

ТЕОРЕТИЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТУЖНОСТІ ВТОРИННОЇ ВІТРОТУРБИНИ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНОЇ УСТАНОВКИ З АЕРОДИНАМІЧНИМ МУЛЬТИПЛІКУВАННЯМ

Отримано 18 жов. 2024 р.; рекомендовано до публікації 14 вер. 2025 р.
Доступно онлайн 01 квіт. 2025 р.

**Алексієвський Д. Г.¹, Манаєв К. В.²,
Стрункін Г. М.³**

Автор для кореспонденції: Стрункін Гліб,
e-mail: strunkingleb@gmail.com

¹ д-р техн. наук, доцент
<https://orcid.org/0000-0002-5787-6092>

² аспірант
<https://orcid.org/0000-0002-9751-4096>

³ магістр, інженер
<https://orcid.org/0009-0009-1719-4132>

^{1,2} Інженерний навчально-науковий інститут ім. Ю. М. Потебні Запорізького національного університету

³ ТОВ «Плутон ІС», м. Запоріжжя

Анотація. Для інженерного розрахунку вітроелектричної установки з аеродинамічним мультиплікуванням потрібна характеристика потужності її вторинної вітротурбіни. Існуюча модель вітроелектричної установки з аеродинамічним мультиплікуванням є складною та потребує великого об'єму обчислень. Метою роботи є розрахунок характеристики потужності вторинної вітротурбіни та розробка простішої аналітичної моделі, яка дозволить проводити як інженерні розрахунки, так і подальшу оптимізацію та пошук рівняння максимальної потужності. Методика. Розроблено апроксимацію характеристики, яка замінює великий об'єм обчислювань при розрахунку потужності вторинної вітротурбіни. Наукова новизна. На основі існуючої каузальної моделі розроблено регресійну модель, яка дозволила сформулювати нове наукове положення про максимальну потужність вторинної вітротурбіни вітроелектричної установки з аеродинамічним мультиплікуванням та виявити зону наявної автооптимізації. Практична значимість. Запропоновано інженерну методику розрахунку характеристик потужності вторинної вітротурбіни вітроелектричної установки з аеродинамічним мультиплікуванням та лінії її максимальної потужності. Бібл. 18, Рис. 6

Ключові слова: вітроелектрична установка, аеродинамічне мультиплікування, характеристика потужності, регресійна модель, лінія максимальної потужності, вторинна вітротурбіна, автооптимізація.

THEORETICAL POWER CHARACTERISTICS OF THE SECONDARY WIND TURBINE OF A WIND POWER PLANT WITH AERODYNAMIC MULTIPLICATION

Received Oct. 18, 2024; accepted Mar. 14, 2025
Available online Apr. 01, 2025

Alekseevskiy D.¹, Manaiev K.², Strunkin H.³

Author for correspondence: Strunkin Hlib,
e-mail: strunkingleb@gmail.com

¹ Doctor of science, Doc.
<https://orcid.org/0000-0002-5787-6092>

² Ph.D. student
<https://orcid.org/0000-0002-9751-4096>

³ Master, Engineer
<https://orcid.org/0009-0009-1719-4132>

^{1,2} Engineering Institute of Zaporizhzhia National University

³ LLC Pluton IC, Zaporizhzhya

Abstract. For the engineering calculation of a wind power plant with aerodynamic multiplication, a power characteristic of its secondary wind turbine is required. The existing model of a wind power plant with aerodynamic multiplication is complex and requires a large number of calculations. The purpose of the work is to calculate the power characteristics of a secondary wind turbine and develop a simpler analytical model that will allow for both engineering calculations and further optimization and search for the maximum power equation. Method. An approximation of the characteristic

has been developed that replaces a large number of calculations when calculating the power of a secondary wind turbine. Scientific novelty. Based on the existing causal model, a regression model was developed, which allowed us to form a new scientific position on the maximum power of the secondary wind turbine of a wind power plant with aerodynamic multiplication and to identify the zone of available autooptimization. Practical significance. An engineering methodology for calculating the power characteristics of a secondary wind turbine of a wind power plant with aerodynamic multiplication and the line of its maximum power is proposed. References 18, figures 6.

Key words: wind power plant, aerodynamic multiplication, transient characteristic, regression model, maximum power line, secondary wind turbine, auto-optimization.

Вступ

Вітроелектричні установки (ВЕУ) є невід'ємною складовою відновлювальної енергетики, яка динамічно розвивається, відповідно до європейського енергетичного переходу [1]. Одним із елементів ВЕУ, надійність якого не вдається підвищити, є мультиплікатор [2, 3]. Підвищити надійність вітротурбіни та зменшити її експлуатаційні витрати дозволяє використання безмультиплікаторних схем. Відійти від потреби встановлення мультиплікатора можливо або за рахунок використання тихохідного генератора [4], або застосуванням схеми аеродинамічного мультиплікування (АДМ) [5]. Перший варіант пов'язаний з погіршенням масогабаритних показників всієї системи внаслідок збільшення маси самого генератора [6]. Цей підхід уже багато років успішно застосовується. АДМ є відносно новим перспективним напрямом розвитку безмультиплікаторних схем. Цей напрям має певні позитивні властивості [7]:

- наявність ефекту автооптимізації;
- зменшення встановленої потужності генераторів за рахунок розподіленої схеми перетворювання.

Слід зазначити, що цей напрям нині розвивається в практичному плані тільки в Україні [8] та Великій Британії [9–12].

Створенню математичного апарата для опису ВЕУ з АДМ та її моделей присвячено роботи [7, 13]. Каузальна модель, яку було запропоновано в [7], дозволяє описати поведінку ВЕУ з АДМ у різних режимах, але вона є складною. Для інженерного розрахунку використання цієї моделі ускладнюється великим об'ємом обчислювань, що актуалізує завдання отримання простішої аналітичної моделі. Також до сьогоднішнього вивченням характеристики потужності вторинної вітротурбіни ВЕУ з АДМ не приділялося належної уваги.

Отже, **метою статті** є розрахунок характеристики потужності вторинної вітротурбіни ВЕУ з АДМ та розробка простішої аналітичної моделі, яка дозволить проводити як інженерні розрахунки, так і подальшу оптимізацію та пошук рівняння максимальної потужності.

