

УДК 621.311.245(477.7)
DOI [https://doi.org/10.15589/znп2024.1\(494\).6](https://doi.org/10.15589/znп2024.1(494).6)

DEPENDENCE OF THE AVERAGE USED POWER OF THE WIND TURBINES ON ITS MAIN SIZES FOR DETERMINING ENERGY PRODUCTION IN THE SOUTH OF UKRAINE

ЗАЛЕЖНІСТЬ СЕРЕДНЬОЇ ПОТУЖНОСТІ ГЕНЕРУВАННЯ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИМИ УСТАНОВКАМИ ВІД ЇХ ТИПОРОЗМІРІВ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ВИРОБІТКУ ЕНЕРГІЇ НА ПІВДНІ УКРАЇНИ

Volodymyr V. Podhurenko¹
vspodgurenko@gmail.com
ORCID: 0000-0001-8443-0160
Oleg M. Getmanets²
getmanets54@gmail.com
ORCID: 0000-0002-0543-0961
Volodymyr Ye. Terekhov³
vl.terekhov86@gmail.com
ORCID: 0000-0003-1080-0119

В. С. Подгуренко¹,
канд. техн. наук, доцент
О. М. Гетманець²,
канд. фіз.-мат. наук, доцент
В. Є. Терехов³,
канд. техн. наук, диспетчер

¹*Admiral Makarov National University of Shipbuilding, Mykolaiv*

²*V.N. Karazin Kharkiv National University, Kharkiv*

³*MC "Wind Parks of Ukraine" LLC, Perechyn*

¹*Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова, м. Миколаїв*

²*Національний університет імені В. Н. Каразіна, м. Харків*

³*ТОВ УК «Вітряні парки України», м. Перечин*

Abstract. The purpose of the work is to estimate the production of wind power turbines (WPT) depending on their main dimensions: the nominal installed power of the electric generator P and the diameter of the wind wheel (WW) D taking into account the height of the axis of the WW H in different wind conditions of the area for the future building of a wind power plant (WPP). We proposed the average used power (AUP) of the wind turbine as a criterion for wind turbine performance. In the work, previously developed by the authors, the regression mathematical models of the AUP dependence on its main standard sizes were supplemented by taking into account wind and climatic conditions, which were estimated using the Weibull-Gnidenko differential distribution (WGDD) for wind speed, the scale parameter and the shape parameter of which indirectly determine the relationship wind speed with the height of the WW axis. The dependence of the average wind speed on the height H was modeled using Hellman's power law. The dependence of the exponent m of this law on the type of surface on which the wind turbine is located has been analyzed. Based on the application of regression analysis to the data of synchronous world measurements of the dependence Weibull-Gnidenko function parameters on the height H , it was established that the power-law dependence is the most effective for the scale parameter b_w , and the shape parameter c_w weakly depends on the height and is estimated by its average value for a certain area. The predictions of these models agree well with the results of numerical calculations for real wind turbines. Based on the analysis of the dependences WGDD of wind speed on the height of the axis of the wind wheel H , a general multiple regression model has been obtained for determining the production of wind turbines depending on its standard sizes P and D and the height of the wind turbine axis H . This allows choosing the most efficient industrial wind power turbines (WPT) under specific wind conditions of the area for future building of wind plants. On the basis of this model and the analysis of the data of measurements of wind speed distribution by height, which were carried out in the South of Ukraine, estimates of the output of all types of wind turbines operating in wind farms of Ukraine has been made.

Key words: wind power turbines; standard sizes; height of the wind wheel axis; mathematical model; electricity production.

Анотація. Метою роботи є оцінка виробітку вітрових енергетичних установок (ВЕУ) в залежності від їх основних типорозмірів: номінальної встановленої потужності електрогенератора P та діаметра D вітрового колеса

(БК) з урахуванням висоти розташування осі БК H в різних вітрових умовах місцевості під майбутнє будівництво вітрової електричної станції (ВЕС). В якості критерію продуктивності ВЕУ запропоновано середню використану потужність (СВП) ВЕУ. Раніше розроблені авторами регресійні математичні моделі (ММ) залежності СВП ВЕУ від її основних типорозмірів доповнені урахуванням вітро-кліматичних умов, які оцінені за допомогою диференціального розподілу Вейбула-Гніденко (ДРВГ) для швидкості вітру, параметр масштабу і параметр форми якого опосередковано визначають зв'язок швидкості вітру з висотою осі БК. Залежність середньої швидкості вітру від висоти H моделювалась за допомогою ступеневого закону Хелмана. Проаналізована залежність показника ступеня m цього закону від типу поверхні, на якій розташована ВЕС. На підставі застосування регресійного аналізу даних синхронних світових вимірювань залежності параметрів функції Вейбула-Гніденка від висоти H встановлено, що для параметру масштабу b_w найбільш ефективною є ступенева залежність, а параметр форми c_w слабо залежить від висоти і оцінюється своїм середнім значенням для певної місцевості. Передбачення цих моделей добре узгоджуються з результатами чисельних розрахунків для реальних ВЕУ. На основі аналізу залежностей параметрів ДРВГ швидкості вітру від висоти розташування осі БК H одержана загальна модель множинної регресії для визначення виробітку ВЕУ залежно від її типорозмірів P і D та висоти розташування осі БК H . Це дозволяє підібрати найбільш продуктивні промислові ВЕУ під конкретні вітрові умови місцевості майбутнього будівництва ВЕС. На основі цієї моделі та аналізу даних вимірювань розподілу швидкості вітру за висотою, що були проведені на Півдні України, зроблено оцінки виробітку усіх типів ВЕУ, які працюють у вітропарках України.

Ключові слова: вітроелектричні установки; типорозміри; висота осі вітрового колеса; математична модель; виробіток.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧІ

Підбір оптимальних промислових ВЕУ під конкретні вітрові умови будівництва ВЕС потребує наявності їх кривих потужності (КП) та даних щодо вітрового потенціалу на висоті осі БК.

На ринку вітроенергетики існує проблема з приховуванням КП через існуючу конкуренцію між виробниками ВЕУ, яку можна вирішити шляхом моделювання КП за основними відомими параметрами ВЕУ. З іншого боку, висота осі БК може не співпадати з висотами розташування вітровимірювальних приладів, що потребує проведення перерахунку параметрів вітрового потенціалу з висоти вимірювань на довільну висоту приземного шару атмосфери. Якщо ж висота осі БК більша за висоту метеозогли, то такий перерахунок передбачає екстраполяцію виявленої залежності (регресії). Проте, чи зберігається виявлений тренд із подальшим зростанням висоти і наскільки отриманим результатам можна довіряти – питання не вирішене.

АНАЛІЗ ОСТАННІХ ДОСЛІДЖЕНЬ І ПУБЛІКАЦІЙ

Хоча деякі дослідники відмічали суттєвий вплив на КП діаметру БК D та номінальної потужності генератора ВЕУ P [1], задача визначення зв'язку між ними досі не вирішена через ствердження відносно унікальності форми КП кожної моделі ВЕУ [2, 3]. Абсолютна більшість дослідників займаються питаннями покращення якості апроксимації конкретних КП ВЕУ шляхом пошуку нових та удосконалення відомих ММ [4, 5 та інші].

В роботі [6] запропоновано спосіб визначення КП ВЕУ за параметрами P та D на основі поліному 5-го степеня, а дослідженням [7] були підтверджені

припущення інших дослідників [8] щодо того, що КП ВЕУ добре описуються інтегральним розподілом Вейбула-Гніденка (ІРВГ).

Сьогодні завдання вибору оптимального способу перерахунку вітрового розподілу на потрібну висоту далеке від розв'язки. Незважаючи на давно відому низьку точність [9], деякі дослідники й досі користуються застарілим емпіричним законом [10, 11]. До більш точних відомих способів можна віднести перерахунок параметрів РВГ [12] або швидкостей вітру i -х градацій на підставі ступеневого закону. Але за відсутності результатів фактичних вимірювань на шуканій висоті достовірність отриманих результатів неможливо оцінити.

