

Національна академія наук України  
Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова

Кваліфікаційна наукова праця на  
правах рукопису

Терехов Володимир Євгенович

УДК 004.942 : 621.548 : 620.928

## ДИСЕРТАЦІЯ

### МАТЕМАТИЧНІ МОДЕЛІ РЕЖИМІВ РОБОТИ ВІТРОТУРБІН В УМОВАХ ОБМЕЖЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ГЕНЕРАЦІЇ

Спеціальність 01.05.02 – математичне моделювання та обчислювальні методи  
Галузь знань – інформаційні технології

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,  
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

 Терехов В.Є.

Науковий керівник Куцан Юлій Григорович, доктор технічних наук, старший  
дослідник

КИЇВ – 2021

## АНОТАЦІЯ

*Терехов В.Є.* Математичні моделі режимів роботи вітротурбін в умовах обмеження потужності генерації. – На правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук за спеціальністю 01.05.02 – математичне моделювання та обчислювальні методи (12 – «інформаційні технології»). Робота виконана в Інституті проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова Національної академії наук України та приватному акціонерному товаристві “Вітряний парк Очаківський”, Київ, 2021.

Дисертаційну роботу присвячено вирішенню актуальної науково-прикладної задачі математичного моделювання режимів роботи вітрових електричних установок (ВЕУ) та вітрових електричних станцій (ВЕС) в умовах обмеження потужності генерації електроенергії.

Досліджено, що проблема обмеження потужності генерації електроенергії ВЕС носить загальносвітовий характер, на вирішення якої різні країни світу направляють суттєві зусилля шляхом модернізації енергетичних систем. Особливістю функціонування ВЕС є нерівномірність вітрового навантаження генеруючого устаткування і, як наслідок, нерівномірність потужності генерації електроенергії. Тому експлуатація ВЕС у складі об’єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України потребує інтенсивного використання потужності наявного регулюючого та маневрового устаткування і часто призводить до необхідності введення обмежень на потужність генерації ВЕС. Додатковими обмеженнями на видачу потужності генерації ВЕС є недостатня пропускна здатність електричних мереж, до яких приєднані ці станції. За таких обставин диспетчером ОЕС України часто вводяться обмеження на потужність генерації ВЕС, причому, тривалість дії таких обмежень має тенденцію до збільшення. Нажаль, в Україні даний процес гальмується через фінансові проблеми. Отже, вирішення проблеми обмеження потужності генерації ВЕС України в найближчому майбутньому малоімовірне. Разом з тим виявлено недостатність наукового дослідження даної проблеми. Більшість публікацій на дану тему

обмежуються лише загальним оглядом проблеми та шляхів її подолання, при цьому мало приділяючи уваги оцінці збитків від накладеного обмеження та пошуку шляхів їх мінімізації. Отже, проблема математичного моделювання роботи ВЕС в умовах обмеження потужності генерації електроенергії далека до вирішення.

Ґрунтуючись на результатах дослідження роботи промислових ВЕС України запропоновано вирішення двох актуальних науково-практичних проблем що потребують подальшого вирішення: це проблеми визначення об'ємів втраченого обсягу виробітку електроенергії та пошуку раціонального розподілу накладеного обмеження на множину складових ВЕУ в забезпечення мінімізації втрат від накладеного обмеження.

Так як визначення обсягів виробітку електроенергії ВЕС безпосередньо пов'язано з технічними характеристиками встановлених ВЕУ та особливостями вітрового потенціалу її місця розташування, постають наступні актуальні науково-прикладні задачі: визначення кривої потужності ВЕУ за її відомими основними параметрами, адже існує проблема їх приховування через конкуренцію між виробниками ВЕУ, та проблема визначення параметрів вітрового потенціалу на висоті осі розташування вітроколеса ВЕУ за результатами вітрових спостережень.

Дослідженням доведено, що криву потужності ВЕУ можна з достатньою точністю побудувати на підставі всього двох основних її параметрів: діаметру вітроколеса та величини номінальної потужності генератора.

Вперше розроблено і запропоновано статичну модель функціонування ВЕУ та визначено найбільш впливаючі на її характеристики керовані і некеровані параметри. Застосування даної моделі ВЕУ, на відміну від широко поширеної її динамічної форми, дозволяє абстрагуватися від динамічних фізичних процесів перетворення енергії, у зв'язку з тим, що сучасні промислові ВЕУ мають близькі показники ефективності роботи, а зосередитися на кількісній оцінці показників роботи ВЕУ, визначених за допомогою статистичної обробки найбільш цінних

емпіричних даних.

Результати дослідження кривих потужності ВЕУ мультимегаватного класу різного типорозміру (номінальної потужності генератора та діаметру вітроколеса) показали, що зону перехідного режиму роботи кривої потужності ВЕУ одного типорозміру можна наблизити до відповідної зони перехідного режиму роботи ВЕУ іншого типорозміру шляхом проведення її вертикального та горизонтального масштабування. На підставі проведеного масштабування зони перехідного режиму роботи початкової кривої потужності у вигляді поліноміальної кривої 5-го ступеню до кривих потужностей ВЕУ різного типорозміру визначено відповідні коефіцієнти вертикального та горизонтального масштабування та побудовано рівняння лінійної регресії їх залежності від типорозміру ВЕУ.

Вперше узагальнено та досліджено відомі способи моделювання вертикального профілю вітрового потенціалу, що дозволяє визначати параметри розподілу швидкостей вітру на висоті осі вітроколеса ВЕУ. В роботі проаналізовані основні форми представлення параметрів вітрового потенціалу, а також відомі емпіричні залежності.

На підставі результатів синхронних висотних вимірювань швидкостей вітру в умовах Північного Причорномор'я проведено оцінку точності відомих способів перерахунку розподілу швидкостей вітру до висоти осі вітроколеса ВЕУ. Проведене дослідження показало доцільність використання для задачі визначення прогнозного виробітку ВЕУ на заданій висоті розташування її вітроколеса ступеневої залежності вертикальної зміни умовних виробітків або ступеневої залежності середньої потужності генерації ВЕУ.

Апробація математичної моделі режимів роботи ВЕУ за фактичними результатами роботи ВЕС України показала достатню точність визначення річного виробітку досліджуваних ВЕС, що задовольняє загальноприйнятим вимогам. Проведене зіставне дослідження з математичною моделлю множинної лінійної регресії показала схожу високу точність прогнозування обох моделей.

На сьогодні, за відсутності спеціалізованого програмно-апаратного

комплексу керування ВЕС, розподіл накладеного обмеження на складові ВЕУ визначається оператором ВЕС на власний розсуд. Оператор застосовує, наприклад, рівномірний розподіл обмеження потужності генерації ВЕС між ВЕУ або розподіл за номінальною потужністю ВЕУ, що призводить до збільшення втрат обсягу генерації електроенергії. На основі вперше розробленої моделі режимів роботи ВЕУ було розроблено модель раціонального розподілу обмеження потужності генерації електроенергії ВЕС на множину складових її ВЕУ. Зіставний аналіз запропонованої моделі з відомими способами розподілу обмеження показав доцільність її застосування в забезпечення мінімізації втрат виробітку електроенергії від накладеного обмеження.

Наукова цінність основних положень дисертації полягає у розробці методу визначення обсягів виробітку електроенергії ВЕС в умовах обмеження потужності генерації на основі відповідної математичної моделі. Модель ВЕС представлена множиною моделей вітрових ВЕУ різної типорозміру: номінальною потужністю генераторної установки, діаметром та висотою осі вітроколеса. Модель ВЕУ представляє собою згортку двох функцій – характеристики потужності самої установки і диференціальної характеристики розподілу швидкості вітру на висоті розташування осі її вітроколеса. Характеристика потужності визначається на основі математичної моделі установки певного типорозміру та накладеного на неї обмеження потужності генерації електроенергії.

Практична цінність роботи полягає у тому, що розроблена математична модель ВЕС дозволяє:

- визначати очікувані обсяги річної генерації електроенергії в залежності від вітрового потенціалу місцевості, на якій передбачається будівництво ВЕС;
- визначати втрачені обсяги генерації електроенергії від накладеного обмеження потужності генерації електроенергії;
- здійснювати обґрунтований вибір ВЕУ серед вже сконструйованих за техніко-економічними характеристиками, що найбільш повною мірою відповідають заданим вітровим умовам, або замовити виготовлення установки з

необхідними конструктивними параметрами в разі її відсутності на світовому ринку;

– раціонально розподілити накладене обмеження потужності генерації ВЕС на множину складових ВЕУ і тим самим зменшити обсяги втраченої електроенергії;

– розроблена математична модель ВЕУ покладена в основу метода визначення вартості виробленої електричної енергії, що дозволило проаналізувати економічну ефективність роботи ВЕС України.

Основні теоретичні результати дисертаційної роботи знайшли практичне застосування. Результати досліджень були впроваджені на приватному акціонерному товаристві "Вітряний парк Очаківський", що підтверджено відповідним актом впровадження.

**Ключові слова:** вітрова електрична станція, вітрова електрична установка обмеження потужності генерації, річний виробіток електроенергії, розподіл обмеження.

## ABSTRACT

*V.E. Terekhov.* Mathematical models of Wind Turbines operation modes in the flat-rating conditions i.e. power generation limitation. – As manuscript.

Thesis for a Candidate Degree in Technical Sciences in specialty 01.05.02 – Mathematical Simulation and Computational Techniques (12 – «Information Technologies»). The work was carried out in the G. E. Pukhov Institute of Modeling Problems in Energetics at the Ukrainian National Academy of Science, and Private Limited Company “The Ochakov Wind Park”, Kyiv, 2021.

The present thesis paper is concerned with solution of a crucial task in applied scientific research relating to mathematical modeling of operation modes for Wind Turbines (WT) and Wind Power Stations (WPS) in the conditions of power generation capacity limitation.

The results of investigations have shown that the problem of WPS power

generation capacity limitation is of global character, for whose solution various countries of the world turn significant efforts by upgrading their energy systems. The peculiar feature of WPS operation consists in non-uniform wind loading for power generation equipment which fact leads to variation in power generation capacity. Therefore, exploitation of WPS as a part of the integrated electricity system (IES) of Ukraine requires intensive use of available regulating and power cycling equipment and very often necessitates imposition of limitations on WPS power generation. Additional limitations on WPS power output are caused by scarce transmission capacity of networks, to which these stations are connected. Under such circumstances the Ukrainian IES operator often puts limitations upon the capacity of WPS generation, and in those cases the duration of such restrictions tends upwards. Regretfully, in Ukraine this process is held back due to lack of funds. In view of the same, the solution to the problem of limitation of the Ukrainian IES generation capacity in the nearest future is highly doubtful. Meanwhile it was noticed that this problem has not yet been properly investigated. The majority of publications on this subject are limited only to a general survey on the problem and the ways of its solution, little attention being devoted to evaluation of the losses caused by imposed restriction, and to the search of ways for their settlement. Hence, the problem of mathematical modeling of WPS operation in the conditions of limitation imposed on electric power generation capacity is far from being solved.

Based on the results of study of Ukrainian industrial WPS, the solution of the two science-and-application topical problems was suggested, which require further settlement i.e. the issue of ascertaining the volume of energy generation loss and searching for efficient distribution of imposed restriction on the multiple Wind Turbines that constitute a particular WPS to ensure minimization of losses caused by imposed limitation.

As determination of the volumes of WPS electric power generation is directly connected with technical performances of installed WTs and also with peculiarities of wind power potential of their location area, the following science-and-application

topical problems arise: determination of WT power curve based on its known main parameters, since it is problematic to obtain them due to the competition among WT producers, and the problem of defining the wind potential parameters at the hub height of WT rotor on the basis of wind observation results.

The investigation has proved that the WT power curve can be plotted with a fair degree of accuracy based on its two main parameters only: rotor diameter and generator rated power.

For the first time ever, a static/statistical model of WT operation has been developed and suggested, and the controlled and uncontrolled parameters that have a strong influence on its characteristics have been determined. Application of this WT model, as opposed to its widespread dynamic form, allows abstracting from dynamic physical processes of energy conversion due to the fact that modern industrial Wind Turbines have close performance indices, and helps to concentrate on quantitative evaluation of WT performance indices determined with the aid of statistical processing of the most valuable empirical data.

The results of studying the power curves of multi-megawatt class WTs in various sizes (generator rated power and rotor diameter) have shown that the zone of transient operation mode of power curve for WT of one size can be brought closer to a respective zone of transient operation mode for WT of different size by executing its vertical and horizontal scaling. Based on the scaling of the zone of transient operation mode of the initial power curve in the form of the 5th stage spline till approximating the power curves of WT of various size, respective scale factors for vertical and horizontal scaling have been determined, and equation of linear regression of their dependence upon WT size has been derived.

For the first time ever, the known methods of modeling the vertical profile of wind potential have been generalized and investigated, which fact enables determining the parameters of wind velocities distribution at the hub height of WT rotor. The paper contains the analysis of the main forms of wind potential parameters presentation as well as known empirical dependences.



On the basis of the obtained results of synchronous at-height measurements of wind velocities in the conditions of the Northern Black Sea area, the evaluation was made of the accuracy of known recalculation methods for the wind velocities distribution depending on WT rotor hub height. The performed research showed the advisability of the use of power law dependence of vertical change in theoretical energy production or of power law dependence of WT average power generation capacity for determining the WT predictive energy production at preset height of its rotor location.

Appraisal of the mathematical model of WT operating modes on the basis of actual results of Ukrainian WPS operation has shown sufficient accuracy of determining the annual energy production of the WPS under study, which meets the generally accepted requirements. The comparative research carried out with the use of the mathematical model of multiple linear regression has proved similar high accuracy of prediction illustrated by both models.

As of today, due to lack of specialized hardware-software complex required for WPS control, the distribution of the imposed restriction on WTs as WPS constituents is defined by WPS operator at his sole discretion. The operator applies, for instance, uniform distribution of WPS power generation limitation among WTs, or the distribution based on WT rated power, which fact leads to the increase of electric power generation losses. On the basis of the first ever developed model of WT operation modes, a model of efficient distribution of limitation imposed on WPS power generation among multiple WTs being WPS constituents has been developed. The comparative analysis of the suggested model with known methods of limitation distribution has shown the advisability of its use for minimization of power generation losses caused by the imposed restriction.

The scientific value of the basic concepts of the present thesis research lies in development of the technique for estimating the volume of WPS electric generation in the conditions of power generation capacity limitation by employing a respective mathematical model. The WPS model is represented by multiple models of Wind Turbines of various sizes in terms of generator rated power, rotor diameter and hub

height. The WT model represents convolution of two functions – power characteristic of the WT itself and differential characteristic of wind velocity distribution at its rotor hub height. The power characteristic is estimated based on the mathematical model of WT of particular size and on the power generation capacity limitation imposed on it.

The practical value of the research consists in that the developed WPS mathematical model allows the following:

- to determine the expected volume of annual energy generation depending on the wind potential of the area wherein the construction of WPS is planned;
- to determine the lost electric power generation through the limitation imposed on the electric power generation capacity;
- to make a well-founded choice of an appropriate WT among those already designed on the basis of the technical-and-economic characteristics, which to the fullest extent correspond to the preset wind conditions, or to place an order for producing a WT with required design parameters in case of absence thereof in the world market;
- to effectively distribute the limitation imposed on WPS power generation capacity among the multiple WTs being the WPS constituents, and thus to reduce the loss of electric power generation;
- the developed mathematical model of WT was taken as a basis for the method of evaluating the cost of generated electric power, which allowed analyzing the economic efficiency of the Ukrainian Wind Power Stations operation.

The main theoretical results of the present thesis paper have found practical application. The results of the studies were implemented in the JSC “Ochakov wind park”, which fact is evidenced by respective adoption deed.

**Key words:** wind power station, wind turbine, power generation capacity limitation, annual energy production, distribution of power limitation.

## СПИСОК ПРАЦЬ ОПУБЛІКОВАНИХ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

**Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:**

1. Подгуренко В.С. Многовековые традиции Украины в использовании энергии ветра / В.С. Подгуренко, И.В. Степанец, В.Е. Терехов // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2014. – №5. – С. 40-50 (фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз WorldCat; BASE; Google Scholar).
2. Подгуренко В.С. Математическое моделирование работы ветрогенератора, оснащенного системой установки угла поворота лопастей / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Електронне моделювання. – 2018. – Том 40. – №2. – С. 95-103 (фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз WorldCat, BASE; Google Scholar).
3. Подгуренко В.С. Математическая модель задачи эффективности и один из методов её решения для увеличения выработки электроэнергии ветроэлектростанциями / В.С. Подгуренко, О.М. Гетманец, В.Е. Терехов // Моделювання та інформаційні технології. Збірник наукових праць ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова – 2019. – Вип. 86. – С. 50-55. (фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз BASE; Google Scholar).
4. Подгуренко В.С. Математична модель задачі оцінки виробітку вітроелектричної установки / В.С. Подгуренко, О.М. Гетманець, В.Є. Терехов // Моделювання та інформаційні технології. Збірник наукових праць ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова – 2019. – Вип. 88. – С. 163-170. (фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз BASE; Google Scholar).
5. Подгуренко В.С. Моделирование вертикального распределения скорости ветра по результатам ветроизмерений на высотной мачте / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Моделювання та інформаційні технології. Збірник наукових праць ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова – 2019. – Вип. 89. – С. 129-135. (фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз BASE; Google Scholar).
6. Подгуренко В.С. Моделювання роботи вітропарків України в умовах

обмеження генерації / В.С. Подгуренко, О.М. Гетманець, В.Є. Терехов // Електронне моделювання. – 2020. – №1. – С. 91-102. (фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз INDEXCOPERNICUS; ULRICHSWEB; Google Scholar).

7. Подгуренко В.С. Повышение эффективности производства электроэнергии ветроэлектрической установкой на основе математического моделирования / В.С. Подгуренко, О.М. Гетманец, В.Е. Терехов // Електронне моделювання. – 2020. – №2. – С. 121-127. (фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз INDEXCOPERNICUS; ULRICHSWEB; Google Scholar).

8. V. Podhurenko, I. Kovshova, V. Terekhov, N. Dubovyk. (2021) Evaluation of efficiency of wind power plants operation in wind conditions of the Northern Black Sea region of Ukraine / V. Podhurenko, I. Kovshova, V. Terekhov, N. Dubovyk // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science, Volume 628 (2021), стаття № 012007, P. 1-8. doi:10.1088/1755-1315/628/1/012007. ISSN:1755-1307 (фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази SCOPUS).

#### **Праці апробаційного характеру:**

9. Подгуренко В.С. Анализ эффективности работы промышленной ВЭС Очаковского ветропарка / В.С. Подгуренко, Е.Ф. Никитенко, В.Е. Терехов // VI Міжнародна науково-технічна конференція студентів, аспірантів, науковців та фахівців "Суднова енергетика: стан та проблеми". 13–14 листопада 2013 р. – Миколаїв: НУК, 2013. – С. 16–28.

10. Подгуренко В.С. Методика определения потерь от наложенных ограничений в генерации при эксплуатации ВЭС / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // VI міжнародна науково-технічна конференція "Суднова енергетика: стан та проблеми", 13–14 листопада 2013р. – Миколаїв: НУК, 2013. – С. 128–133.

11. Подгуренко В.С. Методика определения потерь от наложенных ограничений в генерации при эксплуатации ВЭС / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Повышение эффективности энергетического оборудования: Материалы III международной научно-практической конференции 11–13 декабря 2013г. – М. – 2013. – Том I. – С.

474–489.

12. Подгуренко В.С. Методика определения потерь от наложенных ограничений в генерации при эксплуатации ВЭС / В. С. Подгуренко, В.Е. Терехов // V Міжнародна науково-технічна конференція “Муніципальна енергетика: проблеми, рішення”, 19–20 грудня 2013р. – Миколаїв : НУК. – 2013. – С. 224–233.

13. Подгуренко В.С. Энергия и экология. О некоторых аспектах экологического образования / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Всеукраїнська науково-практична конференція “Стратегії розвитку екологічної освіти у XXI столітті”, 27–28 березня 2014р., ЧДУ ім. Петра Могили. – Миколаїв: ФОП Швець В.Д., 2014. – С. 178–185.

14. Подгуренко В.С. Промышленная ветроэнергетика Северного Причерноморья: результаты становления и перспективы развития / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // VI міжнародна науково-технічна конференція “Муніципальна енергетика: проблеми, рішення”, 24–25 грудня 2015 р. – Миколаїв: НУК, 2015. – С. 87–97.

15. Подгуренко В.С. Результаты пятилетней эксплуатации промышленной ВЭС Северного Причерноморья Украины / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // VIII Міжнародна науково-технічна конференція “Суднова енергетика: стан та проблеми”, 8–10 листопада 2017р., – Миколаїв: НУК, 2017. – С. 17–28.

16. Подгуренко В.С. Математическое моделирование работы ветрогенератора оснащенного системой установки угла поворота лопастей / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // VIII Міжнародна науково-технічна конференція “Суднова енергетика: стан та проблеми”, 8–10 листопада 2017р., – Миколаїв: НУК, 2017. – С. 144–148.

17. Подгуренко В.С. Исследование ветрового потока за ветроколесом промышленных ветряных электрических установок / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Зб. тез науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ, 16 травня 2018 р. / ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України. – 2018. – с. 41–43.

18. Подгуренко В.С. Математическое моделирование КИЭВ ротора ветротурбины большой мощности промышленной ВЭС / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Збірка

праць міжнародної конференції “Моделювання – 2018”. 12–14 вересня 2018р. – Київ. – 2018. – С. 238–241.

19. Терехов В.Є. Дослідження геометричних параметрів лопатей вітротурбін мегаватного класу/ В.Є. Терехов, В.С. Подгуренко // Збірник тез XXXVII науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ, 15 травня 2019 р. / ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України. – 2019. – с. 8–9.

20. Терехов В.Є. Дослідження геометричних параметрів лопатей вітротурбін мегаватного класу / В.Є. Терехов // "Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XX міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 15 – 16 травня 2019 р.). – К.: Інтерсервіс, 2019. – с. 473–476.

21. Подгуренко В.С. Методика оцінювання виробітку вітряної турбіни / В.С. Подгуренко, В.Є. Терехов, О.М. Гетманець, М.М. Пеліхатий // Фізико-технічні проблеми енергетики та шляхи їх вирішення 2019 (ФТПЕШВ – 2019): Матеріали міжнародної науково-технічної конференції, 19 червня 2019р., м. Харків, – Х.: ХНУ імені В.Н. Каразіна. – С. 55–56.

22. Подгуренко В.С. Эффективность работы промышленной ВЭС Очаковского ветропарка / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // XII Миколаївські екологічні читання “Збережемо для нащадків”, 31 жовтня – 2 листопада 2019р. – Миколаїв: СПД Румянцева Г.В., 2019. – С.106–110.

23. Подгуренко В.С. Моделирование кривых мощности современных мультимегаваттных ветроэлектрических установок / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Матеріали XXI міжнародної науково-практичної конференції "Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті", 14–15 травня 2020 р. – К: Інтерсервіс. – 2020. – С. 395–400.

24. Подгуренко В.С. Результаты эксплуатации промышленной ВЭС Северного Причерноморья Украины / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Матеріали XXI міжнародної науково-практичної конференції "Відновлювана енергетика та

енергоефективність у XXI столітті", 14–15 травня 2020 р. – К: Інтерсервіс. – 2020. – С. 401–405.

25. Подгуренко В.С. Моделирование стоимости энергии, вырабатываемой ветроэлектрической установкой / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Збірник тез XXXVIII науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України – 15 травня 2020р. – К.: 2020. – С. 66–68.

26. Терехов В.Є. Ефективність роботи промислових вітроелектричних станцій України / В.Є. Терехов, В.С. Подгуренко // Перспективи розвитку територій: теорія і практика: матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції здобувачів вищої освіти і молодих учених, Харків, 19–20 листопада 2020 р. / Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, Рада молодих вчених при МОН України, Одеський національний економічний університет, НТУ «Дніпровська політехніка» [та ін.] – Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2020 – С. 382–386.

27. Подгуренко В.С. Об эффективности работы промышленных ВЭС Украины / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // XIII Миколаївські міські екологічні читання "Збережемо для нащадків", 27 листопада 2020р. – Миколаїв: ФОП Румянцева Г.В., 2020. – С. 97–100.

**Праці, які додатково відображають наукові результати дисертації:**

28. Подгуренко В.С. Использование энергии ветра в Украине: история и традиции / В.С. Подгуренко, Е.Ф. Никитенко, В.Е. Терехов // Энергосбережение. – 2013. – №4. – С. 14–16.

29. Патент на корисну модель №132212 Укр., G01P 5/00. Спосіб визначення вертикального розподілу модуля швидкості вітру в приземному шарі атмосфери / Подгуренко В.С., Терехов В.Є., Гетманець О.М., Черепанов А.І., опубл. 11.02.2019р., Бюл. №3.

30. Патент на корисну модель №135302 Укр., F03 1/00 G01P 5/00. Спосіб оцінювання виробітку вітряної електричної турбіни / Подгуренко В.С., Терехов В.Є., Гетманець О.М., Черепанов А.І., опубл. 25.06.2019р., Бюл. №12.

## ЗМІСТ

	С.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ	19
ВСТУП	20
РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ СТАНУ ПРОБЛЕМИ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ В УМОВАХ ОБМЕЖЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ГЕНЕРАЦІЇ	28
1.1 Огляд загального розвитку досліджень проблем математичного моделювання об'єктів вітроенергетики	28
1.2 Проблема обмеження потужності генерації електроенергії вітрових електричних станцій в Україні і світі	31
1.2.1 Загальносвітова проблема обмеження потужності генерації електроенергії вітрових електричних станцій	31
1.2.2 Особливості проблеми обмеження потужності генерації електроенергії вітрових електричних станцій в Україні	32
1.3 Проблема математичного моделювання режимів роботи вітрових електричних станцій в умовах обмеження потужності генерації електроенергії	38
1.4 Специфікація математичної моделі вітрової електричної станції	40
1.5 Вплив накладеного обмеження потужності генерації на виробництво електричної енергії вітрової електричної установки в заданих вітрових умовах	47
1.6 Висновки до розділу 1	51
РОЗДІЛ 2 МОДЕЛЮВАННЯ КРИВИХ ПОТУЖНОСТІ ПРОМИСЛОВИХ ВІТРОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК ЗАДАНОГО ТИПОРОЗМІРУ	53
2.1 Проблема математичного моделювання кривих потужності	



вітроелектричної установки із заданими параметрами	53
2.2 Математична модель кривої потужності вітрової електричної установки заданого типорозміру	56
2.3 Перевірка адекватності математичної моделі кривої потужності вітрової електричної установки за результатами числових розрахунків	67
2.4 Висновки до розділу 2	70
РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗПОДІЛУ ШВИДКОСТЕЙ ВІТРУ НА РІЗНИХ ВИСОТАХ ПРИЗЕМНОГО ШАРУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ СИНХРОННИХ ВИСОТНИХ ВИМІРЮВАНЬ	72
3.1 Проблема моделювання вертикального профілю вітрового потенціалу	72
3.2 Дослідження існуючих способів моделювання вертикального профілю вітрового потенціалу	75
3.2.1 Огляд існуючих способів визначення вертикального профілю вітрового потенціалу	76
3.2.2 Кількісна оцінка точності способів визначення вертикального профілю вітрового потенціалу	79
3.2.2.1 Оцінка точності визначення параметру масштабу розподілу Вейбулла – Гніденка	79
3.2.2.2 Оцінка точності визначення параметру форми розподілу Вейбулла – Гніденка	83
3.2.2.3 Оцінка точності моделювання вертикального профілю вітрового потенціалу на підставі таблиць повторюваності швидкості вітру	88
3.3 Прогнозування річного виробітку вітрових електричних установок на заданій висоті	92
3.4 Висновки до розділу 3	101
РОЗДІЛ 4 АПРОБАЦІЯ ТА ПРАКТИЧНЕ ВИКОРИСТАННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ РЕЖИМІВ РОБОТИ ВІТРОТУРБІН	103

4.1 Апробація результатів моделювання річного виробітку електричної енергії вітрової електричної установки за фактичними показниками роботи вітрових електричних станцій України	103
4.2 Апробація результатів моделювання річного виробітку електричної енергії вітрової електричної установки з результатами обчислювальних експериментів	120
4.2.1 Оцінка точності моделі режимів роботи вітрової електричної установки за результатами теоретичних числових розрахунків	120
4.2.2 Зіставний аналіз точності моделі режимів роботи вітрової електричної установки та математичної моделі множинної лінійної регресії	124
4.3 Математична модель раціонального розподілу обмеження	126
4.4 Висновки до розділу 4	131
ВИСНОВКИ	133
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	135
ДОДАТОК А Перелік моделей мультимегаватного класу провідних світових виробників	146
ДОДАТОК Б Склад об'єктів ТОВ "УК "ВПУ" у Миколаївській області	149
ДОДАТОК В Список публікацій за темою дисертації і відомості про апробацію результатів дисертації	151
ДОДАТОК Г Акт про впровадження наукових результатів дисертаційної роботи	157

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

SCADA	– Supervisory Control And Data Acquisition — диспетчерське управління і збір даних
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ВЕС	– вітрова електрична станція
ВЕУ	– вітрова електрична установка
ВК	– вітроколесо
ВП	– вітропарк
ВПВП	– вертикальний профіль вітрового потенціалу
ДВП	– Дмитрівське вітрополе
ДВП	– Тузлівське вітрополе
КВЕВ	– коефіцієнт використання енергії вітру
КП	– крива потужності
КТВ	– коефіцієнт технічного використання
ММ	– математична модель
МЩ	– метеощогла
ОЕС	– Об'єднана енергетична система
ПАВЕС	– пілотна Аджигольська ВЕС
ПЗ	– програмне забезпечення
ПЛ	– повітряна лінія електропередачі
ППП	– пакет прикладних програм
РВГ	– розподіл Вейбулла – Гніденка

## ВСТУП

**Обґрунтування вибору теми дослідження.** Світова енергетика – галузь промисловості, що стрімко розвивається, темпи річного приросту якого сягали 30 %. Розвинені країни світу вже давно усвідомили безперспективність розвитку електростанцій на традиційному паливі і активно інвестують у технології використання відновлюваних джерел енергії. Україна володіє значними ресурсами вітрової енергії і завдяки своїм природно-кліматичним характеристикам може вийти на одне з провідних місць в світі по використанню енергії вітру. Незважаючи на майже сорокарічне відставання в цьому напрямку, держава активно сприяє розвитку альтернативних джерел енергії, у тому числі вітроенергетики.

Починаючи з 2010 року, з прийняттям закону про «зелений тариф», в Україні розпочалося активне будівництво вітрових електричних станцій (ВЕС), експлуатація яких виявила цілий комплекс абсолютно нових для всіх учасників процесу проблем, які впливають на ефективність роботи ВЕС. Поточна потужність генерації ВЕС залежить від змінної у часі швидкості діючого вітрового потоку, тобто зовнішнього фактору, який складно передбачається і не контролюється, тим самим здійснюється додаткове навантаження на Об'єднану енергетичну систему (ОЕС) України, стан якої можна оцінити як незадовільний.

Починаючи з 1990-х років в українській енергетиці назріла криза, частина проблем якої досі не вирішена :

- зменшення маневрових можливостей через відокремлення ОЕС України у самостійну одиницю;
- надлишок видобутої електроенергії, особливо атомними станціями, через зменшення електроспоживання;
- брак коштів на розвиток та модернізацію енергосистеми;
- різкий ріст цін на органічне паливо.

На сьогоднішній день більша частина генеруючих активів та електромереж ОЕС зношена та неефективна, а баланс потужності енергосистеми

характеризується дефіцитом як маневрених, так і регулюючих потужностей. Більшість ВЕС України розташована в районі Північного Причорномор'я, яке характеризується недостатньою кількістю магістральних мереж, порівняно з промисловими районами країни, що змушує приєднувати ВЕС до малопотужних ліній і передавати електричну енергію на межі їх пропускнуої здатності. За таких обставин безперешкодна генерація електричної енергії ВЕС не гарантується, а тривалість дії та частота обмежень потужності генерації має тенденцію до збільшення.

Сучасні промислові ВЕС являються комерційними проектами, через що визначення матеріальних збитків від накладеного обмеження потужності генерації та вжиття заходів щодо їх мінімізації є вкрай актуальною науково-прикладною задачею.

Дія обмеження, в залежності від причин її виникнення може тривати від кількох годин, наприклад, оперативні диспетчерські команди НЕК "Укренерго" до кількох місяців – ремонт (реконструкція) повітряних ліній та підстанцій під час проведення яких неможливо забезпечити передачу встановленої потужності ВЕС у повному обсязі через тимчасові схеми приєднання, або навіть років – коли видача встановленої потужності ВЕС неможлива через проблеми, вирішення яких потребує суттєвих часових та матеріальних витрат, наприклад – проведення реконструкції або будівництва повітряних ліній та підстанцій.

Отже, постає актуальна задача визначення об'ємів втраченої електроенергії через дію обмеження потужності генерації, що залежить від технічних характеристик кожної моделі вітроелектричної установки (ВЕУ) та особливостей вертикального профілю вітрового потенціалу (ВПВП) конкретної місцевості.

Задача визначення прогнозованого виробітку ВЕС ускладнюється відсутністю у вільному доступі точних характеристик потужності ВЕУ через сучасну тенденцію їх приховування виробниками з огляду на існуючу конкуренцію. В існуючі характеристики потужності завідомо вноситься похибка невизначеності шляхом їх представлення у вигляді таблиць з широким інтервалом

дискретності або графіків потужності невеликого масштабу, а сучасна тенденція заміни характеристики ВЕУ на прогнозований річний виробіток ВЕУ за експериментальних умов вимірювання унеможливорює точне визначення характеристики потужності.

Важливо відмітити, що з практичної точки зору недоцільно використання спеціалізованого ПЗ для моделювання режимів роботи ВЕС, наприклад, Matlab Simulink, Power Factory, WindPRO та інші, окрім матеріальних та часових витрат на придбання та навчання, потребує високого рівня загальної підготовки.

Згідно встановленого обмеження відбувається коригування поточної потужності генерації ВЕС в залежності встановленого обладнання. Сучасні промислові ВЕС часто комплектуються спеціалізованим програмно-апаратним комплексом керування. Даний комплекс, що об'єднаний з ВЕУ в єдину локальну інформаційну мережу, в режимі реального часу коригує потужність генерації кожної ВЕУ у складі ВЕС досягаючи оптимального розподілу накладеного обмеження.

За відсутності даного комплексу, розподіл накладеного обмеження на ВЕС на складові ВЕУ визначається оператором ВЕС на власний розсуд. Якщо ВЕС укомплектована ВЕУ різного типорозміру, то розв'язок задачі раціонального розподілу накладеного на ВЕС обмеження на складові ВЕУ потребує врахування як технічних особливостей кожної моделі ВЕУ, так і вітрового розподілу за території розміщення ВЕС.

Вочевидь, що задача визначення прогнозного виробітку ВЕС та рівномірного розподілу обмеження на складові ВЕУ, враховуючи багатофакторний вплив на потужність генерації електричної енергії, потребує побудови відповідної математичної моделі ВЕУ (ВЕС), яка б враховувала всі найвпливовіші фактори, мала високу точність обчислення за завідомо точних вхідних параметрах, та легко реалізовувалась на широко розповсюдженому програмному забезпеченні.

Тому задача розробки математичних моделей генерації ВЕУ в умовах

обмеження потужності генерації ВЕС, які дозволяють з достатньою для практики точністю визначати об'єм виробітку електричної енергії в заданих вітрових умовах, є актуальним завданням дослідження, що вирішувалося в дисертаційній роботі.

**Зв'язок з науковими програмами, планами, темами.** Тематика дисертаційної роботи відповідає основним науковим напрямкам Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова і відповідає стратегічним пріоритетам розвитку держави в рамках Національного проекту “Енергія природи”; відповідно з планами наукових досліджень Відділення фізико-технічних проблем енергетики (ВФТПЕ) НАН України та цільової програми наукових досліджень “Фундаментальні дослідження процесів перетворення та використання енергії” по темам: “Інформаційно-аналітична система моніторингу енергоефективності при генеруванні, передачі та споживанні електричної енергії”, шифр “Енергія”, державний реєстраційний № 0104U000903; “Розвиток теорії, розробка нових методів і засобів математичного та комп'ютерного моделювання енергетичних і енергоємних об'єктів, систем і установок”, шифр “Модель”, державний реєстраційний № 0107U001945; “Розвиток теорії, розробка методів і засобів контролю та діагностики нелінійних динамічних систем стосовно до силових енергетичних установок”, шифр “Пошук”, державний реєстраційний № 0116U005649, відповідно з постановою Бюро ВФТЕ НАН України від 05.07.2016р. №11 та рішення Експертної ради з питань оцінювання тем фундаментальних науково-дослідних робіт при НАН України від 07.12.2016р. №5.

**Метою дисертаційної роботи** є визначення впливу типорозміру та величини накладеного обмеження потужності генерації на об'єм виробітку електричної енергії ВЕУ в заданих вітрових умовах згідно шляхом розроблення відповідних математичних моделей.

Для досягнення мети роботи вирішувалися наступні основні задачі:

– Визначити особливості роботи ВЕС в умовах обмеження потужності генерації, дослідити вплив встановленого обмеження та основних технічних параметрів ВЕУ на генерацію електроенергії ВЕС, провести аналіз відомих математичних моделей ВЕУ (ВЕС), визначити їх переваги та недоліки відносно теми дисертаційної роботи.