Виклад основного матеріалу дослідження

1. Вітроелектрична установка з аеродинамічним мультиплікуванням

Особливістю ВЕУ з АДМ є розміщення генераторів з вторинними вітротурбінами в гондолах на лопатях первинної вітротурбіни (рис. 1) [5].

На рис. 1 прийняті позначення: 1 – лопаті первинної вітротурбіни; 2 – гондола з генератором та електрообладнанням; 3 – вторинні вітротурбіни; 4 – опора; R_z – радіус закріплення вторинної вітротурбіни; H – висота осі первинної вітротурбіни.

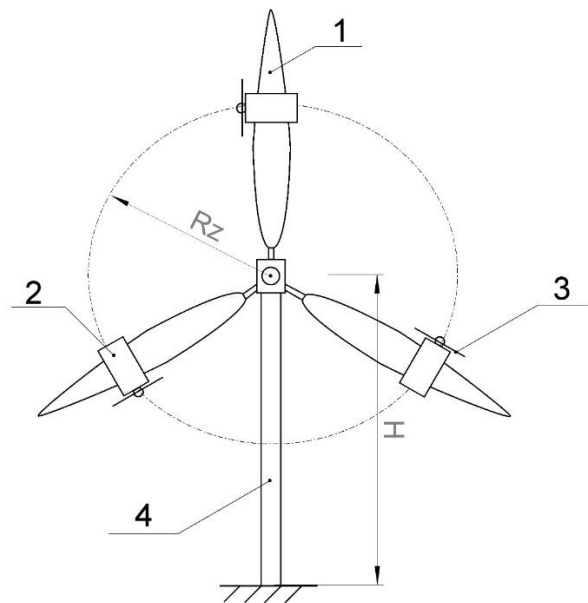


Рис. 1. Схема ВЕУ з АДМ

Fig. 1. Scheme of wind power plant with ADM

Первинна вітротурбіна здійснює перетворення енергії первинного вітрового потоку на енергію обертального руху на своєму валу. Первинна вітротурбіна не має генератора на своєму валу. Внаслідок обертання первинної вітротурбіни утворюється вторинний вітровий потік, енергія якого перетворюється вторинними вітротурбінами на енергію обертального руху на валу генераторів. Тангенціальна складова швидкості руху вторинної вітротурбіни гондоли з вторинною вітротурбіною пропорційна радіусу її закріплення R_z . При

номінальному значенні швидкості вітрового потоку 11 м/с, при швидкості номінального обертання первинної вітротурбіни 16 rpm ($1,68 \text{ rad}^{-1}$), та $R_z=13 \text{ m}$, швидкість вторинного повітряного потоку становитиме $1,68 \times 13 = 21 \text{ m/s}$. Це дозволяє при однаковій потужності мати велику швидкість обертання вторинних вітротурбін при їх значно меншому діаметрі.

Для розрахунку робочих режимів ВЕУ розробнику потрібне сімейство механічних характеристик вторинної вітротурбіни $M_{BT2}(\omega_2, V_1)$ та характеристики потужності вторинної вітротурбіни P_{BT2} від швидкості вітру $P_{BT2}(\omega_2, V_1)$, де ω_2 – кутова швидкість обертання вторинної вітротурбіни; V_1 – швидкість первинного вітрового потоку. Для уніфікації розрахунків ці характеристики зручно побудувати з використанням моделі ВЕУ з АДМ у відносних одиницях [7].

2. Базисні величини моделі

Як базисні приймаються параметри первинної вітротурбіни, оскільки вони визначають процес взаємодії з первинним джерелом енергії – вітровим потоком. До них належать такі параметри електромеханічної системи ВЕУ:

V_1^{nom} – номінальна швидкість первинного повітряного потоку (швидкість вітру);

ω_1^{nom} – номінальна кутова швидкість обертання первинної вітротурбіни;

M_{BT1}^{nom} – номінальний момент, що створюється первинною вітротурбіною;

P_{BT1}^{nom} – номінальна механічна потужність первинної вітротурбіни;

2. Відносні величини

На основі системи базисних величин може бути одержана система відносних величин узагальненої електромеханічної системи. До них належать такі характеристики електромеханічної системи ВЕУ.

Відносна швидкість первинного повітряного потоку:

$$V_1^* = \frac{V_1}{V_1^{nom}}, \quad (1)$$

де V_1 – фактична швидкість первинного повітряного потоку.

Відносна кутова швидкість обертання вторинної вітротурбіни:

$$\omega_2^* = \frac{\omega_2}{\omega_1^{nom}}, \quad (2)$$

де ω_2 – фактична кутова швидкість обертання вторинної вітротурбіни.

Відносний момент вторинної вітротурбіни:

$$M_{BT2}^* = \frac{M_{BT2}}{M_{BT1}^{nom}}, \quad (3)$$

де M_{BT2} – фактичний момент вторинної вітротурбіни.

Відносна потужність вторинної вітротурбіни:

$$P_{BT2}^* = \frac{P_{BT2}}{P_{BT1}^{nom}}, \quad (4)$$

де P_{BT2} – фактична потужність вторинної вітротурбіни.

Відносна швидкість вторинного повітряного потоку:

$$V_2^* = \frac{V_2}{V_1^{nom}}, \quad (5)$$

де V_2 – фактична швидкість вторинного повітряного потоку.

3. Отримання характеристик потужності вторинної вітротурбіни ВЕУ з АДМ

Зрозуміло, що існуюча модель ВЕУ з АДМ через наявність перехресних зворотних зв'язків не дозволяє отримати характеристики потужності вторинної вітротурбіни у явному вигляді, тоді як інженеру потрібні саме залежності в явній формі. Але, якщо зробити імітаційне моделювання ВЕУ з АДМ з отриманням цих характеристик, у подальшому їх можна замінити апроксимацією (регресійними моделями) [14]. Вважаючи, що характеристики було отримано внаслідок комп'ютерного моделювання, а не експериментально, вимірювальною похибкою можна знехтувати [15, 16].