ВІДОКРЕМЛЕННЯ НЕВИРІШЕНИХ РАНІШЕ ЧАСТИН ЗАГАЛЬНОЇ ПРОБЛЕМИ

Стрімкий розвиток промислової вітроенергетики на Півдні України вкупі із неперервним зростанням висоти осі БК ВЕУ, потребує негайного визначення простого та надійного способу визначення продуктивності ВЕУ із довільною висотою осі БК. Поставлена задача може бути надійно вирішена тільки із використанням багаторічних синхронних вимірювань на різних висотах приземного шару атмосфери. Проведені вперше в Україні в Очаківському районі дворічні безперервні вимірювання параметрів на висотах щогли 50, 80, 100 та 101,5 м у поєднанні з результатами вимірювань на Аджигольській ВЕС та державних метеорологічних станціях, спираючись на середньосвітову закономірність (тенденцію) зростання параметрів вітрового розподілу із висотою, дозволять надійно оцінити вітроенергетичний потенціал та розкрити його особливості у Північному Причорномор'ї України.

МЕТА ДОСЛІДЖЕННЯ

Метою дослідження є розробка ММ генерування електричної енергії ВЕУ заданого типорозміру у вітрових умовах Північного Причорномор'я України.

Для досягнення поставленої мети залучено:

- регресійну модель залежності СВП ВЕУ від їх основних типорозмірів: номінальної встановленої потужності генератора та діаметра ВК для конкретних вітрових умов;
- результати вітрових вимірювань на різних висотах приземного шару атмосфери у різних місцевостях світу, у тому числі у Північному Причорномор'ї України;
- методи варіаційної статистики, регресійного аналізу, математичного моделювання, числові та комп'ютерні методи пошуку рішень.

Об'єкт дослідження – процес генерування електричної енергії ВЕУ мультимегаватного класу різних типорозмірів.

Предмет дослідження – залежність середньої потужності генерування електричної енергії (середньої використаної потужності) ВЕУ від її типорозміру та вітрокліматичних умов роботи.

ОСНОВНИЙ МАТЕРІАЛ

Середня використана потужність як критерії продуктивності ВЕУ

Швидкість вітру у будь-якій місцевості не є сталою величиною, а постійно змінюється у кожний момент часу. Вітрові умови конкретної місцевості характеризуються розподілом швидкості вітру V , яке зазвичай описується за допомогою диференціального розподілу Вейбула-Гніденка (ДРВГ) [13]:

$$f(V) = \frac{c_w}{b_w} \left(\frac{V}{b_w} \right)^{c_w-1} \cdot \exp \left[- \left(\frac{V}{b_w} \right)^{c_w} \right]. \quad (1)$$

Тоді середня потужність генерування W , або СВП ВЕУ за визначений інтервал часу буде визначатись потужністю генерування ВЕУ $P(V)$ при значенні швидкості вітру V , помноженою на $f(V)$ і проінтегрованою за всіма можливими швидкостями вітру [14]:

$$W = \int_0^{\infty} P(V) \cdot f(V) dV, \quad (2)$$

де $P(V)$ – КП ВЕУ. Тобто, W є згорткою двох функцій – $P(V)$ і $f(V)$.

Помноживши СВП ВЕУ на середню кількість годин у році ($T_p \approx 8766$ год), можна визначити величину річного виробітку електроенергії ВЕУ Q , яка є основним критерієм оцінки продуктивності її роботи у конкретних вітрових умовах [15]:

$$Q = 8766 \cdot W.$$

В роботі авторів [16] на основі аналізу параметрів 115-ти моделей сучасних ВЕУ була побудована регресійна модель залежності СВП ВЕУ W від їх основних

типорозмірів: номінальної встановленої потужності (НВП) генератора P та діаметра ВК D для конкретних вітрових умов.

В роботі [16] розглядалися випадки лише слабкого ($b_w = 6$ м/с), помірного ($b_w = 8$ м/с) та сильного ($b_w = 10$ м/с) вітрів [17], а для параметру форми c_w було проведено усереднення в інтервалі значень $c_w \in [2,1 \div 2,5]$, який є характерним для Центральної та Східної Європи. Для більшості ж місцевостей світу цей інтервал складає $c_w \in [1,5 \div 3,0]$ [18]. Необхідно також вирішити задачу перерахунку вимірних значень параметрів b_w і c_w на висоту розташування осі ВК ВЕУ, що потребує включення до моделі СВП ВЕУ разом з її основними типорозмірами параметрів ДРВГ b_w і c_w для розподілу швидкості вітру та опосередковано через них і висоту розташування осі ВК H .

Для розв'язання цього завдання були виділені три характерних значення параметру масштабу ДРВГ b_w для випадків слабкого, помірного і сильного вітрів та чотири значення параметру форми ДРВГ: $c_w = 1,5; 2,1; 2,5; 3,0$. Для кожної пари значень b_w і c_w чисельно розраховані відповідні коефіцієнти використання встановленої потужності (КВВП) двома способами (результати розрахунків збіглися з високою точністю) [16]. За отриманими значеннями КВВП були побудовані дванадцять рівнянь логарифмічної регресії вигляду:

$$\text{КВВП} = A(c_w, b_w) \cdot \ln \left(\frac{b_l}{b_w} \right) + B(c_w, b_w), \quad (3)$$

де b_l – параметр масштабу інтегрального розподілу Вейбула-Гніденко (ІРВГ) для КП відповідної ВЕУ. Зауважимо, що в [16] були розраховані значення параметрів b_l і c_l ІРВГ для КП 115-ти моделей ВЕУ. Дванадцять пар значень коефіцієнтів $A(c_w, b_w)$ і $B(c_w, b_w)$ добре відповідали рівнянням лінійної регресії, що дозволило одержати наступне загальне спрощене рівняння логарифмічної регресії для КВВП для усього діапазону значень c_w, b_w :

$$\text{КВВП} = -(0,192c_w + 0,217) \cdot \ln \left(\frac{b_l}{b_w} \right) + 0,0295c_w + 0,389. \quad (4)$$

Як видно, уся залежність КВВП від параметру b_w знаходиться під знаком логарифму.

СВП ВЕУ W можна виразити за формулою (4) згідно співвідношення $W = P \cdot \text{КВВП}$:

$$W = -(0,192c_w + 0,217) \cdot P \cdot \ln \left(\frac{b_l}{b_w} \right) + (0,0295c_w + 0,389) \cdot P. \quad (5)$$

Таким чином, отримали загальний вигляд залежностей СВП ВЕУ від їх КП та параметрів ДРВГ для швидкості вітру.

Для визначення надійності і точності формули (5) в якості прикладу проведено порівняння її передбачення з результатами чисельних обчислень СВП для десяти ВЕУ НВП від 2-х до 8-ми МВт за формулою (2).

Чисельні розрахунки виконані двома способами згідно методики [16], результати збіглися між собою з високою точністю.

В таблиці 1 наведено порівняння результатів розрахунків з передбаченнями формули (5). Усі обчислення проведені для 12-ти пар значень параметрів b_w і c_w ДРВГ швидкості вітру. Кожній парі параметрів відповідає своя комірка в таблиці. Верхнє число у комірці є результатом числових розрахунків, а нижнє – на підставі формули (5).

Аналіз таблиці 1 показує, що відмінність результатів числових розрахунків та розрахунків по формулі (5) в середньому складає 2,82 %, тому формулу (5) надійно (на рівні довірчої ймовірності, що перевищує 95 %) можна застосовувати для проведення оцінок виробітку ВЕУ.

