і споживачів енергії.

Задача ефективного використання вітрових електричних установок вирішена шляхом введення параметру "мінімальний інтервал між послідовними змінами активного складу". Його мінімізація забезпечує підвищення надійності та ефективності вітрових електричних установок.

Розроблене в середовищі IntelliJ IDEA програмне забезпечення надає можливість реалізувати алгоритми управління гібридною системою, які обґрунтовано в роботі [11]. Результати моделювання встановлюють залежності між: енергетичною ємністю акумулюючого елемента та ймовірністю втрати живлення (DPSP); мінімальним інтервалом між послідовними змінами активного складу ВЕС і середнім відхиленням потужності генерування за різних вхідних умов.

Для системи, яка складається із 75 ВЕУ із параметрами, наведеними у [17] і 325 000 СП у [18] при потуж-

ності споживачів 10 МВт, визначено, що для січня на число комутацій майже не впливає наявність АЕ. Так, для січня число комутацій відрізняється в середньому на 2,4 % (рис. 4). Проте для березня використання АЕ в 100 МВт\*год дає змогу зменшити число комутацій на 42 % при мінімальному інтервалі 15 хв і на 27 % при мінімальному інтервалі – 60 хв, порівняно з системою без АЕ. Це пояснюється неможливістю АЕ, навіть великих обсягів, повністю компенсувати перепади потужності ВЕС у результаті різкої зміни швидкості вітру. Результати для червня не наведені, оскільки кількість електроенергії, згенерованої ВЕС, у середньому становить 20–25 %, що дає змогу перекривати недостачу або надлишок електроенергії виключно за рахунок включення/виключення СП і АЕ.

Проте збільшення мінімального інтервалу між послідовними змінами активного складу ВЕС зумовлює зростання середнього відхилення потужності генерування. Так, при збільшенні мінімального інтервалу з 15 хв до 30 хв середнє відхилення потужності для січня збільшується з 2,18 МВт до 2,43 МВт для системи без АЕ і з 1,01 МВт до 1,25 МВт для системи з АЕ. Для березня середнє відхилення потужності збільшується з 2,93 МВт до 3,08 МВт для системи без АЕ і, відповідно, з 0,38 МВт до 0,4 МВт для системи з АЕ (рис. 5).

Отже, за результатами роботи можна сформулювати наукову новизну і практичну значущість результатів дослідження.

*Наукова новизна отриманих результатів дослідження* полягає у встановленні залежностей між параметрами системи та енергетичного потенціалу понов-

лювальних джерел, використання яких забезпечує можливість оптимізації активного складу ВЕС за параметрами відхилення від заданої потужності і кількості комутації ВЕУ.

Практична значущість результатів дослідження полягає у розробленні програмних засобів, що реалізують обґрунтовані алгоритми управління енергодинамічними процесами, застосування яких підвищує ефективність гібридних систем електропостачання до складу яких входять енергоакуюлюючі елементи.

## Висновки / Conclusions

Отримані результати підтверджують досягнення мети роботи – розробити такі методи і засоби оптимізації активного складу ВЕС, які б давали змогу розв’язувати задачу, з врахуванням відхилення потужності генерування з одночасною мінімізацією кількості комутацій.

Формалізація задачі багатопараметричної оптимізації енергодинамічних процесів шляхом математичного моделювання параметрів режиму гібридної вітросонячної системи електропостачання, до складу якої належать вітряні електричні установки, сонячні панелі, акумулюючий елемент і споживачі енергії, забезпечила можливість дослідити і обґрунтувати алгоритми оптимального управління із врахуванням стохастичності змін енергетичного потенціалу вітру та сонця.

Введення параметру “мінімальний інтервал між послідовними змінами активного складу ВЕС” забезпечило можливість уточнити межі зменшення кількості комутацій (включення/виключення) вітрових електричних установок у випадку різкої зміни швидкості вітру при недостатності генерування електроенергії сонячними панелями. Досліджено вплив введеного параметра на режими роботи гібридної системи електропостачання. Встановлено залежність мінімального інтервалу між послідовними змінами активного складу ВЕС від кількості комутацій і залежність мінімального інтервалу від середнього відхилення потужності генерування для заданих технічних параметрів гібридної системи.

Верифікацію отриманих результатів проведено шляхом імітаційного моделювання роботи системи, що дало змогу визначити оптимальні режими роботи, залежно від обмежень на кількість комутацій вітрових електричних установок, структури системи та параметрів її елементів. Визначено статистичні параметри роботи заданої гібридної системи, встановлено залежності часу підтримки споживача від ймовірності втрати живлення.