Схема візуально-блочної моделі механічної частини ВЕУ з АДМ представлена на рис. 2 [17]. На рис. 2 прийнято такі позначення: Wind – завдання швидкості первинного вітрового потоку; WT1, WT2 – відповідно, первинна та вторинні вітротурбіни; J – блок інерційності обертального руху; CONS – консолідатор; R/L – блок перетворення обертального руху на поступовий. Опис компонентів бібліотеки ВБМ наведений в роботах [7, 17] та додатку А.

Для отримання сімейства характеристик потужності вторинної вітротурбіни у відносних одиницях модель було реалізовано в середовищі MATLAB Simulink [17].

На рис. 3 наведено характеристику потужності вторинної вітротурбіни $P_{BT2}^*(\omega_2^*, V_1^*)$, отриману за розрахунками в MATLAB при програмному завданні швидкості вторинної вітротурбіни.

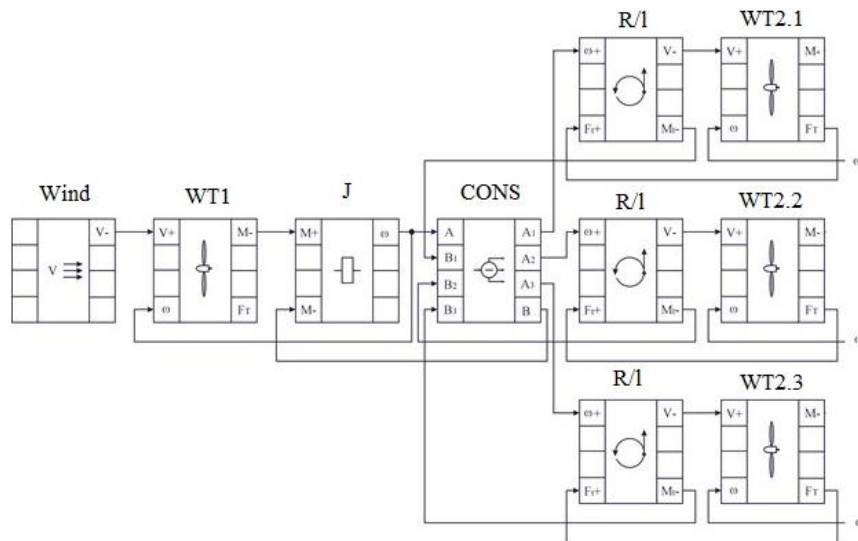


Рис. 2. Схема візуально-блокової математичної моделі механічної частини ВЕУ з АДМ

Fig. 2. Scheme of the visual block mathematical model of the mechanical part of the wind power plant with ADM

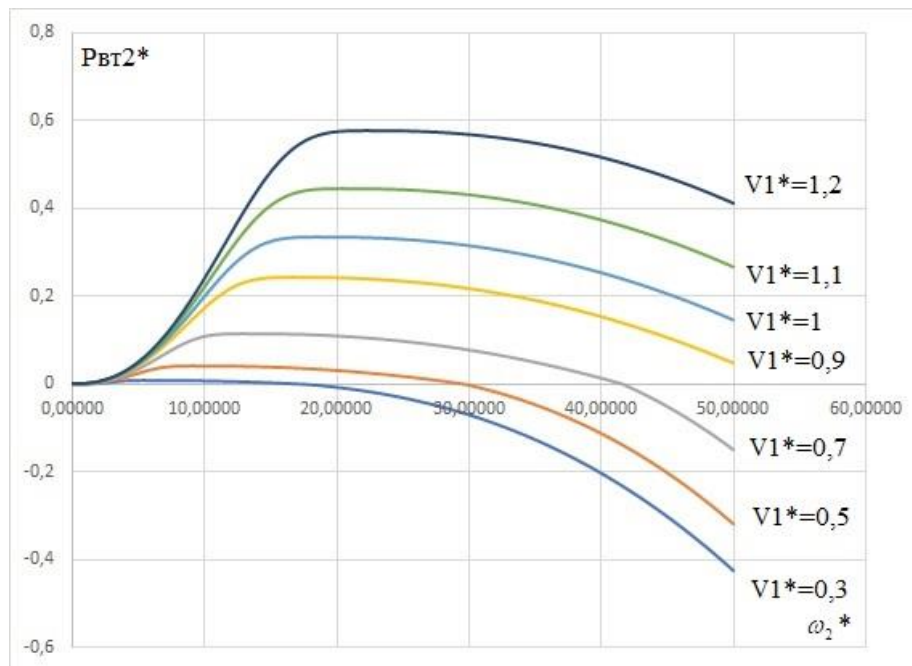


Рис. 3. Характеристика потужності вторинної вітротурбіни ВЕУ з АДМ, яку отримано за розрахунками у MATLAB

Fig. 3. Power characteristics of a secondary wind turbine of a wind power plant with an ADM, obtained by calculations in MATLAB

4. Побудова регресійної моделі характеристик потужності вторинної вітротурбіни ВЕУ з АДМ

Для побудови регресійної моделі важливим є вибір апроксимуючої функції. Рівняння $P_{BT2}^*(\omega_2^*, V_1^*)$ можна апроксимувати двофакторною регресійною моделлю.

Відомо, що залежність потужності вітротурбіни від швидкості вітру має кубічний характер [6]. Залежність потужності від кутової швидкості обертання вітротурбіни має

складну форму, яку зазвичай апроксимують поліномами високих ступенів. Вочевидь, при нульових значеннях швидкості вітру та кутової швидкості ω_2^* потужність також дорівнює нулю. Через це будемо шукати апроксимуючу залежність характеристики потужності вторинної вітротурбіни $P_{BT2}^*(\omega_2^*, V_1^*)$ у вигляді полінома без вільного члена, щоб забезпечити проходження графіка функції через початок координат:

$$P_{BT2}^*(\omega_2^*, V_1^*) = A_k(V_1^*) \cdot \omega_2^{*k} + \dots + A_{k-1}(V_1^*) \cdot \omega_2^{*k-1} + A_1(V_1^*) \cdot \omega_2^*, \quad (6)$$