Таблиця 1. Порівняння числових розрахунків СВП та їх прогнозів

№ з/п	Тип ВЕУ	P, МВт	D, м	b_t	c_w	$b_w, \text{м/с}$			$\delta, \%$		
						6	8	10	6	8	10
1	WTU 2.0 - 100	2,0	100	8,445	1,5	0,52 0,52	0,81 0,81	1,03 1,03	0,00	0,00	0,00
					2,0	0,46 0,48	0,82 0,83	1,11 1,10	4,35	1,22	0,90
					2,5	0,42 0,44	0,84 0,85	1,17 1,16	4,76	1,19	0,85
					3,0	0,40 0,41	0,85 0,86	1,23 1,22	2,50	1,18	0,81
2	FL 2500 - 100	2,5	100	8,791	1,5	0,59 0,60	0,95 0,96	1,23 1,24	1,69	1,05	0,81
					2,0	0,51 0,54	0,95 0,98	1,32 1,31	5,88	3,16	0,76
					2,5	0,46 0,49	0,96 0,99	1,39 1,38	6,52	3,13	0,72
					3,0	0,42 0,43	0,96 1,00	1,45 1,45	2,38	4,17	0,00
3	GE 2.5 - 120	2,5	120	7,806	1,5	0,75 0,74	1,12 1,11	1,39 1,39	1,33	0,89	0,00
					2,0	0,71 0,71	1,16 1,15	1,51 1,48	0,00	0,86	1,99
					2,5	0,67 0,69	1,21 1,19	1,61 1,58	2,99	1,65	1,86
					3,0	0,65 0,66	1,24 1,23	1,69 1,67	1,54	0,81	1,18
4	Vestas V126	3,0	126	8,098	1,5	0,83 0,86	1,27 1,30	1,60 1,64	3,61	2,36	2,50
					2,0	0,76 0,82	1,31 1,34	1,73 1,74	7,89	2,29	0,58
					2,5	0,70 0,78	1,35 1,39	1,85 1,85	11,43	2,96	0,00
					3,0	0,67 0,75	1,38 1,43	1,95 1,96	11,94	3,62	0,51
5	Senvion 3.2	3,2	122	8,537	1,5	0,83 0,84	1,29 1,30	1,65 1,66	1,20	0,78	0,61
					2,0	0,76 0,78	1,32 1,34	1,77 1,76	2,63	1,52	0,56
					2,5	0,70 0,73	1,34 1,37	1,87 1,86	4,29	2,24	0,53
					3,0	0,65 0,67	1,36 1,40	1,96 1,97	3,08	2,94	0,51
6	GE 3.4 - 137	3,4	137	8,098	1,5	0,97 1,03	1,46 1,52	1,84 1,90	6,19	4,11	3,26
					2,0	0,90 0,99	1,51 1,58	1,98 2,03	10,00	4,64	2,53
					2,5	0,85 0,96	1,56 1,64	2,11 2,17	12,94	5,13	2,84
					3,0	0,81 0,92	1,59 1,69	2,21 2,30	13,58	6,29	4,07

Продовження таблиці 1

№ з/п	Тип ВЕУ	P, МВт	D, м	b _t	c _w	b _w , м/с			δ, %		
						6	8	10	6	8	10
7	Vestas V112 - 3,45	3,45	112	9,109	1,5	0,77 0,75	1,25 1,25	1,65 1,64	2,60	0,00	0,61
					2,0	0,66 0,66	1,25 1,26	1,75 1,72	0,00	0,80	1,71
					2,5	0,58 0,57	1,24 1,26	1,83 1,80	1,72	1,61	1,64
					3,0	0,52 0,48	1,23 1,26	1,91 1,88	7,69	2,44	1,57
8	W2E-155/4.5fc	4,5	155	8,452	1,5	1,22 1,17	1,86 1,83	2,35 2,33	4,10	1,61	0,85
					2,0	1,12 1,09	1,90 1,87	2,52 2,47	2,68	1,58	1,98
					2,5	1,05 1,01	1,94 1,91	2,67 2,61	3,81	1,55	2,25
					3,0	1,01 0,93	1,97 1,95	2,79 2,75	7,92	1,02	1,43
9	Gamesa G 132	5,0	132	9,317	1,5	1,11 1,06	1,80 1,79	2,36 2,35	4,50	0,56	0,42
					2,0	0,96 0,92	1,78 1,79	2,49 2,46	4,17	0,56	1,20
					2,5	0,85 0,79	1,77 1,79	2,61 2,57	7,06	1,13	1,53
					3,0	0,79 0,65	1,76 1,79	2,70 2,68	17,72	1,70	0,74
10	Vestas V164 - 8.0	8,0	164	9,480	1,5	1,63 1,61	2,73 2,77	3,65 3,67	1,23	1,47	0,55
					2,0	1,35 1,37	2,67 2,76	3,83 3,83	1,48	3,37	0,00
					2,5	1,16 1,14	2,61 2,74	4,00 3,99	1,72	4,98	0,25
					3,0	1,03 0,90	2,57 2,73	4,13 4,14	12,62	6,23	0,24
Сер. знач.									2,82		

Для визначення СВП ВЕУ W з довільною висотою осі ВК залучено результати проведених синхронних висотних вимірювань на висотах H у шести місцевостях світу (таблиця 2) [19–24]. Конструктивні особливості метеостогли зазвичай не дозволяють проводити вимірювання на висотах більше за 100 м, що практично є нижньою межею висоти осі сучасних ВЕУ. Лазерні та акустичні вітровимірювальні прилади (LIDAR, SODAR) дозволяють вимірювати швидкість вітру на висотах 600 м і більше [25], але в подальшому дослідженні зосередимось саме на оцінці надійності даних, отриманих шляхом екстраполяції.

Розглянемо екстраполяційну задачу прогнозування параметрів ДРВГ на довільну висоту на підставі певної апроксимаційної функції. Задача полягає не у досягненні максимальної точності наближення до існуючих значень, яка досягається шляхом застосування багаточленів n -го ступеню, а у визначенні природньої закономірності зміни значень параметрів

ДРВГ із висотою. Розглянемо два наступних закони: степеневий [12] та більш простий лінійний.

У таблиці 3 наведені відповідні рівняння регресії із відповідними коефіцієнтами детермінації, які були визначені на підставі даних таблиці 2 за допомогою команди «Додати лінію тренду» з ППП MS Excel.

З таблиці 3 видно, що форма зміни параметру масштабу ДРВГ b_w з висотою H більш близька до степеневі залежності, проте також може бути описана і лінійною залежністю із незначним збільшенням похибки наближення.

Отримані значення коефіцієнтів при H функціональної залежності параметру форми c_w вказують на те, що зміна значення цього параметру із висотою досить незначна, отже доцільно представити параметр c_w у вигляді сталої величини замість застосування функції $c_w = f(H)$.

Оцінимо надійність результатів екстраполяції виявлених залежностей b_w та сталої величини c_w на

Таблиця 2. Параметри ДРВГ за результатами висотних вимірювань

Місце вість	H , м	$\tilde{n}_w$, у.о.	b_w , м/с	Місце вість	H , м	$\tilde{n}_w$, у.о.	b_w , м/с	Місце вість	H , м	$\tilde{n}_w$, у.о.	b_w , м/с
Китай, Баотоу	10	1,94	6,76	Пакистан, Са- жавал	20	2,52	5,93	ПАР*	10	2,12	7,23
	30	1,94	7,60		40	2,64	6,93		20	2,16	7,88
	50	2,00	8,14		60	3,02	7,28		40	2,21	8,84
	70	2,03	8,57		80	2,97	8,21		60	2,24	9,39
Данія, Протока Каттегат	100	2,12	9,59	Індія, Джафарабад	40	2,37	7,25	Латвія, Вентспіле	44	1,75	4,17
	120	2,10	9,72		60	2,39	7,48		60	2,26	6,6
	140	2,08	9,82		70	2,39	7,58		80	2,32	8,11
	160	2,06	9,90		80	2,39	7,67		100	2,37	9,49
	180	2,05	9,98		87	2,39	7,72		130	2,36	10,59
	200	2,05	10,03		100	2,36	7,79		160	2,38	11,18
	240	2,01	10,12		107	2,35	7,84				
					120	2,34	7,94				
					140	2,29	8,03				
					160	2,25	8,11				
					180	2,21	8,18				
					200	2,17	8,20				

* – Південно-Африканська Республіка.

Таблиця 3. Функціональні залежності параметрів ДРВГ із висотою

Країна	Діапазон висот, м	Лінійна залежність		Степенева залежність	
		Рівняння	R^2	Рівняння	R^2
Пакистан	20 – 80	$b_w = 0,036H + 5,2864$	0,9715	$b_w = 3,0455H^{0,2211}$	0,9691
		$\tilde{n}_w = 0,0087H + 2,3541$	0,8243	$\tilde{n}_w = 1,6592H^{0,1361}$	0,8471
ПАР	10 – 60	$b_w = 0,0429H + 6,9392$	0,9731	$b_w = 5,1135H^{0,1478}$	0,9962
		$\tilde{n}_w = 0,0024H + 2,1059$	0,9660	$\tilde{n}_w = 1,9724H^{0,0309}$	0,9975
Китай	10 – 70	$b_w = 0,0299H + 6,5735$	0,9760	$b_w = 5,0997H^{0,1203}$	0,9937
		$\tilde{n}_w = 0,0017H + 1,9115$	0,8963	$\tilde{n}_w = 1,8280H^{0,0226}$	0,7172
Данія	100 – 240	$b_w = 0,0037H + 9,2703$	0,9589	$b_w = 7,2287H^{0,0618}$	0,9938
		$\tilde{n}_w = -0,0007H + 2,1877$	0,9700	$\tilde{n}_w = 2,7582H^{-0,057}$	0,9819
Індія	40 – 200	$b_w = 0,0057H + 7,1725$	0,9392	$b_w = 5,4119H^{0,0794}$	0,9968
		$\tilde{n}_w = -0,0015H + 2,489$	0,8889	$\tilde{n}_w = 3,0557H^{-0,05}$	0,7041
Латвія	44 – 160	$b_w = 0,0573H + 2,8713$	0,8967	$b_w = 0,2964H^{0,7359}$	0,9236
		$\tilde{n}_w = 0,0039H + 1,8679$	0,4838	$\tilde{n}_w = 0,9272H^{0,1961}$	0,6239

висоти, що перевищують висоти вимірювань. Так, стосовно даних з Пакистану, ПАР та Китаю, обмежимося результатами вимірювань на трьох найменших висотах, за якими побудуємо відповідні регресійні моделі та спрогнозуємо значення параметрів ДРВГ на четвертій найвищій висоті і зіставимо з фактичними

показниками. Стосовно вимірювань у Данії та Латвії, обмежимося фактичними даними на висотах до 100 м (для Індії – 100 – 140 м), а далі, за побудованими регресійними моделями $b_w = f(H)$ та обчисленими середньоарифметичними значеннями $\bar{c}_w$, спрогнозуємо значення параметрів РВГ на інших висотах.