Використання отриманих результатів забезпечує можливість оптимізації управління наявними гібридними системами електропостачання, а також обґрунтування параметрів елементів із метою проектування ефективних систем.

## References

- [1] Boldyrev, O., Kvytsinsky, A., Redin, M., Klopot, M., & Holovatyuk, M. (2019). Requirements for wind and solar power plants when they operate in parallel with the unified energy system of Ukraine. [https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/06/SOU-NEK-341.001\\_2019.pdf](https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/06/SOU-NEK-341.001_2019.pdf)
- [2] Veers, P. S., & Butterfield, S. (2001). Extreme load estimation for wind turbines: issues and opportunities for improved practice. *ALAA Aerospace Science Meeting*, 20, 44. <https://doi.org/10.2514/6.2001-44>
- [3] Ronold, K., & Larsen, G. (2000). Reliability-based design of wind-turbine rotor blades against failure in ultimate loading. *Engineering Structures*, 22(6), 565–574. [https://doi.org/10.1016/S0141-0296\(99\)00014-0](https://doi.org/10.1016/S0141-0296(99)00014-0)
- [4] Ronold, K. O., Wedel-Heinen, J., Christensen, C. J. (1999). Reliability-based fatigue design of wind-turbine rotor blades. *Engineering Structures*, 21(12), 1101–1114. [https://doi.org/10.1016/S0141-0296\(98\)00048-0](https://doi.org/10.1016/S0141-0296(98)00048-0)
- [5] Jiang, Z., Xing, Y., Guo, Y., Moan, T., & Gao, Z. (2014). Long-term contact fatigue analysis of a planetary bearing in a land-based wind turbine drivetrain. *Wind Energy*, 18, 591–611. <http://doi.org/10.1002/we.1713>
- [6] Burak, Y. Y., Rudavskiy, Y. K., & Sukhorolskiy, M. A. (2007). Analytical mechanics of locally loaded shells. Lviv: Intellect-Zahid.
- [7] Rudavskiy, Y. K., Kostrobii, P. P., Suchorolskiy, M. A., Zashkilnyak, I. M., Kolisnyk, V. M., Mykytyuk, O. A., & Musii, R. S. (2002). Equations of mathematical physics Generalized solutions of boundary value problems. Lviv: Lviv Polytechnic National University.
- [8] Teslyuk, T. V., Tsmots, I. G., Teslyuk, V. M., & Medykovskyy, M. O. (2017). Optimization of the structure of a wind power plant using the method of branches and boundaries. *Eastern European Journal of Advanced Technologies*, 2/8 (86). <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2017.96769>
- [9] Medykovskyy, M. O., & Shunevich, O. B. (2010). A multi-criteria method for evaluating the efficiency of a wind power plant. *Bulletin of the Engineering Academy of Ukraine*, 4, 240–245.
- [10] Kravchyshyn, V., Medykovskyy, M., & Melnyk, R. (2016). Modification of Dynamic Programming Method in Determining Active Composition of Wind Power Stations. *Computational problems of electrical engineering*, 6, 83–90.
- [11] Melnyk, R. V. (2021). Information technology for managing energy-dynamic regimes in the presence of renewable energy sources. Lviv: Lviv Polytechnic National University.
- [12] Weather Underground provides local & long-range weather forecasts. (2019). <https://www.wunderground.com/dashboard/pws/IGMINAPR3/graph/2019-01-2/2019-01-22/monthly>
- [13] Weather Underground provides local & long-range weather forecasts. (2019). <https://www.wunderground.com/dashboard/pws/IGMINAPR3/graph/2019-07-2/2019-07-22/monthly>
- [14] Weather Underground provides local & long-range weather forecasts. <https://www.wunderground.com/dashboard/pws/IGMINAPR3>.
- [15] Pivniak, G., Shkrabets, F., Neuberger, N., & Tsyplenkov, D. (2015). Basics of wind energy. National Mining University.
- [16] Tang, C., Pathmanathan, M., Soong, W. L., & Ertugrul, N. (2008). Effects of inertia on dynamic performance of wind turbines. Australasian Universities Power Engineering Conference.
- [17] Vestas V52/850 – Manufacturers and turbines. [https://www.thewindpower.net/turbine\\_en\\_27\\_vestas\\_v52-850.php](https://www.thewindpower.net/turbine_en_27_vestas_v52-850.php)
- [18] Canadian Solar CS3W-395 HiKu. [https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian\\_Solar-Datasheet-HiKu\\_CS3W-P\\_EN.pdf](https://www.canadiansolar.com/wp-content/uploads/2019/12/Canadian_Solar-Datasheet-HiKu_CS3W-P_EN.pdf)
- [19] Lian-xing, Li, Xin-cun, Tang, Yi, Qu, Hong-tao, Liu. (2011). CC-CV charge protocol based on spherical diffusion model. *Journal of Central South University*, 18, 319–322. <https://doi.org/10.1007/s11771-011-0698-2>
- [20] Byk, M. V., Frolenkova, S. V., Buket, O. I., & Vasiliev, H. S. (2018). Technical electrochemistry. Part 2. Chemical sources of current. Kyiv: National Technical University of Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute”.
- [21] Shchur, I., & Klymko, V. (2014). Technical and economic substantiation of the parameters of a hybrid wind-solar system for power supply of a separate object. *Electromechanical and energy-saving systems*, 2, 92–100.
- [22] Khiaredine, A., Salah, C. B., & Mimouni, M. F. (2015). Power management of a photovoltaic/battery pumping system in agricultural experiment station. *Solar Energy*, 112, 319–338. <http://doi.org/10.1016/j.solener.2014.11.020>