– Визначити основні параметри ВЕУ, що істотно впливають на її характеристику потужності та розробити відповідну математичну модель.

– За результатами синхронних висотних вітрових вимірювань дослідити залежність розподілу швидкостей вітру від висоти приземного шару атмосфери, провести аналіз відомих підходів визначення вітрового потенціалу на довільній висоті та удосконалити їх під потреби математичної моделі процесу генерації електричної енергії ВЕУ (ВЕС).

– Розробити математичну модель ВЕУ та ВЕС, яка враховуватиме вплив величини накладеного обмеження та основних параметрів ВЕУ в заданих вітрових умовах.

– Розробити модель раціонального розподілу обмеження потужності генерації електроенергії ВЕС на множину складових ВЕУ, яка враховує особливості вітрового потенціалу конкретної місцевості та основні параметри ВЕУ.

– Провести співставлення теоретичних результатів з фактичними результатами роботи ВЕС України та проведеними обчислювальними експериментами.

**Об’єкт дослідження** – процес генерації електричної енергії ВЕС, яка укомплектована ВЕУ мультимегаватного класу різних типорозмірів.

**Предмет дослідження** – залежність потужності генерації електричної енергії ВЕС від типорозміру складових ВЕУ та величини накладеного обмеження.

**Методи дослідження.** Ймовірно-статистичні методи опрацювання



масивів експлуатаційних та даних вимірювань , абстрагування – для визначення основних факторів впливу на генерацію ВЕС, математичне моделювання, порівняльний аналіз, кореляційний та регресійний аналізи.

### **Наукова новизна одержаних автором результатів.**

Новизну роботи складають наступні положення.

Вперше розроблено:

– математичну модель ВЕУ, яка, на відміну від існуючих моделей, дозволяє розрахувати характеристику потужності ВЕУ за двома основними її параметрами - номінальною потужністю генератора та діаметром вітроколеса;

– статичну математичну модель ВЕУ, яка, на відміну від існуючих моделей, враховує зв'язок між потужністю генерації установки, накладеним обмеженням на потужність її генерації та технічними параметрами ВЕУ такими, як номінальна потужність генератора, діаметр та висота осі вітроколеса, що дозволяє визначати обсяги генерації електроенергії в заданих вітрових умовах функціонування ВЕУ;

– метод раціонального розподілу встановленого обмеження потужності генерації електроенергії ВЕС на множину обмежень потужності для складових ВЕУ. На відміну від існуючих методів розподілу обмеження потужності, такий метод враховує особливості вітрового потенціалу конкретної місцевості та технічні параметри кожної ВЕУ, що дозволяє мінімізувати втрати від накладеного обмеження.

Удосконалено процедуру визначення розподілу швидкостей вітру на різних висотах приземного шару атмосфери за результатами синхронних висотних вимірювань вітрових параметрів з використанням існуючих параметрів у вигляді ступеневих функцій.

Набули подальшого розвитку:

- методи математичного моделювання генерації електроенергії ВЕУ;
- методи перерахунку параметрів вітрового потенціалу на задану висоту

приземного шару атмосфери.

Практичне значення одержаних результатів. Практична цінність роботи полягає у тому, що розроблена математична модель ВЕС дозволяє:

– визначати очікувані обсяги річної генерації електроенергії в залежності від вітрового потенціалу місцевості, на якій передбачається будівництво ВЕС;

– визначати втрачені обсяги генерації електроенергії від накладеного обмеження потужності генерації електроенергії;

– здійснювати обґрунтований вибір ВЕУ серед вже сконструйованих за техніко-економічними характеристиками, що найбільш повною мірою відповідають заданим вітровим умовам, або замовити виготовлення установки з необхідними конструктивними параметрами в разі її відсутності на світовому ринку;

– раціонально розподілити накладене обмеження потужності генерації ВЕС на множину складових ВЕУ і тим самим зменшити обсяги втраченої електроенергії;

– розроблена математична модель ВЕУ покладена в основу метода визначення вартості виробленої електричної енергії, що дозволило проаналізувати економічну ефективність роботи ВЕС України.

**Апробація результатів дисертації.** Основні наукові, теоретичні та прикладні результати дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на науково – технічних конференціях (НТК), у тому числі й міжнародних (МНТК): XXVI МНТК “Інноваційні та інвестиційні проекти з метою реалізації Енергетичної стратегії України на період до 2030 року” (Україна, АР Крим, смт. Миколаївка, 10–12 вересня 2013 р.); регулярних МНТК “Суднова енергетика: стан та проблеми” (Україна, м. Миколаїв, 13–14 листопада 2013 р.; 8–10 листопада, 2017 р.); VII МНТК “Муніципальна енергетика: проблеми, рішення” (Україна, м. Миколаїв, 24–25 грудня 2015 р.); всеукраїнської НТК “Стратегії розвитку екологічної освіти у XXI столітті” (Україна, м. Миколаїв, 27–28 березня 2014 р.);

VI МНК “Моделювання–2018” (Україна, м. Київ, 12–14 вересня 2018 р.); регулярних НТК Молодих вчених та спеціалістів інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України, (Україна, м. Київ, 16 травня 2018 р.; 15 травня 2019 р.; 15 травня 2020 р.); науково–практична конференція (НПК) “Екологічна безпека водного і атмосферного середовищ м. Миколаєва”, (Україна, м. Миколаїв, 12–13 листопада 2018р.); НПК “Про впровадження Закону України “Про ринок електричної енергії”, (Україна, смт. Славське, 12–15 березня 2019 р.); регулярних МНПК “Відновлювана енергетика та енергоефективність у ХХІ столітті”, (Україна, м. Київ, 15–16 травня 2019 р.; 14–15 травня 2020 р.); міжнародна МТК “Фізико–технічні проблеми енергетики та шляхи їх вирішення 2019”, (Україна, м. Харків, 19 червня 2019 р.); регулярних Миколаївських екологічних читаннях “Збережемо для нащадків”, (Україна, м. Миколаїв, 31 жовтня – 2 листопада 2019 р., 27 листопада 2020 р.); IV всеукраїнській НПК здобувачів вищої освіти і молодих учених “Перспективи розвитку територій: теорія і практика”, (Україна, м. Харків, 19–20 листопада 2020 р.).

Повнота викладення матеріалів дисертації в публікаціях та особистий внесок до них здобувача.

Всі основні результати роботи одержані автором особисто. Основні результати дослідження опубліковані в 30 наукових публікаціях, з них: 8 статей у фахових наукових виданнях, одна з яких у міжнародній наукометричній базі (SCOPUS); 19 тез доповідей в збірниках матеріалів конференцій; 3 праці, які додатково відображають наукові результати дисертації, у тому числі 2 патенти на корисну модель.

**Структура та обсяг дисертації.** Дисертація складається із анотації, вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел (100 найменувань) та чотирьох додатків. Загальний обсяг дисертації складає 158 сторінок, в тому числі 115 сторінок основного тексту, включаючи 28 рисунків, 56 таблиць.

## **РОЗДІЛ 1 ОГЛЯД ТА АНАЛІЗ СТАНУ ПРОБЛЕМИ МАТЕМАТИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ СТАНЦІЙ В УМОВАХ ОБМЕЖЕННЯ ПОТУЖНОСТІ ГЕНЕРАЦІЇ**

### **1.1 Огляд загального розвитку досліджень проблем математичного моделювання об'єктів вітроенергетики**

Із появою перших вітрових млинів людство постійно шукало шляхи збільшення продуктивності їх роботи. Але через відсутність наукового обґрунтування аеродинамічної теорії вітроколеса (ВК) ці спроби не давали суттєвого підвищення ефективності.

Роком зародження ВЕУ вважається 1887 р., коли шотландський інженер Джеймс Бліт побудував першу відому у світі установку для виробітку електроенергії. Це була 10-ти метрова тринога конструкція, на якій було вертикально закріплене ВК діаметром близько 8 м у вигляді чотирьох рукавів з парусиновими полотнами. Вал ВК було з'єднано із динамо-машиною за допомогою мотузки. Потужності першої ВЕУ вистачало лише на освітлення маленького замиського будинка [1]. А вже у 1888 р. американський інженер Чарльз Браш побудував 18-ти метрову башту із горизонтально-осьовим ротором діаметром 50 метрів (144 лопаті) потужністю 12 кВт. Незважаючи на майже шестикратне збільшення розміру ВК, отримати суттєвого збільшення потужності ВЕУ не вдалось. Було очевидно, що технології класичних вітрових млинів себе вичерпали.

У 1891 р. датський вчений, винахідник та викладач Пол ла Кур разом із командою почав експерименти з генерації електроенергії із вітру, за результатами яких сформулював основні принципи підвищення ефективності роботи ВЕУ у застосуванні невеликої кількості вузьких крильчаток (лопатеї) та високої швидкості обертання ВК. На початку 1900-х рр. побудована за цими принципами експериментальна ВЕУ Пола ла Кура виробляла втричі більше електроенергії ніж

вітряні турбіни тих років [2].

Перехід від дослідів до теоретичних висновків відбувається на початку ХХ століття. Суттєвий вклад у розвиток теорії вітроенергетики внесли такі вчені, як О. Лілієнталь [3], М.Є. Жуковський, С.О. Чаплигін, Л. Прандтль, В.П. Вітчинкін, Г.Х. Сабінін, та багато інших вчених з теорії крила, повітряного гвинта, пограничного шару.

У 1905 р. М.Є. Жуковський розкриває природу виникнення підйомної сили тим самим заклавши основи аеродинаміки як науки. У 1914 р. В.П. Вітчинкін, на основі теорії гребного гвинта вперше розробляє теорію ідеального ВК та вводить поняття коефіцієнту використання енергії вітру (КВЕВ) [4]. У 1920 рр. з'являються перші теоретичні математично формалізовані обґрунтування принципів роботи ВК Н.Є. Жуковським у працях під назвою "Тихохідний вітряний млин" та "Вітряний млин типу НЄЖ", результати якого [5] стали основою сучасної теорії ВК, а саме:

- методика визначення аеродинамічних сил опору та підйому у двовимірному профільному зрізі лопаті;
- введення показника аеродинамічної ефективності ВК – коефіцієнту використання енергії вітру (КВЕВ) і теоретичне обґрунтування його максимального значення на рівні  $C_p = 0,593$  для ідеального ВК;
- введення прийому представлення площі ВК у стані обертання як суцільного кола.

У той же час в Інституті Геттінгена в Німеччині видатний вчений А. Бетц розробляє глобальну теорію вітрових машин [6] в якій ВК ВЕУ представляється ідеальним перетворювачем енергії шляхом введення наступних умов:

- відсутність маточини;
- нескінченна кількість лопатей ротора, які не призводять жодного опору;
- рівномірність діючої швидкості вітру по всій площі ВК;
- ВК знаходиться у спокої і поміщене в рухому атмосферу рідини.

У першій половині ХХ століття розробка теоретичних основ і створення

нових конструкцій вітроенергетичних агрегатів різного призначення проводились у СРСР: у Всесоюзному науково-дослідницькому інституті електрифікації сільського господарства, Всесоюзному науково-дослідницькому інституті електромеханіки, Центрально аерогідродинамічному інституті і ін.), Німеччині (Штутгартська школа вітроенергетиків), США, Великобританії, Франції, Данії та ін. країнах [7].

Суттєвий вклад у становлення теорії вітрокористування зробили також дослідники приземного шару атмосфери. У 1880 р. Th. Stevenson опублікував параметричний закон вертикального профілю середньої швидкості вітру [8], у 1883 р. O. Reynolds представив математичний опис турбулентного вітрового потоку) [9], G. Hellmann у 1916 р. – ступеневий закон вертикального профілю середньої швидкості вітру) [10], у 1949 р. O. Sutton – відповідно, логарифмічний закон [11].

У 1944 р. Б.В. Гніденко [12], а у 1951 р. W. Weibull [13] запропонували статистичну функцію розподілу, яка знайшла широке застосування в теорії вітроенергетики в якості закону розподілу швидкостей вітру.

Енергетична криза 1970-х рр. змусило провідні країни світу, такі як США, Німеччина, Швеція, Данія, звернути увагу на перспективність розвитку вітроенергетики у промислових масштабах в якості заходу зі зменшення залежності від імпортованих палива та електроенергії. Зокрема вперше розробляються і будуються мультимегаватні ВЕУ MOD-2 та MOD-5B (США), WTS-4 (Швеція – США), GROWIAN (Німеччина), WTS-75 AEOLUS (Швеція), Tvind (Данія) [14]. Наведені моделі ВЕУ через існуючі конструктивні недоліки не знайшли застосування у промисловому вітрокористуванні, але їх розробка суттєво вплинула на розвиток науки та техніки у вітроенергетичній сфері. У 1970 – 1980 рр. Департамент енергетики США (U.S. Department of Energy, DOE) активно фінансує у дослідження та розвиток ВЕУ, які втілюються у фундаментальних розробках Національного Аерокосмічного Агентства та аерокосмічних шкіл інститутів США, у тому числі математична модель (ММ)

КВЕВ [15] та емпіричні залежності ВПВП С. Justus та А. Mikhail [16], які знайшли широке практичне застосування у вітроенергетиці.

Таким чином, у 1980–х рр. відбулося остаточне становлення теоретичних основ математичного моделювання об'єктів вітроенергетики з поступовим виходом на перший план проблем їх комп'ютерної реалізації. При цьому, наприкінці 80–х рр. ХХ століття відбувся перехід від науково-дослідницького контексту застосування ВЕУ до їхньої комерційної експлуатації, що в цілому погіршило ситуацію у вітроенергетичній науковій сфері через приховування виробниками ВЕУ результатів власних досліджень.

На відміну від систем з традиційними джерелами енергії, моделі об'єктів яких добре відомі і, навіть, стандартизовані, а технічні показники достатньо відомі, моделювання ВЕУ змушує дослідників використовувати спрощені моделі, що значно впливає на достовірність отриманих результатів [17].

## **1.2 Проблема обмеження потужності генерації електроенергії вітрових електричних станцій в Україні і світі**

### **1.2.1 Загальносвітова проблема обмеження потужності генерації електроенергії вітрових електричних станцій**

Стрімкий розвиток ВЕС ставить серйозний виклик енергосистемам країн світу стосовно підтримки стабільних параметрів електроенергії без вживання примусових заходів безпеки, такі як аварійні відключення чи обмеження потужності генерації. На відміну від традиційних електрогенеруючих об'єктів, поточна потужність генерації ВЕУ залежить від змінної у часі швидкості діючого вітрового потоку, тобто зовнішнього фактору, який складно передбачається і не контролюється, через що, їх приєднання до Об'єднаної енергосистеми України (ОЕС) збільшує проблеми первинного регулювання та вимоги щодо маневрених можливостей ОЕС для компенсації коливань та змін їх потужності які погано

прогнозуються [18]. Найкращі площадки для будівництва ВЕС часто знаходяться на віддалених від магістральних електромереж [19, 20], що ускладнює задачу приєднання ВЕС до існуючої електромережі.

Обмеження потужності ВЕС зі сторони оператора енергосистеми відбувається через дві основні причини:

- зміна схеми нормального режиму енергосистеми через аварійні вимкнення, проведення ремонтних робіт (реконструкцій), тощо;
- наявність в енергосистемі ділянок з низькою пропускну здатністю (*англ. "bottleneck"*), в яких у певних ситуаціях виникають перенавантаження, що змушує обмежувати потужність генеруючих об'єктів.

Обмеження потужності генерації ВЕС є актуальною проблемою країн, де відновлювані джерела енергії (ВДЕ) отримали широке розповсюдження і мають суттєвий вплив на енергосистему: США, Китай, Великобританія, Австралія, Німеччина, Україна та інші [21, 22].

Існує чотири шляхи зменшення ризиків виникнення обмеження потужності генерації [19]:

1. Перегляд методики розрахунку пропускну здатності вузла мережі, через стан якого було введено обмеження. Ставиться задача визначити фактичну пропускну здатність вузла і зіставити її із затвердженою величиною оператора мережі. У разі виявлення додаткових неврахованих резервів коригування величини обмеження потужності генерації обговорюється з оператором мережі.

2. Реконструкція мережі. Найбільш ефективний і в той ж час коштовний шлях подолання ризиків виникнення обмеження потужності генерації ВЕС. Також необхідно враховувати затрачений на відповідні роботи час, впродовж якого існує вірогідність погіршення умов експлуатації ВЕС аж до повної її зупинки. Провідні країни світу – Німеччина, США, активно інвестують у розвиток своїх енергомереж застосовуючи нові технології, такі як: "розумні" мережі електропостачання (*англ. "smart grid"*) [23], мережі високої постійної напруги (HVDC) [24], тощо.



3. Тимчасове обмеження потужності генерації. Основною перевагою даного варіанту являється відсутність капіталовкладень у реконструкцію розподільчих мереж, що задіяні у процесі передачі електроенергії від ВЕС. У той же час можливі тимчасові обмеження потужності генерації ВЕС, тривалість яких і відповідні втрати електроенергії складно перебачити.

4. Застосування акумулюючого обладнання. В абсолютній більшості випадків у ролі акумулюючого об'єкту виступає гідроакумулююча станція (ГАЕС), рідше батареїні кластери на основі літій-іонних акумуляторів. Даний варіант доцільно розглядати при роботі ВЕС спільно з ГАЕС, що передбачає близькість розташування їх один від одного [19]. Застосування батареїних кластерів у зв'язку з їх високою вартістю доцільно розглядати у тих випадках, коли вартість реконструкції мережі набагато дорожча або технічно неможлива, а втрати від обмеження генерації ВЕС відповідні вартості акумулюючого обладнання. Суттєвого успіху у даному напрямку досягла, наприклад, Австралія.

### **1.2.2 Особливості проблеми обмеження потужності генерації електроенергії вітрових електричних станцій в Україні**

Починаючи з 2010 р., з прийняттям закону про "зелений тариф", в Україні розпочалося активне будівництво ВЕС. Їх змінна у часі величина потужності генерації електроенергії потребує здійснює додаткове навантаження ОЕС, яка у якості середовища функціонування ВЕС має наступні особливості [25]:

- дефіцит маневреної потужності внаслідок зниження об'ємів виробітку теплоелектричних станцій (ТЕС) через високу ціну на традиційне паливо. Подальший розвиток ВДЕ в найближчому майбутньому потребує термінову заміну застарілого обладнання ТЕС на вискооефективне маневрове газове обладнання та залучення новітніх технологій передавання та зберігання;

- українські електричні мережі до 1991 р. були інтегровані в єдину східноєвропейську мережу, розділення якої вкрай негативно вплинуло на

надійність та збалансованість ОЕС;

– на сьогодні більша частина генеруючих активів та електромереж зношена та неефективна і потребує негайного оновлення;

– найбільш привабливими районами для встановлення ВЕС є узбережжя Чорного та Азовського морів [26]. Водночас Північне Причорномор'я характеризується дефіцитом потужних ліній електропередачі та підстанцій, через що потужність генерації ВЕС сягає межі їх пропускної здатності;

– активне введення в експлуатацію нових електрогенеруючих об'єктів потребує проведення робіт з реконструкції прилеглих ліній електропередачі та підстанцій, що впливає на роботу вже введених в експлуатацію ВЕС.

В Україні будівництво ВЕС, встановлена потужність яких перевищує пропускну здатність приєднаних електромереж, неможливо через обов'язковий розрахунок перетікань електроенергії на стадії підготовки техніко-економічного обґрунтування приєднання ВЕС і в разі виявлення такого перевищення за результатами розрахунків здійснюються заходи щодо відповідного зменшення встановленої потужності або збільшення пропускної здатності мережі за умови її доцільності.

Але, з огляду на загальний незадовільний стан, фактична пропускну здатність передавальних мереж може суттєво відрізнятись від розрахункової, що призводить до введення обмеження потужності генерації електроенергії ВЕС.

Одні з перших промислових ВЕС України були побудовані ПрАТ "Вітряний парк Очаківський". У 2012 р. були введені в експлуатацію Дмитрівське вітрополе (ДВП) встановленою потужністю 25 МВт, та Тузлівське вітрополе (ТВП) – 12,5 МВт, які укомплектовані вітровими ВЕУ Fuhrlander FL 2500-100 потужністю 2500 кВт кожна. Видача потужності здійснюється в розподільчі мережі 35 кВ. Експлуатація виявила цілий комплекс абсолютно нових для всіх учасників процесу питань, як технічних, так і організаційних [27]. Дуже серйозною технічною проблемою виявилися неминучі обмеження в генерації. Відповідно розробленого проекту передбачалась генерація ДВП за двома повітряними

лініями електропередачі (ПЛ) по 12,5 МВт на кожну. Але через неконтрольовані, непередбачені проектом коливання напруги на одній з ПЛ, що викликали аварійну ситуацію, були введені відповідні обмеження потужності генерації (рисунок 1.1), які були зняті тільки після введення в експлуатацію нової ПЛ у січні 2013 р. На час будівництва ПЛ ДВП було зупинене майже на два місяці (листопад – грудень 2012 р.).



Рисунок 1.1 Динаміка фактичної потужності генерації ДВП за 2012 р.

Але у квітні 2013 р. через технічно незадовільний стан трансформатора місцевої підстанції були введені обмеження від 15 до 20 МВт до кінця вересня.

В таблиці 1.1 приведені накладені обмеження потужності генерації ДВП встановленою потужністю 35 МВт (з 2014 р. – 14 ВЕУ номінальною потужністю 2,5 МВт) за 4,5-річний період (2015 – I п. 2019 рр.) експлуатації. Обмеження генерації дією менш ніж 8 годин або введені з власних причин, не враховувались.

Сукупна тривалість дії обмежень генерації ДВП за вищевказаний період часу (1641 доба) склала 332 доби, що приблизно становить 20 % від загального часу, під час якої в середньому ДВП було змушене знизити максимальну потужність генерації на 43 %, тобто до 20 МВт.

В таблиці 1.2 приведені обмеження потужності генерації ТВП. Сукупна

тривалість дії обмежень генерації за 4,5-річний період склала 254 доби, що становить 15,5 % загального часу, під час якої ТВП було змушене в середньому знизити максимальну потужність генерації на 30 %, тобто до 8,7 МВт.

Таблиці 1.1 та 1.2 відображають фактичні умови експлуатації промислових вітрових станцій України. Очевидно, що через обмеження, що склали 15 та 20 % експлуатаційного часу, була втрачена значна кількість потенційно можливого об'єму генерації електроенергії, визначенням якого нехтувати недоцільно. Слід зазначити, що станом на 2015 р. обидва вітрополя вже знаходились у промисловій експлуатації майже 3 роки і всі виявлені на початку проблеми безперешкодної видачі потужності, були усунуті.

Таблиця 1.1

#### Тривалість дії обмеження генерації ДВП за 2015 – 2019\* роки

Рік	Величина обмеження, МВт		Тривалість обмеження, діб		
2015	18,6		96		
2016	23,9		43		
2017	18,6		4		
2018	19,9		184		
2019 (I півріччя)	18,0		5		
За весь період					
Середнє значення обмеження,	МВт	20,0	Всього тривалість обмеження	діб	332
	% від загального часу	57,1		% від загального часу	20,2

Таблиця 1.2

#### Тривалість дії обмеження генерації ТВП за 2015 – 2019\* роки

Рік	Величина обмеження, МВт		Тривалість обмеження, діб		
2015	5,6		12		
2016	5		8		
2017	10		92		
2018	8,4		142		
2019 (I півріччя)	-		-		
За весь період					
Середнє значення обмеження,	МВт	8,7	Всього тривалість дії обмеження	діб	254
	% від загального часу	69,6		% від загального часу	15,5

За результатами аналізу роботи вітрополей визначено, що тривалість обмеження потужності генерації складає від кількох годин – оперативні команди НЕК “Укренерго” та її філій в забезпечення оперативної безпеки, до кількох місяців, чи навіть років – за наявності технічних проблем у розподільчих мережах, вирішення яких потребує великих матеріальних витрат.

Розрахунок теоретичного виробітку або відповідних втрат електроенергії на підприємствах ВП Очаківського проводиться на підставі характеристики потужності ВЕУ та масиву усереднених за інтервал часу  $\Delta\tau$  швидкостей вітру  $\bar{v}_i$  (зазвичай 5 – 10 хв.) отриманого з бази даних системи диспетчерського керування – SCADA. Тоді об’єм виробітку електроенергії у кВт·год можна обчислити за наступним виразом:

$$Q = \Delta\tau \sum_{j=1}^K P_i, i \in 1...N, \quad (1.1)$$

де  $\Delta\tau$  – інтервал часу в годинах;  $P_i$  – потужність генерації електроенергії ВЕУ за швидкості вітру  $i$ -ї градації  $\bar{v}_i$ ;  $N$  – кількість градацій швидкостей вітру;  $K$  – кількість інтервалів  $\Delta\tau$  за період, що розглядається. Шляхом звуження діапазону допустимих значень  $P_i$  відповідно величині накладеного обмеження на ВЕУ за формулою (1.1) можна обчислювати теоретичний виробіток ВЕУ в умовах обмеження потужності генерації електроенергії.

В забезпечення більш точного обчислення стандартна паспортна характеристика потужності ВЕУ у вигляді таблиці з кроком інтервалу  $\Delta\bar{v}_i = 1$  м/с була уточнена шляхом відповідного його зменшення до 0,1 м/с із застосуванням відповідного комп’ютерного моделювання [28].

Розрахунки за формулою (1) зручно проводити в пакеті прикладних програм (ППП) MS Excel шляхом підсумовування обчислених значень потужностей  $P_i$  для кожного значення  $\bar{v}_i$  скориставшись функцією ВПР. Основним недоліком даного способу являється пропорційне зростання розміру таблиці відповідно кількості інтервалів  $K$ , через що розрахунок доцільно обмежувався диспетчером ВЕС в

рамках однієї доби.

Висока точність обчислень за даним способом нівелюється його очевидною трудомісткістю при необхідності визначення виробітку за великий проміжок часу і абсолютною непридатністю для прогнозних розрахунків із застосуванням параметрів вітрового розподілу, що потребує пошуку нових шляхів моделювання генерації електроенергії ВЕУ (ВЕС).

### **1.3 Проблема математичного моделювання режимів роботи вітрових електричних станцій в умовах обмеження потужності генерації електроенергії**

До початку 1990-х рр. проблеми роботи ВЕС в умовах обмеження потужності генерації не існувало, доки не набуло розвитку комерційне вітрокористування. Потужність ВЕУ за 1980 – 2000 рр. збільшилась в 100 раз, а темпи зростання введених потужностей сягали 30 % [29].

Перші наукові матеріали (1993 – 1995 рр.) стосовно роботи ВЕС в умовах обмеження потужності генерації були опубліковані А. Cavallo, який поставив питання економічної доцільності будівництва (реконструкції) нових повітряних ліній для приєднання ВЕС, сукупна потужність яких перевищувала пропускну здатність існуючих передавальних електромереж [20]. З огляду на те, що робота ВЕС у номінальному режимі через змінний характер вітру триває досить обмежений час, а середньорічна потужність генерації електроенергії в середньому складає близько 30 – 40 % номінальної, то за певного економічно доцільного значення обмеження більшість річного виробітку ВЕС буде передана в електромережу, крім того, примусове обмеження величини номінальної потужності призводить до відповідного збільшення коефіцієнту використання встановленої потужності, що в цілому позитивно впливає на оперативну безпеку.

Перше та єдине вагоме дослідження стосовно роботи ВЕС в умовах обмеження генерації було проведене J. Matevosyan у 2004 – 2006 рр., в якому

названі причини виникнення обмеження потужності генерації, рекомендації щодо їх подолання та запропоновані 4 методи визначення об'єму втраченого від накладеного обмеження виробітку електроенергії на підставі математичного моделювання [19]. Запропоновані методи в першу чергу направлені на визначення різниці між потенційно можливим виробітком ВЕС в заданих вітрових умовах та максимально допустимим об'ємом електроенергії, що може бути прийнятий електромережою відповідно наявного резерву потужності. При цьому передбачається, що величина резерву потужності електромережі є змінним у часі параметром, який можна описати ймовірнісним законом. Але результати експлуатації ВЕС України показали, що величина обмеження потужності генерації ВЕС є відносно стабільним у часі показником, тобто є константою, що суттєво спрощує відповідні розрахунки.

Зростання актуальності проблеми роботи ВЕС в умовах обмеження потужності генерації у зв'язку з бурхливим розвитком вітроенергетики змусило дослідників постійно розширювати коло задач, що призвело до виникнення низки різноспрямованих досліджень:

- моделювання генерації ВЕС з метою оцінки втрат за умов обмеження [19, 30];

- моделювання роботи енергосистеми у складі "ВЕС + розподільчі мережі" з метою дослідження режимів обмеження потужності генерації електроенергії та їх вплив на роботу ВЕС [31, 32];

- моделювання ВЕУ з метою дослідження її робочих характеристик, в тому числі і в режимі контролю видачі потужності [31, 33, 34];

- дослідження факторів, що суттєво впливають на виробіток ВЕС (часові, географічні та інші параметри), що можуть бути корисними при дослідженні роботи ВЕС в режимі обмеження потужності генерації електроенергії [35, 36].

Аналіз вищевказаних праць показав, що автори, в основному, зосереджуються на дослідженні особливості динамічних режимів роботи ВЕУ в умовах обмеження потужності генерації шляхом проведення симуляції роботи

відповідних ММ, наприклад, в середовищі MATLAB Simulink. При цьому проблемі визначення втраченого виробітку ВЕС, що працює в умовах обмеження генерації приділяється занадто мало уваги, а задача математичного моделювання потужності генерації електричної енергії ВЕУ в умовах обмеження потребує подальшого розвитку.

Дана особливість в цілому корелює зі загальносвітовою проблемою недостатнього висвітлення результатів експлуатації об'єктів вітроенергетики, що призводить до гальмування інформаційного обміну між науковою і експлуатаційною сторонами, негативно впливаючи на процес дослідження багатьох проблем в області промислової вітроенергетики. Це стосується і української вітроенергетики, наприклад, майже відсутні публічні щодо об'ємів виробітку електроенергії, часу простою, специфіки роботи ВЕС в умовах накладеного обмеження, загальної оцінки ефективності роботи українських ВЕС, тощо [37, 38].

#### 1.4 Специфікація математичної моделі ВЕС

ВЕС представляє собою скінченну множину ВЕУ, сукупна поточна потужність генерації електроенергії яких в точці комерційного обліку  $P_{\Sigma}$  без врахування втрат електричної енергії, визначається сукупною потужністю складових ВЕУ:

$$\frac{dP_{\Sigma}}{dt} = \sum_{i=1}^N \frac{dP_i}{dt}, \quad (1.2)$$

де  $P_i$  – поточна потужність генерації електроенергії  $i$ -ї ВЕУ у складі ВЕС.

В умовах накладеного обмеження потужності генерації на ВЕС поточна потужність генерації ВЕС  $P_{\Sigma}$  не перевищуватиме заданого значення обмеження  $P_{lim\Sigma}$ , а потужність  $i$ -ї складової ВЕУ  $P_i$  – деякого обмеження  $P_{limi}$ , проблема визначення оптимального значення якого для кожної складової ВЕУ потребує додаткового дослідження (рисунок 1.2).



Сучасні промислові ВЕУ є складними автоматизованими електромеханічними системами з перетворення кінетичної енергії рухомих мас повітря в електричну із заданою якістю, де значна кількість параметрів змінюється у часі, через що її роботу доцільно розглядати на прикладі спрощеної моделі типу "чорний ящик" [14] (рисунок 1.3).

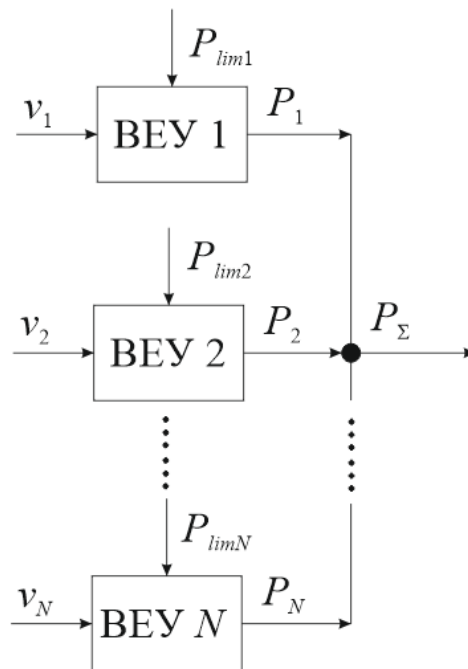
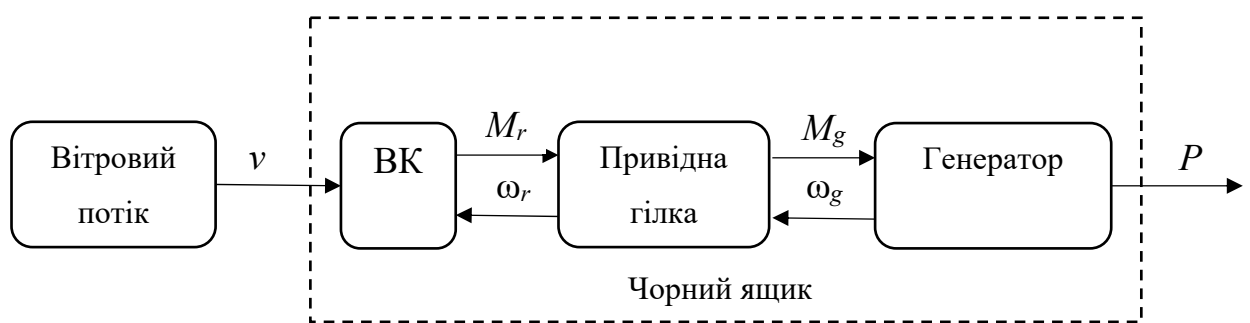


Рисунок 1.2 Структурна схема ВЕС



$M_r$  – крутний момент на валу ВК;  $\omega_r$  – кутова швидкість обертання ВК;  $M_g$  – електромагнітний момент генератора;  $\omega_g$  – кутова швидкість обертання ротора генератора;

Рисунок 1.3 Перетворювальні процеси ВЕУ

Крутний момент на валу ВК  $M_r$ , визначається різницею аеродинамічного

моменту підйомної сили лопатей ВК  $M_a$  та втрат на обертання ВК з моментом інерції  $J_r$  зі швидкістю  $\omega_r$ . Момент на валу ВК  $M_r$  обертає ротор генератора з моментом інерції  $J_g$  зі швидкістю  $\omega_g$  та гальмівним електромагнітним моментом  $M_g$  [39, 40], і з урахуванням механічних втрат у привідній гілці  $\eta_M$  визначається згідно:

$$M_a = J_r \frac{\omega_r}{dt} + J_g \frac{\omega_g}{dt} + M_g + \eta_M. \quad (1.3)$$

Так як момент інерції тіла  $J$  визначається його масою та геометричними розмірами, що стосовно ВК еквівалентно його діаметру, тобто  $J_r = f(D)$ , а стосовно ротора генератора еквівалентно величині його номінальної потужності  $P_r$ , тобто  $J_g = f(P_r)$ , то збільшення номінальної потужності генератора  $P_r$  при незмінному значенні  $M_a$ , згідно (1.3), призведе до зменшення електромагнітного моменту генератора  $M_g$ , та, відповідно, потужності генерації електроенергії  $P$ . При цьому максимальне значення  $M_g$  визначається відповідно номінальної потужності генератора, тобто  $M_g = f(P_r)$ .

Аеродинамічний момент  $M_a$  за сталої швидкості вітру  $v$  визначається відносною моментною характеристикою ВК  $\bar{M} = f(v)$  ( $\bar{M} = f(\lambda)$ ) та його діаметром  $D$  (радіусом  $R$ ):

$$M_a = \frac{\bar{M}\pi R^3 \rho v^2}{2}; \quad R = \frac{D}{2}. \quad (1.4)$$

Сучасні промислові ВЕУ оснащені лопатями провідних світових виробників, тобто аеродинамічну якість лопатей та, відповідно, відносну моментну характеристику ВК вважатимемо приблизно однаковими, отже, аеродинамічний момент  $M_a$  сучасних промислових ВЕУ залежить в основному тільки від розміру ВК.

Потужність генерації електроенергії ВЕУ  $P$  визначається величиною електромагнітного моменту генератора  $M_g$  з урахуванням електричних втрат у

генераторі, частотному перетворювачі та внутрішніх кабельних лініях  $\eta_E$  :

$$P = M_g \omega_g \eta_E . \quad (1.5)$$

Сумарні втрати у вузлах ВЕУ  $\eta_\Sigma = \eta_M + \eta_E$ , точне визначення яких для конкретної ВЕУ, враховуючи дефекти та поточний стан обладнання, являється досить ускладненим, визначають відповідно середнього сукупного коефіцієнту корисної дії (ККД) вузлів, що згідно [20, 41, 42] становить біля 90% у номінальному режиму роботи ВЕУ, а так як часто компоненти ВЕУ виготовляються одними й тими ж виробниками для різних брендів ВЕУ [43], то середні показники ККД промислових ВЕУ вважатимемо приблизно однаковими.