Наприклад, за даними вимірювань у Пакистані на висотах 20, 40 та 60 м обчислено середньоарифметичне значення $\bar{c}_w$ та побудовано відповідну регресійну модель (рис. 1а), за якою обчислено прогнозне значення параметру b_w ДРВГ на висоті $H = 80$ м і обчислено відносну похибку прогнозування (δ , %) порівняно із фактичними даними (таблиці 4, 5). Аналогічним чином обчислені та оцінені значення параметрів РВГ для інших місцевостей.

Рис. 1д ілюструє відсутність функціональної залежності параметру форми c_w від висоти H . У цьому випадку, а також для випадків б, в, з, де зміна значення цього параметру протягом обраного діапазону висот незначна, доцільно представити параметр c_w у вигляді сталої величини.

У таблиці 4 представлені результати значень параметрів ДРВГ та обчислено відносні похибки прогнозування.

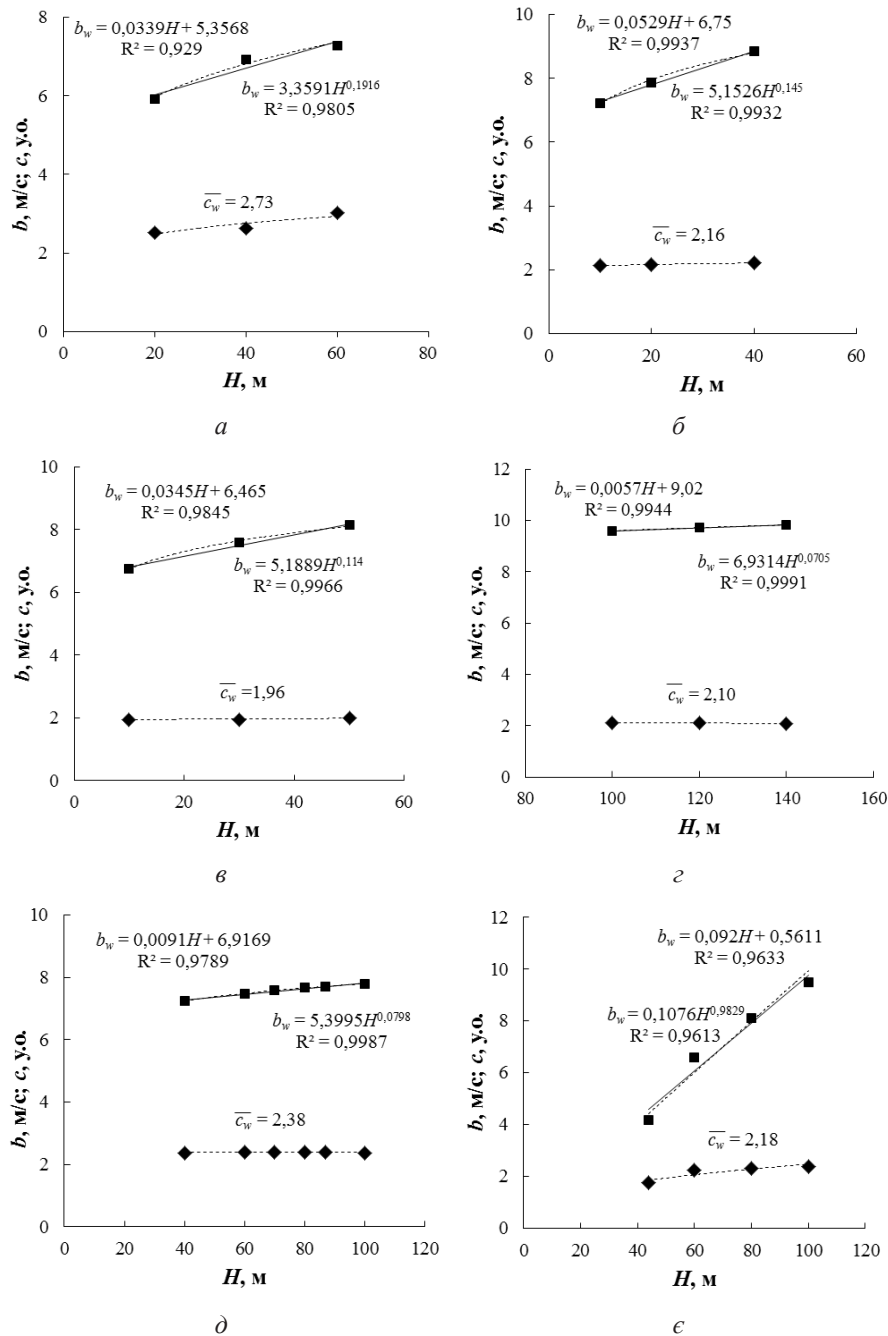


Рис. 1. Рівняння регресії за фактичними значеннями: а – Пакистан; б – ПАР; в – Китай; з – Данія; д – Індія; е – Латвія

Таблиця 4. Визначення параметру масштабу b_w за результатами висотних вимірювань

Країна	Висота, м	c_w , у.о.		δ , %/м	b_w , м/с			δ , %		δ , %/м	
		Факт	Сер. знач.		Факт	За лін. регр.	За степ. регр.	За лін. регр.	За степ. регр.	За лін. регр.	За степ. регр.
Пакистан	80	2,97	2,73	0,404	8,21	8,07	7,78	1,71	5,24	0,085	0,262
Латвія	130	2,36	2,18	0,254	10,59	12,52	12,17	18,22	14,92	0,607	0,497
	160	2,38	2,18	0,140	11,18	15,28	14,93	36,67	33,54	0,611	0,559
ПАР	60	2,24	2,16	0,179	9,39	9,92	9,33	5,64	0,64	0,282	0,032
Китай	70	2,03	1,96	0,172	8,57	8,98	8,37	4,78	2,33	0,239	0,117
Данія	160	2,06	2,10	0,097	9,90	9,93	9,91	0,30	0,10	0,015	0,005
	180	2,05	2,10	0,061	9,98	10,05	10,00	0,70	0,20	0,018	0,005
	200	2,05	2,10	0,041	10,03	10,16	10,07	1,30	0,40	0,022	0,007
	240	2,01	2,10	0,045	10,12	10,39	10,20	2,67	0,79	0,027	0,008
Індія	107	2,35	2,38	0,182	7,84	7,89	7,84	0,64	0,00	0,091	0,000
	120	2,34	2,38	0,085	7,94	8,01	7,91	0,88	0,38	0,044	0,019
	140	2,29	2,38	0,098	8,03	8,19	8,01	1,99	0,25	0,050	0,006
	160	2,25	2,38	0,096	8,11	8,37	8,10	3,21	0,12	0,053	0,002
	180	2,21	2,38	0,096	8,18	8,55	8,17	4,52	0,12	0,057	0,002
	200	2,17	2,38	0,097	8,20	8,74	8,24	6,59	0,49	0,066	0,005
		Сер. знач.		0,134	Сер. знач.					0,151	0,102

Найбільша помилка передбачення c_w за середньоарифметичним значенням складає $\delta_{\max} = 8,08\%$ при екстраполяції на висоту до 80 м (тобто на 20 м вище висоти вимірювань) для Пакистану, або $\delta_{\max} = 0,40\%$ на 1 м, а середня складає $\bar{\delta} = 0,134\%$ на 1 м. На такі значення похибок і будемо орієнтуватися при оцінці передбачень шляхом інтерполяції.