де $A_k(V_1^*), A_{k-1}(V_1^*), \dots, A_1(V_1^*)$ – коефіцієнти полінома ступеня k , які залежать від швидкості вітру. В цьому разі коефіцієнти полінома, зважаючи на те, що залежність потужності вітротурбіни від швидкості вітру має кубічну форму, також мають бути апроксимовані кубічною залежністю:

$$A_k(V_1^*) = B_3 \cdot V_1^{*3} + B_2 \cdot V_1^{*2} + B_1 \cdot V_1^* + B_0, \quad (7)$$

де B_3, B_2, B_1, B_0 – коефіцієнти й вільний член кубічного рівняння.

$$P_{BT2}^*(\omega_2^*, V_1^*) = A_7(V_1^*) \cdot \omega_2^{*7} + A_6(V_1^*) \cdot \omega_2^{*6} + A_5(V_1^*) \cdot \omega_2^{*5} + A_4(V_1^*) \cdot \omega_2^{*4} + A_3(V_1^*) \cdot \omega_2^{*3} + A_2(V_1^*) \cdot \omega_2^{*2} + A_1(V_1^*) \cdot \omega_2^* \quad (8)$$

У такий спосіб було апроксимовано й залежності потужності при швидкостях вітру $V_1^* = 0,3; 0,5; 0,7; 0,9; 1; 1,1; 1,2$. Для подальшої роботи для кожної швидкості вітру матимемо набір коефіцієнтів, що дозволяє виконати

У загальному вигляді система рівнянь, яку складено з виразів (6) та (7), може не мати рішення. Але ця перешкода долається, якщо послідовно апроксимувати поліномом вибраного ступеня залежність $P_{BT2}^*(\omega_2^*, V_1^*)$ для кривої при заданій швидкості вітру, а потім вже отримати апроксимацію для кожного $A_k(V_1^*)$.

За допомогою метода найменших квадратів було побудовано апроксимації для $P_{BT2}^*(\omega_2^*, V_1^*)$ при $V_1^* = 1$ поліномами ступеня від 2 до 10.

Добре відтворити форму кривої вдалося поліномом ступеня 7. Таким чином, остаточний вираз рівняння апроксимації потужності вторинної вітротурбіни від її кутової швидкості такий:

наближення кубічною залежністю виду (7). Таким чином отримано залежності $A_k(V_1^*)$ у вигляді кубічного полінома з вільним членом:

$$\begin{aligned} A_7 &= 6,95 \cdot 10^{-10} V_1^{*3} - 9,33 \cdot 10^{-10} V_1^{*2} + 2,41 \cdot 10^{-10} V_1^* - 5,847 \cdot 10^{-12} \\ A_6 &= -1,35 \cdot 10^{-7} V_1^{*3} + 1,92 \cdot 10^{-7} V_1^{*2} - 5,77 \cdot 10^{-8} V_1^* + 3,42 \cdot 10^{-9} \\ A_5 &= 1,04 \cdot 10^{-5} V_1^{*3} - 1,57 \cdot 10^{-5} V_1^{*2} + 5,36 \cdot 10^{-6} V_1^* - 4,52 \cdot 10^{-7} \\ A_4 &= -4,04 \cdot 10^{-4} V_1^{*3} + 6,5 \cdot 10^{-4} V_1^{*2} - 2,49 \cdot 10^{-4} V_1^* + 2,59 \cdot 10^{-5} \\ A_3 &= 8,07 \cdot 10^{-3} V_1^{*3} - 1,4 \cdot 10^{-2} V_1^{*2} + 5,98 \cdot 10^{-3} V_1^* - 7,26 \cdot 10^{-4} \\ A_2 &= -7,36 \cdot 10^{-2} V_1^{*3} + 0,14 V_1^{*2} - 6,66 \cdot 10^{-2} V_1^* + 9,02 \cdot 10^{-3} \\ A_1 &= 0,206 V_1^{*3} - 0,427 V_1^{*2} + 0,234 V_1^* - 3,48 \cdot 10^{-2} \end{aligned} \quad (9)$$

Сукупність параметрів $A_k(V_1^*)$ (9) та рівняння (8) дозволяють вираховувати значення потужності вторинної вітротурбіни у довільній точці. Порівняння розрахункового значення та обчисленого за формулою апроксимації зображено на рис. 4.

Можна побачити, що регресійна модель забезпечує добру повторювальність результатів.

Похибка розрахунку не перевищує 5 %, а коефіцієнт детермінації моделювання поліномом ступеня 7 становить $R^2 = 0,989$.

Кожна крива потужності має свій максимум. Для того, щоб його знайти, потрібно обчислити часткову похідну отриманої функції за кутовою швидкістю та прирівняти її нулю:

$$\frac{\partial P_{BT2}^*(\omega_2^*, V_1^*)}{\partial \omega_2^*} = 0. \quad (10)$$

Всі подальші математичні операції з поліномом ступеня 7 проведемо у символічному вигляді за допомогою MathCAD. Розв'язавши отримане рівняння відносно ω_2^* , отримаємо залежність кутової швидкості вторинної вітротурбіни від швидкості вітру $\omega_{2\max}^*(V_1^*)$, яка забезпечує максимальну потужність.

Після підстановки цього виразу у формулу (8) та перетворень можна отримати вираз для залежності точки максимальної потужності вторинної вітротурбіни від швидкості вітру:

$$P_{BT2\max}^*(V_1^*) = \frac{1}{3} \cdot V_1^{*3}. \quad (11)$$

Залежність точки максимальної потужності за рівнянням (11) у перерахунку для установки ТГ-750 повністю відповідає експериментальній, яку наведено в [5].

Якщо обчислити для значень $\omega_{2\max}^*(V_1^*)$ момент вторинної вітротурбіни за формулою

$$M_{BT2}^*(V_1^*) = \frac{P_{BT2\max}^*(V_1^*)}{\omega_{2\max}^*(V_1^*)}, \quad (12)$$

то отримаємо приблизне рівняння механічної характеристики вторинної вітротурбіни для лінії максимального відбору потужності:

$$M_{BT2}^*(\omega_2^*) = 5 \cdot 10^{-5} \cdot (\omega_2^{*2} - \omega_2^*). \quad (13)$$

Аналізуючи графіки функції $P_{BT2}^*(\omega_2^*, V_1^*)$ (рис. 5), можна помітити, що після проходження точки максимального відбору потужності потужність вторинної вітротурбіни змінюється незначною мірою. Цей факт може бути пояснений наступним чином.