Вищевказане припущення підтверджує виконане статистичне дослідження впливу окремих параметрів (пояснюючих чинників): номінальної потужності генератора  $P_r$  (МВт); діаметра ВК  $D$  (м) та висоти розташування осі ВК  $H$  (м) на величину річного виробітку електроенергії  $Q$  (МВт · год) на підставі даних розподілу швидкостей вітру на території пілотної Аджигольської ВЕС (ПАВЕС) (таблиця 1.3).

Таблиця 1.3

#### Кореляційна матриця

	$Q$	$P_r$	$D$	$H$
$Q$	1			
$P_r$	0,845	1		
$D$	0,928	0,765	1	
$H$	0,629	0,337	0,373	1

З кореляційної матриці видно, що визначальним фактором величини річного виробітку ВЕУ  $Q$  є діаметр вітрового колеса  $D$  (коефіцієнт кореляції 0,928 – дуже висока кореляція); наступною за впливом являється номінальна потужність генератора  $P_r$  (коефіцієнт кореляції 0,845 – висока кореляція); далі – висота осі ВК  $H$  (0,629 – середня кореляція).

Отже, з урахуванням (1.3) – (1.5) потужність генерації електроенергії різних

моделей сучасних промислових ВЕУ буде визначатись тільки значеннями поточної діючої швидкості вітру  $v$ , номінальної потужності генератора  $P_r$  та діаметру ВК  $D$ :

$$P = f(v, P_r, D) . \quad (1.6)$$

Схематично зазначену систему з нелінійними властивостями, з урахуванням впливу накладеного обмеження  $P_{lim}$ :

$$P' = f(v, P_r, D, P_{lim}) , \quad (1.7)$$

представлено на рисунку 1.4.

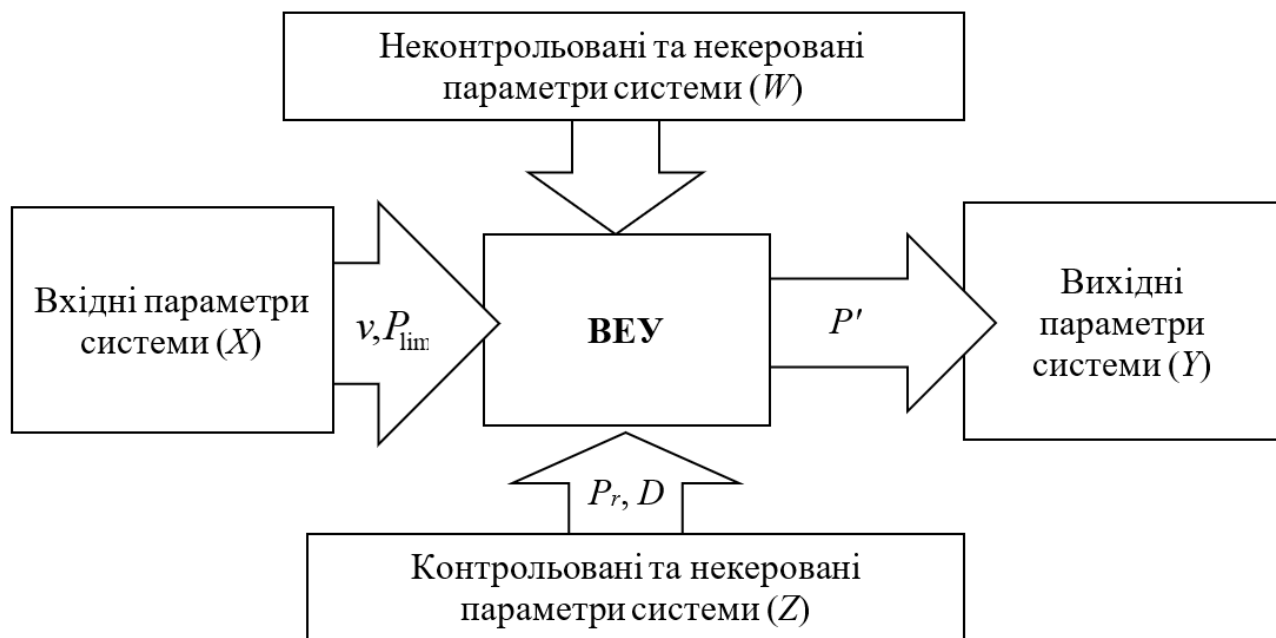


Рисунок 1.4 Динамічна параметрична модель функціонування ВЕУ

Поточна швидкість вітру на висоті осі ВК  $v$  та величина обмеження потужності генерації  $P_{lim}$  являються вхідними параметрами системи (X) [44], технічні параметри, безпосередня цілеспрямована зміна яких ускладнена або неможлива, до яких, згідно (1.7) віднесено значення номінальної потужності генератора  $P_r$  та діаметру ВК  $D$  являються контрольованими некерованими параметрами системи (Z). До неконтрольованих і некерованих параметрів (W) віднесено всілякі впливи, дії яких носять випадковий характер, визначення яких

ускладнене і не розглядаються в подальшому дослідженні. Наприклад, простій ВЕУ (ВЕС) за будь-якої причини, вплив оточуючого ландшафту та схеми розташування ВЕУ на вітровий потенціал конкретної місцевості, втрати електричної енергії у кабельних мережах ВЕС, тощо.

За відсутності накладеного на ВЕС обмеження  $P_{lim}$  потужність генерації електроенергії ВЕУ визначається згідно паспортної характеристики потужності (кривої потужності, КП), яку зазвичай поділяють на три (чотири) зони [45] відповідно до режиму її роботи (рисунок 1.5). Зона *A* характеризується швидкостями вітру недостатніми для початку генерації електроенергії ВЕУ, тобто швидкість  $v$  менша стартової  $v_{min}$ , значення якої звичайно відоме з паспортних даних ВЕУ ( $v < v_{min}$ ). Зона *B* відображає перехідний режим роботи ВЕУ ( $v_{min} \leq v < v_r$ ), де  $v_r$  – швидкість вітру за якого ВЕУ досягає номінальної потужності  $P_r$ . Зона *C* характеризує номінальний режим роботи ( $v_r \leq v \leq v_{max}$ ), де  $v_{max}$  – максимальна робоча швидкість вітру.

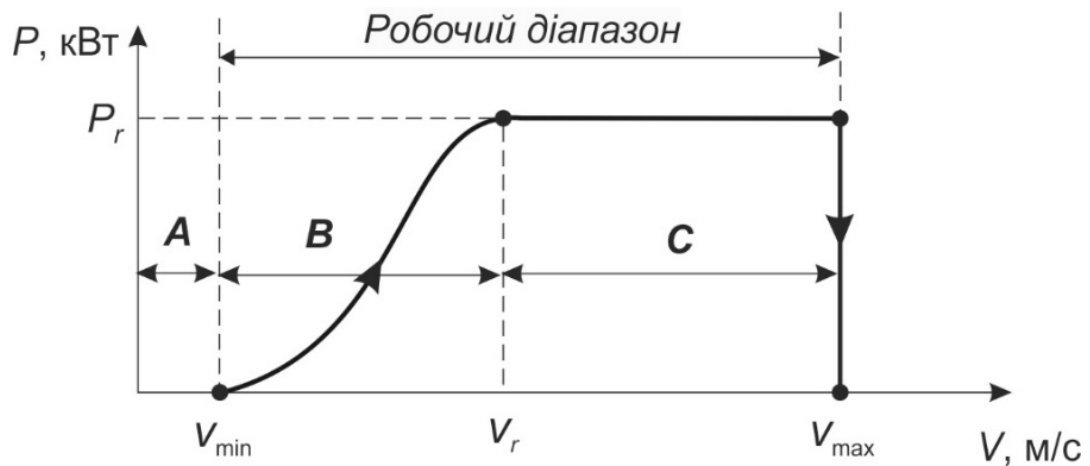


Рисунок 1.5 Характерні зони КП

Отже, потужність генерації електричної енергії ВЕУ  $P$  з урахуванням (1.7) буде визначатись системою рівнянь:

$$\left\{ \begin{array}{ll} P=0, & v < v_{min}, \\ P = f(P_r, D), & v_{min} \leq v < v_r, \\ P = P_r, & v_r \leq v \leq v_{max}, \end{array} \right. \quad (1.8)$$

а в умовах обмеження потужності генерації електроенергії згідно:

$$\left\{ \begin{array}{ll} P' = 0, & v < v_{min}, \\ P' = f(P_r, D, P_{lim}), & v_{min} \leq v < v_{lim}, \\ P' = P_{lim}, & v_{lim} \leq v \leq v_{max}. \end{array} \right. \quad (1.9)$$

Відомо, що при розгляданні тривалих проміжків часу непередбачувана поточна швидкість вітру  $v$  набуває ознак визначеності відповідно ймовірнісного закону, отже, для вирішення задач оцінки втрат виробітку ВЕС внаслідок довготривалого обмеження генерації доцільно перейти від динамічної моделі до статичної, з відповідним використанням функцій розподілу швидкостей вітру, найбільше поширення серед яких у вітроенергетиці, з огляду на майже нульову ймовірність виникнення абсолютного штилю на висотах вітровикористання, отримала двопараметрична функція розподілу Вейбулла – Гніденка (РВГ) [12, 13], згідно якої щільність розподілу швидкості вітру визначається як:

$$f(v) = \frac{c}{b} \left( \frac{v}{b} \right)^{c-1} \cdot \exp \left[ - \left( \frac{v}{b} \right)^c \right], \quad (1.10)$$

де  $c$  – параметр форми,  $b$  – параметр масштабу.

Значення параметрів РВГ залежать від особливостей вітрового потенціалу на висоті осі ВК конкретного місця розміщення ВК і можуть бути однозначно визначені за результатами висотних вітрових вимірювань за необхідності перерахованими на висоту осі ВК  $h_0$  згідно ступеневого закону Хеллмана [10]:

$$\frac{\bar{v}}{v_a} = \left( \frac{h_0}{h_a} \right)^m, \quad (1.11)$$

де  $m$  – безрозмірний показник ступеня (або показник Хеллмана), значення якого залежить від стійкості атмосфери, температурної стратифікації і шорсткості підстильної поверхні  $z_0$ ;  $\bar{v}_a, \bar{v}$  – середні швидкості вітру на висоті розташування

анемометру  $h_a$  та осі ВК  $h_0$  відповідно.

Таким чином, на деякому проміжку часу, множина зафіксованих значень поточних швидкостей вітру становиться контрольованим некерованим параметром, значення якого визначається щільністю розподілу швидкостей вітру конкретної місцевості  $f(v_a)$  та висотою розміщення осі ВК ВЕУ  $h_0$ , який відповідно віднесемо до контрольованих некерованих параметрів системи  $Z$  (рисунок 1.6).

Отже, ММ ВЕС повинна враховувати як технічні характеристики складових ВЕУ так і особливості вертикальної зміни вітрового потенціалу конкретної місцевості, а задача математичного моделювання генерації ВЕС розгалужується на задачі визначення КП складових ВЕУ з відповідним коригуванням згідно встановленого обмеження потужності генерації та вітрового потенціалу на різних висотах приземного шару атмосфери.

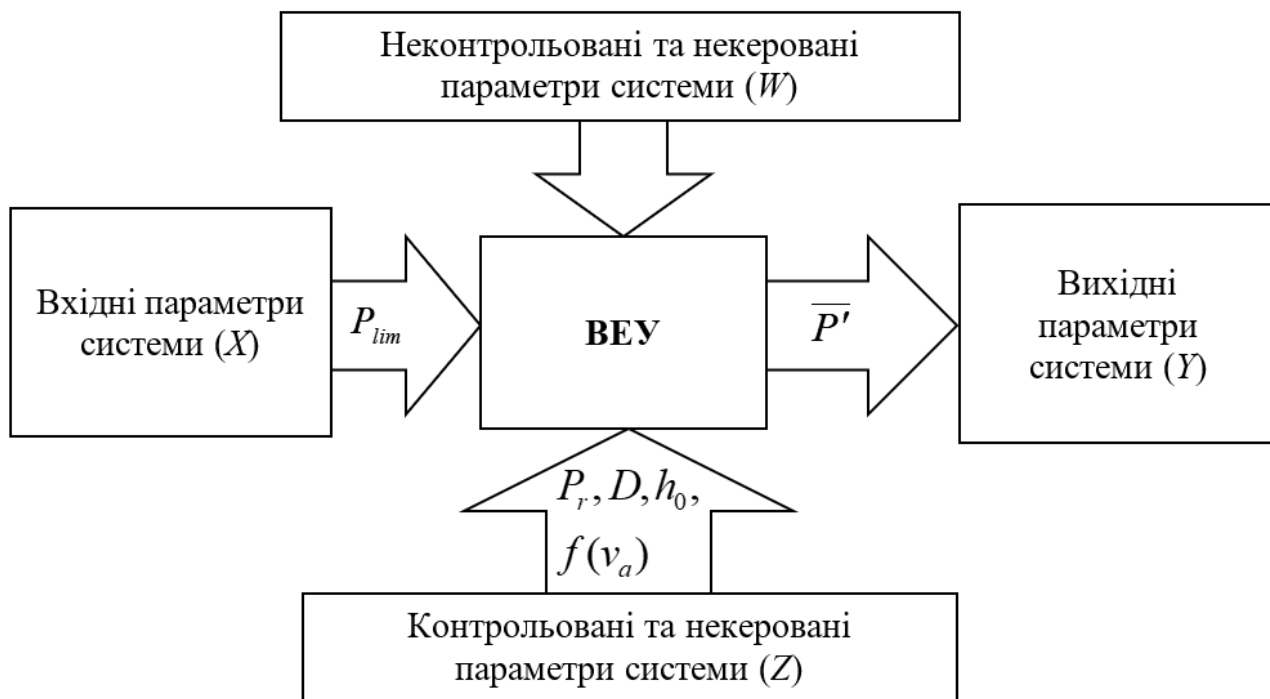


Рисунок 1.6 Статична параметрична модель функціонування ВЕУ

### 1.5 Вплив накладеного обмеження потужності генерації на виробництво електричної енергії вітрової електричної установки в заданих вітрових умовах

Виробіток електроенергії кожної ВЕУ у складі ВЕС  $Q$  визначається добутком поточної потужності генерації  $P$  на час роботи  $T$ , але через залежність від постійно змінюваної швидкості діючого вітру  $v$ , величина поточної потужності генерації ВЕС  $P$  буде також постійно змінюватись у часі, через що виробіток  $Q$  за час  $T$  доцільно визначати через середнє значення потужності генерації  $\bar{P}$  [20]:

$$Q = \bar{P} \cdot T = T \int_{v_{\min}}^{v_{\max}} P(v) \cdot f(v) dv, \quad (1.12)$$

де  $v_{\min}$  та  $v_{\max}$  визначаються робочим діапазоном ВЕУ, які в умовах України можна покласти  $v_{\min} = 0$  та  $v_{\max} = \infty$  [46]. Інтеграл (1.12) являє собою так звану "згортку" двох функцій – КП ВЕУ  $P(v)$  та диференціальної характеристики розподілу швидкості вітру  $f(v)$ . За наявності даних щодо розподілу вітру  $f(v)$  основна задача полягає у пошуку функції потужності  $P(v)$ . КП ВЕУ, яка, як правило, представлена у табличному (графічному) вигляді, що для подальших розрахунків потребує їх переведення в аналітичну форму. Сучасне програмне забезпечення дозволяє по наявним табличним значенням потужності ВЕУ отримати поліноміальне рівняння регресії  $k$ -го ступеню, наприклад, застосовуючи інструмент побудови тренду ППП MS Excel. В умовах обмеження середня потужність генерації ВЕУ  $\bar{P}$  знижується до величини  $\bar{P}'$  відповідно величини встановленого обмеження  $P_{\lim}$ :

$$\bar{P}' = f(\bar{P}, P_{\lim}), \quad (1.13)$$

а виробіток ВЕУ до величини  $Q'$ :

$$Q' = \bar{P}' \cdot T = T \int_{v_{\min}}^{v_{\max}} P'(v) \cdot f(v) dv = Q - Q_{\text{los}}, \quad (1.14)$$



де  $P'(v)$  – скоригована КП ВЕУ відповідно встановленого обмеження  $P_{lim}$ ;  $Q_{los}$  – об'єм втраченого виробітку.

Розглянемо три способи визначення усередненої потужності генерації  $\bar{P}'$  в умовах обмеження потужності генерації електроенергії.

Спосіб №1. КП ВЕУ  $P(v)$  можна представити у вигляді сукупності двох складових: кривої потужності перехідного режиму (зона  $B$ ) і прямої  $P(v) = P_r$  усталеного режиму (зона  $C$ ) [47] (рисунок 1.5). Відповідно поліноміальну функцію необхідно знаходити тільки для зони  $B$ :

$$P(v) = (a_0 + a_1v + a_2v^2 + \dots + a_kv^k) \cdot \theta(v_r - v) + P_r \cdot \theta(v - v_r), \quad (1.15)$$

де  $\theta(x)$  – ступінчаста тета-функція Хевісайда [48], що працює за алгоритмом:

$$\theta(x) = \begin{cases} 1, & 0 \leq x; \\ 0, & x < 0, \end{cases}$$

де  $x$  – ціле число.

При швидкості вітру  $v < v_r$  (зона  $B$ ) правий доданок  $P_r \cdot \theta(v - v_r)$  дорівнює нулю і розрахунок ведеться за поліноміальним рівнянням регресії, при  $v > v_r$  лівий доданок дорівнює нулю і розрахунок ведеться за значенням номінальної потужності  $P_r$ . Очевидно, що замінюючи  $v_r$  на  $v_{lim}$  – швидкість вітру якого потужність ВЕУ  $P'$  досягає рівня обмеження  $P_{lim}$ , на підставі рівняння (1.15) можна моделювати КП ВЕУ в умовах обмеження потужності генерації:

$$P'(v) = (a_0 + a_1v + a_2v^2 + \dots + a_kv^k) \cdot \theta(v_{lim} - v) + P_{lim} \cdot \theta(v - v_{lim}). \quad (1.16)$$

Постає питання отримання значення  $v_{lim}$ , що знаходиться шляхом відшукування коренів поліноміального рівняння потужності при  $P'(v_{lim}) = P_{lim}$ :

$$P'(v_{lim}) = (a_0 + a_1v_{lim} + a_2v_{lim}^2 + \dots + a_kv_{lim}^k) = P_{lim}. \quad (1.17)$$

Далі, за рівняннями (1.14) та (1.16) знаходимо середню потужність генерації  $\bar{P}'$ :

$$\bar{P}' = \int_{v_{min}}^{v_{max}} (a_0 + a_1v + a_2v^2 + \dots + a_kv^k) \cdot \theta(v_{lim} - v) + P_{lim} \cdot \theta(v - v_{lim}) \cdot f(v) dv. \quad (1.18)$$

Спосіб №2. Повернемося до рівняння (1.12). Так як інтеграл представляє собою площу, то розділимо його на дві частини відповідно зонам  $B$  і  $C$ :

$$\bar{P} = \int_{v_{min}}^{v_r} P(v) \cdot f(v) dv + \int_{v_r}^{v_{max}} P_r \cdot f(v) dv. \quad (1.19)$$

Знайшовши за (1.17) значення  $v_{lim}$ , замінюємо  $v_r$  на  $v_{lim}$  та  $P_r$  на  $P_{lim}$ , і за (1.19) знаходимо середню потужність  $\bar{P}'_2$  [47]:

$$\bar{P}'_2 = \int_{v_{min}}^{v_{lim}} P(v) \cdot f(v) dv + \int_{v_{lim}}^{v_{max}} P_{lim} \cdot f(v) dv. \quad (1.20)$$

Спосіб №3. Даний спосіб заснований на визначенні різниці між потужністю генерації електроенергії ВЕУ  $P$  та відповідною величиною накладеного обмеження  $P_{lim}$ . Нехай величина  $P_{lim} = const$  характеризує допустиме навантаження передавальної лінії на визначеному часовому проміжку. На рисунку 1.7 представлені диференціальні розподіли потужності генерації електроенергії ВЕУ  $P(v)$  та допустимого навантаження передавальної лінії  $P_{lim}(v)$  у випадках, коли номінальна потужність генерації ВЕУ  $P_r$  менша або дорівнює величині  $P_{lim}$  – тобто обмеження не встановлене, та, відповідно, у випадку його перевищення.

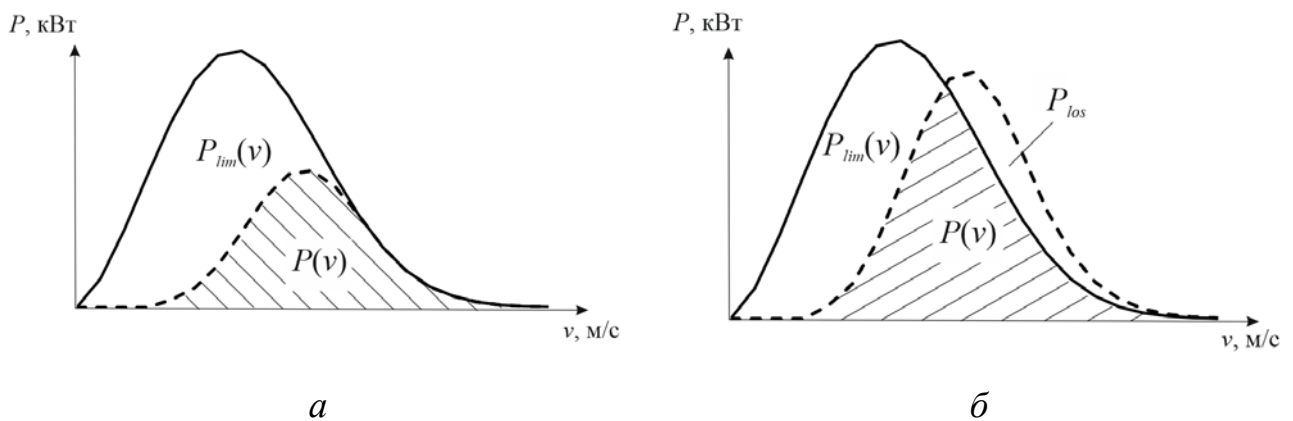


Рисунок 1.7 Диференційні розподіли потужностей:

$a$  – при  $P_r = P_{lim}$  ;  $b$  – при  $P_r > P_{lim}$

Як видно з рисунку 1.7, за умови відсутності обмеження потужності генерації, диференційний розподіл потужності генерації ВЕУ  $P(v)$  цілком розміщується в межах розподілу допустимого навантаження  $P_{lim}(v)$ . За умови

накладеного обмеження, коли номінальна потужність генератора ВЕУ перевищує допустиме навантаження передавальної лінії, площа диференційного розподілу потужності генерації ВЕУ розділяється відповідно величини обмеження на дві частини, площа лівої з котрих дорівнює середній потужності генерації ВЕУ в умовах обмеження  $\bar{P}'$ , а правої – середній втраченій потужності  $\bar{P}_{los} = \bar{P} - \bar{P}'$ , яку з урахуванням (1.12) можна визначити згідно наступного рівняння:

$$\bar{P}_{los} = \int_{v_{min}}^{v_{max}} \theta(P(v) - P_{lim}) \cdot f(v) dv, \quad (1.21)$$

а середня потужність генерації в умовах обмеження  $\bar{P}'_3$  визначається відповідно:

$$\bar{P}'_3 = \int_{v_{min}}^{v_{max}} P(v) \cdot f(v) dv - \int_{v_{min}}^{v_{max}} \theta(P(v) - P_{lim}) \cdot f(v) dv. \quad (1.22)$$

Представлені три способи на підставі даних щодо КП ВЕУ  $P(v)$ , величини встановленого обмеження потужності генерації електроенергії  $P_{lim}$  та розподілу швидкостей вітру  $f(v)$  дозволяють визначити середню потужність генерації в умовах обмеження генерації  $\bar{P}'$  та, відповідно, виробіток  $Q'$  та об'єм втраченого виробітку  $Q_{los}$ .

## 1.6 Висновки до розділу 1

1. Кратко висвітлені основні етапи розвитку математичного моделювання у світі, відзначені найбільш видані вчені та спеціалісти, теоретичні розробки яких лягли в основу загальноприйнятої теорії вітрокористування, формування якої було фактично завершено із зародженням комерційної вітроенергетики у кінці 90-х рр. ХХ століття. Відмічено негативний вплив комерційної вітроенергетики на подальший розвиток теорії вітроенергетики через приховування виробниками ВЕУ технічних показників своєї продукції, що призводить до суттєвого ускладнення дослідження роботи сучасних ВЕУ.

2. Досліджено, що проблема обмеження потужності генерації електроенергії ВЕС носить загальносвітовий характер, на вирішення якої різні країни світу

направляють суттєві зусилля, в тому числі шляхом застосування сучасних технологій. Більшість публікацій на дану тему обмежуються лише загальним оглядом проблеми та шляхів її подолання не приділяючи достатньої уваги науково-практичному дослідженню проблеми роботи ВЕС в умовах обмеження потужності генерації. Отже, проблема математичного моделювання роботи ВЕС в умовах обмеження потужності генерації електроенергії далека до вирішення.

3. Дослідження роботи ВЕС в умовах обмеження генерації виявило дві актуальні науково-практичних проблеми, що потребують подальшого вирішення: це проблеми визначення об'ємів втраченого виробітку електроенергії та раціонального розподілу обмеження на множину складових ВЕУ.

4. Виявлено існування проблеми приховування через конкуренцію між виробниками ВЕУ КП сучасних промислових ВЕУ з достатньою для визначення об'ємів виробітку точністю, отже, постає актуальна задача відтворення КП ВЕУ за її основними параметрами. Дослідженням доведено, що потужність генерації електроенергії сучасних промислових ВЕУ в заданих вітрових умовах суттєво залежить тільки від розміру ВК та номінальної потужності генератора, отже, КП можна побудувати за даними двома параметрами.

5. Вперше розроблено і запропоновано статичну модель ВЕУ та визначено найбільш впливаючі на її характеристики керовані і некеровані параметри. Застосування даної моделі ВЕУ, на відміну від широко поширеної її динамічної форми, дозволяє абстрагуватися від динамічних фізичних процесів перетворення енергії, у зв'язку з тим, що сучасні промислові ВЕУ мають близькі показники ефективності роботи, а зосередитися на кількісній оцінці показників роботи ВЕУ, визначених за допомогою статистичної обробки найбільш цінних емпіричних даних. Характерна особливість запропонованої моделі полягає у відсутності потреби у КП ВЕУ, тому можливе її застосування навіть для ВЕУ, що проектуються. Концепцією розробленої моделі ВЕУ передбачається перерахунок параметрів розподілу швидкостей вітру на довільну висоту осі ВК, що потребує подальшого дослідження.

## РОЗДІЛ 2 МОДЕЛЮВАННЯ КРИВИХ ПОТУЖНОСТІ ПРОМИСЛОВИХ ВІТРОЕЛЕКТРИЧНИХ УСТАНОВОК ЗАДАНОГО ТИПОРОЗМІРУ

### 2.1 Проблема математичного моделювання кривих потужності ВЕУ заданих параметрів

Аналіз поточної ситуації на ринку вітроенергетики виявив проблему приховування КП достатньої для визначення виробітку точності через існуючу конкуренцію між виробниками ВЕУ, що також відмічається іншими дослідниками [45]. В існуючі КП завідомо вноситься похибка невизначеності шляхом їх представлення у вигляді таблиць з широким інтервалом дискретності або графіків потужності невеликого масштабу, а сучасна тенденція заміни характеристики ВЕУ на прогнозований річний виробіток ВЕУ (див. сайти основних світових виробників) за експериментальних умов вимірювання унеможливорює точне визначення характеристики потужності. Визначена проблема може бути вирішена шляхом моделювання КП за основними відомими параметрами ВЕУ.

Існуючі методи моделювання поділяються на параметричні та непараметричні. Далі в роботі будуть розглядатися тільки параметричні методи, до яких входить й математичне моделювання, так як, незважаючи на нижчу точність моделювання порівняно з непараметричними методами, які реалізуються із застосуванням нейронних мереж, нечіткої логіки та інших технологій [49, 50], мають суттєву перевагу у простоті використання.

Відомо, що КП будь-якої ВЕУ можна змоделювати на підставі мінімальної стартової швидкості вітру  $v_{min}$ , швидкості вітру виходу на номінальний режим роботи  $v_r$ , швидкості вимикання  $v_{max}$  та номінальної потужності генератора  $P_r$ , значення яких передбачається отримувати з паспортних даних ВЕУ [51, 52].

Найбільший інтерес для моделювання представляє S-образна крива зони перехідного режиму роботи  $B$ . Найпоширенішими математичними параметричними моделями КП представлені лінійною, квадратичною, біноміальною, кубічною, експоненціальною та іншими моделями [49, 50].

Основний недолік вказаних вище моделей полягає у застосуванні вхідних параметрів  $v_{min}$  та  $v_r$ , які не являються факторами впливу на потужність генерації ВЕУ, а лише наслідками їх дії. Отже, вищевказані параметричні моделі призначені лише для апроксимації конкретних КП не вдаючись у фізичну сутність перетворювального процесу і не можуть бути застосовані у моделюванні процесу генерації електроенергії ВЕУ без відповідного удосконалення.

Період вторинного відродження світової вітроенергетики, яке розпочалося на початку 80-х рр. ХХ століття ознаменувався виникненням перших дослідних мультимегаватних ВЕУ, що призвело до стрибку у розвитку теорії математичного моделювання. Вперше запропонована О. Wasynczuk, D.T. Man, J.P. Sullivan ММ коефіцієнту використання енергії вітру (КВЕВ) для описання динаміки роботи ВЕУ Boeing MOD-2 [15], дала можливість її застосування і для моделювання КП, так як потужність генерації електроенергії ВЕУ  $P$  може бути визначена з урахуванням сумарних втрат у вузлах ВЕУ  $\eta_{\Sigma}$  через механічну потужність  $P_W$  на валу ВК ВЕУ радіусом  $R$ , яка визначається кінетичною енергією діючого вітрового потоку та КВЕВ ВК  $C_p$ :

$$P = P_W \eta_{\Sigma} = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 C_p \eta_{\Sigma}, \quad (2.1)$$

де  $\rho$  – густина повітря, стандартне значення якого складає  $\rho = 1,225$  кг/м<sup>3</sup>,

$$C_p = c_1 \cdot \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \lambda_i \beta - c_5 \beta^x - c_6 \right) \cdot e^{\frac{-c_7}{\lambda_i}} + c_8 \cdot \lambda; \quad \frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + c_9 \beta} - \frac{c_{10}}{1 + \beta^3}, \quad (2.2)$$

де:  $\lambda$  – швидкохідність ВК;  $c_1 = 0,5176$ ;  $c_2 = 116$ ;  $c_3 = 0,4$ ;  $c_4 = c_5 = 0$ ;  $x$  – не застосовується так як  $c_5 = 0$ ;  $c_6 = 5$ ;  $c_7 = 21$ ;  $c_8 = 0,0068$ ,  $c_9 = 0,08$ ,  $c_{10} = 0,035$  – коефіцієнти апроксимації КВЕВ ВЕУ Boeing MOD-2 [14].

Швидкохідність ВК визначається відношенням кутової швидкості кінця лопаті ВК до поточної швидкості вітру:  $\lambda = \frac{R \cdot \omega}{v}$ , де  $\omega$  – кутова швидкість, рад/с.

Але MOD-2 відрізняється від сучасних промислових ВЕУ. Наприклад, дволопатеve ВК з постійною швидкістю обертання, синхронним генератором та іншими конструктивними особливостями, через що, як показало дослідження

[53], застосування вищевказаних коефіцієнтів призводить до суттєвої похибки, адже фактичні показники КВЕВ сучасних ВЕУ звичайно вищі за MOD-2 з моменту розробки якої минуло вже 40 років (рисунок 2.1).

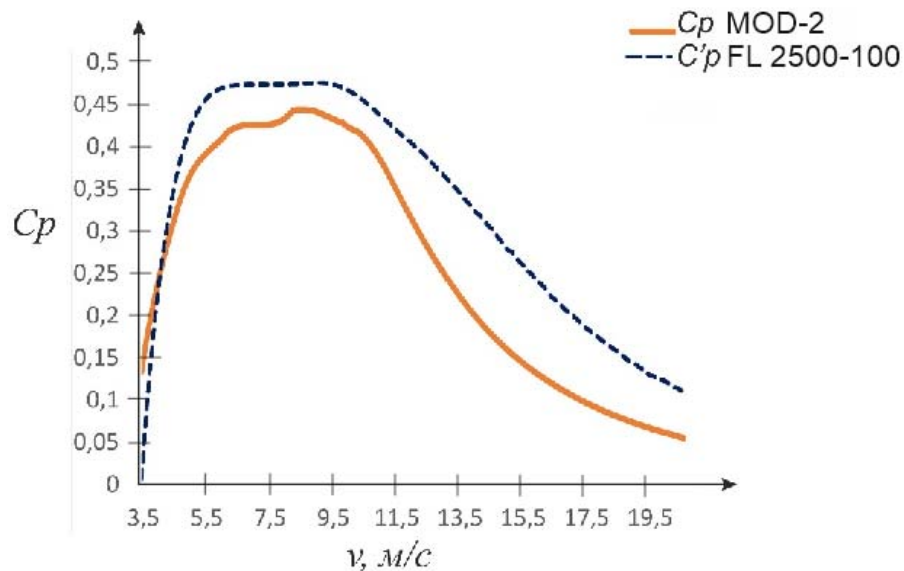


Рисунок 2.1 Співставлення КВЕВ ВЕУ MOD-2 та Fuhrlander FL 2500–100

Таким чином, застосування (2.2) можливе лише після відповідного коригування коефіцієнтів  $c_1 - c_{10}$  та  $x$ , а також функціонального зв'язку між поточною швидкістю вітру  $v$  та кутом повороту лопаті  $\beta$  і швидкохідністю ВК  $\lambda$  для кожної моделі ВЕУ [54], що можливо лише шляхом опрацювання масиву експлуатаційних даних роботи ВЕС. Більшість дослідників [17, 45, 55 та інші], не маючи подібної можливості, вимушені користуватися відомими публікаціями, що призводить до виникнення похибки обчислення. Отже, з огляду на вищезазначені складнощі, застосування моделі КП ВЕУ (2.2) в задачах дослідження генерації електроенергії ВЕУ з заданими параметрами вважатимемо недоцільним.

Хоча деякі дослідники відмічали суттєвий вплив на КП діаметру ВК та номінальної потужності генератора ВЕУ [45], задача визначення кореляційних зв'язків між ними досі не вирішена через ствердження відносно унікальності форми КП кожної моделі ВЕУ [50, 56, 57 та інші]. Через що більшість дослідників займаються питаннями покращення якості апроксимації конкретних КП ВЕУ

шляхом пошуку нових та удосконалення відомих ММ [55, 58 та інші). При цьому існує проблема застосування таких моделей у випадку, коли КП ВЕУ невідома.

Проведений оглядовий аналіз існуючих математичних параметричних моделей КП ВЕУ показав, що задача розробки простої ММ КП, яка б враховувала тільки основні паспортні параметри ВЕУ, досі не вирішена.

## **2.2 Математична модель КП ВЕУ із заданими параметрами номінальної потужності генератора та діаметру ВК**

Як було зазначено у розділі 1, за однакового вітрового потенціалу на висоті осі ВК, процес генерації електроенергії ВЕУ в основному залежатиме від двох основних факторів: номінальної потужності генератора  $P_r$  та діаметру ВК  $D$ . Умовно поділивши КП ВЕУ на три частини відповідно до зон роботи видно, що найбільша складність наближення до заданих точок КП притаманна саме  $S$ -образній зоні перехідного режиму  $B$ .

Дослідження впливу на форму КП даних факторів показало, що, наприклад, збільшення розміру ВК ВЕУ GE 2.5 МВт зі 100 до 120 м призводить до зменшення номінальної швидкості вітру  $v_r$  з 13 до 11 м/с, тобто зона  $B$  відповідної КП скорочується по осі  $X$  приблизно в 1,18 рази (рисунок 2.2). А збільшення номінальної потужності генератора  $P_r$  з 2 до 3,4 МВт (на прикладі КП ВЕУ Gamesa 2.0–114 та Senvion 3.4–114) призводить не тільки до розтягування КП в зоні  $B$  по осі  $Y$  в 1,5 рази, але й також по осі  $X$  у 1,2 рази (рисунок 2.3).

Обрана ММ КП повинна характеризуватися не тільки високою точністю інтерполяції заданих точок КП, але й легко масштабуватися за висотою та шириною. Даним вимогам цілком відповідає поліноміальна залежність ступеню  $k = 5$ , яка, з одного боку, має високу точність наближення до КП ( $R^2 > 0,99$  у переважній більшості випадків), а з іншого не створює надлишкову громіздкість математичного запису.