Дані таблиці 4 показують перевагу степеневої регресії над лінійною за точністю передбачення із середньою похибкою $\bar{\delta} = 0,10\%$ на 1 м та максимальною $\delta_{\max} = 0,56\%$ на 1 м. Передбачення за лінійною регресією має гірші показники: $\bar{\delta} = 0,15\%$ на 1 м, $\delta_{\max} = 0,61\%$ на 1 м.

Проте обчислені похибки прогнозування явно залежать від місця вимірювання – дуже малі для Данії та Індії і зависокі для Латвії. Отже у деяких місцевостях залежність b_w від висоти повністю підкоряється степеневому закону зростання, а в інших під дією певних чинників відбувається відхилення параметру ДРВГ від очікуваних значень.

b_w Для з'ясування причини таких відхилень розглянуті особливості рельєфу місцевостей, де проводилися відповідні вітрові вимірювання і їх вплив на значення степеневих показників.

Як відомо, зростання середньої швидкості вітру $\bar{V}$ із висотою підкоряється степеневому закону Хелмана [26]:

$$\frac{\bar{V}_0}{\bar{V}_\phi} = \left(\frac{h_0}{h_\phi} \right)^m \quad (6)$$

Тут: $\bar{V}_\phi$ – швидкість вітру на висоті флюгера h_ϕ ; $\bar{V}_0$ – шукана швидкість вітру на висоті h_0 ; m – показник

ступеня функції, значення якого вибирається залежно від типу поверхні, так званий коефіцієнт вертикального профілю швидкості вітру.

Оскільки $\bar{b}_w \approx 1,1\bar{V}$ [14], то вищевказані значення степеневих показників зростання середньої швидкості в деякій мірі справедливі і стосовно параметру масштабу ДРВГ, а отже мають узгоджуватись згідно таблиці 5 [26]:

Таблиця 5. Коефіцієнти шорсткості деяких поширених типів земної поверхні

Тип поверхні	Коефіцієнт шорсткості m
Озера, океани, тверда гладка поверхня	0,10
Трав'яний покрив (відкрита місцевість)	0,15
Дерева, живі огорожі та чагарники	0,20
Лісовий масив	0,25
Невеликі міста	0,30
Великі міста	0,40

Спираючись на дані таблиці 5, перевіримо узгодженість отриманих у таблиці 3 степеневих показників зростання параметру масштабу ДРВГ.

Вимірювання в Данії та Індії проводилися на водній поверхні (протока Каттегат у Данії та акваторія Аравійського моря біля м. Джафарабад, Пакистан). Їхні значення степеневих показників виявилися меншими за усереднений для водної гладі $m = 0,10$, що пояснюється похибками вимірювання та обчислення параметрів розподілу швидкості вітру. Проте отримані значення $m < 0,10$ чітко вказують саме на водний тип поверхні.

У звіті з проведених у Китаї вимірювань (регіон Внутрішня Монголія) сказано: «У Внутрішній Монголії, особливо на пустельних луках, рельєф відкритий, рослинність низька і мізерна, вітрові ресурси дуже багаті» [21]. Отримане значення показнику $m = 0,12$, тобто середнє між твердою поверхнею та травою, цілком узгоджується з вищевказаним поясненням.

Відповідно до звіту з вимірювань у Пакистані «довжина шорсткості поверхні склала 0,054 м, що відповідає відкритому полю з невисокими спорудами та деревами». Отримане значення $m = 0,22$ цілком узгоджується із звітом [19].

Вимірювання в ПАР проводилися на 10 щоглах, які були встановлені «на відкритій береговій території, вільній від прилеглих перешкод, таких як гори та будівлі». Значення показнику складає біля $m = 0,15$, тобто це відкрита місцевість, що й було зазначено у звіті [19].

Зі всіх вимірів явно вибивається значення показнику $m = 0,736$, який було отримано за даними вітрових вимірювань у Латвії, адже земної поверхні з такими показниками немає у природі. Вимірювання проводилися на березі Балтійського моря в районі м. Вентспілс [24], яке оточене з трьох сторін лісом, де більшість часу вітер дме зі сторони моря, на який сильно впливає лісовий масив. У роботі автор, розуміючи наявну неузгодженість отриманих результатів, вдається до відкидання даних на висотах менше 100 м, при цьому залучає дані вітрових вимірювань на висоті 20 м з інших джерел, і таким чином отримує $m = 0,270$ для середньої швидкості вітру, значення якого цілком узгоджується з таблицею 5. Зазначимо, що узгодженість даних у роботі [24] була поставлена під сумнів результатами обчислень середньої похибки прогнозування у таблиці 4. Отже, аналогічно запропонованого автором способу було вилучено з масиву вхідних даних відповідні значення b_w на висотах 44, 60 та 88 м, а замість них додано значення $b_w = 6,4$ м/с на висоті $H = 20$ м, яке було приблизно обчислено за $\bar{V}$ згідно [14].

Зіставляючи результати обчислень відносної похибки прогнозування із описами рельєфів робимо висновок, що на відкритих водних поверхнях, позбавлених будь-яких перешкод для руху вітрового потоку, зростання параметру b_w із висотою повністю підкоряється степеневому закону. Над земною поверхнею вплив шорсткості та різноманітних об'єктів впливають на профіль вертикального зростання b_w , що призводить до певного відхилення параметрів ДРВГ від очікуваних.

Підвищення точності визначення параметру масштабу ДРВГ шляхом екстраполяції на великі дистанції потребує залучення додаткових даних, адже визначені за наявними даними тренди не завжди збігаються із подальшим набором висоти. В такому випадку досить корисним було б спиратись на умовно

«середньосвітову» закономірність зростання цього параметру.

Для визначення умовно «середньосвітового» тренду сформовано набір 34 значень параметрів ДРВГ та відсортовано їх у порядку зростання висоти.

Таблиця 6. Відсортовані вхідні дані

№	H	$\tilde{b}_w$	b_w	№	H	$\tilde{b}_w$	b_w
1	10	2,12	7,23	18	100	2,37	9,49
2	10	1,94	6,76	19	100	2,36	7,79
3	20	—	6,4	20	100	2,12	9,59
4	20	2,52	5,93	21	107	2,35	7,84
5	20	2,16	7,88	22	120	2,34	7,94
6	30	1,94	7,6	23	120	2,1	9,72
7	40	2,64	6,93	24	130	2,36	10,59
8	40	2,21	8,84	25	140	2,29	8,03
9	40	2,37	7,25	26	140	2,08	9,82
10	50	2	8,14	27	160	2,25	8,11
11	60	3,02	7,28	28	160	2,06	9,9
12	60	2,24	9,39	29	160	2,38	11,18
13	60	2,39	7,48	30	180	2,21	8,18
14	70	2,03	8,57	31	180	2,05	9,98
15	70	2,39	7,58	32	200	2,17	8,2
16	80	2,39	7,67	33	200	2,05	10,03
17	87	2,39	7,72	34	240	2,01	10,12
				Сер. знач.		2,25	

Відкинемо точку № 29, яка явно вибивається із заданого тренду. Далі, задля зменшення невизначеності отриманої вибірки, проведено її згладжування із шириною вікна у три точки. За отриманими 33 значеннями b_w визначено степеневу регресію вигляду

$$\bar{b}_w = 4,7065H^{0,1300} \quad (R^2 = 0,857); \quad (7)$$

Повторне згладжування вибірки призвело до степеневі регресії вигляду

$$\bar{b}_w = 4,6971H^{0,1305} \quad (R^2 = 0,921); \quad (8)$$

на якій варто зупинитись, адже подальше згладжування призведе до надмірної лінеаризації виявленої закономірності.

Отже, отримано середньостатистичне значення степеневого показника зростання параметру масштабу $\bar{b}_w$ на рівні $m = 0,13$, що відповідає проміжному значенню між водною поверхнею та відкритою місцевістю. Оскільки 58 % даних (19 значень) таблиці 6 отримано за результатами вітрових вимірювань над поверхнею води, то отримане середнє значення степеневого показника є цілком узгодженим.

Дослідження виробітку вітроелектричних установок вітропарків Півдня України

Продовж 2012–2013 рр. біля узбережжя Чорного моря у Очаківському районі Миколаївської області біля с. Іванівка було проведено синхронні вітрові вимірювання на висотах $H = 50$ м, 80 м, 100 м та

101,5 м, які застосуємо в якості основи для оцінки продуктивності ВЕУ вітропарків Півдня України. Оскільки максимальна висота вимірювання скла-ла лише $H = 101,5$ м, яка є замалою для більшості сучасних ВЕУ, то для запобігання визначення хибного тренду прогнозування залучимо додаткові дані за даним районом.