При $\omega_2^* = 0$ первинна вітротурбіна, як показано на рис. 6, розкручується до швидкості холостого ходу, оскільки не має моменту опору вторинних вітротурбін.

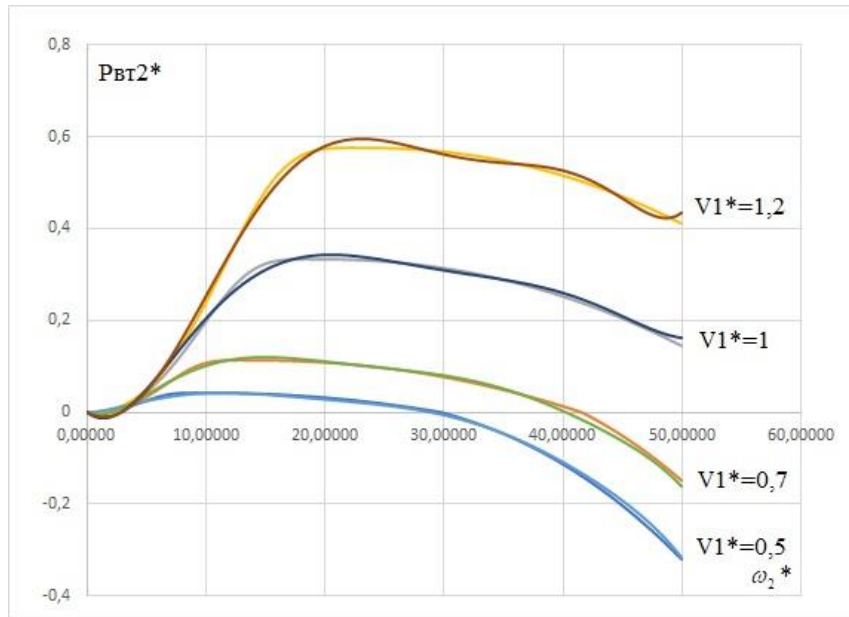


Рис. 4. Апроксимація характеристик потужності вторинної вітротурбіни ВЕУ з АДМ

Fig. 4. Approximation of the power characteristics of a secondary wind turbine wind power plant with ADM

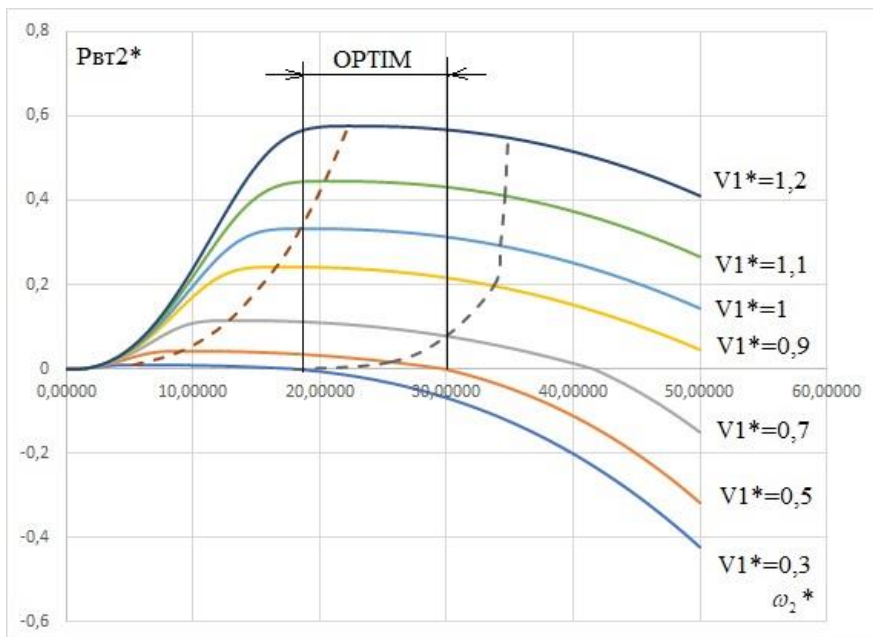


Рис. 5. Зона максимальної потужності ВЕУ з АДМ

Fig. 5. Zone of maximum capacity of wind power plant with ADM

Зі зростанням швидкості ω_2^* вторинної вітротурбіни швидко зростає її момент опору. Швидкість первинної вітротурбіни ω_1^* при цьому зменшується і за номінальної ω_2^* стає рівною 1, тобто приймає своє номінальне значення. У цій точці спостерігається максимум потужності для даної постійної швидкості первинного вітрового потоку. Однак швидкість вторинного вітрового потоку V_2^* при цьому є величиною змінною, яка пропорційна швидкості первинної вітрової турбіни. При подальшому зростанні швидкості ω_2^* момент опору вторинної вітротурбіни зменшується, і через це знову зростає швидкість первинної вітротурбіни ω_1^* і, відповідно, швидкість вторинного вітрового потоку V_2^* . Таким чином виникають два зустрічні процеси, коли потужність вторинної вітротурбіни зменшується неістотно через те, що збільшення її обертів ω_2^* відбувається разом зі збільшенням вторинного вітру V_2^* . Цей процес триває доти, доки зниження потужності внаслідок зменшення моменту не почне переважати над підвищенням, пов'язаним зі зростанням вторинного вітрового потоку. Така поведінка кривої потужності вторинної вітротурбіни є одним з проявів автооптимізації ВЕУ з АДМ, яку раніше було досліджено за сталої ω_2^* та змінної швидкості первинного вітрового потоку V_1^* [18].