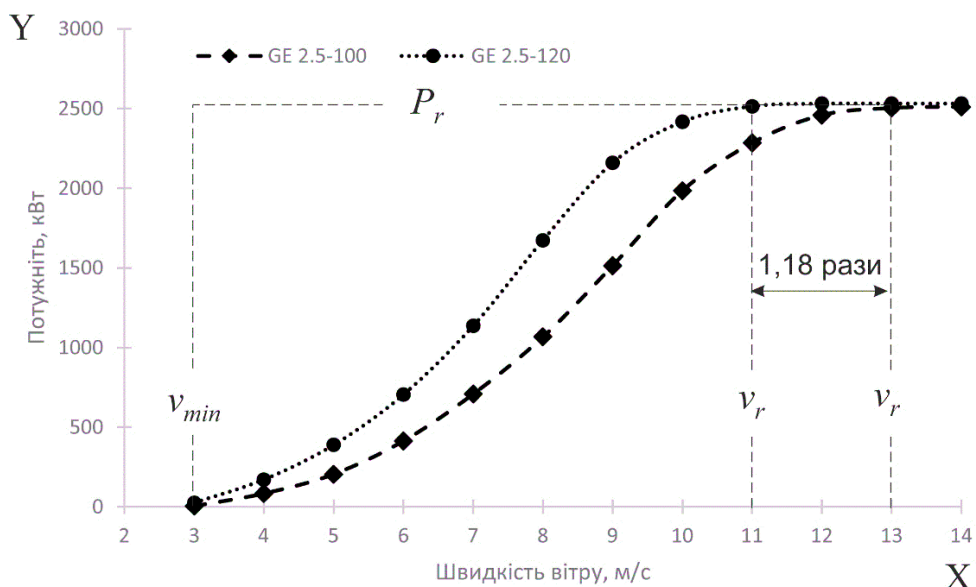


Рисунок 2.2 Співставлення КП ВЕУ GE 2.5 – 100 та GE 2.5 – 120

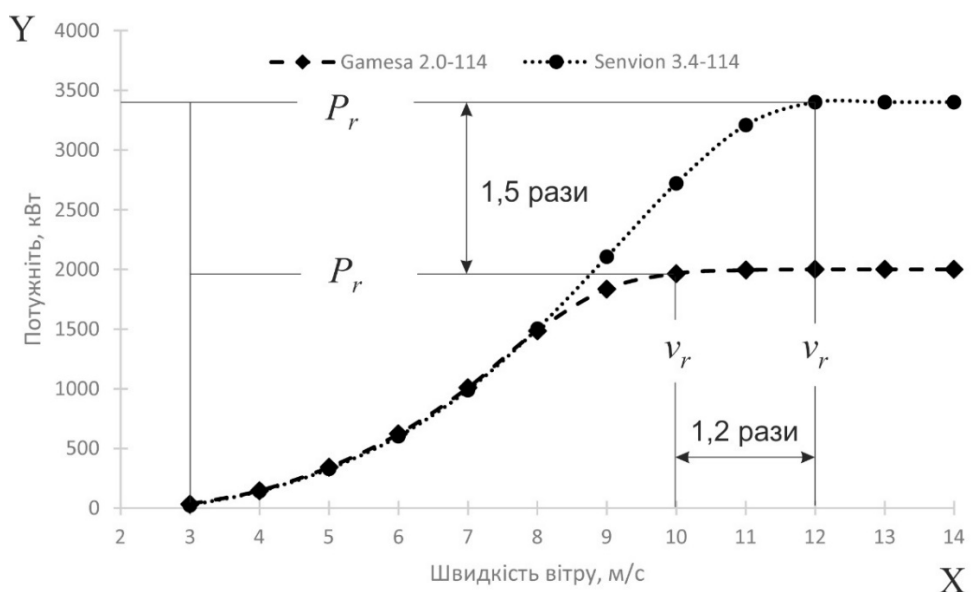


Рисунок 2.3 Співставлення КП ВЕУ Gamesa 2.0 – 114 та Senvion 3.4M – 114

Висунуто гіпотезу, що поліноміальну криву, яка описує КП (його частину в зоні *B*) будь-якої ВЕУ можна з певною похибкою наблизити до відповідної частини КП іншої ВЕУ введенням відповідних коефіцієнтів масштабування [59] по осі *X*, які залежать від значення номінальної потужності генератора  $P_r$  та діаметру ВК  $D$ :  $k_X = k_{XD} \cdot k_{XP}$ ;  $k_{XD} = f(D)$ ;  $k_{XP} = f(P_r)$ . Масштабування по осі *Y* відбувається шляхом введення відповідного коефіцієнту  $k_Y = f(P_r)$ , який

залежить тільки від значення номінальної потужності генератора  $P_r$ .

В якості початкових даних були взяті паспортні дані КП 66-ох ВЕУ потужністю від 2 до 3,6 МВт з діаметром ВК від 100 до 140 м різних виробників з бази даних сайту [60] (Додаток А). Множину КП ВЕУ було умовно поділено на п'ять груп за величиною номінальної потужності: 2, 2,5; 3; 3,2 – 3,3 (далі 3,3) і 3,4 – 3,6 (далі 3,5) МВт. ВЕУ з однаковими номінальною потужністю і розміром ВК об'єднувалися в одну з осередненими показниками КП, що у підсумку призвело до зменшення набору досліджених ВЕУ до 50-ти одиниць.

В якості початкової (опорної) було обрано КП ВЕУ номінальною потужністю  $P_r = 2,0$  МВт та діаметром  $D = 100$  м. Для зменшення впливу похибки вимірювання окремо взятої КП, була сформована вибірка з трьох КП ВЕУ однакового типорозміру: Fuhrländer WTU 2.0 – 100; SANY SE10020 та Senvion MM100 (таблиця 2.1).

Таблиця 2.1

**Оцінка відхилень КП ВЕУ з параметрами  $P_r = 2,0$  МВт,  $D = 100$  м**

$v$ , м/с	$P$ , кВт				$\sigma$ , кВт	$d = \sigma / \bar{P}_i$ , %
	WTU 2.0	SANY SE10020	Senvion MM100	СЕР. ЗНАЧ		
3	0	11	20	10	10,0	96,9%
4	84	114	102	100	15,1	15,1%
5	225	268	239	244	21,9	9,0%
6	430	478	452	453	24,0	5,3%
7	707	770	746	741	31,8	4,3%
8	1071	1158	1126	1118	44,0	3,9%
9	1487	1660	1559	1569	86,9	5,5%
10	1848	2000	1901	1916	77,2	4,0%
11	2019	2000	2000	2006	11,0	0,5%

Статистичне дослідження показало, що найбільші стандартні відхилення значень потужності у вибірці спостерігаються на проміжку 9–10 м/с і становлять 77–87 кВт (4,0–5,5 %  $\bar{P}_i$ ), в середньому 39 кВт у діапазоні швидкостей вітру зони В (3–11 м/с).

Щоб оцінити, наскільки отримані відхилення є критичними для подальшої

розробки ММ КП звернемось до результатів статистичного аналізу точності вимірювання характеристики потужності ВЕУ. Так, результати вимірювання КП 21-ї ВЕУ Vestas V-90 вітропарка Hangeong у провінції Чеджудо (Китай) показали, що навіть при вимірюванні КП ВЕУ однієї моделі відповідно загальноприйнятого у вітроенергетиці стандарту ІЕС 61400-12-1, стандартна невизначеність вимірювання КП сягала біля 125 кВт у діапазоні швидкостей вітру 9 – 11 м/с [61].

Департаментом енергетики США (DOE) в рамках комплексного дослідження фізики вітрового потоку, що проходить через територію вітропарку на площадці Дослідницького центру відновлюваної енергетики (NREL) була встановлена та досліджена ВЕУ GE 1.5sle. Результати дослідження показали, що стандартна невизначеність вимірювання КП ВЕУ DOE 1.5 (GE 1.5 sle) у діапазоні швидкостей вітру 8 – 10 м/с склала 80 – 90 кВт [62].

Розглянуті приклади показують, що навіть за повної відповідності вимірювання КП міжнародним стандартам, у діапазоні швидкостей вітру 8 – 11 м/с слід очікувати стандартна похибку вимірювання біля 100 кВт. В цілому при вимірюванні КП відповідно до міжнародних процедур типова невизначеність вимірювання КП становить від 4 до 6%, а без відповідного згідно стандарту тесту сягне 8% – 10% [63].

Таким чином, стандартне відхилення КП ВЕУ Fuhrländer WTU 2.0 – 100; SANY SE10020 та Senvion MM100 в цілому не перевищує типової невизначеності вимірювання КП, тобто різниця між КП ВЕУ одного типорозміру суттєво залежить від умов проведення вимірювань та технічного стану об'єкту дослідження, ані ж від технічних особливостей конкретної моделі ВЕУ.

Застосовуючи інструмент “Поліноміальний тренд” ППП MS Excel [64] на підставі усередненої КП для ВЕУ з була отримана поліноміальна крива виду (рисунок 2.4):

$$P(v) = 0,1416 v^5 - 5,8013 v^4 + 83,919 v^3 - 513,58 v^2 + 1474,3v - 1614,5. \quad (2.3)$$

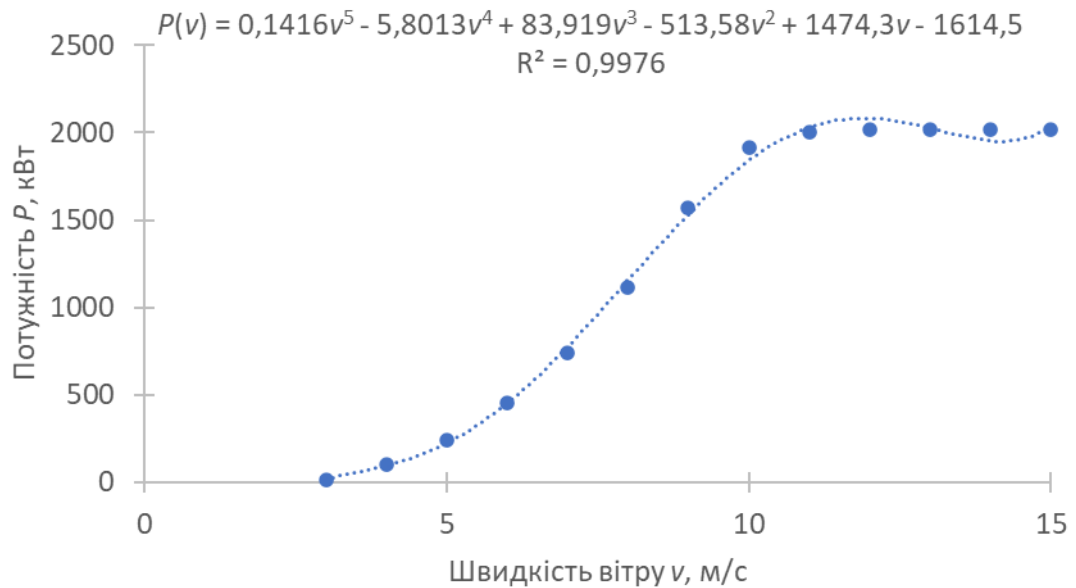


Рисунок 2.4 Поліноміальна крива усередненої КП ВЕУ з параметрами

$$P_r = 2,0 \text{ МВт}, D = 100 \text{ м}$$

Коефіцієнт детермінації моделі у діапазоні швидкостей вітру зони  $B$  (3 – 11 м/с) складає  $R^2 = 0,986$ , середня абсолютна похибка апроксимації 27 кВт. Отже, з урахуванням зон  $A$  та  $C$  КП ВЕУ заданого типорозміру можна визначити згідно ММ (2.4):

$$\left[ \begin{array}{ll} P(v) = 0, & (v < v_{min}), \\ P(v) = (0,1416 (v \cdot k_X)^5 - 5,8013 (v \cdot k_X)^4 + 83,919 (v \cdot k_X)^3 - & (v_{min} \leq v < v_r), \\ - 513,58 (v \cdot k_X)^2 + 1474,3 (v \cdot k_X) - 1614,5) \cdot k_Y, & (2.4) \\ P(v) = P_r, & (v_r \leq v < v_{max}). \end{array} \right.$$

Використовуючи метод найменших квадратів базова КП (2.3) наближалася до КП ВЕУ з більшим діаметром ВК шляхом відповідного збільшення коефіцієнта  $k_{XD}$ .

Наприклад, визначимо значення  $k_{XD}$ , який забезпечує наближення ММ (2.4) до КП Gamesa G114 з параметрами  $P_r = 2,0$  МВт та  $D = 114$  м (таблиця 2.2). Для цього паспортну КП Gamesa G114  $P_{П}$  та результати моделювання за ММ (2.4)  $P_{М}$  представимо у вигляді таблиці дискретних значень за  $v$ . В першому наближенні покладемо  $k_{XD} = k_{XP} = k_Y = 1$ , обчислимо за ММ (2.4) відповідні значення  $P_{М}$  та

суму квадратів різниці між  $P_M$  та  $P_{II}$ . Застосовуючи інструмент "Пошук розв'язку" ППП MS Excel [64], визначаємо значення  $k_{XD} = 1,102$ , яке забезпечує найменшу суму квадратів різниці між результатами моделювання  $P'_M$  та паспортною КП (рисунок 2.5).

Таблиця 2.2

### Наближення початкової КП до КП Gamesa G114

$v, \text{ м/с}$	$P_{II}, \text{ кВт}$	$P_M, \text{ кВт}$	$(P_{II} - P_M)^2$	$P'_M, \text{ кВт}$	$(P_{II} - P'_M)^2$
3	32,0	16,5	240,3	41,5	90,3
4	146,0	96,1	2 490,0	138,1	62,4
5	342,0	224,1	13 900,4	326,8	231,0
6	621,0	451,5	28 730,3	640,2	368,6
7	1 008,0	775,3	54 149,3	1 044,1	1 303,2
8	1 486,0	1 155,1	109 494,8	1 464,5	462,3
9	1 836,0	1 530,2	93 513,6	1 815,3	428,5
10	1 965,0	1 836,5	16 512,3	2 000,0	1 225,0
11	1 994,0	2 000,0	36,0	2 000,0	36,0
			$\Sigma 319 067$		$\Sigma 4 207$

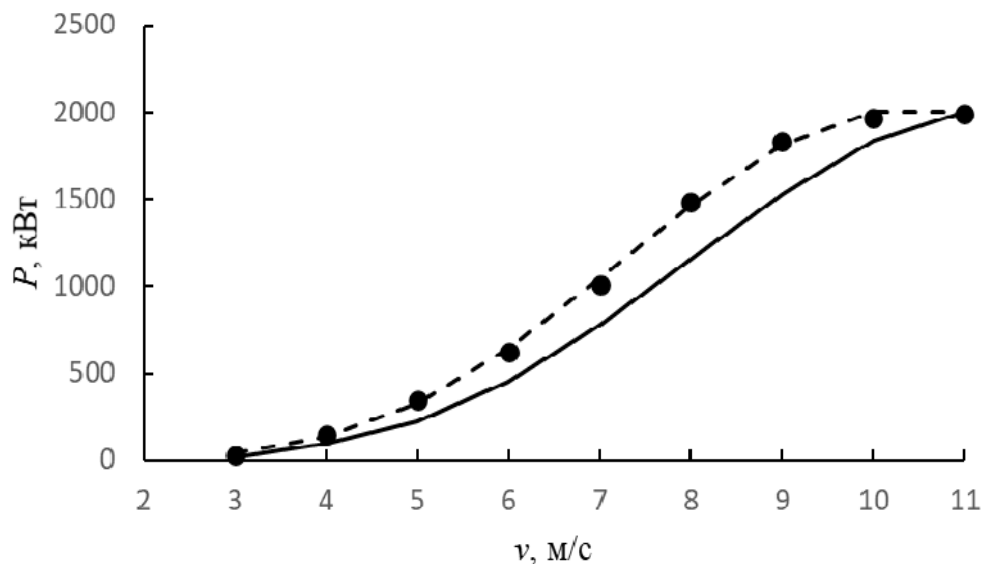


Рисунок 2.5 Наближення початкової КП до КП Gamesa G114:

● – КП ВЕУ Gamesa G114;

—  $P_M$  при  $k_{XD} = 1$ ; - - -  $P'_M$  при  $k_{XD} = 1,102$

Результати визначення  $k_{XD}$  для решти ВЕУ з досліджуваної вибірки

представлені в таблиці 2.3.

Проведений кореляційний аналіз за допомогою інструменту "Кореляція" ППП MS Excel (таблиця 2.4) підтверджує дуже сильний взаємозв'язок [65] між обчисленим коефіцієнтом  $k_{XD}$  та діаметром ВК  $D$ , що дає можливість побудувати відповідну регресійну модель.

Таблиця 2.3

**Коефіцієнти  $k_{XD}$  для наближення до КП ВЕУ різного діаметру**

$D$ , м	$P_r$ , МВт					$D$ , м	$P_r$ , МВт				
	2,0	2,5	3,0	3,3	3,5		2,0	2,5	3,0	3,3	3,5
100	1	1	1	1	1	121	1,18		1,16		
101	1,02	1,02	1,02		1,02	122			1,15	1,13	
103		1				126			1,16	1,17	1,16
104	1,03	1,02				127			1,19		
109		1,04				130				1,19	1,20
110		1,13				131		1,19	1,20	1,21	1,21
112		1,06	1,08	1,09	1,10	132				1,21	
113				1,11		136					1,23
114	1,1	1,1		1,1	1,10	137					1,22
115	1,11	1,11	1,11			138			1,23		
117			1,12	1,1	1,11	140					1,25
120		1,15	1,13	1,13	1,15						

Таблиця 2.4

**Кореляційна матриця**

	$D$	$k_{XD}$
$D$	1	
$k_{XD}$	0,964804	1

Застосовуючи інструмент "Регресія" ППП MS Excel [64] (таблиця 2.5) за даними таблиці 2.3 отримаємо рівняння лінійної регресії

$$k_{XD} = 0,0062 D + 0,3855. \quad (2.5)$$

Отримана ММ має високий коефіцієнт множинної кореляції  $R$  пояснюваного параметру  $k_{XD}$  з пояснюючим фактором  $D$  (0,9768); високий

коефіцієнт детермінації  $R^2$  нормований на число факторів моделі (0,9541); відносно невелику стандартну (середню) помилку. Модель значима в цілому за критерієм Фішера –  $P_F < 9,01 \cdot 10^{-34}$ , при необхідному значенні  $P_F < 0,05$ , значущість коефіцієнту  $k_{XD}$  за Стьюдентом –  $p < 0,103$ , при необхідному значенні  $p < 0,05$  [66, 67].

Таблиця 2.5

Регресійне дослідження параметру  $k_{XD}$ 

Множинний R	0,976775	Нормований R-квадрат	0,953132	Спостереження	50	
R-квадрат	0,954089	Стандартна похибка	0,01559			
Дисперсійний аналіз						
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Значущість F</i>	
Регресія	1	0,242428	0,242428	997,4946	9,01E-34	
Залишок	48	0,011666	0,000243			
Разом	49	0,254094				
	<i>Коефіцієнти</i>	<i>Стандартна похибка</i>	<i>t-статистика</i>	<i>P-Значення</i>	<i>Нижні 95%</i>	<i>Верхні 95%</i>
Y-перетин	0,385495	0,023377	16,49067	2,09E-21	0,338493	0,432496
Змінна D	0,006245	0,000198	31,58314	9,01E-34	0,005847	0,006642

Недоліком отриманої лінійної залежності (2.5) є те, що у початковій точці 100 м значення  $k_{XD}$  дорівнює:  $k_{XD} = 0,0062 \cdot 100 + 0,3855 = 1,0055 \approx 1,01$  – тобто вноситься похибка, яка може вплинути на подальші результати. Складемо нове лінійне рівняння за двома відомими координатами точок: M1 (100; 1) та M2 (140; 1,25) – значення  $k_{XD}$  найбільшого діаметру ВК з вибірки. Отримане рівняння (рисунок 2.6)

$$k_{XD} = 0,0064 D + 0,3623 \quad (2.6)$$

має достатньо хороший коефіцієнт детермінації  $R^2 = 0,949$ ; середню похибку апроксимації  $\bar{A} = 1,03 \%$ ; максимальну похибку  $A_{max} = 5,64 \%$ .

Аналогічно визначимо вплив величини номінальної потужності генератора  $P_r$  на КП ВЕУ шляхом наближення початкової ММ (2.3) до усереднених КП ВЕУ

з діаметром ВК  $D = 100$  м та відповідними номінальними потужностями:  $P_r = 2,5$ ; 3,0; 3,3 та 3,5 МВт.

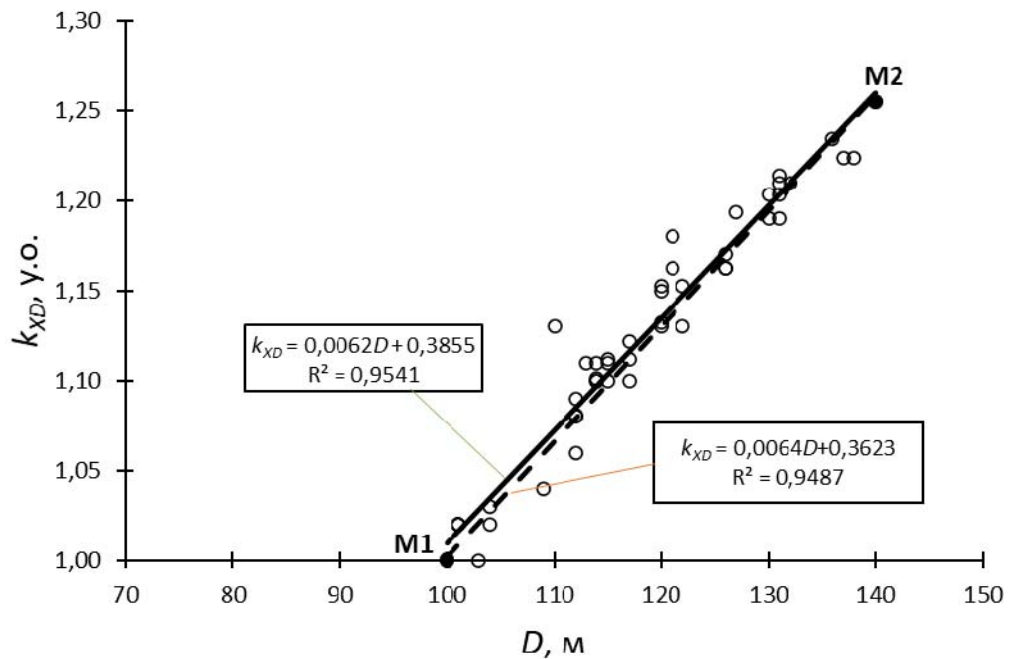


Рисунок 2.6 Лінійні апроксимуючі функції  $k_{XD} = f(D)$

Таблиця 2.6

**Коефіцієнти  $k_{XP}$  та  $k_Y$  для наближення до КП ВЕУ різного діаметру**

$P_r$ , МВт	$k_{XP}$	$k_Y$
2	1	1
2,5	0,9294	1,23
3	0,8729	1,47
3,3	0,8525	1,59
3,5	0,8346	1,70

Проведений кореляційний аналіз (таблиця 2.7) свідчить про дуже сильний кореляційний зв'язок між значеннями номінальної потужності та коефіцієнтами  $k_{XP}$ ,  $k_Y$ , а також про існуючу мультиколінеарність між даними коефіцієнтами, яка цілком пояснюється, адже зміна величини номінальної потужності призводить до одночасного масштабування КП ВЕУ по осі X та Y.

Застосовуючи інструмент "Регресія" ППП MS Excel (таблиці 2.8, 2.9) за даними таблиці 2.6 отримаємо наступні рівняння лінійної регресії:



$$k_{XP} = -0,1093 \cdot P_r + 1,2106, \quad (2.7)$$

$$k_Y = 0,4626 \cdot P_r + 0,0737. \quad (2.8)$$

Таблиця 2.7

## Кореляційна матриця

	$P_r$	$k_{XP}$	$k_Y$
$P_r$	1		
$k_{XP}$	-0,99349	1	
$k_Y$	0,999651	-0,99405	1

Таблиця 2.8

Регресійне дослідження параметру  $k_{XP}$ 

Множинний R	0,99244	Нормований R-квадрат	0,979917	Спостереження	5	
R-квадрат	0,984938	Стандартна похибка	0,009535			
Дисперсійний аналіз						
	$df$	$SS$	$MS$	$F$	Значущість $F$	
Регресія	1	0,017837	0,017837	196,170915	0,000788	
Залишок	3	0,000273	9,09E-05			
Разом	4	0,01811				
	Коефіцієнти	Стандартна похибка	$t$ -статистика	$P$ -Значення	Нижні 95%	Верхні 95%
Y-перетин	1,21059	0,02273	53,25888	1,45795E-05	1,138252	1,282927888
$P_r$	-0,10934	0,007807	-14,0061	0,000788144	-0,13418	-0,08449526

Таблиця 2.9

Регресійне дослідження параметру  $k_Y$ 

Регресійна статистика						
Множинний R	0,999876	Нормований R-квадрат	0,999671	Спостереження	5	
R-квадрат	0,999753	Стандартна похибка	0,005128			
Дисперсійний аналіз						
	$df$	$SS$	$MS$	$F$	Значущість $F$	
Регресія	1	0,319257	0,319257	12140,95793	1,65E-06	
Залишок	3	7,89E-05	2,63E-05			
Разом	4	0,319336				

Продовження таблиці 2.9

	Коефіцієнти	Стандартна похибка	t-статистика	P-Значення	Нижні 95%	Верхні 95%
Y-перетин	0,073664	0,012224	6,026261	0,009159404	0,034762	0,112565393
Pr	0,462579	0,004198	110,186	1,64802E-06	0,449219	0,475939524

Таким чином КП ВЕУ FL 2500-100 у зоні B можна змодельовати поліноміальною кривою виду:

$$P(v) = (0,1416(v \cdot 0,9356)^5 - 5,8013(v \cdot 0,9356)^4 + 83,919(v \cdot 0,9356)^3 - 513,58(v \cdot 0,9356)^2 + 1474,3(v \cdot 0,9356) - 1614,5) \cdot 1,2464. \quad (2.9)$$

За допомогою інструменту "Пошук розв'язку" ППП MS Excel визначимо межі зони B відповідно оптимізувавши цільову функцію (2.9) до значення  $P(v_{min}) = 0$  та  $P(v_r) = 2500$ . В результаті отримуємо  $v_{min} = 3,0$  м/с та  $v_r = 11,9$  м/с, абсолютні відхилення яких від паспортних значень  $v_{min} = 3,5$  м/с та  $v_r = 11,5$  м/с [47] не перевищують 0,5 м/с.

Результати співставлення змодельованої КП  $P_M$  з паспортною  $P_{II}$  представлені у таблиці 2.10.

Таблиця 2.10

### Оцінка точності моделювання КП ВЕУ FL 2500 -100 у зоні B

v, м/с	$P_{II}$ , кВт	$P_M$ , кВт	$P_M$ , кВт	$(P_{II} - P_M)^2$	$(P_{II} - \bar{P})^2$	$\frac{ P_{II} - P_M }{P_{II}}, \%$
4	83	93	-9,88	97,69	1073037	11,91
5	246	216	30,06	903,42	761911	12,22
6	453	438	15,35	235,57	443390	3,39
7	749	772	-23,17	536,67	136808	3,09
8	1143	1192	-48,76	2377,87	582	4,27
9	1647	1642	4,97	24,70	278916	0,30
10	2164	2057	106,95	11437,73	1092286	4,94
11	2466	2375	91,40	8353,66	1814746	3,71
СЕР. ЗНАЧ.	1119					5,5%
СУМА				23967	5601675	
R	0,998					
R <sup>2</sup>	0,996					

Аналогічним чином, проведена зіставна оцінка результатів моделювання

КП 66-ох ВЕУ потужністю від 2,0 до 3,6 МВт і діаметром ВК від 100 до 140 м показала високий середній коефіцієнт детермінації  $\overline{R^2} = 0,995$ .

Проведений статистичний аналіз розподілу абсолютних відхилень результатів математичного моделювання від паспортних: математичні сподівання  $\mu$  та стандартні відхилення  $\sigma$  представлено у таблиці 2.11.

Таблиця 2.11

### Оцінка абсолютних відхилень

$v$ , м/с	$\mu$ , кВт	$\sigma$ , кВт	$v$ , м/с	$\mu$ , кВт	$\sigma$ , кВт
3	14,29	19,75	9	9,83	100,61
4	24,52	21,93	10	58,02	95,35
5	43,15	30,04	11	32,37	79,88
6	18,82	47,49	12	4,16	33,60
7	-31,03	60,51	13	-1,50	11,16
8	-42,45	73,18	14	-1,02	5,63

Визначена схожість стандартного відхилення  $\sigma$  результатів таблиці 2.11 із стандартною невизначеністю вищезазначених вимірювань КП ВЕУ Vestas V-90 та DOE 1.5 показала, що точність ММ КП в цілому збігається з точністю експериментального визначення КП ВЕУ, а різниця між КП ВЕУ однакового типорозміру різних виробників в цілому не перевищує експериментальної похибки вимірювань.

### 2.3 Перевірка адекватності математичної моделі КП ВЕУ за результатами числових розрахунків

Отримані результати статистичного аналізу точності запропонованої ММ КП ВЕУ не дозволяють оцінити її практичну цінність без визначення відносної помилки передбачення річного обсягу генерації електроенергії або середньорічної потужності її генерації порівняно з передбаченнями за наявними КП ВЕУ.

Для цього умовно розмістимо 66-ть ВЕУ мультимегаватного класу з Додатку А у вітрові умови Північного Причорномор'я з параметрами РВГ

$c = 2,462$ ;  $b = 8,31$  м/с, отриманих на підставі проведених вітрових вимірювань біля с. Іванівка на висоті 100 м (див. Розділ 3).

В якості прикладу знову звернемось до КП ВЕУ FL 2500 – 100 та визначимо її середньорічну потужність генерації та річний виробіток (таблиця 2.12) за формулою:

$$\bar{P} = \sum_{i=1}^N P_i \cdot f_i, \quad (2.10)$$

де  $N$  – сумарна кількість градацій.

Таблиця 2.12

**Середньорічна потужність генерації FL 2500 – 100**

Градація $i$	$v$ , м/с	$P_{П}$ , кВт	$P_{М}$ , кВт	$f_i$	$P_{П} \cdot f_i$	$P_{М} \cdot f_i$
1	4	83	93	0,08623	7	8
2	5	246	216	0,10587	26	23
3	6	453	438	0,11752	53	51
4	7	749	772	0,11970	90	92
5	8	1143	1192	0,11274	129	134
6	9	1647	1642	0,09858	162	162
7	10	2164	2057	0,08020	174	165
8	11	2466	2375	0,06075	150	144
9	12	2530	2535	0,04284	108	109
10	13	2535	2535	0,02811	71	71
11	14	2535	2535	0,01715	43	43
12	15	2535	2535	0,00972	25	25
13	16	2535	2535	0,00511	13	13
				$\Sigma$	1051	1041

Обмежимо діапазоном розглядання 4 – 16 м/с, адже в заданих вітрових умовах повторюваність більших швидкостей вітру є незначною.

Відносну частоту повторюваності швидкостей вітру  $i$ -х градацій визначено за формулою РВГ:

$$f_i = \frac{c}{b} \left( \frac{v_i}{b} \right)^{c-1} \exp \left[ - \left( \frac{v_i}{b} \right)^c \right]. \quad (2.11)$$

Результати таблиці 2.12 показують, що абсолютна похибка визначення

середньорічної потужності генерації ВЕУ FL 2500 – 100 склала 10 кВт, тобто 0,95 %. Відповідно, абсолютна похибка прогнозування річного виробітку ВЕУ складе  $Q = 10 \text{ кВт} \cdot 8760 \text{ год} = 87\,600 \text{ кВт} \cdot \text{год}$ , або 87,6 МВт · год.

В таблиці 2.13 представлені абсолютні  $\Delta$  та відносні  $\delta$  похибки прогнозування середньорічної потужності генерації  $\bar{P}$  для 66 ВЕУ згідно Додатку А за розробленою ММ КП.

Таблиця 2.13

### Похибки прогнозування середньорічної потужності ВЕУ

№ з/п	ВЕУ	$\Delta$ , кВт	$\delta$ , %	№ з/п	ВЕУ	$\Delta$ , кВт	$\delta$ , %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Senvion MM100	-13	-1,4	34	SANY SE12130	-57	-4
2	Fuhrländer LLC WTU2.0-100	24	2,6	35	Senvion 3.0M122	6	0,4
3	Leitwind LTW101	-34	-3,5	36	Vestas V126	9	0,6
4	Leitwind LTW104	-12	-1,2	37	SANY SE12730	-60	-3,9
5	Gamesa G114	-22	-2	38	Nordex N131	6	0,4
6	SANY SE11520	-26	-2,4	39	W2E 138	36	2,3
7	FL 2500-100	-10	-1,0	40	Siemens SWT 3.2	-63	-4,7
8	GE 2.5-100	51	5,2	41	Senvion 3.2M	-36	-2,7
9	Nordex N100	-9	-0,8	42	W2E-3.2	0	0
10	Vensys 100/2500	53	5,4	43	Senvion 3.2	3	0,2
11	Leitwind LTW 101	-5	-0,4	44	GE 3.2-130	14	0,9
12	GE 2.5-103	25	2,4	45	Nordex N100	-2	-0,2
13	HEAG HW3-103	44	4,2	46	Vestas V112	-6	-0,5
14	WDRVM WD 2.5-103	103	10,6	47	Vestas V117	-7	-0,5
15	Fuhrlande WTU 2.5-104	36	3,4	48	Vestas V126 3.3	-11	-0,7
16	LTW 104	1	0,1	49	Siemens SWT-3.3	-8	-0,5
17	Vensys 109/2500	48	4,4	50	Nordex N131	-22	-1,4
18	HEAG HW3-110	19	1,7	51	Gamesa G132-3.3	-19	-1,2
19	W2E-110	28	2,5	52	Senvion 3.4M	-53	-3,8
20	Vensys 112	48	4,2	53	GE 3.4 -137	0	0
21	Gamesa G114	4	0,4	54	Senvion 3.4M-140	-5	-0,3
22	Enercon E115	-15	-1,2	55	Vestas V112	-49	-3,7
23	SANY SE115	-7	-0,6	56	Vestas V117	-51	-3,6
24	GE 2.5-120	-12	-1	57	Vestas V126	-44	-2,8
25	SANY SE131	3	0,2	58	Vestas V136	-42	-2,5
26	SG 2500.131	44	3,3	59	Enercon E-101	-60	-5,1
27	Enercon E-101	-56	-4,8	60	eno 114	-33	-2,4
28	Leitwind LTW-101	31	2,8	61	W2E 3.5-120	-146	-9,3
29	Vestas V112	1	0,1	62	eno 126	-13	-0,9
30	Enercon E-115	-18	-1,4	63	Nordex N117	-62	-4,3

## Продовження таблиці 2.13

1	2	3	4	5	6	7	8
31	Nordex N117	8	0,6	64	Siemens SWT-3.6	-27	-1,8
32	W2E 3.0-120	1	0,1	65	Siemens SWT-3.6	-54	-3,3
33	Vensys 120/3000	6	0,5	66	Nordex N131	-70	-4,2

Як видно з таблиці 2.13, відносна похибка прогнозування  $\delta$  в цілому не перевищує 5,4% окрім позицій №№14, 61, що свідчить про помилкові дані щодо їх паспортних даних. Таким чином, розроблена ММ КП ще й дозволяє виявляти суттєві помилки наявних КП, які, як показала практика, можуть зустрічатися. Проведений статистичний аналіз відносних відхилень (не враховуючи позиції №№ 14, 61) показав близькість розподілу ймовірності їх виникнення до нормального з математичним сподіванням  $\mu = -0,5 \%$ , та стандартним відхиленням  $\sigma = 2,6 \%$  (рисунок 2.7). Отже, відносна похибка прогнозування ММ КП відносно паспортної КП не перевищить  $\delta = 5,2\%$  з ймовірністю 95,4%.

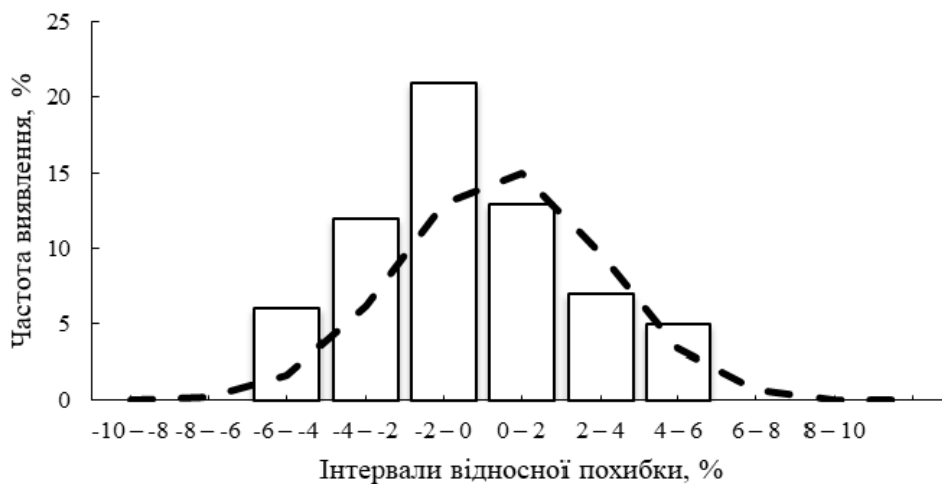


Рисунок 2.7 Розподіл відносної похибки прогнозування середньорічної потужності генерації ВЕУ

## 2.4 Висновки до розділу 2

1. Вперше доведено та науково обґрунтовано визначальний вплив на форму КП сучасних мультимегаватних ВЕУ параметрів номінальної потужності

генератора та діаметру ВК, а відмінності у аеродинамічній, механічній та електричній ефективності роботи різних моделей ВЕУ пропорційні експериментальній похибці визначення КП.