Для району Північного Причорномор'я запропоновано застосовувати значення показнику $b_w = 6,1$ м/с на висоті $H = 10$ м [27]. При цьому в якості степеневого показнику вертикального зростання b_w пропонується використовувати значення $m = 1/7 = 0,143$.

На Аджигольської пілотної ВЕС проведено 26-ти місячні вітрові вимірювання приладом Logger Symphonie 9200 на висоті $H = 31,5$ м та визначено розподіл повторюваності швидкості вітру за градаціями [28] (рис. 2), за яким за різними способами було визначено значення $b_w = 6,9$ м/с.

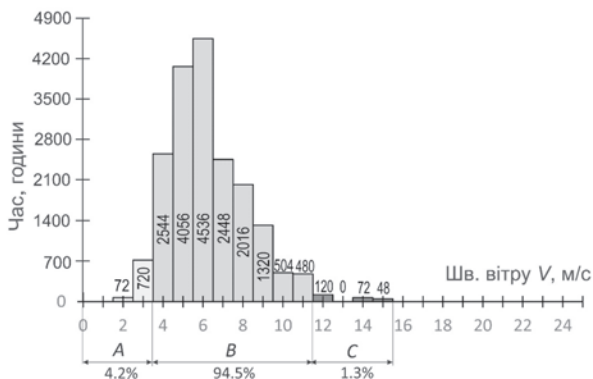


Рис. 2. Розподіл повторюваності швидкості вітру на висоті 31,5 м

В якості верхньої межі зростання залучимо «середньосвітове» значення $b_w = 9,38$ м/с на висоті $H = 200$ м, яке було отримано за формулою (8).

За залученими сьома значеннями b_w було отримано степеневе рівняння регресії для діапазону висот $H = 10 \div 200$ м вигляду (рис. 3):

$$b_w = 4,2628H^{0,144} \quad (R^2 = 0,976); \quad (9)$$

Отримане значення $m = 0,144$ відповідає відкритій місцевості, якою і являються степи Північного Причорномор'я.

З урахуванням регресії (9) та середньоарифметичного значення отриманого за даними вимірювань біля с. Іванівка

$$c_w = \bar{c}_w = 2,48 \quad (\bar{\delta} = 1,12 \%),$$

де $\bar{\delta}$ – середня відносна похибка регресії, отримаємо формулу визначення СВП ВЕУ для району Північного Причорномор'я України вигляду:

$$W = -0,693 \cdot P \cdot \ln \left(\frac{b_i}{4,2628H^{0,144}} \right) + 0,462 \cdot P. \quad (10)$$

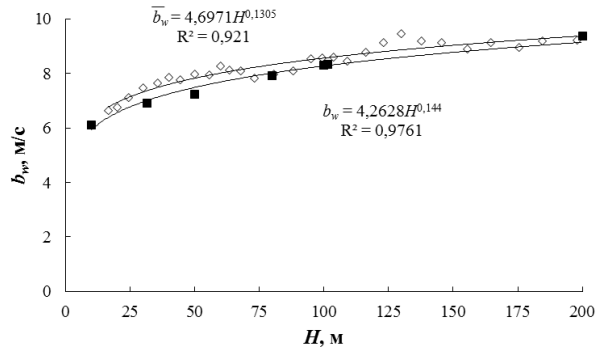


Рис. 3. Степеневі залежності вертикального зростання параметру b_w : $\diamond$ – «загальносвітові»; $\blacksquare$ – району Північного Причорномор'я

В таблиці 7 наведено характеристики основних типів ВЕУ, що встановлені у вітропарках України, і відповідні значення СВП W (6-й стовпчик), розраховані згідно формули (10). Параметр ВЕУ b_i було обчислено згідно формули [16]

$$b_i = 12,036 + 0,954 \cdot P - 0,0547 \cdot D. \quad (11)$$

Таблиця 7. Основні характеристики ВЕУ вітропарків України

№ з/п	Тип ВЕУ	P , МВт	D , м	H , м	W , МВт	W_{γ} , МВт	δ , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	WTU 2,5	2,500	100	100	1,02	0,98	3,94
2	WTU 3,0	3,000	120	100	1,37	1,38	0,96
3	WTU 3,2	3,200	120	100	1,41	1,42	0,77
4	WTU 3,3	3,300	120	100	1,43	1,44	0,82
5	WTU 3,5	3,500	138	100	1,75	1,76	0,40
6	WTU 4,5	4,500	151	120	2,24	2,21	1,11
7	WTU 4,8	4,800	151	120	2,27	2,27	0,02
8	V 112 3,075	3,075	112	94	1,26	1,26	0,19
9	V 112 3,075	3,075	112	119	1,33	1,33	0,03
10	V 112 3,3	3,300	112	94	1,30	1,30	0,32
11	V 126 3,45	3,450	126	117	1,60	1,62	0,85
12	V 126 3,65	3,650	126	117	1,64	1,65	1,00
13	V 136 3,65	3,650	136	120	1,81	1,82	0,24
14	V 126 3,8	3,800	126	112	1,65	1,67	1,40
15	GE 3,6	3,600	137	131	1,85	1,86	0,25
16	GE 3,63	3,630	137	110	1,79	1,80	0,23
17	GE 3,8	3,800	137	110	1,83	1,83	0,33
18	GE 4,0	4,000	137	131	1,93	1,93	0,34
19	N 131	3,900	131	120	1,77	1,79	1,02
20	Nordex 4,5	4,500	149	125	2,22	2,20	0,76
					Сер. знач.		0,75

Взагалі формула (9) дозволяє для будь-якої ВЕУ з певними типорозмірами P і D та висотою розташування осі ВК H визначити можливий виробіток W , або, навпаки, для одержання потрібного виробітку визначити необхідну висоту розташування осі ВК (якщо це є можливим).

Головним недоліком формули (9) є її складність для швидких оцінок виробку W ВЕУ або ВЕС. Застосування множинного лінійного регресійного аналізу для даних таблиці 6 (за факторами-регресорами P , D і H) за допомогою інструменту «Регресія» з ППП MS Excel-2019 дозволяє одержати наступне спрощене але одночасно надійне рівняння залежності $W(P, D, H)$:

$$W = 0,195 \cdot P + 0,0154 \cdot D + 0,00301 \cdot H - 1,35. \quad (12)$$

Для рівняння регресії (12) значення коефіцієнта множинної кореляції дорівнює $R = 0,999$; а коефіцієнта детермінації, нормованого на кількість ступенів свободи: $R^2 = 0,998$. Максимальне відхилення передбачень рівняння (12), які наведені в 7-му стовпчику таблиці 7 з позначенням W_7 , відносно передбачень рівняння (10) складає 3,94 %, а середнє – 0,75 %.

Рівняння (12) на прикладі вітропарків України наочно показує, яким чином формується виробіток ВЕУ або ВЕС. Головний внесок відіграє встановлена потужність електрогенератора P (0,195 додаткових МВт W на один додатковий МВт встановленої потужності P), далі – діаметр ВК D (15 додаткових кВт W на один додатковий метр діаметру ВК) і, наприкінці, висота розташування осі ВК (3,01 додаткових кВт W на один додатковий метр висоти осі ВК H).

Розроблені ММ (10) та (12) залежності середньої використаної потужності ВЕУ від її основних типорозмірів та висоти розташування осі ВК у поєднанні із ММ формування вартісних показників

будівництва ВЕС можуть бути застосовані для комплексного аналізу техніко-економічної ефективності функціонування ВЕС у конкретних вітрокліматичних умовах.

ВИСНОВКИ

Залежність середньої використаної потужності (СВП) ВЕУ, як основної характеристики виробітку електроенергії, від її основних типорозмірів – номінальної встановленої потужності P та діаметру вітрового колеса D – доповнена урахуванням вітро-кліматичних умов місцевості у вигляді залежності параметрів функції Вейбула-Гніденка для розподілу швидкості вітру від висоти розташування осі ВК H . Показано, що для параметру масштабу розподілу Вейбула-Гніденка найбільш ефективною виявилася ступенева залежність, а параметр форми розподілу Вейбула-Гніденка взагалі слабо залежить від висоти осі ВК і може оцінюватися своїм середнім значенням. Одержані результати аналізу даних вимірювань швидкості вітру, проведених на Півдні України, застосовані для оцінки виробітку ВЕС вітропарків України. Основним результатом роботи є узагальнена лінійна ММ для СВП ВЕУ від P , D і H , на основі якої пояснюється, яким чином формується виробіток ВЕУ або ВЕС. Цю модель можна надійно застосовувати для передбачення виробітку ВЕУ різних типорозмірів в певних вітро-кліматичних умовах місцевості. Тим самим можуть бути обґрунтовані техніко-економічні висновки щодо доцільності будівництва відповідної ВЕС.