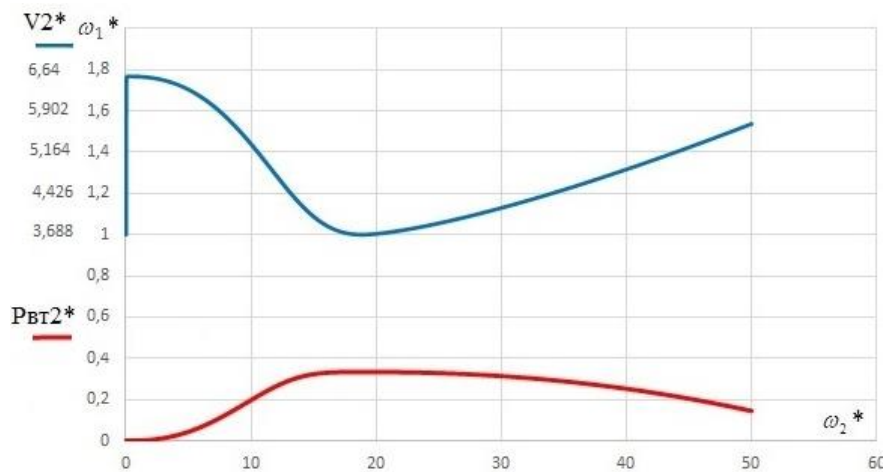


Рис. 6. Залежність швидкості первинної вітротурбіни, вторинного вітрового потоку та потужності вторинної вітротурбіни від швидкості вторинної вітротурбіни

Fig. 6. Dependence of primary wind turbine speed, secondary wind flow and secondary wind turbine power on secondary wind turbine speed

Також аналогічним методом було створено ВБМ а потім і імітаційні моделі для ВЕУ з АДМ з кількістю лопатей, а відповідно, і вторинних вітротурбін, 2, 4 та 5. Після апроксимації характеристики потужності вторинної вітротурбіни було отримано рівняння лінії максимальної потужності вторинної вітротурбіни аналогічно (11). Відповідно, було отримано коефіцієнти

Аналізуючи поведінку похідної функції потужності за швидкістю вітру, можна побачити її істотне збільшення після завершення впливу автооптимізації. Кінцева ділянка зони автооптимізації апроксимується виразом:

$$P_{BT2optend}^*(V_1^*) \approx 0,4012 \cdot V_1^{*3} - 0,0476 \cdot V_1^{*2} - 0,0778 \cdot V_1^* + 0,0168 \quad (14)$$

Графік цієї функції побудовано на рис. 5. пунктиром праворуч.

Взагалі можна побудувати спрощену систему управління ВЕУ з АДМ, яка буде підтримувати її робочу точку в діапазоні $\omega_2^* = 20 \dots 30$, що забезпечить потужність, близьку до максимальної, тобто в зоні автооптимізації ОПТИМ.

Слід зазначити, що модель не враховує ефектів, які пов'язані з роботою вітротурбіни за надвеликих швидкостей повітряного потоку, тому можна висунути припущення, що зона існування автооптимізації буде меншою.

Методика розрахунку такв: за рівнянням регресії (8), (9) можна побудувати характеристики ВЕУ у відносних одиницях або механічну характеристику максимального відбору потужності (12). Для переходу до абсолютних одиниць використовують формули (1)–(4) для ВЕУ вибраного типу, вибраної потужності.

$1/2, 1/4, 1/5$. Тобто формулу (11) для n – канальної ВЕУ з АДМ можна записати в узагальненому вигляді:

$$P_{BT2max}^*(V_1^*) = \frac{1}{n} \cdot V_1^{*3} \quad (15)$$

Тобто максимальна потужність вітроелектричної установки з аеродинамічним мультиплікуванням у

відносних одиницях прямо пропорційна кубу швидкості первинного потоку та обернено пропорційна кількості її каналів.

Висновки

Існуюча модель ВЕУ з АДМ у відносних одиницях дозволила зняти узагальнені характеристики вторинної вітротурбіни ВЕУ з АДМ $P_{BT2}^*(\omega_2^*, V_1^*)$, які надалі було апроксимовано регресійною моделлю (8), (9). Модель дає змогу інженеру-проектувальнику розрахувати характеристики ВЕУ й отримати рівняння для механічної характеристики, відповідної до максимуму потужності. Аналіз характеристик ВЕУ з АДМ підтвердив, що через наявність автооптимізації є ділянки, на яких потужність змінюється неістотно і мають значення, близьке до максимуму, тому систему управління ВЕУ може бути спрощено.

Максимальна потужність ВЕУ з АДМ прямо пропорційна кубу швидкості первинного потоку та обернено пропорційна кількості її каналів.

Подальша робота буде присвячена виробці рекомендацій щодо вибору робочої точки генератора та розробки математичного опису процесу автооптимізації.

Додаток А. Опис компонентів бібліотеки візуально-блочного моделювання

А.1. Модель вітротурбіни WT

Момент на валу вітротурбіни може бути визначено з величини механічної потужності на валу вітротурбіни:

$$M_{WT} = \frac{P_{WT}}{\omega}; \quad (A.1)$$

де P_{WT} – механічна потужність на валу вітротурбіни; ω – кутова швидкість обертання вітротурбіни.

Потужність на валу вітротурбіни визначається потужністю повітряного потоку з урахуванням коефіцієнта перетворення вітротурбіни $C_P(Z)$:

$$P_{WT} = P_V \cdot C_P(Z), \quad (A.2)$$

де Z – швидкохідність вітротурбіни.

Вона визначається з такого виразу:

$$Z = \frac{\omega \cdot R_{WT}}{V_{nor}}; \quad (A.3)$$

де R_{WT} – радіус вітротурбіни; V_{nor} – складова повітряного потоку, нормальна до площини обертання вітротурбіни.

Сила гальмування вітрового потоку фактично дорівнює силі лобового опору вітротурбіни. Вона може бути визначена з потужності гальмування вітрового потоку – P_t :

$$F_{t,nor} = \frac{P_t}{V_{nor}}. \quad (A.4)$$

Потужність гальмування визначається з потужності вітрового потоку за допомогою коефіцієнта гальмування – $C_t(Z)$, який теж є функцією від швидкохідності:

$$P_t = P_V \cdot C_t(Z). \quad (A.5)$$

Потужність гальмування складається з потужності на валу вітротурбіни та потужності втрат – ΔP_V .

Потужність повітряного потоку, що набігає, визначається за допомогою відомого виразу:

$$P_V = \frac{\rho \cdot S_{WT} \cdot V_{nor}^3}{2}, \quad (A.6)$$

де ρ – щільність повітря; S_{WT} – площа, що обмежується вітротурбіною.