2. Результати аналізу КП 66-ти ВЕУ мультимегаватного класу різного типорозміру (номінальної потужності генератора та діаметру ВК) показали, що зону перехідного режиму роботи (зону *B*) КП ВЕУ одного типорозміру можна наблизити до відповідної зони перехідного режиму роботи ВЕУ іншого типорозміру шляхом проведення вертикального та горизонтального масштабування.

3. Проведений статистичний аналіз КП ВЕУ однакового типорозміру показав, що стандартне відхилення між значеннями потужності генерації *i*-х градацій в цілому не перевищує типової експериментальної невизначеності вимірювання КП, тобто різниця між КП ВЕУ одного типорозміру суттєво залежить від умов проведених вимірювань та технічного стану об'єкту дослідження, ані ж від технічних особливостей конкретної моделі ВЕУ.

4. Проведене масштабування зони перехідного режиму работ початкової КП у вигляді поліноміальної кривої 5-го ступеню до КП ВЕУ різного типорозміру дало можливість визначити відповідні коефіцієнти вертикального та горизонтального масштабування та відповідні рівняння лінійної регресії їх залежності від типорозміру ВЕУ.

5. Визначені рівняння залежності коефіцієнтів масштабування від типорозміру ВЕУ лягли в основу вперше розробленої ММ КП ВЕУ, яка дозволяє визначати КП за двома основними її параметрами (номінальної потужності генератора та діаметру ВК) за умов обмеженого доступу до них, а також для ВЕУ, що проектуються.

6. Абсолютні відхилення результатів моделювання від паспортних значень КП не перевищують експериментальну похибку вимірювання КП згідно стандарту ІЕС 61400-12-1, а відносна похибка прогнозування пропонованої ММ КП ВЕУ відносно паспортної КП не перевищує  $\delta = 5,2\%$  з ймовірністю 95,4%.

## РОЗДІЛ 3 ДОСЛІДЖЕННЯ РОЗПОДІЛУ ШВИДКОСТЕЙ ВІТРУ НА РІЗНИХ ВИСОТАХ ПРИЗЕМНОГО ШАРУ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ СИНХРОННИХ ВИСОТНИХ ВИМІРЮВАНЬ

### 3.1 Проблема моделювання вертикального профілю вітрового потенціалу

Одним з найважливіших критеріїв ефективності роботи ВЕУ в конкретних умовах розташування являється об'єм її річного виробітку електроенергії, який залежить як від технічних характеристик ВЕУ, так і від параметрів вітрового потенціалу на висоті осі розташування її ВК. Отже, успішний підбір ВЕУ неможливий без точного визначення вітрового потенціалу на висоті осі її ВК, яка в загальному випадку може не співпадати із висотами проведених раніше вітрових вимірювань.

Таким чином, постає задача перерахунку параметрів вітрового потенціалу з висот вимірювань на задану висоту осі ВК, одним з шляхів вирішення якої лежить через моделювання вертикального профілю вітрового потенціалу (ВПВП). З огляду на стохастичну природу швидкості вітру, за даними метеоспостережень, як правило, розробляється вітроенергетичний кадастр, найважливішими характеристиками якого для вирішення задач вітроенергетики являються: середньорічна швидкість вітру  $\bar{v}$ , повторюваність швидкостей вітру  $i$ -ї градації, типи та параметри функцій розподілу  $f(v)$  [7, 68].

Існує два основних способи описування характеристик розподілу швидкостей вітру на заданій висоті вимірювання.

Перший спосіб полягає у розбитті усієї області випадкових величин на градації заданого інтервалу та визначення відносної частоти попадання  $f(v_i)$  у задані інтервали швидкостей вітру із заданої вибірки.

Другий спосіб заснований на застосуванні модельних функцій розподілу, найбільшого поширення з яких у вітроенергетиці отримала трьох (двох)



параметрична диференційна функція РВГ [20, 46, 69 та інші]. Слід зазначити, що вдало підібрані аналітичні функції розподілу, які враховують його неперервність, дають більш точний результат оцінки вітрового потенціалу ніж застосування дискретних градацій, похибка оцінки на підставі яких може сягати 15 % [70].

Так як середня швидкість вітру  $\bar{v}$  являється першим моментом РВГ [71], визначення ВПВП тісно пов'язане з задачею визначення вертикальної зміни середньої швидкості вітру (зсуву вітру), яка підкоряється ступеневому закону Хеллмана [10] перерахунку середніх швидкостей вітру  $\bar{v}_a$  на задану висоту  $h_0$ :

$$\frac{\bar{v}_0}{\bar{v}_a} = \left( \frac{h_0}{h_a} \right)^{m_v}, \quad (3.1)$$

де  $h_a$ ,  $h_0$  – висота розташування анемометру та осі ВК відповідно,  $m_v$  – безрозмірний показник ступеня (або показник Хеллмана), значення якого залежить від стійкості атмосфери, температурної стратифікації і шорсткості підстильної поверхні  $z_0$ .

Задача визначення значення показника  $m_v$  є вкрай актуальною і досі немає однозначного вирішення. Протягом останнього століття пропонувалися різні його значення: 1/5 (1/4 до 16 м) [72]; 0,143; 0,2 [7, 68];  $0,23 \pm 0,03$  [16] і т.д.

В роботі [73] на підставі проведених досліджень розроблена емпірична залежність показника  $m_v$  від характерної висоти  $h$  підстилаючої поверхні. При цьому таблиця залежності висоти  $h$  від характеристики ландшафту дозволяє лише приблизно визначити даний параметр не враховуючи особливості ландшафту конкретної місцевості. Крім того, необхідно враховувати вплив прилеглих зон іншого класу шорсткості, наприклад, морська гладь, споруди, ліс і т.д. [74].

Останні дослідження також виявили залежність показника  $m_v$  як від пори року, так від середньої швидкості вітру на висоті вимірювань [68]. Дослідження [75] вітрових вимірювань на висотах 67,5 та 167,5 м виявили суттєвий розкид значень показника  $m_v$  в зоні низьких швидкостей вітру, інколи спостерігалися навіть від'ємні його значення, із поступовою стабілізацією на рівні  $m_v = 1/4$  по мірі зростання швидкостей вітру.

Таким чином, задача моделювання ВПВП може бути надійно вирішена лише на підставі багаторічних, синхронних вимірювань на різних висотах приземного шару атмосфери. Але, з огляду на їхню суттєву коштовність та тривалість, проведення таких вимірів по всім перспективним площадкам та висотам неможливе, тому вкрай актуальним є питання визначення закономірностей розподілу швидкостей вітру в заданому географічному районі.

В Україні була проведена робота по дослідженню і систематизації даних вітрового розподілу, що вимірювалися на державних метеорологічних станціях, точність та висота вимірювань яких, нажаль, не відповідає сучасним потребам вітроенергетики [76].

У той час як в Данії був створений Європейський вітровий атлас [74], в якому приведені повторюваності швидкості вітру для чотирьох класів шорсткості на висотах 10, 25, 50, 100, 200 м не тільки у вигляді таблиць дискретних градацій, але і у вигляді відповідних параметрів РВГ. Нажаль, створення такого атласу в Україні малоймовірно через необхідність проведення великої кількості коштовних висотних вимірювань.

На сьогодні задача вибору оптимального способу визначення ВПВП далека до вирішення. У вітроенергетичній літературі дане питання в цілому зводиться до перерахунку параметрів РВГ або швидкостей вітру  $i$ -х градацій на підставі степеневого (логарифмічного) законів, при цьому співставлення отриманих результатів з іншими проведеними дослідженнями для виявлення спільних властивостей розподілу швидкостей вітру в окремому районі (області) майже не робиться.

Будівництво перших промислових ВЕС на території Північного Причорномор'я вимагало проведення висотних сертифікованих вимірювань, які були виконані біля с. Іванівка Очаківського району та с. Шостакове Миколаївського району Миколаївської області у 2011 – 2013 рр. [77]. Заміри на метеощоглах (МЩ) проводилися авторитетною міжнародною сертифікованою компанією GEO-NET, відповідно, результати замірів вважатимемо достатньо

надійними. За результатами висотних метеовимірювань на МЩ поблизу с. Іванівка та с. Шостакове отримані наступні параметри розподілу швидкостей вітру (таблиця 3.1):

Таблиця 3.1

**Параметри РВГ за результатами висотних вимірювань**

Висота вимірювання $h$ , м	Середня швидкість вітру $\bar{v}_a$ , м/с	Параметр форми РВГ $c$	Параметр масштабу РВГ $b$ , м/с
МЩ "Іванівка"			
50	6,5	2,517	7,24
80	7	2,507	7,92
100	7,4	2,462	8,31
МЩ "Шостакове"			
50	6,1	2,527	6,85
80	6,7	2,668	7,66
100	7,1	2,674	8,09

Результати синхронних вимірювань на висотах, що частково входять до діапазону висот сучасного промислового вітровикористання, вперше для умов Північного Причорномор'я України дають можливість провести кількісну оцінку точності існуючих способів визначення ВПВП та розробити оптимальний спосіб відповідно потребам вітроенергетики.

### **3.2 Дослідження існуючих способів моделювання вертикального профілю вітрового потенціалу**

Умовно розіб'ємо завдання даного дослідження на наступні підзадачі:

- огляд існуючих способів моделювання ВПВП;
- кількісна оцінка точності існуючих способів за даними висотних вимірювань;
- визначення оптимального способу моделювання ВПВП для застосування в моделюванні генерації ВЕУ.

### 3.2.1 Огляд існуючих способів визначення ВПВП

Одним з шляхів визначення ВПВП лежить у застосуванні ступеневого закону до наявних даних розподілу швидкостей вітру на висоті вимірювань.

Якщо наявний розподіл швидкостей вітру представлений у вигляді таблиць дискретних градацій, то виникає цілком логічна пропозиція перерахунку швидкостей вітру  $i$ -х градацій  $v_i$  на задану висоту на підставі ступеневого закону Хеллмана:

$$v_{0i} = v_{ai} \left( \frac{h_0}{h_a} \right)^{m_v}, \quad (3.2)$$

де  $v_{0i}$  та  $v_{ai}$  – швидкість вітру  $i$ -ї градації на висоті осі ВК ВЕУ  $h_0$  та висоті анемометру  $h_a$  відповідно.

Оцінка теоретичного виробітку ВЕУ на підставі розрахунків за (3.2) [78] показала високу їх відповідність фактичним експлуатаційним даним. Але, якщо початкові дані представлені у вигляді параметрів РВГ або інших аналітичних моделей розподілу, то зручність та точність представленої методики суттєво знизиться через необхідність виконання додаткових перетворювань.

У зв'язку з високою популярністю застосування у вітроенергетиці РВГ, постала задача встановлення взаємозв'язку між ступеневим законом та параметрами РВГ, яка була вперше вирішена та опублікована у 1976 р. Justus та Mikhail [16, 79] шляхом визначення наступних емпіричних залежностей:

$$c_0 = c_a \frac{1 - 0,088 \ln \left( \frac{h_a}{10} \right)}{1 - 0,088 \ln \left( \frac{h_0}{10} \right)}, \quad (3.3)$$

$$b_0 = b_a \left( \frac{h_0}{h_a} \right)^{m_j}, \quad (3.4)$$

де

$$m_J = \frac{0,37 - 0,0881 \ln b_a}{1 - 0,0881 \ln \left( \frac{h_a}{10} \right)}, \quad (3.5)$$

$c_a, b_a, c_0, b_0$  – параметри РВГ на висоті розташування анемометра  $h_a$  та маточини ВЕУ  $h_0$  відповідно.

Проведена у 1977 р. додаткова перевірка методу Justus та Mikhail за даними метеовимірювань зі 104 площадок виявила досить низьку його точність [80]. Так, стандартні відхилення  $\sigma$  між розрахунковими та фактичними значеннями параметрів РВГ склали біля 20% від середніх значень, а результати моделювання виробітку ВЕУ показали, що у 46% випадків різниця між фактичними та розрахунковими значеннями виробітку  $Q$  перевищувала 25%.

Як видно з рівнянь (3.3) – (3.5), невисока точність методу Justus та Mikhail пояснюється відсутністю зв'язку з будь-якими відомими параметрами вітрового розподілу на інших висотах проведеного вимірювання, тобто, в пропонованому методі застосовуються усереднені залежності за результатами опрацювання деякого масиву результатів вітрових вимірювань. Згідно [81], у формулі (3.5) константа 0,37 являється усередненим значенням показнику шорсткості  $\alpha_0$ , пов'язаний з характерною висотою  $z_0$ , і для степних зон становить приблизно 0,35 – 0,4, тобто цілком відповідає умовам Північного Причорномор'я України. При цьому, показник шорсткості поверхні моря становить близько  $\alpha_0 \approx 0,1$ , що, очевидно, необхідно враховувати при дослідженні прибережних територій.

Пошук узагальнюючих закономірностей ВПВП простежується також в роботі Bowden [71], в якій представлена емпірична залежність параметру масштабу  $b$  з середньою швидкістю вітру  $\bar{v}$ :

$$\bar{v} = \frac{1}{2} \pi^{\frac{1}{2}} b_B \quad \text{при } 1,6 \leq c \leq 3,0, \quad (3.6)$$

тобто,

$$b_B = 1,129 \bar{v} \quad \text{при } 1,6 \leq c \leq 3,0, \quad (3.7)$$

що майже збігається з визначенням Cavallo [20]:

$$b_c = 1,1\bar{v}. \quad (3.8)$$

Здавалося б залежності (3.7) та (3.8) дозволяють застосовувати ступеневий закон (3.1) із спільним з середньою швидкістю вітру  $\bar{v}$  ступеневим показником, так як:

$$\frac{\bar{v}_0}{\bar{v}_a} = \frac{1,129b_0}{1,129b_a} = \left(\frac{h_0}{h_a}\right)^m, \quad (3.9)$$

але подальше дослідження спростовує це припущення.

Аналогічним чином в Україні П.Ф. Васько [46] на підставі опрацьованих метеоданих існуючої мережі метеорологічних станцій України запропонував наступні емпіричні залежності:

$$a_0 = a_a (0,1h_0)^{\frac{1}{7}}, \quad (3.10)$$

$$b_0 = b_a (0,1h_0)^{\frac{1}{7}}, \quad (3.11)$$

$$c_0 = c_a. \quad (3.12)$$

Розглянуті вище способи дають можливість змоделювати ВПВП за виявленими емпіричними залежностями уникаючи при цьому проведення синхронних висотних вимірювань. Однак, слід розуміти, що врахувати особливості ВПВП конкретної місцевості можливо лише на підставі проведених фактичних висотних синхронних вимірювань, за результатами яких, наприклад, можна застосувати апроксимацію параметрів РВГ ступеневою залежністю [82]:

$$c_0 = c_a \left(\frac{h_0}{h_a}\right)^{m_c}, \quad (3.13)$$

$$b_0 = b_a \left(\frac{h_0}{h_a}\right)^{m_b}, \quad (3.14)$$

де  $m_c, m_b$  – апроксимаційні ступеневі показники.

### 3.2.2 Кількісна оцінка точності способів визначення вертикального профілю вітрового потенціалу

Оцінку точності розглянутих способів визначення ВПВП проведено за результатами співставлення розрахункових результатів з фактичними даними вимірювання на підставі наступних критеріїв: коефіцієнт детермінації  $R^2$ , відносна похибка апроксимації  $\delta$  та її похідні у вигляді середньої та максимальної похибки апроксимації  $\bar{A}$  та  $\bar{A}_{max}$  відповідно.

#### 3.2.2.1 Оцінка точності визначення параметру масштабу розподілу Вейбулла – Гніденка

Спільність більшості розглянутих способів полягає у застосуванні степеневому закону в якості апроксимуючої функції зміни параметру масштабу РВГ  $b$  з висотою. На підставі даних таблиці 3.1, застосовуючи інструмент "Ступеневий тренд", визначимо значення ступеневих показників  $m_v$  для середніх швидкостей вітру  $\bar{v}$  та показників  $m_b$  для параметрів масштабу  $b$  (рисунок 3.1).

Як видно з рисунку 3.1, отримана ступенева залежність  $b(h)$  має високий коефіцієнт детермінації, середня похибка апроксимації складає  $\bar{A} = 0,16 \%$  ( $\bar{A}_{max} = 0,22 \%$ ) для Іванівки та  $\bar{A} = 0,04 \%$  ( $\bar{A}_{max} = 0,07 \%$ ) для Шостакове, що в цілому означає вірність застосування ступеневої залежності  $b(h)$ . При цьому ступеневі показники  $m_b$  виявилися більшими відповідних показників  $m_v$ , тобто застосування однакового значення ступеневого показнику для обох вищезазначених параметрів призведе до появи похибки обчислення. Визначимо співвідношення між показниками  $m_v$  та  $m_b$  (таблиця 3.2).

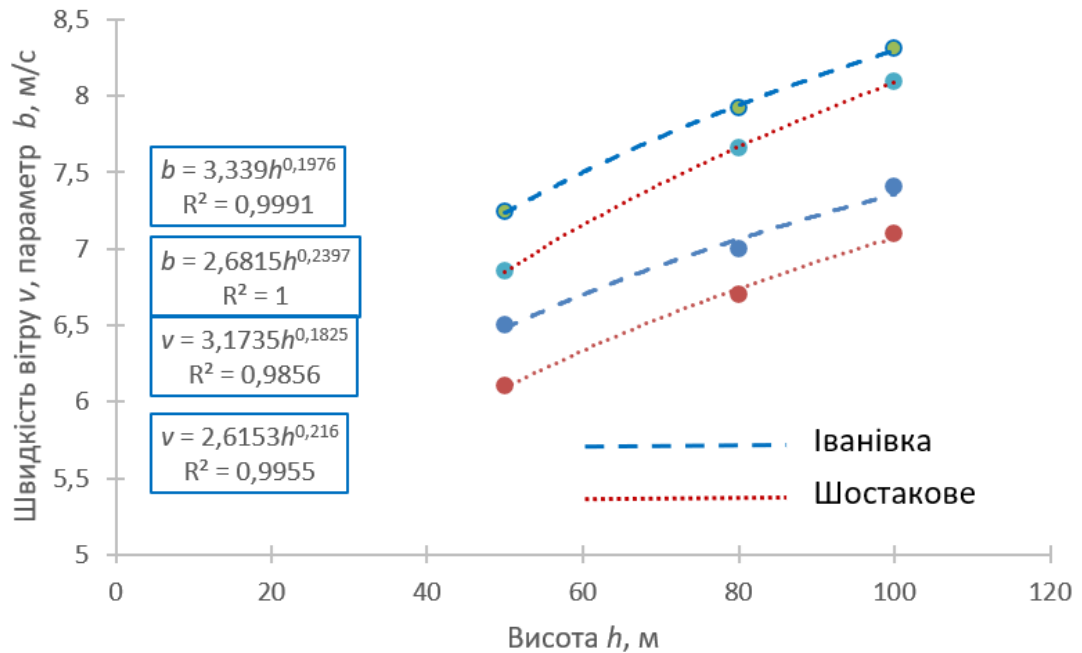


Рисунок 3.1 Ступенева залежність параметру масштабу РВГ та середньої швидкості вітру

Таблиця 3.2

### Співвідношення між вітровими показниками

Показник (співвідношення)	Іванівка			Шостакове		
	50 м	80 м	100 м	50 м	80 м	100 м
$m_v$	0,1825			0,2160		
$m_b$	0,1976			0,2397		
$(m_b - m_v) / m_b, \%$	7,6			9,9		
$m_b / m_v$	1,083			1,110		
$b / \bar{v}$	1,114	1,131	1,123	1,123	1,143	1,139

Згідно таблиці 3.2, обчислені співвідношення не підтвердили правомірність припущення (3.9), так як значення ступеневого показника  $m_b$  в середньому виявились більшими  $m_v$  у 1,1 рази, тобто для умов Північного Причорномор'я України:

$$m_b = 1,1m_v. \quad (3.15)$$

Незважаючи на те, що в цілому отримані співвідношення  $b/\bar{v}$  є близькими до (3.7) та (3.8), існуюча різниця у значеннях призводить до появи виявленої залежності (3.15). Отримана залежність (3.15) дозволяє за відомого ступеневого



показника  $m_v$  визначити ступеневий показник  $m_b$  і за відомого значення на одній висоті вимірювання  $b_a$  за (3.14) визначити значення параметру масштабу  $b$  на потрібній висоті.

Повернемося до формули (3.5) та на підставі даних таблиці 3.1 визначимо показники  $m_{jb}$  (індекс  $j$  – Justus) та співставимо з фактичними значеннями  $m_b$  (таблиця 3.3):

Таблиця 3.3

### Ступеневі показники параметру масштабу РВГ $b$

Показник	Іванівка			Шостакове		
	50 м	80 м	100 м	50 м	80 м	100 м
$m_{jb}$	0,2281	0,2300	0,2303	0,2338	0,2336	0,2333
$m_b$	0,1976			0,2397		
$(m_{jb} - m_b) / m_b, \%$	15,4	16,4	16,5	-2,5	-2,5	-2,7

Як видно з таблиці 3.3, для метеоумов с. Іванівка отримані показники  $m_{jb}$  виявилися більше фактичних показників  $m_b$  в середньому на  $\bar{A} = 16 \%$  ( $\bar{A}_{max} = 16,5 \%$ ), та меншими в середньому на  $\bar{A} = 2,6\%$  ( $\bar{A}_{max} = 2,7 \%$ ) для метеоумов с. Шостакове. Результати таблиці 3.4 підтверджують висунуте раніше припущення, щодо відповідності показнику  $m_{jb}$  умовам Північного Причорномор'я, але при достатній віддаленості від морського узбережжя. Як показали розрахунки, для метеоумов с. Іванівки показник шорсткості становить  $\alpha_0 = 0,344$ , що дещо менше запропонованого Justus & Mikhail значення 0,37.

Застосовуючи ступеневі залежності (3.4) та (3.14) зі ступеневими показниками  $m_b$  та  $m_{jb}$ , обчислимо значення параметрів масштабу РВГ  $b'$ , та співставимо з відомими фактичними значеннями  $b_f$  (індекс  $f$  – факт).

Наприклад, на підставі фактичного значення  $b_f = 7,24$  м/с на висоті 50 м (МЩ "Іванівка"), застосовуючи ступеневий показник  $m_{jb} = 0,2281$  отримаємо значення параметру масштабу  $b'$  на висоті 80 м що дорівнює:

$$b' = 7,24 \left( \frac{80}{50} \right)^{0,2281} = 8,059 \text{ м/с.}$$

Аналогічним чином визначимо параметр масштабу  $b'$  на висоті 100 м, а далі проведемо повторні цикли обчислення вже на підставі фактичних даних на висотах 80 та 100 м. Отримані результати порівняємо з результатами обчислень за визначеними ступеневими трендами показниками  $m_b$  (таблиця 3.4).

Таблиця 3.4

**Співставлення результатів моделювання параметрів масштабу РВГ за даними МЦ "Іванівка"**

Висота вимірювання $h_a$ , м	Параметр масштабу РВГ $b$							
	Факт	50 м		80 м		100 м		
	$b_f$	$b'$	$(b' - b_f) / b_f$ %	$b'$	$(b' - b_f) / b_f$ %	$b'$	$(b' - b_f) / b_f$ %	
		$m_{jb} = 0,2281$		$m_{jb} = 0,2300$		$m_{jb} = 0,2303$		
50	7,24	–	–	7,108	–1,8	7,084	–2,2	
80	7,92	8,059	1,8	–	–	7,894	–0,3	
100	8,31	8,480	2,0	8,337	0,3	–	–	
		$m_b = 0,1976$						
50	7,24	–	–	7,218	–0,3	7,246	0,1	
80	7,92	7,945	0,3	–	–	7,952	0,4	
100	8,31	8,303	–0,1	8,277	–0,4	–	–	

Таблиця 3.5

**Співставлення результатів моделювання параметрів масштабу РВГ за даними МЦ "Шостакове"**

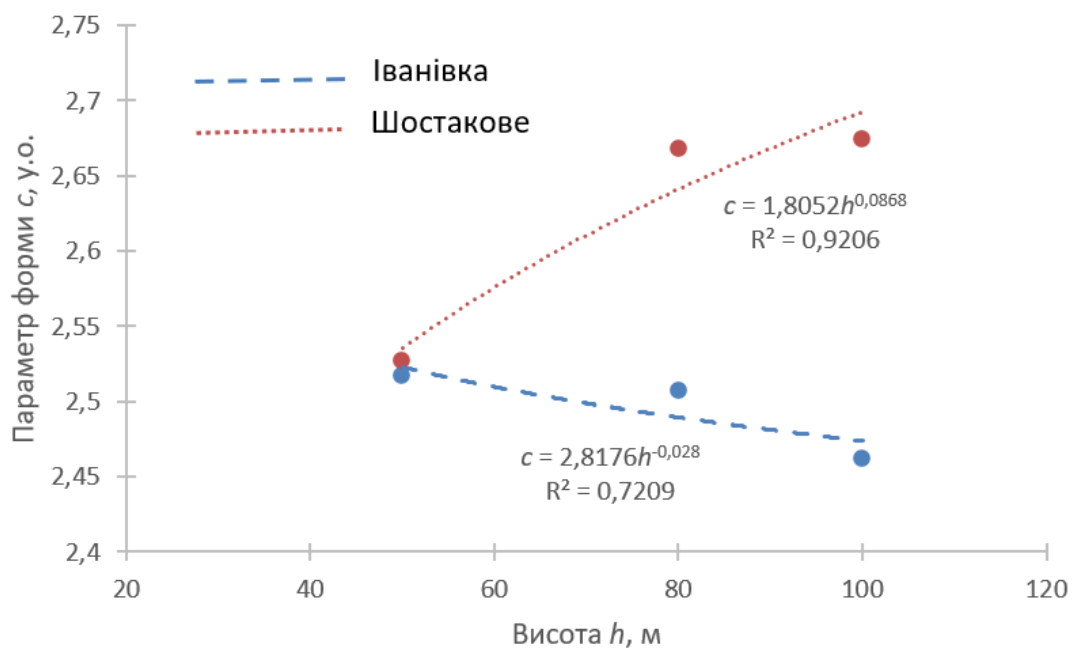
Висота вимірювання $h$ , м	Параметр масштабу РВГ $b$							
	Факт	50 м		80 м		100 м		
	$b_f$	$b'$	$(b' - b_f) / b_f$ %	$b'$	$(b' - b_f) / b_f$ %	$b'$	$(b' - b_f) / b_f$ %	
		$m_{jb} = 0,2338$		$m_{jb} = 0,2336$		$m_{jb} = 0,2333$		
50	6,85	–	–	6,864	0,2	6,882	0,5	
80	7,66	7,646	–0,2	–	–	7,680	0,3	
100	8,09	8,055	–0,4	8,070	–0,2	–	–	
		$m_b = 0,2397$						
50	6,85	–	–	6,844	–0,1	6,852	0,0	
80	7,66	7,667	0,1	–	–	7,669	0,1	
100	8,09	8,088	0,0	8,081	–0,1	–	–	

Результати таблиць 3.4 та 3.5 показують, що незважаючи на 16-ти відсоткову різницю між показниками  $m_{jb}$  та  $m_b$  стосовно даних з МЦ "Іванівка",

максимальна відносна похибка обчислення параметру масштабу не перевищила 2,2 %, а стосовно даних з МЦ "Шостакове" – не більше 0,5 %.

### 3.2.2.2 Оцінка точності визначення параметру форми розподілу Вейбулла – Гніденка

За степеневою залежністю (3.14) та даними таблиці 3.1, застосовуючи інструмент "Ступеневий тренд" пакету MS Excel, визначимо значення ступеневого показника залежності параметру форми  $c$  РВГ від висоти. Результати апроксимації представлені на рисунку 3.2.



Рисунки 3.2 Апроксимація залежності параметру форми  $c$  РВГ від висоти у діапазоні 50 – 100 м

З рисунку 3.2 видно, що на відміну від результатів апроксимації параметру масштабу  $b$  (рисунки 3.1), якість апроксимації степеневою функцією залежності параметру форми РВГ  $c$  від висоти виявляється невисокою, при цьому для Іванівки гіршою ніж для Шостакове. Але слід зазначити, що розглядається досить обмежений діапазон висот, розширення якого однозначно б показало доцільність

застосування ступеневої залежності в якості функції зміни параметру  $c$  з висотою. Через обмежену кількість висот вимірювання та досить незначний діапазон зміни величини параметру  $c$  (біля 2% для МЦЦ "Іванівка" та 6% для МЦЦ "Шостакове"), на результати вимірювань також сильно впливає і статистична похибка.

Дослідимо характер зміни параметру  $c$  з висотою у більш широкому діапазоні залучивши додаткові дані спостережень в районі Північного Причорномор'я. Згідно даних [46], усереднені показники параметру форми РВГ  $c$  на висоті 10 м для умов Північного Причорномор'я складають 1,4 у.о. для місця розташування с. Іванівка та 1,6 у.о. для с. Шостакове. Також, у 8 км від місця розташування МЦЦ "Іванівка", на площадці ПАВЕС протягом 1998 – 2003 рр. на висоті флюгера 31,5 м проводилися висотні вимірювання комплексом NRG LOGGER Symphonie 9200 (США). Усереднені параметри розподілу РВГ за декількома способами визначення склали:  $c = 3,0$ ;  $b = 6,9$ . З 2012 р. на місці розташування ПАВЕС було побудовано ДВП Очаківського вітропарку, укомплектоване ВЕУ FL 2500–100 з висотою осі ВК 100 м. У таблиці 3.6 представлені середньорічні значення параметрів РВГ за результатами вимірювання бортовими анемометрами ВЕУ.

Таблиця 3.6

### Параметри вітрового розподілу на висоті 100 м на площадці ДВП

Рік	Параметр форми РВГ $c$ , у.о.	Параметр масштабу РВГ $b$ , м/с	Рік	Параметр форми РВГ $c$ , у.о.	Параметр масштабу РВГ $b$ , м/с
2012	2,479	8,44	2016	2,386	8,51
2013	2,416	8,48	2017	2,478	8,86
2014	2,456	8,66	2018	2,465	8,42
2015	2,450	8,81	2019	2,432	8,24

За 8 років експлуатації ВЕС середнє значення параметру форми РВГ склало  $\bar{c} = 2,445$  із стандартним відхиленням  $\sigma_c = 0,032$ , або 1,3 %  $\bar{c}$ , що у 1,8 рази менше стандартне відхилення параметру масштабу  $\sigma_b = 0,208$  (2,4 %  $\bar{b}$ ). Таким чином, результати вимірювання показують відносно стабільні значення параметрів РВГ в

умовах Північного Причорномор'я, а їхня близькість до результатів вимірювання на МЦ "Іванівка" (відносні відхилення середніх значень параметрів  $c$  складають 0,7 %, параметрів  $b$  – 2,8 %) вказує на однакові метеорологічні умови площадок Очаківської (Аджигольської) ВЕС та МЦ "Іванівка".

Результати апроксимації вертикального профілю параметру  $c$  ступеневою функцією із залученням додаткових даних представлені на рисунку 3.3. Як видно з рисунка, форми вертикального профілю досить сильно відрізняються в залежності від місця проведення вимірювань. В межах наявних даних, відносно метеоумов с. Шостакове, отримано досить високі результати апроксимації ступеневою функцією (коефіцієнт детермінації  $R^2 = 0,967$ ; середня похибка апроксимації  $\bar{A} = 3,2\%$ ; максимальна похибка апроксимації  $\bar{A}_{max} = 5,9\%$ ), тим самим підтверджується вірність обрання ступеневої функції в якості апроксимуючої.

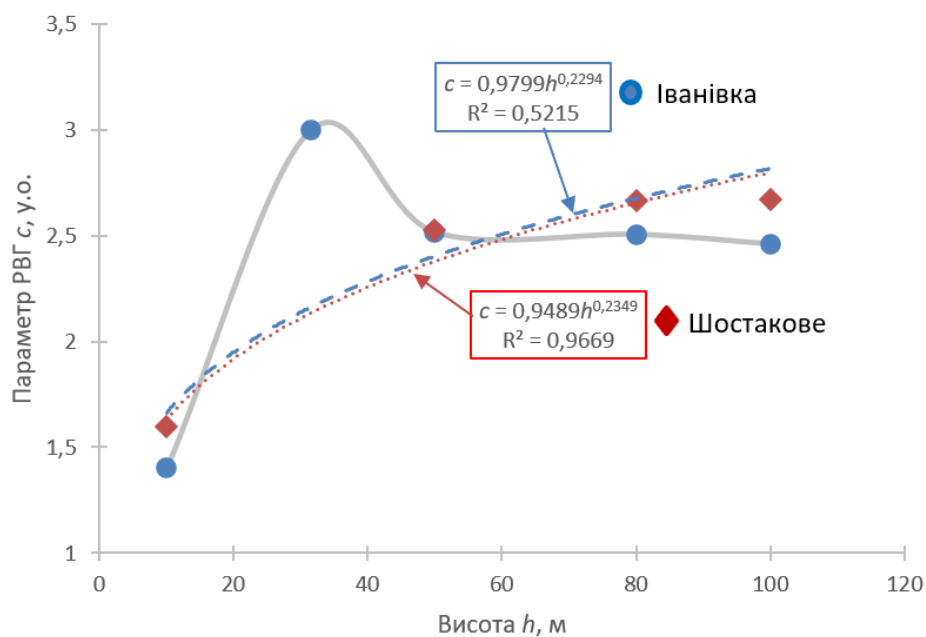


Рисунок 3.3 Апроксимація залежності параметру форми  $c$  РВГ від висоти у діапазоні висот 10 – 100 м

З іншого боку, форма вертикального профілю параметру  $c$ , за даними вимірювання МЦ "Іванівка", виявляється набагато складнішою і, у діапазоні

висот 10 – 100 м, добре апроксимується тільки поліномом не менше 4-го ступеня, а апроксимація ступеневим трендом дає незадовільний результат.

Пояснення щодо виявленої відмінності форми вертикальних профілів параметру  $c$  можуть дати дослідження Gryning et al. [83], згідно якого залежність параметру  $c$  від висоти до певної висоти реверсу має пряму пропорційність, а вище неї – зворотну. Визначення висоти реверсу без проведення висотних вітрових вимірювань неможливе, але з даної публікації відомо, що, наприклад, у м. Гамбург, розташованого на відстані біля 80 км від узбережжя Північного моря, висота реверсу складає біля 150 м, на узбережжі від 50 (переважно вітри з моря) до 100 м (переважно вітри з суші), а на дослідницькій платформі у Північному морі точну висоту реверсу не вдалося визначити, так як вона виявилася суттєво меншою за найменшу висоту вимірювання у 45 м.

Виявлена Gryning особливість зміни параметру форми РВГ  $c$  у прибережних районах та акваторії моря дає пояснення стосовно отриманої форми вертикального профілю параметру  $c$  для метеоумов с. Іванівка, яке розташовано на відстані 2 км від узбережжя Дніпробугського лиману та 18 км від акваторії відкритого моря. Приймаючи до уваги, що для більшості вітрових умов величина параметру  $c$  знаходиться у діапазоні 1,5 – 3 у.о. [84], цілком ймовірно, згідно результатів вітрових вимірювань на ПАВЕС, що точка реверсу у метеоумовах с. Іванівка знаходиться на висоті біля 30 м. Нажаль, висунуте припущення потребує додаткової перевірки, яке гальмується браком відповідних фактичних даних. На сьогоднішній день абсолютна більшість висотних вимірювань у Північному Причорномор'ї проводиться приватними інвесторами у сфері вітроенергетики і доступ до результатів вимірювань є обмеженим. З огляду на перспективність розміщення ВЕС саме біля узбережжя морів, проведення додаткового дослідження виявленого явища представляє науковий та практичний інтерес.

Перевіримо достовірність пропонованої Justus залежності (3.3). Розрахунки показали, що якщо  $c_a = \text{const}$ , значення  $c_J$  буде монотонно зростати з висотою

згідно ступеневого закону:

$$c_0 = c_a \left( \frac{h_0}{h_a} \right)^{0,1063}, \quad (3.16)$$

тобто отримаємо окремий випадок функції (3.13) із ступеневим показником  $m_{jc} = 0,1063$ .

Аналогічно проведеного співставлення параметрів масштабу РВГ  $b$  (таблиці 3.4 та 3.5), на підставі відомих фактичних значень  $c_f$ , застосовуючи ступеневу функцію (3.13) зі ступеневими показниками  $m_c = 0,1063$  та  $0,0868$ , а також  $m_{jc} = 0,1063$ , обчислимо значення параметрів форми РВГ  $c'$ .

Наприклад, на підставі фактичного значення  $c_f = 2,517$  м/с на висоті 50 м (МЩ "Іванівка"), застосовуючи ступеневий показник  $m_{jc} = 0,1063$  отримаємо значення параметру форми на висоті 80 м що дорівнює:

$$c' = 2,517 \left( \frac{80}{50} \right)^{0,1063} = 2,646 \text{ у.о.}$$

Результати подальших обчислень представлені у таблицях 3.7 та 3.8.