REFERENCES

- [1] Saint-Drenan Y. -M., Besseau R., Jansen M., Staffell I., Troccoli A., Dubus L., Schmidt J., Gruber K., Simões S., Heier S. (2020). A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions. *Renewable Energy*, vol. 157, pp. 754–768. doi: 10.1016/j.renene.2020.04.123.
- [2] Frandsen, S., Antoniou, I., Dahlberg, J. (1999). Improved power performance assessment methods. *Contributions from the Department of Wind Energy and Atmospheric Physics to EWEC '99 in Nice, France, 1999*, pp. 13–16.
- [3] Goudarzi, A., Davidson, I., Ahmadi, A., Venayagamoorthy, G. (2014). Intelligent Analysis of Wind Turbine Power Curve Models. *Proc. 2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG)*, pp. 1–7. doi: 10.1109/CIASG.2014.7011548.
- [4] Al-Shamma'a A., Addoweesh, K., Eltamaly, A. (2015). Optimum Wind Turbine Site Matching for Three Locations in Saudi Arabia. *Advanced Materials Research*, pp. 347–353. doi: 10.4028/www.scientific.net/AMR.347-353.2 130.
- [5] Bustos-Turu, G., Vargas, L., Milla, F., Saez, D., Zareipour, H., Núñez, A. (2012). Comparison of fixed speed wind turbines models: A case study. *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, pp. 961–966. doi: 10.1109/IECON.2012.6388937.
- [6] Terekhov, V. Ye., Podhurenko, V. S. (2021). Modeliuvannia kryvykh potuzhnosti promyslovykh vitroelektrychnykh ustanovok zadanoho typorozmiru [Modeling of power curves for industrial wind turbines of specified unit size]. *Problemy avtomatyzatsii ta upravlinnia: Zbirnyk naukovykh prats*, no. 65 (1), pp. 83 – 90. [In Ukrainian]
- [7] Podhurenko, V. S., Germanets, O. M., Terekhov, V. Ye. (2021). Metod otsiniuvannia koefitsiienta vykorystannia vstanovlenoi potuzhnosti vitrovoi elektrychnoi ustanovky [The method of the estimating wind power plant's installed capacity utilization factor]. *Elektronne modeliuvannia*, Vol. 43 (2), pp. 37–51. doi: 10.15407/emodel.43.02.037 [In Ukrainian]
- [8] Bokde, N., Feijóo, A., Villanueva, D. (2018). Wind Turbine Power Curves Based on the Weibull Cumulative Distribution Function. *Applied Sciences*, no. 8 (10), 1757, pp. 1–18. doi: 10.3390/app8101757
- [9] Doran, J., Verholek, M. (1977). A note on vertical Extrapolation Formulas for Weibull Velocity Distribution Parameters. *Journal of applied Meteorology*, Vol. 17, pp. 410–412.
- [10] Ouahabi, M. H., Elkhachine, H., Benabdelouahab, F., Khamlichi, A. (2020). Comparative study of five different methods of adjustment by the Weibull model to determine the most accurate method of analyzing annual variations of wind energy in Tetouan, Morocco. *Procedia Engineering*, no. 46, pp. 698–707. doi:10.1016/j.promfg.2020.03.099.
- [11] Elamouri, M. & Ben Amar, F. (2008). Wind energy potential in Tunisia. *Renewable Energy*, no 33, pp. 758–768. doi:10.1016/j.renene.2007.04.005.

- [12] Bezrukovs, V. P., Bezrukovs, V. V., Zacepins, A. (2014). Comparative efficiency of wind turbines with different heights of rotor hubs: performance evaluation for Latvia. *Journal of Physics: Conference Series*, 524, 012113, 9 p. doi:10.1088/1742-6596/524/1/012113
- [13] Weibull, W. (1951). A statistical distribution function of wide applicability. *Journal of Applied Mechanics*, Vol. 18 (3), pp. 293 – 297.
- [14] Cavallo, A. (1993). Wind Energy: Current Status and Future Prospects. *Science & Global Security*, Vol. 4, pp.65–109.
- [15] Helgason, K. (2012). Selecting optimum location and type of wind turbines in Iceland. M.Sc. Research Thesis, 90 p. Retrieved from: <https://skemman.is/bitstream/1946/12679/1/MScKristbjornHelgason.pdf> (access date 13.02.2024)
- [16] Podhurenko, V. S., Germanets, O. M., Terekhov, V. Ye. (2023). Mezha maksimalnoi efektyvnosti roboty vitroelektrychnykh ustanovok u konkretnykh vitroklimatychnykh umovakh [The limit of the wind turbine maximum efficiency with given sizes in specific wind conditions]. *Elektronne modeliuвання*, Vol. 45 (3), pp. 104–115. [In Ukrainian]
- [17] Wind energy generation systems. Standard IEC 61400-3-1. (2019). Edition 1.0 2019-04. IEC, 176 p.
- [18] Akpinar, E. K., Akpinar, S. (2004). Determination of the wind energy potential for Maden, Turkey. *Energy Conversion and Management*, no. 45, pp. 2901–2914.
- [19] Gul, M., Tai, N., Huang, W., Nadeem, H., Yu, M. (2020). Evaluation of Wind Energy Potential Using an Optimum Approach based on Maximum Distance Metric. *Sustainability*, no. 12, 1999, pp. 1–22. doi: 10.3390/su12051999.
- [20] Jimoh, A. –G., Munda, J. –L., Agee, J. (2013). A Statistical Analysis of Wind Distribution and Wind Power Potential in the Coastal Region of South Africa. *International Journal of Green Energy*, no. 10, pp. 814–834. doi: 10.1080/15435075.2012.727112.
- [21] Zhou, Shaohui & Yang, Yuanjian & Gao, Zhiqiu & Xingya, Xi & Duan, Zexia & Li, Yubin (2022). Estimating vertical wind power density using tower observation and empirical models over varied desert steppe terrain in northern China. *Atmospheric Measurement Techniques*, no 15, pp. 757–773. doi: 10.5194/amt-15-757-2022.
- [22] Hesselø Site Wind Conditions Assessment (2022). EMD International A/S, Aalborg, Denmark. 150 p. Retrieved from: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/102_hesseloe_site_wind_conditions_assessment.pdf (access date 13.02.2024)
- [23] Krishnan, B., Bastin, J. (2018). Report on the first offshore LIDAR wind data analysis. National Institute of Wind Energy (NIWE) Wind Resource Assessment & Offshore Unit Chennai, India. pp. 1–12. Retrieved from: [https://niwe.res.in/assets/Docu/offshore_LiDAR/Dec_2018_to_Nov_2019/1.Report_on_first_offshore_LiDAR_wind_data\(2nd_year\)_analysis.pdf](https://niwe.res.in/assets/Docu/offshore_LiDAR/Dec_2018_to_Nov_2019/1.Report_on_first_offshore_LiDAR_wind_data(2nd_year)_analysis.pdf) (access date 13.02.2024)
- [24] Bezrukovs, V. P., Bezrukovs, V. V., Shipkovs, P., Lizuma, L. (2014). Investigation of Wind Energy Distribution in Height in Latvia. *Energy Procedia*, no. 57, pp. 3100–3109. doi:10.1016/j.egypro.2015.06.057.
- [25] Buzdugan, L., Stefan, S. (2019). A comparative study of SODAR, LIDAR wind measurements and aircraft derived wind observations. *Rom. J. Phys.*, no 65, 810, pp. 1–15.
- [26] Bañuelos-Ruedas, F., Angeles-Camacho, C., Rios-Marcuello, S. (2011). Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region. *Wind Farm – Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment*. ISBN: 978-953-307-483-2, InTech, pp. 97–114.
- [27] Vasko, P. F. (1997). Pytomi kharakterystyky enerhetychnoho potentsialu vitru na terytorii Ukrainy [Specific characteristics of the energy potential of wind on the territory of Ukraine]. *Enerhetyka ta elektryfikatsiia*, no. 4, pp. 53–55. [In Ukrainian]
- [28] Podgurenko, V., Kutsan, Yu., Getmanets, O., Terekhov, V. (2021). Simulation of Efficiency Enhancement of Electric Power Generation by Wind Turbines in Wind Cadaster Various Zones. *Studies in Systems, Decision and Control II*, Vol. 346, pp. 63–80. doi: 10.1007/978-3-030-69189-9.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] Saint-Drenan Y. –M., Besseau, R., Jansen, M., Staffell, I., Troccoli, A., Dubus, L., Schmidt, J., Gruber, K., Simões, S., Heier, S. (2020) A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions. *Renewable Energy*. vol. 157. pp. 754–768. doi: 10.1016/j.renene.2020.04.123.
- [2] Frandsen, S., Antoniou, I., Dahlberg, J. (1999) Improved power performance assessment methods. *Contributions from the Department of Wind Energy and Atmospheric Physics to EWEC '99 in Nice, France, 1999*. pp. 13–16.
- [3] Goudarzi, A., Davidson, I., Ahmadi, A., Venayagamoorthy, G. (2014) Intelligent Analysis of Wind Turbine Power Curve Models. *Proc. 2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG)*. pp. 1–7. doi: 10.1109/CIASG.2014.7011548.
- [4] Al-Shamma'a, A., Addoweesh, K., Eltamaly, A. (2015) Optimum Wind Turbine Site Matching for Three Locations in Saudi Arabia. *Advanced Materials Research*. pp. 347–353. doi: 10.4028/www.scientific.net/AMR. 347-353.2 130.
- [5] Bustos-Turu, G., Vargas, L., Milla, F., Saez, D., Zareipour, H., Núñez, A. (2012) Comparison of fixed speed wind turbines models: A case study. *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*. pp. 961–966. doi: 10.1109/IECON.2012. 6388937.
- [6] Терехов, В. Є., Подгуренко, В. С. (2021) Моделювання кривих потужності промислових вітроелектричних установок заданого типорозміру. *Проблеми автоматизації та управління: Збірник наукових праць*. Випуск 65 (1). С. 83 – 90.
- [7] Подгуренко, В. С., Гетманець, О. М., Терехов, В. Є. (2021) Метод оцінювання коефіцієнта використання встановленої потужності вітрової електричної установки. *Електронне моделювання*. Т. 43 (2). С. 37–51. doi: 10.15407/emodel.43.02.037
- [8] Bokde, N., Feijóo, A., Villanueva, D. (2018) Wind Turbine Power Curves Based on the Weibull Cumulative Distribution Function. *Applied Sciences*. no. 8 (10). 1757. pp. 1–18. doi: 10.3390/app8101757