Значення швидкості затурбінного потоку – V_{zt} , при припущенні про його ламінарність, може бути виражено з потужності затурбінного потоку P_{zt} :

$$V_{zt} = 3 \sqrt{\frac{2 \cdot P_{zt}}{\rho \cdot S_{WT}}}, \quad (A.7)$$

Потужність затурбінного потоку може бути визначена як різниця між потужністю потоку, що набігає, та потужністю гальмування:

$$P_{zt} = P_V - P_t, \quad (A.8)$$

На основі виразів (A.1) – (A.8) може бути складена візуальна модель блоку вітротурбіни.

При формуванні елемента візуально-блочної моделі приведемо у відповідність прийнятій уніфікованій системі позначень вхідні та вихідні змінні:

$$V_{nor} \Rightarrow V +;$$

$$\omega \Rightarrow \omega;$$

$$M_{WT} \Rightarrow M -;$$

$$F_{t,nor} \Rightarrow F_T;$$

$$V_{zt} \Rightarrow V -.$$

А.2. Модель інерційності обертового руху J

З точки зору візуальної причинно-наслідкової моделі це еквівалентний маховик з моментом інерції – J , який є перетворювачем обертового – M_+ і гальмуючого – M_- моментів на кутову швидкість – ω .

Візуальна модель відповідає диференціальному рівнянню (A.9).

$$J \frac{d\omega}{dt} = M_+ - M_- . \quad (A.9)$$

А.3. Консолідатор CONS

У консолідуючому вузлі реалізуються вирази:

$$B = B_i, i = 1, \dots, n, \quad (\text{A.10})$$

$$A = \sum_{i=1}^n A_i, i = 1, \dots, n, \quad (\text{A.11})$$

де n – число вхідних каналів перетворення енергії.

А.4. Блок перетворення обертового руху на поступовий R/L

Лінійна швидкість гондоли вторинної вітротурбіни по колу визначається кутовою швидкістю первинної вітротурбіни ω_1 та радіусом розташування гондоли R_z :

$$V_2 = R_z \cdot \omega_1. \quad (\text{A.12})$$

Момент гальмування визначається силою гальмування $-F_t$:

$$M_t = R_z \cdot F_t. \quad (\text{A.13})$$

При формуванні елемента візуально-блочної моделі приведемо у відповідність прийнятій уніфікованій системі позначень вхідні та вихідні змінні:

$$\omega_1 \Rightarrow \omega +;$$

$$V_2 \Rightarrow V -;$$

$$F_{t,nor} \Rightarrow F_t +;$$

$$M_t \Rightarrow M_t -;$$

ПОСИЛАННЯ

- Yang Y., Xia S., Huang P., Qian J. Energy transition: connotations, mechanisms and effects, *Energ. Strat. Rev.* 52 (2024) 101320, doi: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101320>
- Ranjan R, Kumar S, Ghosh SK, Kumar M. Experimental and statistical analysis of wear on gear material. *Lubrication Science.* 2023;1-11. doi: <https://doi.org/10.1002/lis.1650>.
- Pohl J., Gabriel J., and Hübner G., "Understanding stress effects of wind turbine noise – the integrated approach," *Energy Policy*, Vol. 112, pp. 119–128, Jan. 2018. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.10.007>.
- Wu W., Ramsden V. S., Crawford T. and Hill G. "A low speed, high-torque, direct-drive permanent magnet generator for wind turbines," *Conference Record of the 2000 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Fifth IAS Annual Meeting and World Conference on Industrial Applications of Electrical Energy (Cat. No.00CH37129)*, Rome, Italy, 2000, pp. 147–154. Vol. 1, doi: <https://doi.org/10.1109/IAS.2000.881049>.
- Голубенко Н. С. Ветровая электрическая турбогенераторная установка ТГ-750 / Н. С. Голубенко, В. Е. Олишевская, С. Д. Курдюков, Г. С. Олишевский, С. С. Курдюков. Наука та інновації. 2008. 4, № 6. С. 71–77. doi: <https://doi.org/10.15407/scin4.06.071>.
- Sorensen JD and Sorensen JN (2011) *Wind Energy Systems – Optimization Design and Construction for Safe and Reliable Operation*. Woodhead Publishing Limited. Sawston, Cambridge, UK.
- Алексієвський Д. Г. Синтез електромеханічних систем вітроенергетичних установок з аеродинамічним мультиплікуванням. Дис. ... доктора технічних наук за спеціальністю 05.09.03 «Електротехнічні комплекси та системи». Запорізький національний університет, Запоріжжя, 2020. 331 с.
- Патент на винахід UA49970, МПК F03D 1/00. Вітро-двигун / М.С. Голубенко, О. Л. Кадацький, В. С. Лєгеца, В. О. Циганов, С. І. Лось, Г. В. Гальмаков; заявник і патентовласник Державне конструкторське бюро 255 «Південне» ім. М. К. Янгеля. № 2000031794, заявл. 30.03.2002; опубл. 15.10.2002, Бюл. № 10.
- Jamieson P. Top-level rotor optimisations based on actuator disc theory. *Wind Energy Sci.* 2020. 5. Pp 807–818. doi: <https://doi.org/10.5194/wes-5-807-2020>.
- Morgan, L. and Leithead, W.: Aerodynamic modelling of a novel vertical axis wind turbine concept, *Journal of Physics: Conference Series*, 2257, doi: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2257/1/012001>, 2022.
- Morgan, L. B., Amiri, A. K., Leithead, W., and Carroll, J.: Effect of Blade Inclination Angle for Straight Bladed Vertical Axis Wind Turbines, *Wind Energ. Sci. Discuss.* doi: <https://doi.org/10.5194/wes-2024-42>.
- Morgan, L., Leithead, W., & Carroll, J. (2024). On the use of secondary rotors for vertical axis wind turbine power take off. *Wind Energy*, 27(6), 569–582. <https://doi.org/10.1002/we.2901>.
- Alekseevskiy, Dmitriy, et al. "Procedure for the Synthesis of Models of Electrotechnical Complexes." *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, vol. 6, no. 9, 2018, pp. 48–54, doi: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2018.150483>.
- S. Siva Suriya Narayanan, V. Yuvaraju and S. Thangavel, "Regression Analysis in Electrical Engineering Applications: A Machine Learning Approach," 2023 International Conference on Signal Processing, Computation, Electronics, Power and Telecommunication (IconSCEPT), Karaikal, India, 2023, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/IconSCEPT57958.2023.10170335>.
- I. Guerra-Gomez, T. McConaghy and E. Tlelo-Cuautle, "Study of regression methodologies on analog circuit design," 2015 16th Latin-American Test Symposium (LATS), Puerto Vallarta, Mexico, 2015, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/LATW.2015.7102504>.