Таблиця 3.7

**Співставлення результатів моделювання параметрів форми РВГ за даними  
МЩ "Іванівка"**

Висота вимірювання $h$ , м	Параметр форми РВГ $c$						
	Факт	на підставі 50 м		на підставі 80 м		на підставі 100 м	
	$c_f$	$c'$	$(c' - c_f) / c_f$ , %	$c'$	$(c' - c_f) / c_f$ , %	$c'$	$(c' - c_f) / c_f$ , %
$m_c = -0,028$							
50	2,517	–	–	2,540	0,9	2,510	–0,3
80	2,507	2,484	–0,9	–	–	2,477	–1,2
100	2,462	2,469	0,3	2,491	1,2	–	–
$m_{jc} = 0,1063$							
50	2,517	–	–	2,385	–5,3	2,287	–9,1
80	2,507	2,646	5,5	–	–	2,404	–4,1
100	2,462	2,709	10,1	2,567	4,3	–	–

З таблиць 3.7 та 3.8 видно, що застосування пропонованого Justus ступеневого показника  $m_{jc} = 0,1063$  для моделювання вертикального профілю

параметру форми РВГ  $c$  для метеоумов с. Іванівка може призвести до виникнення похибки обчислення до 10%, при цьому стосовно метеоумов с. Шостакове значення максимальної похибки обчислення не перевищує 2,2% для обох значень показників.

Таблиця 3.8

**Співставлення результатів моделювання параметрів форми РВГ за даними  
МЦ "Шостакове"**

Висота вимірювання $h$ , м	Параметр форми РВГ $c$						
	Факт	на підставі 50 м		на підставі 80 м		на підставі 100 м	
	$c_f$	$c'$	$(c' - c_f) / c_f$ %	$c'$	$(c' - c_f) / c_f$ %	$c'$	$(c' - c_f) / c_f$ %
$m_c = 0,0868$							
50	2,527	–	–	2,561	1,4	2,518	–0,4
80	2,668	2,632	–1,3	–	–	2,726	2,2
100	2,674	2,684	0,4	2,720	1,7	–	–
$m_{jc} = 0,1063$							
50	2,527	–	–	2,538	0,4	2,484	–1,7
80	2,668	2,656	–0,4	–	–	2,611	–2,1
100	2,674	2,720	1,7	2,732	2,2	–	–

### 3.2.2.3 Оцінка точності моделювання вертикального профілю вітрового потенціалу на підставі таблиць повторюваності швидкості вітру

У таблиці 3.9 представлені відносні частоти повторюваності швидкостей вітру за результатами вимірювань на МЦ "Іванівка" та "Шостакове" з інтервалом 1 м/с. Застосовуючи отримані значення ступеневих показників  $m_v = 0,1825$  та  $0,216$ , за даними МЦ "Іванівка" та "Шостакове" відповідно, перерахуємо значення швидкостей  $i$ -ї градації за формулою (3.2) та співставимо з фактичними даними.

Наприклад, якщо для висоти 50 м відносна частота повторюваності швидкості вітру  $v_2 = 1$  м/с складає  $f_2 = 0,0149$  %, то на висоті 80 м з даній частоті відповідає швидкості вітру  $v_2 = 1,09$  м/с, а на висоті 100 м – 1,13 м/с.



Таблиця 3.9

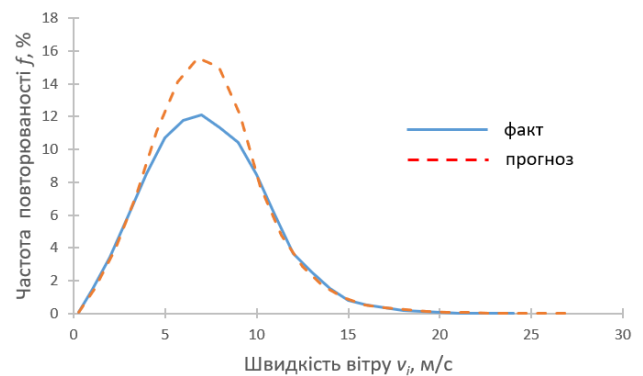
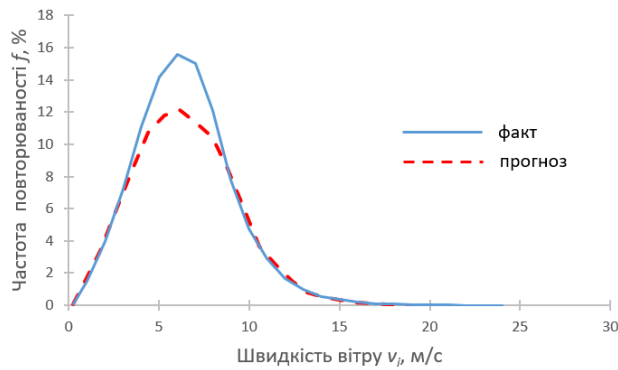
## Повторюваність швидкостей вітру

Градация $i$	Швидкість вітру $v_i$ , м/с	Відносна частота повторюваності $f_i$					
		Іванівка			Шостакове		
		50 м	80 м	100 м	50 м	80 м	100 м
1	0,25	0,0007	0,0007	0,0006	0,0004	0,0002	0,0002
2	1	0,0149	0,0155	0,0144	0,0156	0,0139	0,0126
3	2	0,0394	0,0360	0,0340	0,0499	0,0428	0,0397
4	3	0,0723	0,0620	0,0597	0,0855	0,0683	0,0628
5	4	0,1108	0,0931	0,0850	0,1198	0,0915	0,0816
6	5	0,1415	0,1159	0,1072	0,1550	0,1225	0,1092
7	6	0,1557	0,1298	0,1176	0,1572	0,1345	0,1226
8	7	0,1500	0,1311	0,1212	0,1465	0,1373	0,1252
9	8	0,1209	0,1207	0,1134	0,1129	0,1239	0,1233
10	9	0,0776	0,1044	0,1045	0,0675	0,1034	0,1078
11	10	0,0474	0,0751	0,0848	0,0372	0,0692	0,0832
12	11	0,0288	0,0456	0,0600	0,0234	0,0410	0,0567
13	12	0,0167	0,0288	0,0367	0,0146	0,0244	0,0336
14	13	0,0097	0,0172	0,0253	0,0079	0,0141	0,0207
15	14	0,0053	0,0094	0,0151	0,0045	0,0076	0,0119
16	15	0,0034	0,0062	0,0080	0,0014	0,0038	0,0059
17	16	0,0020	0,0037	0,0052	0,0005	0,0012	0,0023
18	17	0,0011	0,0022	0,0036	0,0001	0,0003	0,0007
19	18	0,0008	0,0012	0,0020	0,0000	0,0000	0,0001
20	19	0,0006	0,0008	0,0009	0,0000	0,0000	0,0000
21	20	0,0002	0,0004	0,0006	0,0004	0,0002	0,0002
22	21	0,0001	0,0001	0,0002	0,0156	0,0139	0,0126
23	22	0,0000	0,0001	0,0001	0,0499	0,0428	0,0397
24	23	0,0000	0,0000	0,0001	0,0855	0,0683	0,0628
25	24	0,0000	0,0000	0,0000	0,1198	0,0915	0,0816

Даний спосіб насторожує тим, що при перерахунку відносна частота повторюваності залишається незмінною, хоча проведені висотні вимірювання показали очевидні відмінності частот повторюваності швидкостей вітру на різних висотах спостереження, що цілком підтверджують результати співставлення фактичних даних розподілу (факт) та результатів розрахунків (прогноз) (рисунок 3.4). Разом з тим, подальше дослідження показало, що, похибка визначення кінетичної енергії вітру (а отже і річного виробітку електроенергії ВЕУ) за даним способом не перевищує 5 %.

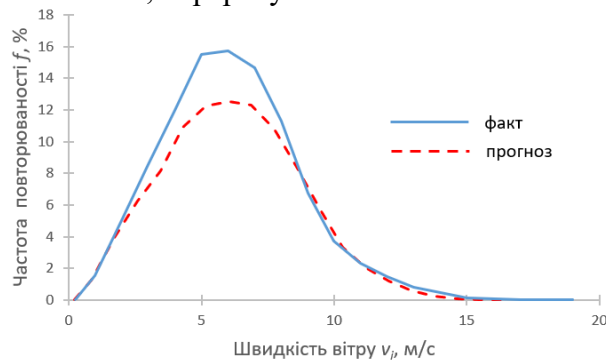
Аналіз результатів моделювання показав, що особливістю даного способу є не наближення прогнозного розподілу до фактичного, а моделювання близького

за вітровим потенціалом розподілу з частотною характеристикою згідно початкових даних.



а) с. Іванівка.

Факт – 50 м, перерахунок зі 100 м

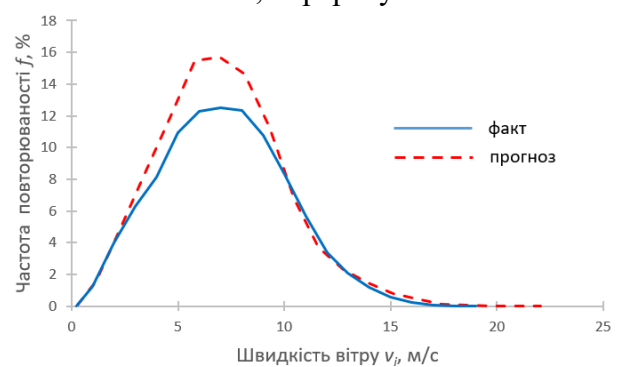


в) с. Шостакове.

Факт – 50 м, перерахунок зі 100 м

б) с. Іванівка.

Факт – 100 м, перерахунок з 50 м



г) с. Шостакове.

Факт – 100 м, перерахунок з 50 м

Рисунок 3.4 Співставлення фактичних та прогнозованих розподілів швидкостей вітру

Відомо, що вітровий потенціал  $E_w$  характеризується щільністю розподілу кінетичної енергії вітру  $e_w$  [85]:

$$E_w = \int_0^{\infty} e_w(v) dv = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} v^3 f(v) dv, \text{ Вт/м}^2 \quad (3.17)$$

що, відповідно наявної таблиці частоти повторюваності, приблизно дорівнює

$$E_w = \frac{1}{2} \rho \sum_{i=1}^N v_i^3 f_i, \text{ Вт/м}^2. \quad (3.18)$$

За даними таблиці 3.10 та (3.18) вітровий потенціал району с. Іванівка на висоті 50 та 100 м за стандартної густини повітря  $\rho = 1,225 \text{ кг/м}^3$  складатиме

$E_{w50} = 255,66 \text{ Вт/м}^2$  та  $E_{w100} = 391,25 \text{ Вт/м}^2$ . Шляхом перерахунку швидкостей вітру  $v_i$  з висоти 50 м на висоту 100 м застосовуючи  $m_v = 0,1825$ , отримано вітровий потенціал  $E'_{w100} = 373,65 \text{ Вт/м}^2$ , тобто відносна похибка обчислення  $E_{w100}$  склала 4,5 % (таблиця 3.10).

Таблиця 3.10

## Щільність розподілу кінетичної енергії вітру в районі с. Іванівка

Градація $i$	Швидкість вітру $v_i$ , м/с	Кінетична енергія вітру $e_{wi}$ , Вт/м <sup>2</sup>		Швидкість вітру $v_i$ , м/с (перерахунок з 50 м)	Кінетична енергія вітру $e'_{wi}$ , Вт/м <sup>2</sup>
		50 м	100 м		100 м
1	0,25	0,0000	0,0000	0,28	0,0000
2	1	0,0149	0,0144	1,13	0,0217
3	2	0,3155	0,2719	2,27	0,4611
4	3	1,9526	1,6116	3,40	2,8538
5	4	7,0886	5,4403	4,54	10,3603
6	5	17,6872	13,3945	5,67	25,8508
7	6	33,6316	25,4082	6,81	49,1543
8	7	51,4660	41,5781	7,94	75,2201
9	8	61,9035	58,0528	9,08	90,4751
10	9	56,5684	76,1515	10,21	82,6776
11	10	47,4321	84,8082	11,35	69,3244
12	11	38,3494	79,8460	12,48	56,0496
13	12	28,7981	63,4048	13,62	42,0899
14	13	21,2586	55,4760	14,75	31,0705
15	14	14,5646	41,3461	15,89	21,2869
16	15	11,6361	26,9805	17,02	17,0067
17	16	8,3115	21,2780	18,16	12,1477
18	17	5,5847	17,4917	19,29	8,1623
19	18	4,6570	11,6693	20,43	6,8064
20	19	3,8661	6,3144	21,56	5,6506
21	20	1,4279	4,6594	22,70	2,0870
22	21	0,7830	1,8269	23,83	1,1444
23	22	0,1000	0,8002	24,97	0,1462
24	23	0,0000	0,6858	26,10	0,0000
25	24	0,0000	0,2597	27,24	0,0000
	$E_w$	<b>255,66</b>	<b>391,25</b>	$E'_w$	<b>373,65</b>

Аналогічним чином проведено співставлення результатів всіх можливих варіантів розрахунку прогнозованого вітрового потенціалу для кожної висоти та

місцевості (таблиця 3.11).

Таблиця 3.11

**Співставлення результатів моделювання об'єму кінетичної енергії**

Висота вимірювання $h$ , м	Кінетична енергія вітру $E$ , Вт/м <sup>2</sup>						
	Факт	Розрахунок					
		50 м		80 м		100 м	
	$E_w$	$E'_w$	$(E_w - E'_w)/E_w, \%$	$E_{wt}$	$(E_w - E'_w)/E_w, \%$	$E_{wt}$	$(E_w - E'_w)/E_w, \%$
МЦ "Іванівка"							
50	255,656	–	–	259,142	1,4	267,693	4,7
80	335,192	330,683	-1,3	–	–	346,252	3,3
100	391,247	373,654	-4,5	378,749	-3,2	–	–
МЦ "Шостакове"							
50	215,276	–	–	214,736	-0,3	218,996	1,7
80	291,189	291,921	0,3	–	–	296,966	2,0
100	343,166	337,337	-1,7	336,490	-1,9	–	–

Згідно таблиці 3.11 відносна похибка обчислення прогнозованого об'єму кінетичної енергії не перевищує 4,7 % по даним МЦ "Іванівка", та 2,0 % по даним МЦ "Шостакове".

Розглянутий спосіб перерахунку розподілу швидкостей вітру на задану висоту на підставі таблиць частотної повторюваності швидкостей вітру та ступеневого закону (3.1) показав достатню точність результатів моделювання що доказує правомірність його застосування у моделювання прогнозованого виробітку ВЕУ.

### 3.3 Прогнозування річного виробітку вітрових електричних установок на заданій висоті

Необхідність співставлення розглянутих способів вимагає визначення узагальнюючого критерію оцінки їх точності, найбільш наглядним з яких є прогнозований річний виробіток електроенергії ВЕУ.

Оцінку проведемо на прикладі ВЕУ FL 2500-100, яка 8 років успішно

працює у складі ВП Очаківський, виробіток якої визначено за формулою (3.19) та даними таблиці 3.1:

$$Q = \int_{v_{\min}}^{v_{\max}} p(v) f(v) dv, \quad (3.19)$$

де  $v_{\min}$  – мінімальна стартова швидкість вітру,  $v_{\max}$  – максимальна робоча швидкість вітру.

На лістингу 3.1 представлений приклад розрахунку річного виробітку ВЕУ  $Q$  в пакеті MathCAD згідно вітрового розподілу в районі с. Іванівка на висоті 100 м.

### Лістинг 3.1

#### Приклад розрахунку річного виробітку ВЕУ FL 2500–100 на висоті 100 м

Вхідні дані:

$$V_{\max} := 25; \quad V_{\min} := 3; \quad b := 8.31; \quad c := 2.462; \quad T := 8760; \quad N := 1; \quad P_n(v) := 2500; \quad V_n := 13$$

$$f(v) := \frac{c}{b} \cdot \left(\frac{v}{b}\right)^{c-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{b}\right)^c\right]; \quad +$$

$$P(v) := -2293.14098 + 1902.83735 \cdot v - 600.37994 \cdot v^2 + 89.1042 \cdot v^3 - 5.65921 \cdot v^4 + 0.12780 \cdot v^5$$

$$P := \int_{V_{\min}}^{V_{\max}} \left[ \left[ P(v) \cdot \left( \frac{\text{sign}(V_n - v) + 1}{2} \right) \right] + \left[ P_n(v) \cdot \left( \frac{\text{sign}(v - V_n) + 1}{2} \right) \right] \right] \cdot (f(v)) \, dv = 1.019 \times 10^3$$

$$Q := T \cdot P \cdot N = 8.925 \times 10^6 \quad \text{кВт-год}$$

Аналогічним чином виконаємо розрахунки для всіх параметрів РВГ за таблицею 3.1. Розрахунок виробітку на висоті 50 м слід вважати умовним, через конструктивну неможливість розміщення осі ВК ВЕУ на даній висоті (довжина лопаті FL 2500–100 складає 50 м).

Результати обчислень представлені у таблиці 3.12.

Таблиця 3.12

## Річний виробіток ВЕУ FL 2500–100

Висота, м	Q, МВт·год	
	Іванівка	Шостакове
50	6 661	5 810
80	8 128	7 540
100	8 925	8 486

За даними таблиці 3.12, застосовуючи інструмент "Ступеневий тренд" пакету MS Excel, визначимо показники ступеневої залежності річного виробітку ВЕУ від висоти (рисунок 3.5).

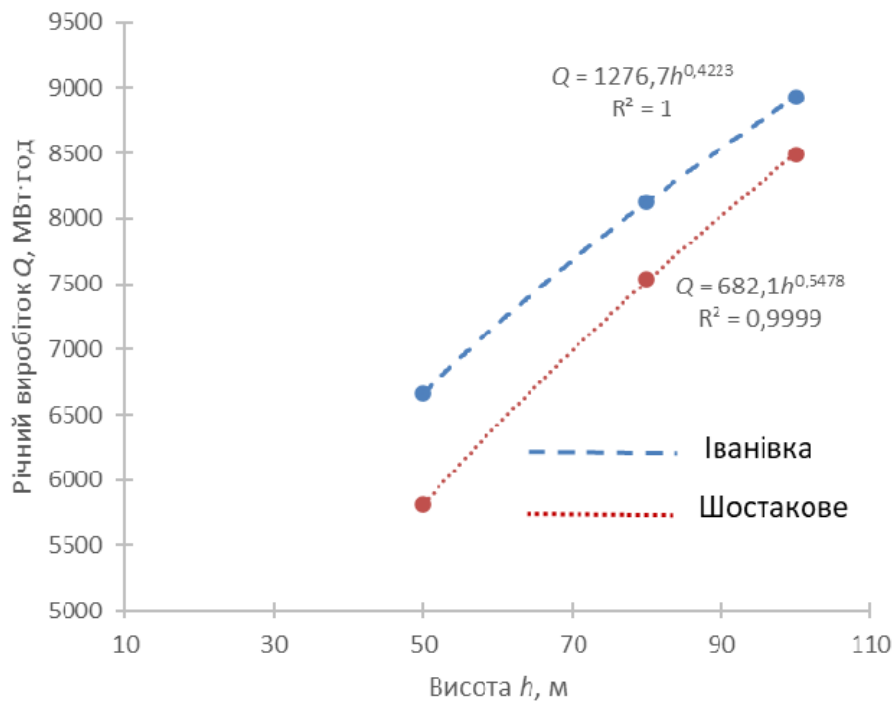


Рисунок 3.5 Ступенева залежність річного виробітку ВЕУ FL 2500–100 від висоти

Ступенева залежність річного виробітку ВЕУ у вигляді залежності середньої потужності генерації ВЕУ  $P$  лягла в основу патенту на корисну модель "Спосіб оцінювання виробітку вітряної електричної турбіни" [86]:

$$P_0 = P_a \left( \frac{h_0}{h_a} \right)^{m_p}, \quad (3.20)$$

де,  $P_a$  – обчислена потужність на висоті вимірювання  $h_a$ ;  $m_p$  – апроксимаційний ступеневий показник.

Розраховані ступеневі залежності мають дуже високий коефіцієнт детермінації  $R^2 = 0,9999$ , середня похибка апроксимації складає  $\bar{A} = 0,13\%$ ; максимальна похибка апроксимації складає  $\bar{A}_{max} = 0,23\%$ .

Застосовуючи отримані ступеневі показники залежності виробітку ВЕУ від висоти осі ротора  $m_p = 0,4223$  для району с. Іванівка та  $m_p = 0,5478$  для району с. Шостакове, на підставі формули (3.21) обчислимо та співставимо з результатами таблиці 3.12 прогнозований виробіток ВЕУ FL 2500–100 (таблиця 3.13).

Таблиця 3.13

### Визначення річного виробітку ВЕУ за ступеневою залежністю виробітку

Висота, м	Річний виробіток $Q$ , МВт·год						
	Факт	на підставі 50 м		на підставі 80 м		на підставі 100 м	
	$Q_f$	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f, \%$	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f, \%$	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f, \%$
Іванівка							
50	6 661	–	–	6 665	0,06	6 660	-0,02
80	8 128	8 123	-0,06	–	–	8 122	-0,07
100	8 925	8 926	0,01	8 931	0,07	–	–
Шостакове							
50	5 810	–	–	5 828	0,32	5 805	-0,09
80	7 540	7 516	-0,32	–	–	7 510	-0,40
100	8 486	8 493	0,09	8 520	0,41	–	–

Аналогічним чином проведемо оцінку точності прогнозування річного виробку електроенергії ВЕУ за трьома розглянутими вище способами (таблиці 3.14 – 3.16).

В таблиці 3.17 представлені підсумкові результати оцінки точності прогнозування річного виробітку ВЕУ, у тому числі, з урахуванням даних спостережень на ПАВЕС на висоті 31,5 м.

За даними таблиці 3.17 було складено рейтинг розглянутих способів за критерієм середньої похибки апроксимації відповідних ММ (рисунок 3.6), що

цілком підтвердили виявлені в ході дослідження особливості кожного з способів, зокрема високу точність перерахунку у способу ступеневої залежності середньої потужності генерації ВЕУ.

Таблиця 3.14

**Визначення річного виробітку ВЕУ за ступеневою залежністю швидкості вітру (перерахунок градацій)**

Висота, м	Річний виробіток $Q$ , МВт·год						
	Факт	на підставі 50 м		на підставі 80 м		на підставі 100 м	
	$Q_f$	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f, \%$	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f, \%$	$Q_m$	$(Q' - Q_f) / Q_f, \%$
Іванівка							
50	6 661	–	–	6 640	-0,31	6 813	2,28
80	8 128	8 103	-0,31	–	–	8 303	2,15
100	8 925	8 992	0,75	8 979	0,60	–	–
Шостакове							
50	5 810	–	–	5 855	0,78	5 992	3,14
80	7 540	7 315	-2,98	–	–	7 644	1,38
100	8 486	8 160	-3,84	8 331	-1,82	–	–

Таблиця 3.15

**Визначення річного виробітку ВЕУ за емпіричними формулами Justus & Mikhail**

Висота, м	Річний виробіток $Q$ , МВт·год						
	Факт	на підставі 50 м		на підставі 80 м		на підставі 100 м	
	$Q_f$	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f, \%$	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f, \%$	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f, \%$
Іванівка							
50	6 661	–	–	6 437	-3,36	6 486	-2,63
80	8 128	8 418	3,57	–	–	8 074	-0,66
100	8 925	9 330	4,54	8 999	0,83	–	–
Шостакове							
50	5 810	–	–	5 834	0,41	5 839	0,50
80	7 540	7 511	-0,38	–	–	7 570	0,40
100	8 486	8 411	-0,88	8 445	-0,48	–	–

У діапазоні висот 50 – 100 м максимальна похибка відхилення способів за ступеневою залежністю РВГ та середньої потужності генерації не перевищила 1% річного виробітку ВЕУ, а способів перерахунку градацій швидкостей вітру та



Justus & Mikhail – 5%. Тобто, за результатами проведеної оцінки всі розглянуті способи у рекомендовано до застосування у вищевказаному діапазоні висот.

Таблиця 3.16

Результати моделювання за ступеневою залежністю параметрів РВГ

Висота, м	Річний виробіток $Q$ , МВт·год						
	Факт	на підставі 50 м		на підставі 80 м		на підставі 100 м	
	$Q_f$	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f, \%$	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f, \%$	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f, \%$
Іванівка							
50	6 661	–	–	6 604	-0,86	6 676	0,23
80	8 128	8 176	0,59	–	–	8 191	0,78
100	8 925	8 912	-0,15	8 863	-0,69	–	–
Шостакове							
50	5 810	–	–	5 778	-0,55	5 819	0,15
80	7 540	7 562	0,29	–	–	7 550	0,13
100	8 486	8 483	-0,04	8 469	-0,20	–	–

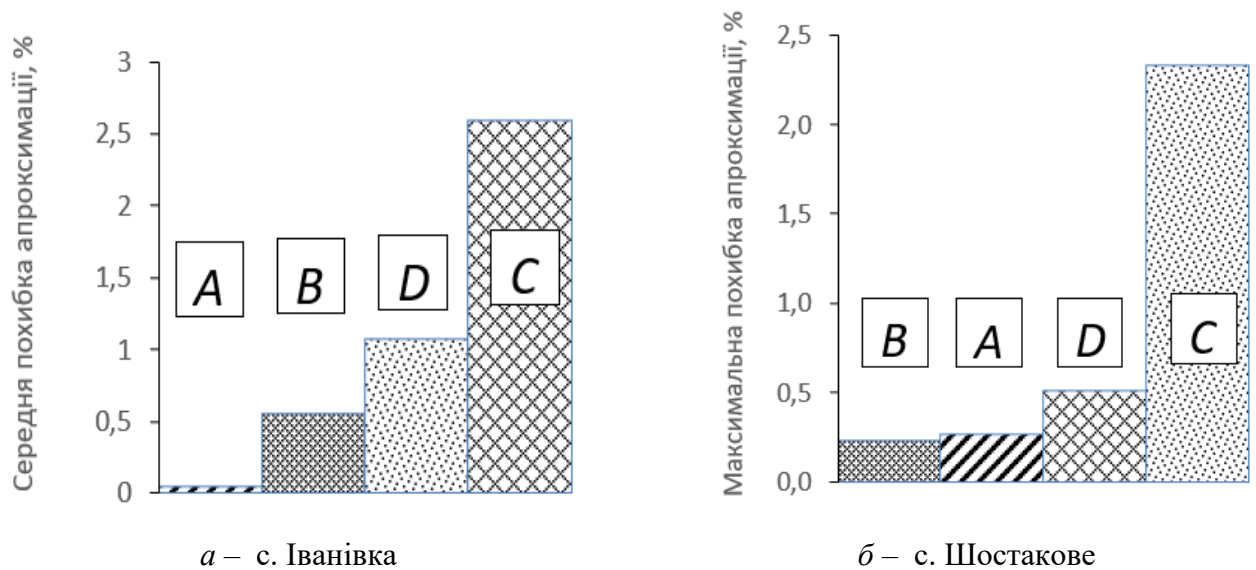
Таблиця 3.17

Підсумкові результати точності визначення

Спосіб	$R^2$	$\bar{A}, \%$	$\bar{A}_{max}, \%$
МЦ “Іванівка”			
Ступеневий (потужність)	$\approx 1$	0,05	0,07
Ступеневий (РВГ)	0,997	0,55	0,86
Перерахунок градацій	0,988	1,07	2,28
J&M	0,936	2,60	4,54
МЦ “Іванівка” + “ПАВЕС”			
Ступеневий (потужність)	0,992	1,34	2,14
Ступеневий (РВГ)	0,961	2,99	4,93
Перерахунок градацій	0,938	4,19	4,75
J&M	0,658	7,84	18,1
МЦ “Шостакове”			
Ступеневий (потужність)	$\approx 1$	0,27	0,41
Ступеневий (РВГ)	$\approx 1$	0,23	0,55
J&M	0,999	0,51	0,88
Перерахунок градацій	0,969	2,33	3,84

При цьому, розширення меж діапазону висот дослідження шляхом залучення даних з ПАВЕС показало, що похибка визначення річного виробітку ВЕУ за ступеневою залежністю виробітку (потужності) ВЕУ є приблизно у два рази меншою похибки за ступеневою залежністю РВГ, а найбільша серед

розглянутих способів похибка визначення параметрів РВГ за способом J&M показала неприпустимість його застосування для моделювання вітрового потенціалу прибережних районів Північного Причорномор'я. При цьому слід зазначити виявлену залежність точності досліджених способів від параметрів конкретного розподілу швидкостей вітру.



де, *A* – ступенева залежність річного виробітку (середньої потужності) ; *B* – ступенева залежність параметрів РВГ ; *C* – метод *Justus & Mikhail*; *D* – перерахунок градацій швидкостей вітру

Рисунок 3.6 Оцінка способів за результатами визначення вітрового потенціалу на заданій висоті

Результати складеного рейтингу наглядно показують, що для визначення середньої потужності ВЕУ на довільній висоті осі розташування ВК за вперше розробленою статичною параметричною моделлю функціонування ВЕУ, раціонально застосувати саме спосіб перерахунку за ступеневою залежністю середнього виробітку, як одного з найточніших з представлених способів. Слід зазначити, що обраний спосіб не позбавлений недоліків. Наприклад, за результатами обчислення середньої потужності (річного виробітку) ускладнене визначення параметрів РВГ на висоті розташування осі ВК.

Проведемо оцінку адекватності застосування інших емпіричних залежностей, що розглядаються в рамках даного дослідження.

За відомих значень параметрів середньої швидкості вітру  $\bar{v}$  та параметру форми РВГ  $c$  (таблиця 3.1), за формулами (3.7) та (3.8) визначимо значення параметрів масштабу РВГ  $b$  та оцінимо їх абсолютні відхилення відносно відомих значень (таблиці 3.18, 3.19), а також на підставі результатів визначення річного виробітку електроенергії ВЕУ (таблиця 3.20).

Таблиця 3.18

### Оцінка точності загальновідомих емпіричних залежностей

Середня швидкість вітру $\bar{v}$	Параметр масштабу $b_f$ (фактичний)	Параметр масштабу $b_B$ за (3.8)	Параметр масштабу $b_C$ за (3.9)	$(b_B - b_f)/b_f$ , %	$(b_C - b_f)/b_f$ , %
Міц "Іванівка"					
6,5	7,24	7,34	7,15	1,36	-1,24
7	7,92	7,90	7,70	-0,21	-2,78
7,4	8,31	8,35	8,14	0,54	-2,05
Міц "Шостакове"					
6,1	6,85	6,89	6,71	0,54	-2,05
6,7	7,66	7,56	7,37	-1,25	-3,79
7,1	8,09	8,02	7,81	-0,92	-3,46

Результати таблиці 3.18 наглядно показують, що для умов Північного Причорномор'я України варто обирати співвідношення  $b/\bar{v} = 1,129$ , оскільки співвідношення  $b/\bar{v} = 1,1$  призводить до заниження значення параметру масштабу  $b$  на 2 – 3%.

За таблицею 3.1 дослідимо, також, доцільність застосування емпіричних залежностей (3.11) – (3.12) для моделювання ВПВП умов Північного Причорномор'я на висотах 50 – 100 м. У таблиці 3.19 представлені результати визначення параметру масштабу РВГ  $b_0$  за відомих значень  $b_a$  на різних висотах вимірювання за  $m_v = 0,143$ . Результати таблиці 3.19 показують, що максимальна похибка визначення параметру масштабу РВГ за  $m_b = 0,143$  для умов Північного Причорномор'я не перевищує 7%. Але проведене моделювання річного виробітку

ВЕУ показало, за фактичних значень параметру форми  $c$ , застосування ступеневого показнику  $m_b = 0,143$  призводить до середньої відносної похибки обчислення біля 5% для с. Іванівка, та біля 10 % для с. Шостакове, при відносних максимальних похибках 9% та 18% відповідно. Отже, проведене дослідження показало, що 1% похибки визначення параметру масштабу РВГ призводить до виникнення похибки визначення річного виробітку ВЕУ у 2 – 2,5 рази, отже виявлена надзвичайна чутливість продуктивності ВЕУ до значення даного параметру.

Таблиця 3.19

### Співставлення результатів моделювання параметрів масштабу РВГ

$$m_V = 0,143$$

Висота вимірювання $h$ , м	Параметр масштабу РВГ $b$						
	Факт	50 м		80 м		100 м	
	$b_f$	$b'$	$(b' - b_f) / b_f$ , %	$b'$	$(b' - b_f) / b_f$ , %	$b'$	$(b' - b_f) / b_f$ , %
МіЦ "Іванівка"							
50	7,24	–	–	7,405	2,3	7,526	3,9
80	7,92	7,743	–2,2	–	–	8,049	1,6
100	8,31	7,994	–3,8	8,177	–1,6	–	–
МіЦ "Шостакове"							
50	6,85	–	–	7,162	4,6	7,327	7,0
80	7,66	7,326	–4,4	–	–	7,836	2,3
100	8,09	7,564	–6,5	7,908	–2,2	–	–

Отримана пропорційність підтверджується і результатами визначення річного виробітку за даними таблиці 3.18, адже при середній відносній похибці визначення параметру масштабу  $b$  у 0,6 % (за співвідношенням  $b/\bar{v} = 1,129$ ), похибка прогнозування річного виробітку ВЕУ склала 1,6 %, та, відповідно, 2,0 % річного виробітку при похибці визначення  $b$  у 0,9 %. Відповідно виникає питання визначення чутливості річного виробітку ВЕУ до параметру форми  $c$  РВГ. Аналогічно проведеному раніше алгоритму, визначимо річний виробіток ВЕУ на певній висоті за фактичним значенням параметру форми  $c$  інших висот (таблиця 3.20). У розрахунках застосуємо фактичні значення параметру масштабу  $b$  згідно

таблиці 3.1.

Таблиця 3.20

**Результати моделювання за сталого значення параметру форми РВГ**

Висота, м	Річний виробіток $Q$ , МВт·год						
	Факт	на підставі 50 м		на підставі 80 м		на підставі 100 м	
	$Q_f$	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f$ , %	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f$ , %	$Q'$	$(Q' - Q_f) / Q_f$ , %
Іванівка							
50	6 661	–	–	6 665	0,06	6 683	0,33
80	8 128	8 122	-0,07	–	–	8 123	-0,06
100	8 925	8 934	0,10	8 933	0,09	–	–
Шостакове							
50	5 810	–	–	5 735	-1,29	5 732	-1,34
80	7 540	7 566	0,34	–	–	7 539	-0,01
100	8 486	8 480	-0,07	8 486	0,0	–	–

Згідно таблиці 3.20 видно, що відносна максимальна похибка визначення річного виробітку ВЕУ склала 1,34%. Отже, в цілому 10 % похибка визначення параметру форми  $c$  призводить до відхилення річного виробітку FL 2500–100 менш ніж на 2 %. Таким чином, підтверджується можливість використання єдиного параметру форми  $c$  для всі висот у діапазоні 50 – 100 м для моделювання ВПВП Північного Причорномор'я. Це дає можливість розробити удосконалений спосіб визначення параметрів РВГ шляхом визначення параметру масштабу  $b$  за річним прогнозним виробітком ВЕУ та виявленою залежністю параметру масштабу  $c$  РВГ, або навіть, за єдиним відомим значенням параметру масштабу  $c$ . Даний спосіб дозволяє визначити такі параметри РВГ, за якими похибка обчислення річного виробітку ВЕУ визначатиметься лише точністю апроксимації ступеневої залежності потужності (виробітку).

### 3.4 Висновки до розділу 3

1. Вперше узагальнено та досліджено відомі способи моделювання ВПВП, що дозволяє визначити параметри розподілу швидкостей вітру на висоті осі ВК

ВЕУ. В роботі проаналізовані основні форми представлення параметрів вітрового потенціалу, а також відомі емпіричні залежності.

2. Проведений аналіз результатів синхронних висотних вимірювань вітрових потоків Північного Причорномор'я на двох площадках Миколаївської області показав особливість зміни параметру форми розподілу швидкостей вітру на прибережній території, що потребує додаткового дослідження. Дослідження форми вертикальної зміни параметру масштабу розподілу швидкостей вітру не виявило суттєвих відмінностей обох площадок спостереження. При цьому вертикальний профіль параметру масштабу розподілу швидкостей вітру добре описується ступеневою функцією зі ступеневим показником меншим приблизно у 1,1 рази за відповідний ступеневий показник вертикального профілю середньої швидкості вітру.

3. За результатами синхронних висотних вимірювань вітрових потоків Північного Причорномор'я проведено оцінку точності досліджених способів за критеріями точності визначення параметрів вітрового потенціалу на заданій висоті, так і за точністю прогнозування річного виробітку дослідженої ВЕУ.

4. Виявлено залежність точності розглянутих способів від параметрів конкретного розподілу швидкостей вітру. Виявлено, що похибка прогнозування річного виробітку електроенергії ВЕУ будь-яким з досліджених способів у діапазоні висот 50 – 100 м не перевищує 5 %, а найкращу точність прогнозування виявлено у способу за ступеневою залежністю середньої потужності генерації (річного виробітку) ВЕУ.

5. За результатами моделювання річного виробітку ВЕУ за різних відомих значень похибки визначення параметрів РВГ виявлена надзвичайна чутливість продуктивності ВЕУ до параметру масштабу РВГ, при цьому відхилення параметру форми РВГ у діапазоні висот 50 – 100 м не надають суттєвого впливу об'єм прогнозованого виробітку ВЕУ.