- [9] Doran, J., Verholek, M. (1977) A note on vertical Extrapolation Formulas for Weibull Velocity Distribution Parameters. *Journal of applied Meteorology*. Vol. 17. pp. 410–412.
- [10] Ouahabi, M. H., Elkhachine, H., Benabdelouahab, F., Khamlichi, A. (2020) Comparative study of five different methods of adjustment by the Weibull model to determine the most accurate method of analyzing annual variations of wind energy in Tetouan -Morocco. *Procedia Engineering*. no. 46. pp. 698–707. doi:10.1016/j.promfg.2020.03.099.
- [11] Elamouri, Mustapha & Ben Amar, Fathi. (2008) Wind energy potential in Tunisia. *Renewable Energy*. no. 33. pp. 758–768. doi:10.1016/j.renene.2007.04.005.
- [12] Bezrukovs, V. P., Bezrukovs, V. V., Zacepins, A. (2014) Comparative efficiency of wind turbines with different heights of rotor hubs: performance evaluation for Latvia. *Journal of Physics: Conference Series*. 524. 012113. 9 p. doi:10.1088/1742-6596/524/1/012113
- [13] Weibull, W. (1951) A statistical distribution function of wide applicability. *Journal of Applied Mechanics*. Vol. 18 (3). pp. 293 – 297.
- [14] Cavallo, A. (1993) Wind Energy: Current Status and Future Prospects. *Science & Global Security*. Vol. 4. pp.65–109.
- [15] Helgason, K. (2012) Selecting optimum location and type of wind turbines in Iceland. M.Sc. Research Thesis. 90 P. URL: <https://skemman.is/bitstream/1946/12679/1/MScKristbjornHelgason.pdf> (дата звернення 13.02.2024)
- [16] Подгуренко, В. С., Гетманець, О. М., Терехов, В. С. (2023) Межа максимальної ефективності роботи вітроелектричних установок у конкретних вітрокліматичних умовах. *Електронне моделювання*. Т. 45 (3). С. 104–115.
- [17] Wind energy generation systems. Standard IEC 61400-3-1. (2019) Edition 1.0 2019-04. IEC. 176 p.
- [18] Akpinar, E. K., Akpinar, S. (2004) Determination of the wind energy potential for Maden, Turkey. *Energy Conversion and Management*. no. 45. pp. 2901–2914.
- [19] Gul, M., Tai, N., Huang, W., Nadeem, H., Yu, M. (2020) Evaluation of Wind Energy Potential Using an Optimum Approach based on Maximum Distance Metric. *Sustainability*. no. 12. 1999. pp. 1–22. doi: 10.3390/su12051999.
- [20] Jimoh, A. –G., Munda, J. L. & Agee J. (2013) A Statistical Analysis of Wind Distribution and Wind Power Potential in the Coastal Region of South Africa. *International Journal of Green Energy*. no. 10. pp. 814–834. doi: 10.1080/15435075.2012.727112.
- [21] Zhou, Shaohui & Yang, Yuanjian & Gao, Zhiqiu & Xingya, Xi & Duan, Zexia & Li, Yubin (2022) Estimating vertical wind power density using tower observation and empirical models over varied desert steppe terrain in northern China. *Atmospheric Measurement Techniques*. № 15. pp. 757–773. doi: 10.5194/amt-15-757-2022.
- [22] Hesselø Site Wind Conditions Assessment (2022) EMD International A/S, Aalborg, Denmark. 150 P. URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/102_hesseloe_site_wind_conditions_assessment.pdf (дата звернення 13.02.2024)
- [23] Krishnan, B., Bastin, J. (2018) Report on the first offshore LIDAR wind data analysis. National Institute of Wind Energy (NIWE) Wind Resource Assessment & Offshore Unit Chennai, India. pp. 1–12. URL: [https://niwe.res.in/assets/Docu/offshore_LiDAR/Dec_2018_to_Nov_2019/1.Report_on_first_offshore_LiDAR_wind_data\(2nd_year\)_analysis.pdf](https://niwe.res.in/assets/Docu/offshore_LiDAR/Dec_2018_to_Nov_2019/1.Report_on_first_offshore_LiDAR_wind_data(2nd_year)_analysis.pdf) (дата звернення 13.02.2024)
- [24] Bezrukovs, V. P., Bezrukovs, V. V., Shipkovs, P., Lizuma, L. (2014) Investigation of Wind Energy Distribution in Height in Latvia. *Energy Procedia*. no. 57. P. 3100–3109. doi:10.1016/j.egypro.2015.06.057.
- [25] Buzdugan, L., Stefan, S. (2019) A comparative study of SODAR, LIDAR wind measurements and aircraft derived wind observations. *Rom. J. Phys.* no. 65. article 810. pp. 1–15.
- [26] Bañuelos-Ruedas, F., Angeles-Camacho, C., Rios-Marcuello, S. (2011) Methodologies Used in the Extrapolation of Wind Speed Data at Different Heights and Its Impact in the Wind Energy Resource Assessment in a Region. *Wind Farm – Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment*. ISBN: 978-953-307-483-2. InTech. pp. 97–114.
- [27] Васько, П. Ф. (1997) Питомі характеристики енергетичного потенціалу вітру на території України. *Енергетика та електрифікація*. № 4. С. 53–55.
- [28] Podgurenko, V., Kutsan, Yu., Getmanets, O., Terekhov, V. (2021) Simulation of Efficiency Enhancement of Electric Power Generation by Wind Turbines in Wind Cadaster Various Zones. *Studies in Systems, Decision and Control II*. Vol. 346. pp. 63–80. doi: 10.1007/978-3-030-69189-9.

© Подгуренко В. С., Гетманець О. М., Терехов В. С.
Дата надходження статті до редакції: 15.02.2024
Дата затвердження статті до друку: 23.02.2024