16. Kim, Y.-J., et al., Comparison of Linear and Non-Linear Statistical Models for Analyzing Determinants of Residential Energy Consumption, *Energy and Buildings*, 223 (2020), Sept., pp. 110226.1-110226.13, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110226>.
 17. Алексеевский Д. Г. Визуальное моделирование многоканальных ветроэлектрогенерирующих систем / Д. Г. Алексеевский. Вісник національного технічного університету "Харківський політехнічний інститут". Харків: НТУ «ХПІ». 2017. № 27(1249). С. 332–336.
 18. Алексеевский Д. Г. Объяснение эффекта автооптимизации электромеханической системы ВЭУ с аэродинамическим мультиплицированием / Д. Г. Алексеевский. Технічні науки та технології. Науковий журнал. Серія: Технічні науки. Чернівці: ЧНТУ. 2015. № 1(1). С. 170–176.
- ## REFERENCES
1. Yang Y., Xia S., Huang P., Qian J. Energy transition: connotations, mechanisms and effects, *Energ. Strat. Rev.* 52 (2024) 101320, doi: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101320>
 2. Ranjan R, Kumar S, Ghosh SK, Kumar M. Experimental and statistical analysis of wear on gear material. *Lubrication Science*. 2023;1-11. doi: <https://doi.org/10.1002/ls.1650>.
 3. J. Pohl, J. Gabriel, and G. Hübner, "Understanding stress effects of wind turbine noise – the integrated approach," *Energy Policy*, Vol. 112, pp. 119–128, Jan. 2018. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.10.007>.
 4. Wu W., Ramsden V. S., Crawford T. and Hill G., "A low speed, high-torque, direct-drive permanent magnet generator for wind turbines," Conference Record of the 2000 IEEE Industry Applications Conference. Thirty-Fifth IAS Annual Meeting and World Conference on Industrial Applications of Electrical Energy (Cat. No.00CH37129), Rome, Italy, 2000, pp. 147–154. Vol. 1, doi: <https://doi.org/10.1109/IAS.2000.881049>.
 5. Golubenko M. S., Olishevskaya V. E., Kurdyukov S. D., Olishevsky G. S., Kurdyukov S. S. Wind electric turbo-generator TG-750. *Science and innovation*, 2008, № 6, p. 71–77. doi: <https://doi.org/10.15407/scin.4.06.071>.
 6. Sorensen JD and Sorensen JN (2011) *Wind Energy Systems – Optimization Design and Construction for Safe and Reliable Operation*. Woodhead Publishing Limited. Sawston, Cambridge, UK.
 7. Alekseevskiy D. G. Synthesis of wind power plants electromechanical systems with aerodynamic multiplication. Doctor. tech. sci. diss. Kharkiv, 2020. 331 p.
 8. Golubenko M. S., Patent for the invention UA49970, IPC F03D 1/00. Wind engine / M. S. Golubenko, O. L. Kadatskyi, V. S. Legeza, V. O. Tsyganov, S. I. Los, G. V. Halmakov; applicant and patent holder State Design Bureau 255 "Southern" named after M. K. Angel. No. 2000031794, application 30.03.2002; published 15.10.2002, Bull. No. 10.
 9. Jamieson P. Top-level rotor optimisations based on actuator disc theory. *Wind Energy Sci.* 2020. 5. Pp 807–818. doi: <https://doi.org/10.5194/wes-5-807-2020>.
 10. Morgan, L. and Leithead, W.: Aerodynamic modelling of a novel vertical axis wind turbine concept, *Journal of Physics: Conference Series*, 2257, doi: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2257/1/012001>, 2022.
 11. Morgan, L. B., Amiri, A. K., Leithead, W., and Carroll, J.: Effect of Blade Inclination Angle for Straight Bladed Vertical Axis Wind Turbines, *Wind Energ. Sci. Discuss.* doi: <https://doi.org/10.5194/wes-2024-42>.
 12. Morgan, L., Leithead, W., & Carroll, J. (2024). On the use of secondary rotors for vertical axis wind turbine power take off. *Wind Energy*, 27(6), 569–582. <https://doi.org/10.1002/we.2901>.
 13. Alekseevskiy, Dmitriy, et al. "Procedure for the Synthesis of Models of Electrotechnical Complexes." *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, vol. 6, no. 9, 2018, pp. 48–54, doi: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2018.150483>.
 14. S. Siva Suriya Narayanan, V. Yuvaraju and S. Thangavel, "Regression Analysis in Electrical Engineering Applications: A Machine Learning Approach," 2023 International Conference on Signal Processing, Computation, Electronics, Power and Telecommunication (IconSCEPT), Karaikal, India, 2023, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/IconSCEPT57958.2023.10170335>.
 15. Guerra-Gomez I., McConaghy T. and Tlelo-Cuautle E. "Study of regression methodologies on analog circuit design," 2015 16th Latin-American Test Symposium (LATS), Puerto Vallarta, Mexico, 2015, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/LATW.2015.7102504>.
 16. Kim, Y.-J., et al., Comparison of Linear and Non-Linear Statistical Models for Analyzing Determinants of Residential Energy Consumption, *Energy and Buildings*, 223 (2020), Sept., pp. 110226.1-110226.13, doi: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110226>.
 17. Alekseevsky D. G. Visual modeling of multi-channel wind power generating systems / D. G. Alekseevsky. Bulletin of the National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute". Kharkiv: NTU "KhPI". 2017. No. 27(1249). Pp. 332–336.
 18. Alekseevsky D. G. Explanation of the effect of auto-optimization electromechanical system of a wind turbine with an aerodynamic animation / D. G. Alekseevsky. Technical sciences and technologies. Science journal. Series: Technical Sciences. Chernihiv: ChNTU. 2015. No. 1(1). Pp. 170–176.