## **РОЗДІЛ 4 АПРОБАЦІЯ ТА ПРАКТИЧНЕ ВИКОРИСТАННЯ МАТЕМАТИЧНОЇ МОДЕЛІ РЕЖИМІВ РОБОТИ ВІТРОТУРБІН**

### **4.1 Апробація результатів моделювання річного виробітку електричної енергії ВЕУ за фактичними показниками роботи ВЕС України**

Важливим завданням є розробка ММ, яка дозволяє на стадії вибору місця будівництва промислової ВЕС визначити оптимальні параметри ВЕУ, що гарантують отримання максимального виробітку електроенергії.

Достовірність і допустимість прийнятих ідеалізацій при розробці будь-якої моделі реальної системи може бути перевірена і оцінена лише за допомогою зіставлення результатів теоретичних досліджень з експериментальними даними. Промислова експлуатація перших ВЕС в вітрових умовах України дала багатий фактичний матеріал. Зіставляючи результати теоретичних досліджень і фактичні дані експлуатації, перевіримо адекватність розробленої статичної параметричної моделі функціонування ВЕУ.

На сьогоднішній день в Україні експлуатуються ВЕУ провідних світових виробників номінальною потужністю від 2,5 МВт до 4,8 МВт. Переважна більшість з них розташована в районі Північного Причорномор'я України та Карпатському регіоні.

Для підтвердження достовірності розробленої статичної параметричної моделі функціонування ВЕУ скористаємося результатами експлуатації промислових ВП України у порівняльному дослідженні.

В якості початкових даних вітрового потенціалу Північного Причорномор'я України використані результати проведених сертифікованих синхронних висотних вимірювань біля м. Іванівка, результати яких були опубліковані у Розділі 3.

В зіставному аналізі використані фактичні об'єми річного виробітку

електроенергії 9-ти ВЕУ мультимегаватного класу різного типорозміру. Алгоритм розрахунку річних виробітків представлений на рисунку 4.1.

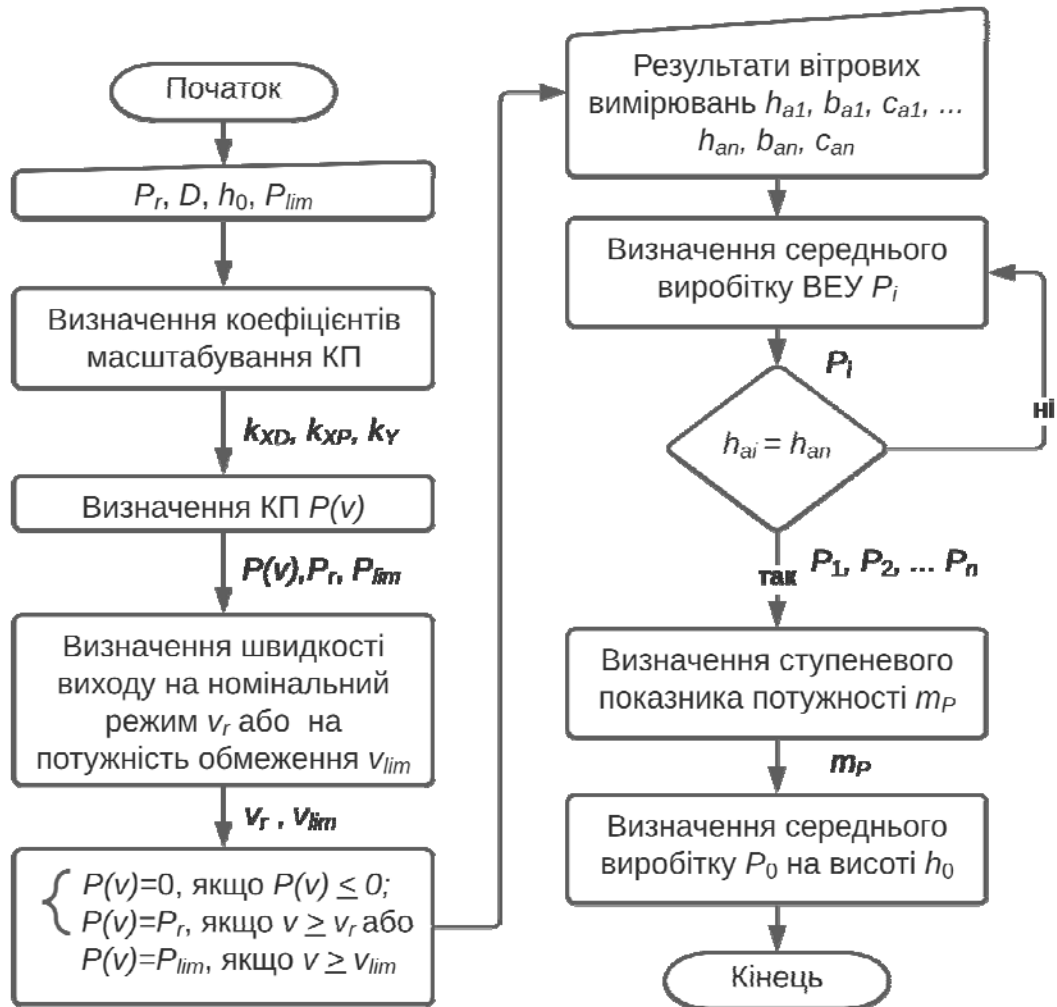


Рисунок 4.1 Алгоритм визначення річного виробітку ВЕУ

Згідно алгоритму, розрахунок річного виробітку проводиться на підставі основних технічних параметрів ВЕУ (номінальної потужності генератора  $P_r$ , діаметру ВК  $D$  та осі його розташування  $h_0$ ), наявного обмеження потужності генерації  $P_{lim}$  та параметрів вітрового потенціалу у вигляді параметрів форми та масштабу РВГ як мінімум на трьох висотах вимірювання.

На першому етапі моделювання параметрами  $P_r$  та  $D$  визначається КП ВЕУ та, за необхідності, коригується відповідно накладеного обмеження  $P_{lim}$ . Далі, за отриманою КП визначаються річні виробітки електроенергії на висотах



проведених вимірювань за якими визначається ступеневий показник середньої потужності  $m_P$ . За визначеним показником  $m_P$  обчислюється середня потужність на  $\bar{P}_0$  й, відповідно, річний виробіток ВЕУ  $Q_0$  на висоті осі ВК  $h_0$ .

В якості прикладу обчислимо річний виробіток ВЕУ V112 виробництва Vestas з параметрами ( $P_r = 3,075$  МВт;  $D = 112$  м;  $h_0 = 94$  м). Параметри вітрового потенціалу взяті з таблиці 3.1 розділу 3.

1) За значеннями параметрів  $P_r$  та  $D$  за формулами (2.5) – (2.7) визначаємо коефіцієнти масштабування КП:  $k_{XD} = 1,0791$ ;  $k_{XP} = 0,8745$ ;  $k_Y = 1,4962$ ; відповідно яких визначаємо КП з номінальною швидкістю вітру  $v_r = 12,0$  м/с.

2) За отриманою КП та даними таблиці 3.1 визначаємо умовні потужності генерації ВЕУ на висотах 50; 80 та 100 м ( $\bar{P}_1 = 967$  кВт;  $\bar{P}_2 = 1174$  та  $\bar{P}_3 = 1286$  кВт відповідно), за якими обчислюємо ступеневий показник потужності  $m_P = 0,4115$ . Ступеневий показник параметру форми РВГ приймаємо  $m_c = -0,0280$ .

3) За відомих значень ступеневого показнику  $m_P$  визначаємо середню потужність генерації на висоті  $h_0 = 94$  м за даними середньої потужності на найближчій до висоти осі ВК висоті 100 м:

$$\bar{P}_0 = 1286 \left( \frac{94}{100} \right)^{0,4115} = 1253,7 \text{ кВт.}$$

Річний виробіток, відповідно, складає

$$Q_0 = \frac{1253,7 \cdot 8760}{1000} = 10\,982 \text{ МВт}\cdot\text{год.}$$

ВЕУ V112 укомплектована Ботієвська ВЕС, яка розташована у Запорізькій області. Зіставимо результати теоретичного розрахунку з фактичними результатами роботи даної ВЕС.

При проведенні порівняльного аналізу виникли майже непереборні труднощі – відсутність в вітроенергетичній літературі кількісних показників роботи перших промислових ВЕС України. Єдиним доступним джерелом даних, окрім об'єктів ТОВ "УК "ВПУ", виявився сайт Міненерговугілля [87], який з 2016 року публікував звіти щодо щорічного виробництва електроенергії

енергокомпаніями і електростанціями України. На жаль, з 2019 року дана інформація стала недоступною.

У таблиці 4.1 представлені результати зіставлення експлуатаційних річних виробітків ВЕУ V112 Ботієвської ВЕС  $Q_E$  з результатами моделювання  $Q_M$ . Зіставлення проведено за скоригованими за коефіцієнтом технічного використання (КТВ) фактичними показниками експлуатації  $Q'_E$ . Оскільки у відкритих даних опубліковано коефіцієнт технічного використання (КТВ) Ботієвської ВЕУ лише для 2019 року [88], для інших років прийнято його значення, близьке до проектного КТВ = 0,95.

Таблиця 4.1

#### Зіставлення річних виробітків ВЕУ V112 Ботієвської ВЕС

Рік	$Q_E$ , МВт·год	КТВ, у.о.	$Q'_E$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}, \%$
2014	10 023	0,950	10 551	10 982	4,1
2015	9 830	0,950	10 347	10 982	6,1
2016	9 434	0,950	9 931	10 982	10,6
2017	9 833	0,950	10 351	10 982	6,1
2018	10 339	0,980	10 550	10 982	4,1
2019	9 338	0,980	9 529	10 982	15,3
СЕР. ЗНАЧ.	<b>9 800</b>	<b>0,960</b>	<b>10 210</b>	<b>10 982</b>	<b>7,7</b>

Орловська ВЕС, що примикає до Ботієвської ВЕС на березі Азовського моря в Запорізькій області і складається з 26-ти ВЕУ V126 3,8 ( $P_r = 3,8$  МВт;  $D = 126$  м;  $h_0 = 112$  м), була введена в експлуатацію в листопаді 2019 року. Згідно даних сайту [88], компанія прогнозує річний виробіток даної ВЕС (таблиця 4.2) біля 380 млн. кВт·год, що у перерахунку на одну ВЕУ складає 14 615 МВт·год.

Проведене зіставлення показало перевищення прогнозного виробітку компанії на 3,6% за обчислений за пропонованою моделлю виробіток, і це не враховуючи простоїв з різних причин. При мінімально гарантованому виробником КТВ = 0,95 [89], перевищення прогнозного виробітку виявляється більш ніж на 8% модельного значення.

Таблиця 4.2

## Зіставлення річних виробітків ВЕУ V126 Орловської ВЕС

Рік	$Q_E$ , МВт·год	КТВ, у.о.	$Q'_E$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}, \%$
2020	14 615	0,950	15 384	14 089	-8,4

Слід зазначити, що даний випадок перевищення є майже єдиним з множини зіставлень, проведених в рамках даного дослідження. Отже, прогнозний план виробітку у 380 млн. кВт·год для ВЕУ Орловської ВЕС є занадто оптимістичним і малоімовірний для виконання. Таким чином, запропонована модель режимів роботи ВЕУ дозволяє перевіряти достовірність реалізації заявлених планових виробітків ВЕУ заданого типорозміру в конкретних вітрових умовах.

Далі зіставимо показники роботи схожої ВЕУ V112, але з висотою розташування осі ВК  $h_0 = 119$  м, яка експлуатується у складі ВП Віндкрафт – Україна Херсонської області (таблиця 4.3). За невідомого значення КТВ знову скористаємося проектним його значенням  $КТВ = 0,95$ .

Подальший розвиток вітроенергетичної справи групи "Віндкрафт" призвів до будівництва у Херсонській області Новотроїцької ВЕС, оснащеної ВЕУ V126 ( $P_r = 3,65$  МВт;  $D = 126$  м;  $h_0 = 117$  м), а також ВЕУ V136 ( $P_r = 3,65$  МВт;  $D = 136$  м;  $h_0 = 120$  м), якою також укомплектована побудована компанією Овер'янівська ВЕС.

Таблиця 4.3

## Зіставлення річних виробітків ВЕУ Vestas V112 ВП Віндкрафт – Україна

Рік	$Q_E$ , МВт·год	КТВ, у.о.	$Q'_E$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}, \%$
2015	11 314	0,950	11 909	12 101	1,6
2016	11 055	0,950	11 637	12 101	4,0
2017	11 258	0,950	11 851	12 101	2,1
2018	11 190	0,950	11 779	12 101	2,7
СЕР. ЗНАЧ.	<b>11 204</b>	<b>0,950</b>	<b>11 794</b>	<b>12 101</b>	<b>2,6</b>

В таблицях 4.4 – 4.5 представлені результати зіставлення річного виробітку

Новотроїцької та Овер'янівської ВЕС.

Таблиця 4.4

**Зіставлення річних виробітків ВЕУ Vestas V126 Новотроїцької ВЕС**

Рік	$Q_E$ , МВт·год	КТВ, у.о.	$Q'_E$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}, \%$
2018	12 044	0,950	12 678	14 047	10,8

Таблиця 4.5

**Зіставлення річних виробітків ВЕУ Vestas V136 Новотроїцької та Овер'янівської ВЕС**

Рік	$Q_E$ , МВт·год	КТВ, у.о.	$Q'_E$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}, \%$
Новотроїцька ВЕС					
2018	13 121	0,913	14 371	15 751	9,6
2019	13 241	0,977	13 553	15 751	16,2
2020	13 135	0,982	13 376	15 751	17,8
СЕР. ЗНАЧ.	<b>13 166</b>	<b>0,957</b>	<b>13 767</b>	<b>15 751</b>	<b>14,5</b>
Овер'янівська ВЕС					
2019	13 121	0,977	13 430	15 751	17,3
2020	13 800	0,982	14 053	15 751	12,1
СЕР. ЗНАЧ.	<b>13 461</b>	<b>0,980</b>	<b>13 741</b>	<b>15 751</b>	<b>14,7</b>

Слід зазначити, що отримані результати зіставного аналізу в першу чергу залежать від надійності застосованих даних щодо річного виробітку та КТВ, які, на жаль, не гарантується. Крім того, достатньо точно визначення КТВ потребує доволі складної та уважної роботи з підрахуванням часу простою ВЕУ і залежить від професійної якості персоналу ВЕС.

У 2012 році ВП "Очаківський" вслід за ВП "Новоазовський" вводить в експлуатацію ДВП та ТВП, які оснащені ВЕУ Fuhrlander FL 2500–100 [27] (основні параметри див. у Додатку Б). Поступово створювалися нові вітропарки, а номінальна потужність встановлюваних ВЕУ постійно зростала. Освоювались нові ВЕУ WTU виробництва та збірки ТОВ "Фурлендер Віндтехнолоджі" (м. Краматорськ) потужністю 3 та 3,2 МВт. У 2019 – 2020 рр. будується та вводиться



фактичними даними річного виробітку ВЕС згідно показань автоматизованої системи комерційного обліку, а також КТВ згідно об'ємів втраченого виробітку через простої ВЕУ, обчислених та перевірених диспетчерською службою ВП "Очаківський".

Таблиця 4.6

### Зіставлення річних виробітків ВЕУ FL 2500 ДВП за КТВ

Рік	$Q_E$ , МВт·год	КТВ, у.о.	$Q'_E$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}, \%$
2013	7 828	0,959	8 163	9 163	12,3
2014	7 316	0,890	8 220	9 163	11,5
2015	7 275	0,961	7 570	9 163	21,0
2016	7 696	0,941	8 179	9 163	12,0
2017	7 900	0,921	8 578	9 163	6,8
2018	7 455	0,952	7 831	9 163	17,0
2019	7 293	0,948	7 693	9 163	19,1
2020	6 598	0,852	7 744	9 163	18,3
СЕР. ЗНАЧ	<b>7 420</b>	<b>0,928</b>	<b>7 997</b>	<b>9 163</b>	<b>14,8</b>

Дані таблиці 4.6 вказують на суттєве завищення результатів моделювання порівняно з експлуатаційними. Справа в тому, що з самого початку експлуатації потужність ДВП обмежувалось згідно пропускнуї здатності розподільчих мереж. При цьому, КТВ ДВП обчислювалось за фактичним часом простою обладнання, тобто втрати від обмеження потужності генерації не враховувались, що призвело до заниження значень експлуатаційного виробітку  $Q'_E$ . Цілком ймовірно, що таке зауваження справедливо для всіх вітропарків України. Більш точне визначення показника  $Q'_E$  можливе лише з урахуванням всіх факторів, що впливають на виробіток електроенергії ВЕС, що представляється заскладною задачею.

Зіставлення експлуатаційних показників роботи ДВП з урахуванням кількісного об'єму втраченого виробітку у кВт·год, що містить, в тому числі, й втрати від накладеного обмеження, представлені у таблиці 4.7. Нажаль, і ці показники втрат виробітку також являються досить приблизними і не враховують, наприклад, втрати від простою до 20 хвилин, зниження ефективності роботи ВЕУ через її незадовільний технічний стан, і т.п.

Таблиця 4.7

## Зіставлення річних виробітків ВЕУ FL 2500 ДВП за кількісними втратами

Рік	$Q'_E$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}, \%$
2013	8 155	9 163	12,4
2014	8 273	9 163	10,8
2015	9 889	9 163	-7,3
2016	8 912	9 163	2,8
2017	8 852	9 163	3,5
2018	8 198	9 163	11,8
2019	7 798	9 163	17,5
2020	8 016	9 163	14,3
СЕР. ЗНАЧ	<b>8 512</b>	<b>9 163</b>	<b>8,2</b>

Результати таблиці 4.7 наглядно показують суттєве зменшення різниці між теоретичними експлуатаційними показниками  $Q'_E$  та результатами моделювання  $Q_M$ , а для 2015 року характерне навіть перевищення  $Q'_E$  порівняно з  $Q_M$ . Це пояснюється введенням до складу ДВП у 2015 році чотирьох ВЕУ WTU 2.5, під час пуско-налагоджувальних робіт яких проводилась генерація електроенергії при фактично за діючих 10-ти ВЕУ.

Аналогічним чином, з урахуванням кількісних показників втрати електроенергії  $Q_{los}$ , проведено співставлення результатів експлуатації ТВП (таблиця 4.8).

Таблиця 4.8

## Зіставлення річних виробітків ТВП

Рік	$Q_E$ , МВт·год	$Q_{los}$ , МВт·год	$Q'_E$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}, \%$
2013	7896	372	8 268	9 163	10,8
2014	7289	788	8 077	9 163	13,4
2015	8185	1 040	9 225	9 163	-0,7
2016	7454	1 085	8 539	9 163	7,3
2017	8032	905	8 938	9 163	2,5
2018	7055	811	7 866	9 163	16,5
2019	7447	349	7 796	9 163	17,5
2020	7199	661	7 860	9 163	16,6
СЕР. ЗНАЧ	7570	<b>751</b>	<b>8 321</b>	<b>9 163</b>	<b>10,5</b>

Таблиці 4.7 – 4.8 показують схожі для ДВП та ТВП (біля 10%) середні відхилення теоретичних експлуатаційних показників  $Q'_E$  та результатів  $Q_M$  за 8 років їх експлуатації, а також період 2015 – 2017 рр., який характеризується найменшими відносними відхиленнями, що опосередковано підтверджують надійність застосованих експлуатаційних даних.

У 2017 році, поруч з ДВП вводяться в експлуатацію 6-та черга ДВП ВП Причорноморський, а трохи пізніше – 4-5 черги ДВП ВП Благодатний, оснащені ВЕУ WTU 2.5 з аналогічними FL 2500–100 технічними характеристиками. Зіставлення експлуатаційних даних ВЕС з результатами моделювання представлені у таблицях 4.9 – 4.10.

Таблиця 4.9

#### Зіставлення річних виробітків 6 черги ДВП ВП Причорноморський

Рік	$Q_E$ , МВт·год	$Q_{los}$ , МВт·год	$Q'_E$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}, \%$
2017	8 564	331	8 895	9 163	3,0
2018	7 843	183	8 026	9 163	14,2
2019	7 613	148	7 761	9 163	18,1
2020	7 860	129	7 989	9 163	14,7
СЕР. ЗНАЧ	7 570	<b>285</b>	<b>8 321</b>	<b>9 163</b>	<b>12,5</b>

Таблиця 4.10

#### Зіставлення річних виробітків 4-5 черги ДВП ВП Благодатний

Рік	$Q_E$ , МВт·год	$Q_{los}$ , МВт·год	$Q'_E$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}, \%$
2018	8 155	303	8 458	9 163	8,3
2019	7 780	275	8 056	9 163	13,7
2020	7 996	277	8 273	9 163	10,8
СЕР. ЗНАЧ	7 570	<b>285</b>	<b>8 321</b>	<b>9 163</b>	<b>10,9</b>

Дані абсолютних відносних відхилень таблиць 4.9 – 4.10 в цілому корелюють з результатами зіставлень ДВП та ТВП, згідно яких період 2015 – 2017 рр. виявився найбільш продуктивним, а 2019 рік характеризується найнижчими експлуатаційними показниками для всіх розглянутих ВЕС (таблиці 4.7 – 4.10).



Таким чином, на результати зіставлень суттєво впливають річні коливання вітрового потенціалу. На рисунку 4.3 представлена динаміка об'ємів річного теоретичного виробітку ВЕУ вищерозглянутих ВЕС.

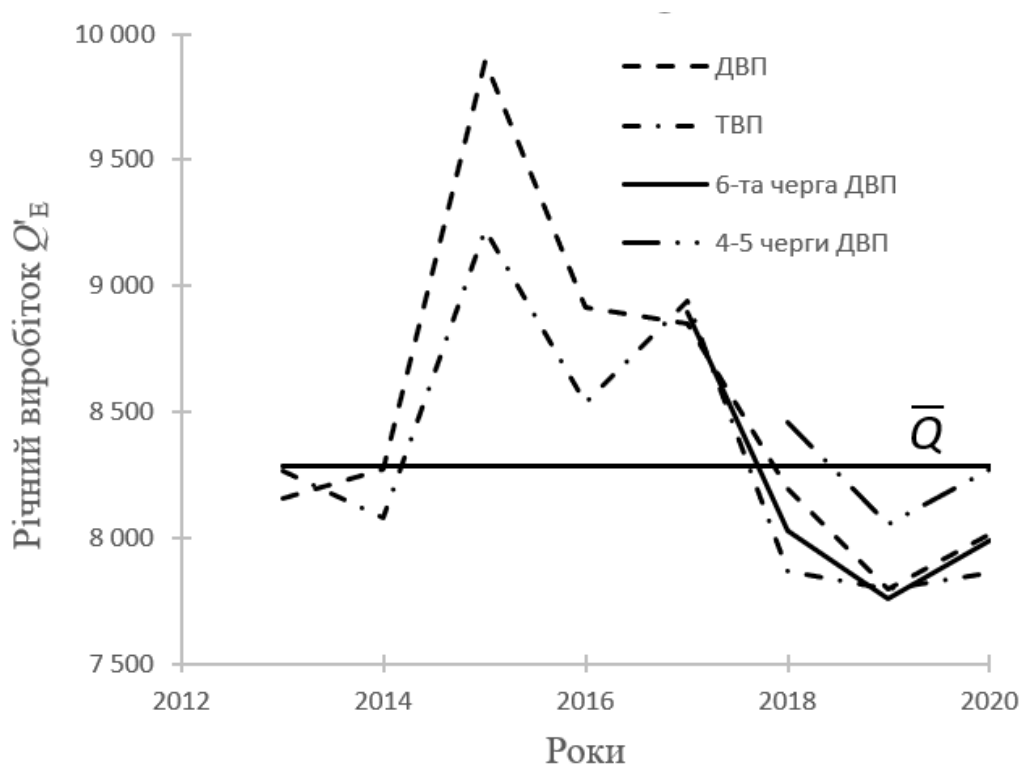


Рисунок 4.3 Динаміка річного виробітку ВЕУ FL 2500–100

З рисунка 4.3 видно суттєве перевищення річного виробітку ДВП над показниками ТВП у 2015 році, що й було виявлено відповідно проведеного зіставлення за результатами моделювання. Проведений статистичний аналіз, не враховуючи дані ДВП за 2015 рік, показав стандартне відхилення  $\mu = 433$  кВт відносно середнього річного виробітку  $\bar{Q} = 8283$  кВт, тобто 5,2 % (рисунок 4.4). Тобто, умовно допустивши, що розподіл відхилень при більшій кількості спостережень буде наближатись до нормального, слід очікувати на відхилення річного виробітку майже  $\pm 11\%$  у 95,4% випадків. Тобто за сталих параметрів вітрового розподілу, точність розрахунків за пропонованою ММ ВЕУ не може бути вищою за вищевказаний діапазон невизначеності.

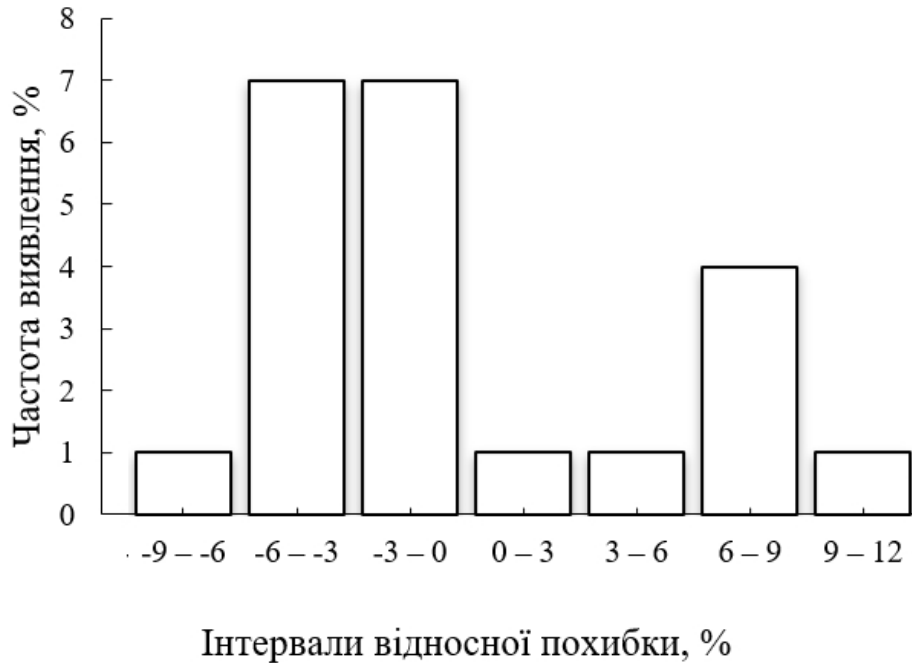


Рисунок 4.4 Гістограма відносних відхилень річного виробітку ВЕУ FL 2500–100

Перейдемо до зіставного аналізу ВЕУ WTU 3.0, що працюють у складі 2-3 черг ТВП ВП Причорноморський. Особливістю даного об'єкту являється його змішаний склад – дві ВЕУ WTU 3.0 та одна WTU 2.5, які видають потужність на єдину точку комерційного обліку, тобто фактично неможливо відокремити "чистий" об'єм виробітку ВЕУ кожної моделі. Тому обмежимося зіставленням їх сукупного річного виробітку (таблиця 4.11).

Таблиця 4.11

#### Зіставлення річних виробітків 2-3 черги ТВП ВП Причорноморський

Рік	$Q_E$ , МВт·год	$Q_{los}$ , МВт·год	$Q'_E$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}, \%$
2018*	7 771	1 290	9 061	9 091	0,3
2019	26 331	1 904	28 236	33 411	18,3
2020	25 605	2 795	28 399	33 411	17,6
СЕР. ЗНАЧ	–	–	–	–	<b>12,1</b>

\* – у 2018 році була побудована тільки одна ВЕУ WTU 3.0, яка працювала 9 місяців

Згідно проведеного моделювання, середня потужність генерації електроенергії ВЕУ WTU 3.0 складає  $\bar{P} = 1384$  кВт, відповідно для WTU 2.5

відповідно  $\bar{P} = 1046$  кВт. Отже, сукупний виробіток об'єкту складе:

$$Q = \frac{((2 \cdot 1384) + 1046) \cdot 8760}{1000} = 33\,411 \text{ МВт} \cdot \text{год.}$$

Отримані результати знову свідчать про перебільшення річних виробітків першого року експлуатації через невраховані години роботи ВЕУ у період пуско-налагоджування, що треба враховувати при аналізі ефективності роботи ВЕС.

Далі проведемо зіставлення річних виробітків ВЕУ WTU 3.2, що працює у складі Лиманської ВЕС ВП Причорноморський у кількості три одиниці (таблиця 4.12). Особливість роботи даної ВЕС проявляється у виявленій технічній несправності частотних перетворювачів двох одиниць ВЕУ на другому році експлуатації, через що було введено обмеження їх потужності до 2,2 МВт. Розроблена ММ ВЕУ дозволяє швидко та надійно скоригувати КП ВЕУ відповідно величини накладеного обмеження.

Таблиця 4.12

#### Зіставлення річних виробітків Лиманської ВЕС ВП Причорноморський

Рік	$Q_E$ , МВт·год	$Q_{los}$ , МВт·год	$Q'_E$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}, \%$
2018*	14 891	1 776	16 667	18 554	11,3
2019	28 422	988	29 410	33 419	13,6
2020	25 740	2 772	28 512	33 419	17,2
СЕР. ЗНАЧ	–	–	–	–	<b>14,1</b>

\* – за 6 місяців експлуатації.

Отже, якщо згідно моделі середня потужність генерації ВЕУ WTU 3.2 без обмеження генерації складає  $\bar{P} = 1412$  кВт, то з обмеженням  $P_{lim} = 2,2$  МВт лише  $\bar{P}' = 1202$  кВт, тобто 85% початкового значення, при цьому максимальна потужність генерації фактично зменшилась на 69%. З огляду на недоречність співставлення ВЕУ однієї моделі, але з фактично різними КП, знову звернемося до показнику сукупного виробітку об'єкту.

Обмеження потужності генерації ВЕУ через технічні причини явно

проявилися в процесі експлуатації ВЕС "Ольвія", особливістю якої являється перевищення сукупної номінальної потужності працюючих ВЕУ пропускної здатності силового трансформатору 154/35 кВ I СШ, через який тимчасово здійснюється видача електроенергії всіх приєднаних ВЕУ. У зв'язку з чим, на працюючі ВЕУ накладено сукупне обмеження 60 МВт відповідно до номінальної потужності трансформатора (наприклад, на всі ВЕУ WTU 3.5 встановлено обмеження 3 МВт). Після закінчення будівництва II СШ з встановленням другого трансформатору потужністю 63 КВА, відповідне обмеження буде знято.

Практично весь у 2020 рік ВЕС "Ольвія" працювала згідно наступної конфігурації (таблиця 4.13):

Таблиця 4.13

**Розподіл обмежень по складових ВЕУ ВЕС "Ольвія"**

<b>ВП</b>	<b>ВЕУ / обмеження МВт</b>			
Очаківський	WTU 3.3 / 2,2	WTU 3.3 / 3,2	WTU 3.5 / 3,0	WTU 4.5 / 4,5
Причорноморський	WTU 3.3 / 2,0	WTU 3.5 / 3,0	WTU 3.3 / 3,2	WTU 4.8 / 4,5
Благодатний	WTU 4.5 / 4,5	WTU 4.8 / 4,5	–	–
Південний	WTU 3.5 / 3,0	WTU 3.5 / 2,0	–	–
Щасливий	WTU 3.5 / 3,0	–	–	–

Враховуючи практичну неможливість відокремити річні генерації кожної складової ВЕУ, проведемо зіставну оцінку результатів експлуатації по вітропаркам (таблиця 4.14). У дослідженні не проводилась оцінка ВП Швидкий через замалий час експлуатації. Обмеження потужності генерації деяких ВЕУ враховувались диспетчерською службою вітропарку, через що знову застосуємо КТВ для обчислення теоретичного виробітку ВП.

Середня різниця між теоретичним експлуатаційним виробітком та результатами моделювання у 21% являється досить великою. Але при цьому слід враховувати, що річні виробітки ДВП та ТВП у 2020 році виявилися нижче середнього значення за 8 років експлуатації через непродуктивний у вітровому

плані рік. Очевидно, таке ствердження справедливо для всіх ВЕС, розташованих у Північному Причорномор'ї України.

Таблиця 4.14

## Зіставлення річних виробітків ВП ВЕС "Ольвія" за 2020 рік

ВП	$Q_E$ , МВт·год	КТВ, у.о.	$Q'_E$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}$ , %
Очаківський	31 211	0,749	41 660	50 486	21,2
Причорноморський	31 815	0,679	46 877	58 308	24,4
Благодатний	22 037	0,934	23 584	27 406	16,2
Південний	34 368	0,628	27 909	34 368	23,1
Щасливий	27 944	0,641	23 296	27 944	20,0
СЕР. ЗНАЧ.	–	–	–	–	<b>21,0</b>

Підсумкові результати порівняльного аналізу приведені у таблиці 4.15.

Таблиця 4.15

## Відносні відхилення результатів моделювання

ВЕУ	ВЕС, ВП	Роки експлуатації							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		$Q_M > Q'_E$ , %							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
FL 2500–100 WTU 2,5	ДВП	12,4	10,8	7,3	2,8	3,5	11,8	17,5	14,3
	ТВП	10,8	13,4	0,7	7,3	2,5	16,5	17,5	16,6
	Причорно– морський		–	–	–	3	14,2	18,1	14,7
	Благодатний		–	–	–	–	8,3	13,7	10,8
WTU 3,0 WTU 2,5	Причорно– морський		–	–	–	–	0,3	18,3	17,6
WTU 3,2			–	–	–	–	11,3	13,6	17,2
WTU 3,3 WTU 3,5 WTU 4,8			–	–	–	–	–	–	24,4
WTU 3,3 WTU 3,5 WTU 4,8	Очаківський	–	–	–	–	–	–	–	21,2
WTU 3,5	Південний								23,1
	Щасливий	–	–	–	–	–	–	–	20
WTU 4,5 WTU 4,8	Благодатний	–	–	–	–	–	–	–	16,2
V112 3,075 94 м	Ботієвська	–	4,1	6,1	10,6	6,1	4,1	15,3	–

Продовження таблиці 4.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
V112 3,075 119 м	Віндкрафт Україна	–	–	1,6	4	2,1	2,7	–	–
V126 3,65	Новотроїцька	–	–	–	–	–	10,8	–	–
V136	Новотроїцька	–	–	–	–	–	9,6	16,2	17,8
	Овер'янівська	–	–	–	–	–	–	17,3	12,1

Результати моделювання річних виробітків  $Q_M$  виявилися в середньому на 11,5% більше фактичних експлуатаційних  $Q_E$  із стандартним відхиленням у 6,5% за умови наближення розподілу до нормального. Шляхом введення відповідного коригування точність прогнозування річного виробітку складе  $\pm 13\%$  у 95,4% випадків, (рисунок 4.5).

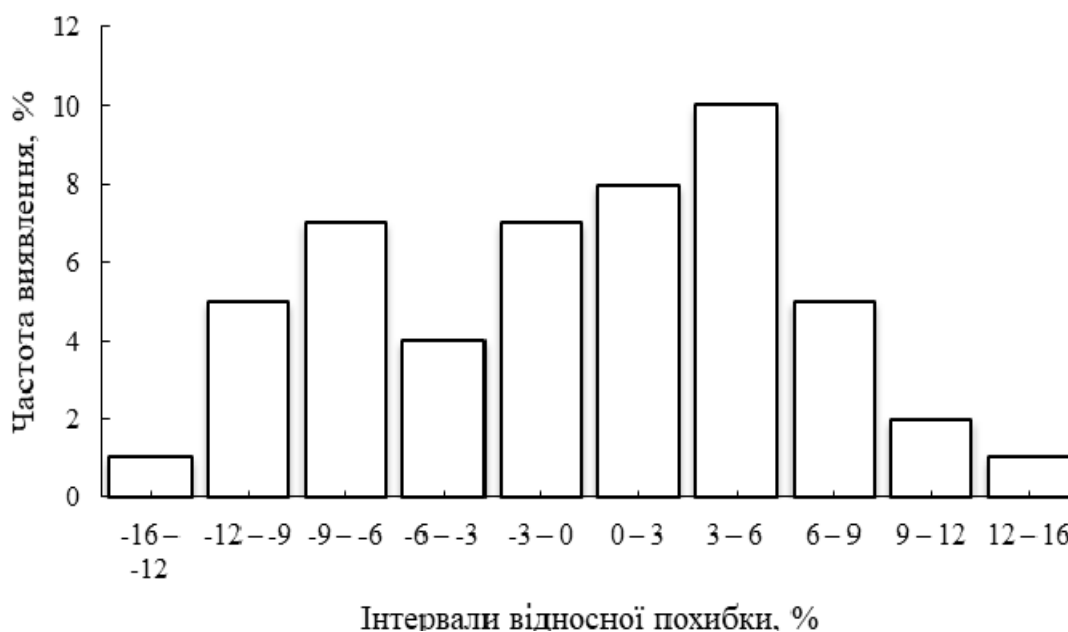


Рисунок 4.5 Гістограма розподілу відносної похибки моделювання річного виробітку

Актуальним постає питання оцінки отриманих похибок моделювання відповідно до загальноприйнятих рекомендацій. Для цього проведемо стислий огляд літератури на відповідну тематику.