## **MODELING OF THE MODES OF OPERATION OF WIND ENERGY INSTALLATIONS IN HYBRID POWER SUPPLY SYSTEMS**

The article presents modern schemes for the organization of wind-solar power supply systems. Available approaches to managing the energy-dynamic process of operation of wind power plants as part of hybrid power supply systems are given, and modern research on this topic is given. The results of the development of a mathematical model of the energy-dynamic processes of the hybrid wind-solar power supply system, which includes wind power plants, solar panels, and a battery energy storage system. The universal structural diagram of such a system is substantiated. A set of production rules for the implementation of management of the hybrid power supply system and a simulation model of energy-dynamic processes for possible modes of operation of the system have been developed. The simulation model was developed in the IntelliJ IDEA programming environment using the Java programming language, the Spring framework, and the PostgresDB relational database. A simulated simulation of the system's operation was carried out in order to determine the optimal operating modes depending on the restrictions on the number of switchings of each wind power plant, the structure of the system and the parameters of its elements. The input data for the study of operating modes are the wind energy potential, the solar energy potential at a given geographical point, the number and technical parameters of wind electric installations and solar panels, as well as the energy parameters of the storage element. In order to reduce the number of switching (switching on/exclusion) of wind electrical installations in the hybrid power supply system, the parameter "Minimum interval between consecutive changes in the active composition of the wind farm" was introduced. The result of simulation modelling is the establishment of the following dependencies: customer support time from the deficiency of power supply probability (DPSP); the minimum interval between determinations of the active set of the wind power plant based on the number of switchings; the minimum interval between determinations of the active composition of wind turbines from the average deviation of the generation capacity. The obtained results will make it possible to optimize the parameters and modes of operation of hybrid wind-solar systems, as well as algorithms for managing energy-dynamic modes in the design and operation of systems.

**Keywords:** hybrid power supply system, wind power plant, active set of wind power station, control system, simulation modelling, optimization.

---

### **Інформація про авторів:**

**Медиковський Микола Олександрович**, д-р техн. наук, професор, кафедра автоматизованих систем управління.

Email: medykmo@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0003-2492-8578>

**Мельник Роман Володимирович**, д-р філос., асистент, кафедра автоматизованих систем управління.

Email: roman.v.melnyk@lpnu.ua; <https://orcid.org/0000-0003-0619-1613>

**Мельник Михайло Васильович**, аспірант, кафедра автоматизованих систем управління.

E-mail: mykhailo.v.melnyk@lpnu.ua; <https://orcid.org/0000-0003-0339-3711>

**Цитування за ДСТУ:** Медиковський М. О., Мельник Р. В., Мельник М. В. Моделювання режимів роботи вітрових енергетичних установок у гібридних системах електропостачання. *Український журнал інформаційних технологій*. 2023. Т. 5, № 1. С. 42–50.

**Citation APA:** Medykovskyy, M. O., Melnyk, R. V., Melnyk, M. V. (2023). Modeling of the modes of operation of wind energy installations in hybrid power supply systems. *Ukrainian Journal of Information Technology*, 5(1), 42–50.

<https://doi.org/10.23939/ujit2023.01.042>