В дослідженні [91] середнє перевищення прогнозного річного виробітку ВЕС Швеції (1162 ВЕУ) за період 2006 – 2016 рр. склала 7,1%, при цьому для

ВЕС розташованих на відкритих місцевостях – 9,5%, у лісних зонах відповідно менше – 6,5%. Максимальні похибки прогнозування (перевищення) сягали 30 % у 2008 та 2014 рр., а найкращі результати прогнозування були отримані у 2011 та 2013 роках – середня похибка біля 0% з стандартним відхиленням  $\sigma = 10\%$ .

Згідно звіту компанії Ecosys [92] щодо моделювання прогнозного річного виробітку для трьох площадок у Нідерландах застосовуючи програмні симулятори Wasp та WindPro, отримані похибки прогнозування склали 10,2 – 11,5%.

У довіднику оцінки вітрових ресурсів Азіатського банку розвитку [93] зазначено, що загальними джерелами невизначеності прогнозного річного виробітку становлять: вимірювання швидкості вітру, екстраполяція швидкостей вітру (просторова, вертикальна та часова), криві потужності, турбулентність вітрового потоку, зміни густини повітря, та інші фактори. На розвинутих ринках та регіонах з добре відомими вітровими умовами, загальна невизначеність (вимірюється через середньоквадратичне відхилення як відсоток від середнього річного виробітку) становить близько 12%, а для нових ринків може становити 20–25%.

В роботі [63] рекомендовано дотримуватись невизначеності прогнозу річного виробітку в межах 15%, а в дослідженні [94] з оцінки точності прогнозування виробітку на 9-ти площадках різних країн світу отримані показники невизначеності знаходились в межах від 8,4 до 14,5%. Прогноз виробітку 50-ти ВЕС згідно [95] в середньому перевищив фактичні показники на 6,2% зі стандартним відхиленням 5,3%, при цьому наголошуючи на відповідність отриманих результатів стандартним 10 – 15% невизначеності.

Таким чином, невизначеність у прогнозуванні річного виробітку в межах 12 – 15% будемо вважати загальноприйнятною. Але слід відмітити, що при підготовці проекту будівництва вітрової станції, проектувальники, як правило, використовують спеціалізовані симулятори на кшталт Wasp, WindPRO, Wind Farm, WindSim та інші, враховуючи особливості ландшафту, атмосфери та інші

параметри. При цьому, навіть застосування сучасного програмного забезпечення (ПЗ) не гарантує високу точність прогнозування річного виробітку, наприклад, невизначеність розрахунків за ПЗ WindPRO для грецької ВЕС, що складається з чотирьох ВЕУ Enercon E82 та двох E44 склала 18,6% [96].

Саме через суттєву невизначеність прогнозного річного виробітку, при розробці вітроенергетичних проектів не застосовуються загальноприйняті межі довірчого інтервалу  $\pm 2\sigma$ , і тим паче  $\pm 3\sigma$ , а менш вимогливі щодо точності показники P50, P75, P90 – ймовірність 50%, 75% та 90% що фактичний річний виробіток перевищить значення P50; P75 та P90 відповідно.

Визначаються вищевказані показники згідно властивостей нормального розподілу [97]:

$$P50 = \mu; \quad P75 = \mu - 0,67\sigma; \quad P90 = \mu - 1,28\sigma \quad (4.1)$$

З огляду на вищевказане, отримані результати моделювання річного виробітку ВЕС України виявляються достатньо точними, адже при розрахунках не враховувались ні багаторічна динаміка зміни річного потенціалу Північного Причорномор'я, ні особливості ландшафту конкретної ВЕС. Незаперечна перевага пропонованої моделі полягає у відсутності необхідності застосування спеціалізованого ПЗ, адже всі обчислення можна провести на загальнопоширених пакетах прикладних програм MS Excel, MathCAD та інших.

## **4.2 Апробація результатів моделювання річного виробітку електричної енергії ВЕУ з результатами обчислювальних експериментів**

### **4.2.1 Оцінка точності моделі режимів роботи ВЕУ за результатами теоретичних числових розрахунків**

Проведене зіставне дослідження результатів моделювання річного виробітку електроенергії ВЕУ заданого типорозміру з фактичними



експлуатаційними показниками ВЕС України показало достатню точність визначення річного виробітку. Але, суттєвий вплив множини факторів на фактичні показники виробітку, що не враховуються пропонованою моделлю, не дозволяють більш детально оцінити точність її прогнозування.

Тому звернемося до результатів теоретичних розрахунків річних виробітків 43-х ВЕУ мультимегаватного класу відомих світових виробників на підставі результатів 18-річних вимірювань на репрезентативній метеостанції військового аеродрому, а також вимірювань швидкості вітру та його напрямку на площадці ПАВЕС [98, 99].

На рисунку 4.6 представлено розподіл ймовірності швидкостей вітру на висоті флюгера 31,5 м за результатами вимірювань швидкості вітру на майданчику ПАВЕС вимірювальним комплексом NRG LOGGER Symphonie 9200 (США) за період 26 місяців (з травня 1997 по березень 1999рр. І з серпня до жовтня 2003 р.).

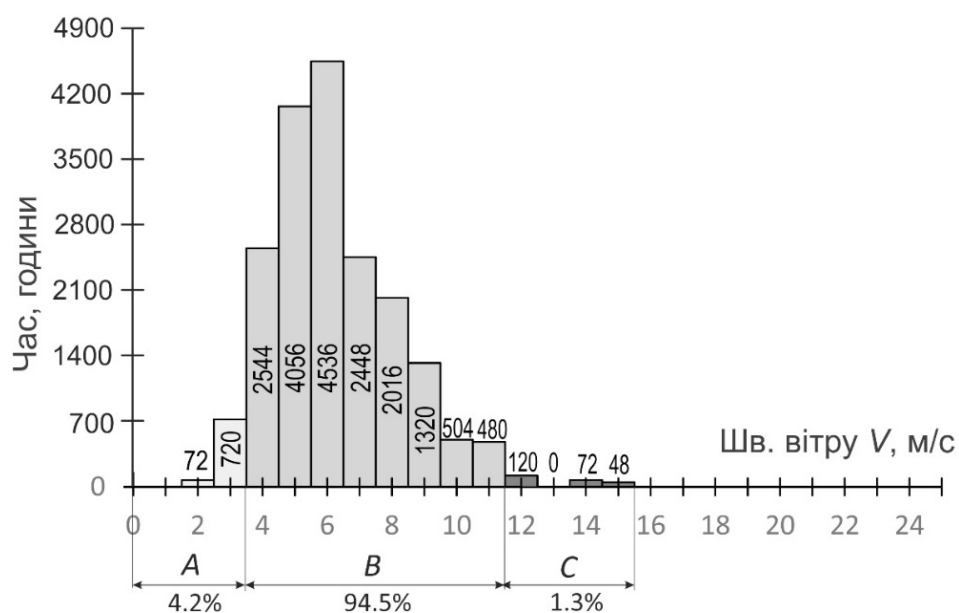


Рисунок 4.6. Розподіл швидкостей вітру на висоті флюгера 31,5 м

Для виконання розрахунків обсягів виробництва електроенергії різними ВЕУ перераховані градації швидкостей вітру з висоти флюгера на висоти осей ВК

досліджуваних ВЕУ. Для перерахунків швидкостей вітру з однієї висоти на іншу використовувалася відома залежність Хеллмана, ступеневий показник якої площадки ПАВЕС складає  $m = 0,227$ .

У таблиці 4.16 представлені основні технічні показники досліджуваних ВЕУ (модель, номінальна потужність  $P$ , діаметр ВК  $D$ , висота розміщення осі ВК  $H$ ) та результати теоретичного розрахунку їх річного виробітку  $Q_T$ .

За пропонованою ММ ВЕУ визначено річні виробітки електроенергії  $Q_M$  та зіставлено з проведеними раніше теоретичними розрахунками. Моделювання проводилось за результатами вітрових вимірювань МЩ "Іванівка" (таблиця 3.1 розділу 3).

Таблиця 4.16

## Зіставлення результатів моделювання річних виробітків 43-х ВЕУ

№ з/п	ВЕУ	$P$ , МВт	$D$ , м	$H$ , м	$Q_T$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}$ , %
1	<b>LTW 70</b>	1,7	70	65	4 167	4 019	-3,55
2	<b>LTW 77</b>	1,5	77	65	4 471	4 582	2,48
3	<b>LTW 77</b>	1,5	77	80	4 792	4 688	-2,17
4	<b>LTW 80</b>	1,5	80	60	4 541	4 360	-3,99
5	<b>LTW 80</b>	1,5	80	80	5 155	4 928	-4,40
6	<b>E66</b>	1,8	70	99	5 295	5 096	-3,76
7	<b>E70</b>	2,3	71	57	4 564	4 259	-6,68
8	<b>E70</b>	2,3	71	100	6 221	5 765	-7,33
9	<b>E70</b>	2,3	71	113	6 491	6 158	-5,13
10	<b>E82</b>	2,0	82	78	6 284	5 842	-7,03
11	<b>E82</b>	2,0	82	100	6 899	6 542	-5,17
12	<b>E82</b>	2,0	82	138	7 819	7 576	-3,11
13	<b>MWT92</b>	2,4	92	70	6 746	6 976	3,41
14	<b>V80</b>	2,0	80	78	5 440	5 656	3,97
15	<b>V80</b>	2,0	80	80	5 599	5 723	2,21
16	<b>V80</b>	2,0	80	100	6 095	6350	4,18
17	<b>V90</b>	1,8	90	80	6 126	6279	2,50
18	<b>V90</b>	1,8	90	95	6 599	6726	1,92
19	<b>V90</b>	1,8	90	105	6 806	7 000	2,85
20	<b>V90</b>	2,0	90	95	6 882	7 133	3,65
21	<b>V90</b>	2,0	90	105	7 171	7 437	3,71
22	<b>V90</b>	2,0	90	125	7 454	7 997	7,28
23	<b>V90</b>	3,0	90	80	7 855	7 550	-3,88

Продовження таблиці 4.16

№ з/п	ВБУ	$P$ , МВт	$D$ , м	$H$ , м	$Q_T$ , МВт·год	$Q_M$ , МВт·год	$\frac{Q_M - Q'_E}{Q'_E}, \%$
24	V90	3,0	90	105	8 497	8 652	1,82
25	V112	3,0	112	84	9 895	10 425	5,36
26	V112	3,0	112	94	10 622	10910	2,71
27	V112	3,0	112	119	11 269	12003	6,51
28	FL2500	2,5	80	65	5 707	5 571	-2,38
29	FL2500	2,5	80	85	6 114	6 383	4,40
30	FL2,5	2,5	90	85	7 297	7 490	2,64
31	FL2,5	2,5	90	100	7 801	8 069	3,44
32	FL2,5	2,5	90	117	8 276	8 670	4,76
33	FL2,5	2,5	90	141	8852	9 444	6,69
34	FL2,5	2,5	90	160	9259	10 008	8,09
35	FL2,5	2,5	100	85	8533	8 568	0,41
36	FL2,5	2,5	100	100	9049	9 163	1,26
37	FL2,5	2,5	100	117	9573	9776	2,12
38	FL2,5	2,5	100	141	10 149	10 559	4,04
39	FL2,5	2,5	100	160	10 548	11 125	5,47
40	WTU3.2	3,2	120,6	90	11 665	11 934	2,31
41	WTU3.2	3,2	120,6	100	12 102	12 432	2,73
42	WTU3.2	3,2	120,6	120	12 759	13 344	0,05
43	WTU3.2	3,2	120,6	140	13 380	14 167	0,06

Проведене статистичне дослідження показало перевищення річних виробітків за пропонованою моделлю в середньому на 1,3 % зі стандартним відхиленням 4,3 %, в якому закладені, в тому числі, і похибки числових теоретичних розрахунків, що цілком задовольняє загальноприйнятій невизначеності (рисунок 4.7).

Отже, співставлення середніх відносних похибок у 1,3 та 11,6 % річного виробітку вказує на існування неврахованих факторів що були віднесені у першому розділі дисертаційної роботи до неконтрольованих некерованих параметрів системи та/або суттєві помилки в обчисленні фактичних втрат генерації, які слід враховувати у подальших порівняльних аналізах.

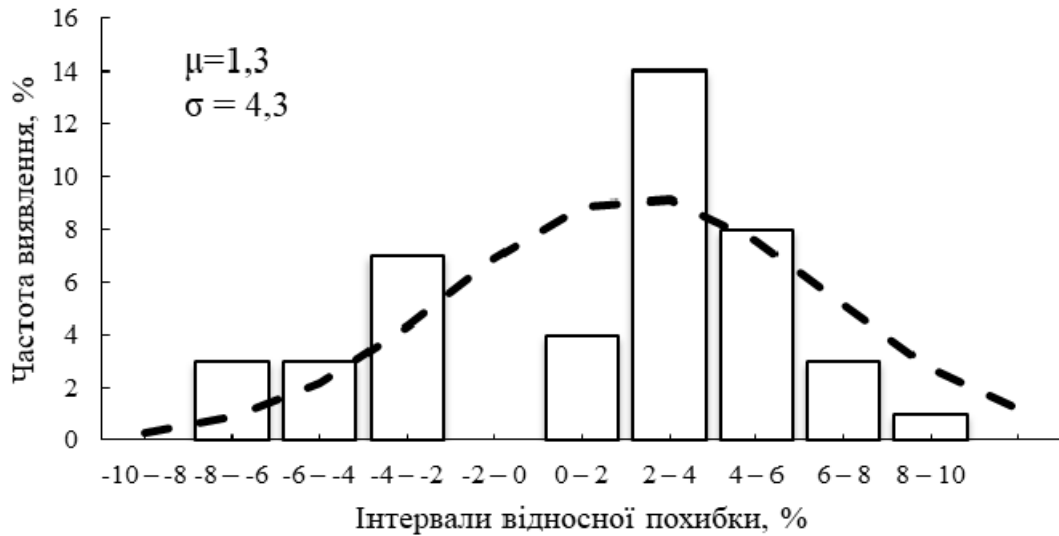


Рисунок 4.7 Гістограма розподілу відносної похибки моделювання річного виробітку ВЕУ порівняно з теоретичними розрахунками

#### 4.2.2 Зіставний аналіз точності моделі режимів роботи ВЕУ та математичної моделі множинної лінійної регресії

В роботі [90] на підставі проведеного кореляційного дослідження стохастичного впливу на річну вироблення турбіни  $Q$  – пояснюючих чинників:  $X1$  – номінальної потужності генератора (МВт);  $X2$  – діаметра ВК (м);  $X3$  – висоти розташування осі ВК (м) в поєднанні з регресійним дослідженням дозволили створити ММ множинної лінійної регресії виду:

$$Q = -7126,25 + 1348,594 \cdot X1 + 97,52617 \cdot X2 + 28,81139 \cdot X3 . \quad (4.2)$$

Отримана модель має високий коефіцієнт множинної кореляції  $R$  пояснюємої змінної  $Q$  з усіма пояснюючими факторами  $X1$ ,  $X2$  і  $X3$  одночасно (0,9939); високий коефіцієнт детермінації  $R^2$ , нормований на число факторів моделі (0,9870); відносно невелику стандартну помилку (272,09 МВт · год). Модель значима в цілому по Фішеру ( $P_F < 2,04 \cdot 10^{-37}$ ). Рівень значущості коефіцієнтів при пояснюючих факторах за Стьюдентом вкрай малий. Відносні помилки коефіцієнтів регресії не перевищують 9,53%, тобто ММ (4.2) не має

видимих недоліків .

У таблиці 4.17 представлені результати оцінки прогнозного виробітку ММ (4.2) з результатами теоретичних числових розрахунків 43-х ВЕУ згідно таблиці 4.16.

Таблиця 4.17

**Зіставна оцінка точності ММ множинної лінійної регресії**

№ ВЕУ	Q, МВт·ч		Відносна похибка, %	№ ВЕУ	Q, МВт·ч		Відносна похибка, %
	таблиця 4.16	за ММ (4.1)			таблиця 4.16	за ММ (4.1)	
1	4 167	3 866	14,66	23	7 855	8 002	-6,52
2	4 471	4 279	-5,70	24	8 497	8 722	2,05
3	4 792	4 711	-3,69	25	9 895	10 263	-10,93
4	4 541	4 457	0,31	26	10 622	10 551	-12,03
5	5 155	5 033	-1,34	27	11 269	11 271	-5,30
6	5 295	4 980	12,45	28	5 707	5 920	0,18
7	4 564	4 542	8,11	29	6 114	6 496	7,98
8	6 221	5 781	7,46	30	7 297	7 472	1,25
9	6 491	6 156	11,14	31	7 801	7904	3,22
10	6 284	5 815	-5,89	32	8 276	8 394	6,39
11	6 899	6 449	-2,99	33	8 852	9 085	11,47
12	7 819	7 544	2,81	34	9 259	9 632	15,65
13	6 746	7 100	-0,58	35	8 533	8 447	-4,21
14	5 440	5 620	-11,32	36	9 049	8 879	-2,33
15	5 599	5 678	-12,57	37	9 573	9 369	0,19
16	6 095	6 254	-8,06	38	10 149	10 060	4,97
17	6 126	6 383	-9,61	39	10 548	10 608	8,97
18	6 599	6 816	-8,83	40	11 665	11 544	-16,50
19	6 806	7 104	-6,94	41	12 102	11 832	-14,83
20	6 882	7 085	-2,88	42	12 759	12 408	-10,34
21	7 171	7 373	-1,85	43	13 380	12 985	-6,03
22	7 454	7 950	3,92				

Проведене статистичне дослідження відносних похибок ММ (4.2) (рисунок 4.8) показало майже схожу з ММ ВЕУ стандартне відхилення у 3,8%. Слід зазначити, що ММ (4.2) побудована саме на результатах таблиці 4.16, тобто оснований на даних вимірювань на площадці ПАВЕС, а проведені розрахунки за моделлю режимів роботи ВЕУ оснований на даних МЦ "Іванівка". При цьому

результати оцінки відносних похибок (стандартні відхилення) обох моделей виявилися досить схожими, що свідчить не тільки про надійність ММ ВЕУ, але й про вірність обчислених раніше теоретичних розрахунків. Але при цьому, шляхом коригування вхідних параметрів РВГ пропоновану ММ ВЕУ можна легко налаштувати для обчислення виробітку електроенергії ВЕУ у будь-яких вітрових умовах. Для ММ множинної лінійної регресії відповідне коригування можливе тільки шляхом проведення трудомістких чисельних розрахунків річного виробітку.

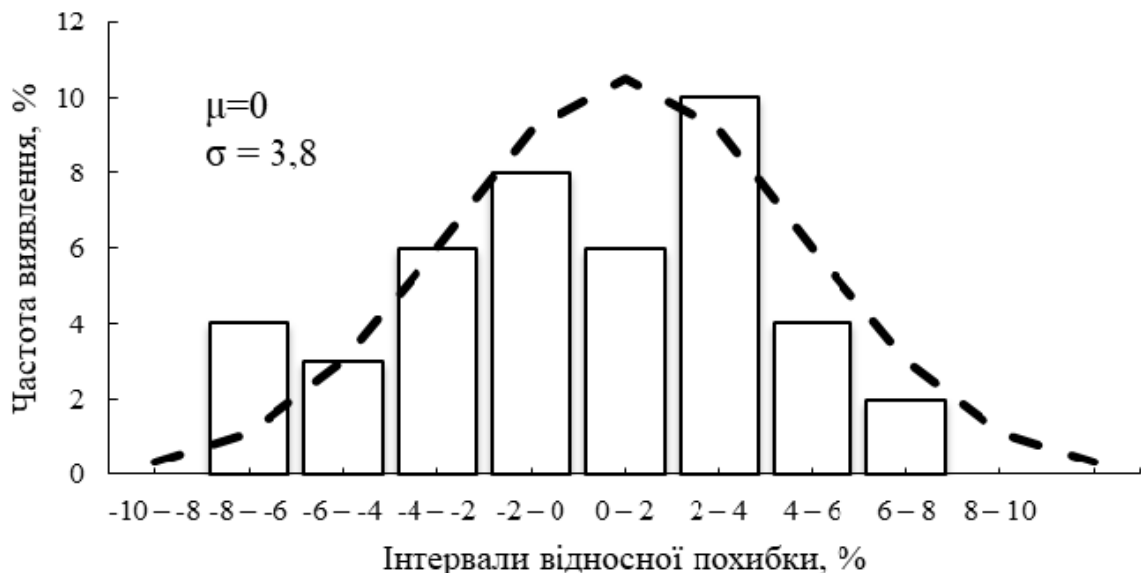


Рисунок 4.8 Гістограма розподілу відносної похибки ММ множинної лінійної регресії порівняно з теоретичними розрахунками

### 4.3 Математична модель раціонального розподілу обмеження

На основі пропонованої ММ ВЕУ можливо побудувати модель раціонального розподілу обмеження потужності генерації електроенергії ВЕС на множину складових ВЕУ, яка враховуватиме ймовірнісний характер вітрового потенціалу та типорозмір ВЕУ, і дозволить мінімізувати втрати від накладеного обмеження.

В умовах накладеного обмеження потужності генерації ВЕС відбувається

коригування поточної потужності генерації ВЕС в залежності наявного обладнання. Сучасні промислові ВЕС часто комплектуються спеціалізованим програмно–апаратним комплексом керування [100]. Даний комплекс, об'єднаний з ВЕУ в єдину локальну інформаційну мережу, в режимі реального часу коригує потужність генерації кожної ВЕУ у складі множини в залежності від її поточного стану, досягаючи максимально можливої генерації в рамках існуючого обмеження. Проте існують ВЕС, які з різних причин не обладнані вищевказаним комплексом, наприклад, ВЕС "Ольвія", через що величина обмеження для кожної ВЕУ визначається оператором ВЕС на власний розсуд. Подальше дослідження показало, що нехтування характеристиками потужності ВЕУ та характеристиками вітрового потенціалу, наприклад, застосовуючи рівномірний розподіл обмеження або за номінальною потужністю ВЕУ, призводить до виникнення додаткових втрат генерації.

Раціональний розподіл обмеження потужності генерації електроенергії ВЕС на множину складових ВЕУ  $N$  полягає у встановленні для кожної ВЕУ такого обмеження потужності генерації, що виключає його досягнення  $j$ -ю ВЕУ поки сукупна потужність генерації множини ВЕУ менша встановленого на ВЕС обмеження  $P_{lim}$ . Задача вирішується шляхом визначення прогнозних потужностей  $P_j$  ВЕУ з урахуванням, як характеристики потужності складових ВЕУ так особливостей розподілу швидкостей вітру на осі розташування ВК для заданої місцевості, що задовольняє розв'язання рівняння виду:

$$P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^N P_j(v_j) = P_{lim}. \quad (4.3)$$

Один з варіантів розв'язку даного рівняння полягає у табличному представленні характеристики потужності кожної ВЕУ, тобто у вигляді множини  $M$  значень середніх потужностей відповідно вибраного інтервалу швидкостей вітру  $\Delta v$ . На підставі проведених висотних вимірювань або іншим доступним способом застосовуючи закон Хеллмана, визначається ступеневий показник  $m_v$ . Далі з множини висот осей ВК складових ВЕУ вибирається базова висота  $h_b$

відносно якої відповідно ступеневого показника  $m_v$  перераховуються  $i$ -ті інтервали швидкостей  $v_{ij}$  згідно висоти осі ВК  $j$ -ї ВЕУ:

$$v_{ij} = v_{ib} \left( \frac{h_j}{h_b} \right)^{m_v}. \quad (4.4)$$

На підставі розробленої ММ КП ВЕУ розраховуються середні потужності  $P_{ij}$  для всіх інтервалів  $v_{ij}$  та визначається інтервал  $v_{ib}$ , за якого різниця між прогнозною потужністю множини ВЕУ (тобто ВЕС)  $P_{i\Sigma}$  та накладеним обмеженням  $P_{lim}$  буде мінімальною:

$$|P_{i\Sigma} - P_{lim}| = \left| \sum_{j=1}^N P_{ij} - P_{lim} \right| \rightarrow \min. \quad (4.5)$$

Для точної відповідності потужності ВЕС  $P_{i\Sigma}$  заданому обмеженню  $P_{lim}$  потужність  $N$ -ї ВЕУ  $P_{iN}$  визначається різницею між сукупною потужністю решти ВЕУ та величиною накладеного обмеження:

$$P_{iN} = P_{lim} - \sum_{i=1}^{N-1} P_{ij}. \quad (4.6)$$

Приклад побудови таблиці потужності ВЕС як множини складових ВЕУ приведений у таблиці 4.18.

Таблиця 4.18

### Розрахунок середніх потужностей ВЕУ у складі ВЕС

ВЕУ <sub>1</sub> , $h_1 = h_b$		ВЕУ <sub>2</sub> , $h_2$		...	ВЕУ <sub>j</sub> , $h_j$		...	ВЕУ <sub>N</sub> , $h_N$		ВЕС	Обмеження
$\Delta v_b$	$P_1$	$\Delta v_2$	$P_2$		$\Delta v_j$	$P_j$		$\Delta v_N$	$P_N$	$P_{\Sigma}$	$P_{lim}$
$\Delta v_{1b}$	$P_{11}$	$\Delta v_{12}$	$P_{12}$		$\Delta v_{1j}$	$P_{1j}$		$\Delta v_{1N}$	$P_{1N}$	$P_{1\Sigma}$	$P_{lim}$
...											
$\Delta v_{ib}$	$P_{i1}$	$\Delta v_{i2}$	$P_{i2}$	...	$\Delta v_{ij}$	$P_{ij}$	...	$\Delta v_{iN}$	$P_{iN}$	$P_{i\Sigma}$	$P_{lim}$
...											
$\Delta v_{Mb}$	$P_{M1}$	$\Delta v_{M2}$	$P_{M2}$	...	$\Delta v_{Mj}$	$P_{Mj}$	...	$\Delta v_{MN}$	$P_{MN}$	$P_{M\Sigma}$	$P_{lim}$

Покажемо переваги застосування запропонованої моделі раціонального розподілу на приєднання на прикладі гіпотетичної ВЕС, укомплектованої 3-ма ВЕУ різного типорозміру: Enercon E82 ( $P_r = 2,0$  МВт;  $D = 82$  м;  $H = 78$  м); FL 2500



– 100 ( $P_r = 2,5$  МВт;  $D = 100$  м;  $H = 100$  м); та WTU 3.2 ( $P_r = 3,2$  МВт;  $D = 120$  м;  $H = 120$  м). Нехай на ВЕС накладено обмеження сукупної потужності генерації  $P_{lim} = 5$  МВт.

Проведемо раціональний розподіл за пропонованою ММ ВЕУ згідно наступного алгоритму:

а) За ММ КП ВЕУ заданого типорозміру (див. Розділ 2) моделюємо КП складових ВЕУ і переводимо у табличний вигляд згідно таблиці 4.19.

б) Обравши базову висоту  $h_b$ , наприклад,  $h_b = 100$  м, за відомого ступеневого показника вертикального профілю швидкості вітру для заданої місцевості, наприклад, для Північного Причорномор'я  $m_v = 0,1825$ , за формулою (4.4) перераховуємо градації швидкостей вітру відповідно заданих висот (в нашому випадку – на висоти 78 та 120 м) і коригуємо КП ВЕУ відповідно нових значень швидкостей вітру (див. КП ВЕУ E82 та WTU 3.2 таблиці).

в) Визначаємо позицію таблиці з найбільш близькою до  $P_{lim}$  сукупною потужністю ВЕС (позиція №7 таблиці);

г) Для двох ВЕУ, наприклад, з найменшими показниками номінальної потужності, обираємо значення обмежень згідно позиції №7, а для останньої ВЕУ WTU 3.2 – відповідно формули (4.6):  $P_3 = 5\,000 - 987 - 1637 = 2\,376$  кВт.

Таблиця 4.19

### Графічний спосіб раціонального розподілу обмеження (фрагмент)

№ з/п	ВЕУ №1 E82-2.0		ВЕУ №2 FL 2500		ВЕУ №3 WTU 3.2		ВЕС
	$H = 78$ м		$H = h_b = 100$ м		$h_3 = 120$ м		
	$v_i$	$P$	$v_{ref}$	$P$	$v_i$	$P$	$P_{\Sigma}$
1	2,87	0	3,00	0	3,10	28	28
2	3,82	46	4,00	93	4,14	153	292
3	4,78	116	5,00	217	5,17	356	688
4	5,73	232	6,00	439	6,20	717	1 388
5	6,69	420	7,00	773	7,24	1 228	2 421
6	7,65	679	8,00	1 191	8,27	1 824	3 693
7	8,60	987	9,00	1 637	9,30	2 407	5 031

Продовження таблиці 4.19

№ з/п	$v_i$	$P$	$v_{ref}$	$P$	$v_i$	$P$	$P_{\Sigma}$
8	9,56	1 312	10,00	20 45	10,34	2 877	6 234
9	10,51	1 614	11,00	2 355	11,37	3 200	7 169
10	11,47	1 857	12,00	2 500	12,41	3 200	7 557
...							
Поточна потужність $P_{\Sigma}$ при $v_{ref} = 9,0$ м/с							
Рівномірний розподіл		987		1 637		1 666	4 290
Розподіл за ном. потужністю		987		1 623		2 078	4 688
Розподіл за ММ ВЕУ		987		1 637		2 376	5 000

З таблиці 4.19 видно, що при швидкості вітру біля 9,0 м/с, за якого цілком ймовірний вихід потужності генерації ВЕС на рівень 5,0 МВт, за рівномірного розподілу сукупна поточна потужність генерації ВЕС складе лише 85,8 %  $P_{lim}$ , а за розподілом відповідно номінальної потужності – 93,8% відповідно. Визначений недобір потужності звісно впливатиме на річний виробіток електроенергії ВЕС.

У таблиці 4.20 приведені прогнозні річні виробітки ВЕУ згідно наступних режимів роботи:

- 1) Нормальний – без обмежень потужності генерації;
- 2) Рівномірний – сукупне обмеження  $P_{lim}$  рівномірно розподіляється по складовим ВЕУ, тобто для кожної складової ВЕУ  $P_{lim\_i} = 5/3 = 1,666$  МВт;
- 3) За номінальною потужністю – обмеження для кожної складової ВЕУ обчислюється згідно співвідношення номінальної потужності  $P_r$  до номінальної потужності ВП  $P_{r\_{\Sigma}}$ . Наприклад, якщо  $P_{r\_{\Sigma}} = 2 + 2,5 + 3,2 = 7,7$  МВт, то для ВЕУ №1 E82, відповідно, буде накладене обмеження  $P_{lim\_1} = (2,0/7,7) \cdot 5 = 1,299$  МВт, для ВЕУ №2 FL 2500 –  $P_{lim\_2} = (2,5/7,7) \cdot 5 = 1,623$  МВт, і для ВЕУ №3, відповідно –  $P_{lim\_3} = (3,2/7,7) \cdot 5 = 2,078$  МВт;
- 4) Раціональний розподіл згідно ММ ВЕУ.

Таблиця 4.20

**Прогнозний виробіток електроенергії за різних варіантів розподілу  
обмеження на складові ВЕУ**

Режим роботи	$\bar{P}$ , кВт / $P_{lim_i}$ , кВт			$\bar{P}_\Sigma$ , кВт	$Q_\Sigma$ , МВт·год	% від $Q$ без обмежень
	ВЕУ №1	ВЕУ №2	ВЕУ №3			
Нормальний	747 / 0	1 046 / 0	1 410 / 0	3 205	28 076	100
Рівномірний розподіл	707 / 1 666	884 / 1 666	1 023 / 1 666	1 809	15 847	56,4
Розподіл за ном. потужністю	634 / 1 299	872 / 1 623	1 160 / 2 087	2 666	23 354	83,2
Розподіл за ММ ВЕУ	543 / 987	877 / 1637	1 253 / 2 376	2 673	23 415	83,4

Результати таблиці 4.20 наглядно ілюструють перевагу моделі раціонального розподілу обмеження на складові ВЕУ. Очевидно, що різниця між результатами буде збільшуватись пропорційно частоті виникнення випадків недобору сукупної потужності.

#### 4.4 Висновки до розділу 4

1. Апробація ММ ВЕУ за фактичними результатами роботи ВЕС України показала достатню точність визначення річного виробітку досліджуваних ВЕС, що задовольняє загальноприйнятим вимогам. Розроблена ММ ВЕУ легко будується на загальнорозповсюдженому програмному забезпеченні, що являється суттєвою її перевагою перед спеціалізованими симуляторами.

2. За результатами 8-ми річної експлуатації перших промислових ВЕС України досліджено коливання об'єму їх річного виробітку електроенергії, що складають більш ніж 10 % середнього річного виробітку за вказаний період і суттєво впливають на точність розробленої ММ.

3. Отримане середнє відхилення прогнозних виробітків відносно фактичних у майже 12% вказує на існування неврахованих факторів, визначення яких потребує додаткового дослідження. Разом з тим, суттєво впливає на отримані

результати зіставлення достовірність початкових даних, перевірка точності яких майже неможлива.

4. Зіставне дослідження розробленої ММ ВЕУ з вперше розробленою за результатами багаторічних вітрових спостережень на площадці ПАВЕС ММ множинної лінійної регресії показала схожі точності прогнозування обох моделей незважаючи на різні дані вітрових спостережень, що опосередковано підтверджує їх надійність. При цьому суттєвою перевагою розробленої моделі полягає у можливості легкого її налаштування для обчислення виробітку електроенергії ВЕУ у будь-яких вітрових умовах. Для ММ множинної лінійної регресії відповідне коригування можливе тільки шляхом проведення трудомістких чисельних розрахунків річного виробітку.

5. На основі ММ ВЕУ було розроблено модель раціонального розподілу обмеження потужності генерації електроенергії ВЕС на множину складових ВЕУ, яка, на відміну від існуючих моделей, враховує ймовірнісний характер вітрового потенціалу та типорозмір ВЕУ, що дозволяє мінімізувати втрати від накладеного обмеження.

## ВИСНОВКИ

Дисертаційна робота містить раніше не захищені наукові положення та отримані автором результати вирішення актуальної науково-практичної задачі математичного моделювання режимів роботи вітротурбін в умовах обмеження генерації для вирішення задач оцінки та мінімізації втрат від їх дії.

У представлений до захисту дисертаційній роботі отримано такі наукові та практичні результати:

1. Визначено проблеми роботи ВЕС в умовах обмеження потужності генерації, досліджено вплив встановленого обмеження та основних технічних параметрів на генерацію електроенергії ВЕУ (ВЕС), проведено аналіз відомих ММ генерації електричної енергії ВЕУ (ВЕС), визначені їх переваги та недоліки відносно теми дисертаційної роботи.

2. Визначено основні параметри, що істотно впливають на характеристику потужності ВЕУ, розроблена відповідна ММ КП ВЕУ, яка, на відміну від існуючих моделей, дозволяє розрахувати характеристику потужності ВЕУ за двома основними її параметрами – номінальною потужністю генератора та діаметром ВК.

3. За результатами синхронних висотних вітрових вимірювань досліджена залежність розподілу швидкостей вітру від висоти приземного шару атмосфери, проведено аналіз відомих підходів відновлення вітрового розподілу на довільній висоті, визначено найбільш відповідний для задач вітроенергетики спосіб моделювання ВПВП за ступеневою залежністю умовної середньої потужності ВЕУ відповідно висоті дослідження та проведено удосконалення його під потреби ММ ВЕУ (ВЕС).

4. Розроблено статичну ММ ВЕУ, яка, на відміну від існуючих моделей, враховує зв'язок між потужністю генерації установки, накладеним обмеженням на потужність її генерації та технічними параметрами ВЕУ, такими, як номінальна потужність генератора, діаметр та висота осі ВК, що дозволяє визначати обсяги генерації електроенергії в заданих вітрових умовах.

5. Проведено апробацію розробленої ММ ВЕУ за фактичними результатами експлуатації промислових ВЕС України та результатами числових експериментів. Отримані результати аналізу відносних похибок прогнозування показали існування неврахованих факторів що були віднесені у першому розділі дисертаційної роботи до неконтрольованих некерованих параметрів системи та/або суттєві помилки в обчисленні фактичних втрат генерації, які слід враховувати у подальших порівняльних аналізах.

6. Розроблено ММ та відповідний спосіб раціонального розподілу встановленого обмеження потужності генерації електроенергії ВЕС на множину складових ВЕУ. На відміну від існуючих способів розподілу обмеження потужності, такий метод враховує особливості вітрового потенціалу конкретної місцевості та технічні параметри кожної ВЕУ, що дозволяє мінімізувати втрати від накладеного обмеження.

Результати дисертаційної роботи успішно впроваджені на підприємстві ПрАТ "Вітряний парк Очаківський", що підтверджено відповідним актом. Розроблені ММ дозволили підвищити якість оцінки ефективності роботи вітроелектричних станцій підприємства, а також визначити прийнятні режими їх під час дії накладеного обмеження, тим самим зменшити об'єм матеріальних збитків підприємства.

Розроблена ММ ВЕУ лягла в основу метода визначення вартості виробленої електричної енергії ВЕУ заданого типорозміру, що дозволило вперше зробити комплексний аналіз економічної ефективності роботи ВЕС України.

## ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Price, T.J. Blyth, James (1839–1906), Oxford Dictionary of National Biography (Online ed.), Oxford University Press, 2004. doi:10.1093/ref:odnb/100957.
2. Rivkin D., Toomey K., Silk L. Wind Turbine Technology and Design, Jones & Bartlett Publishers, 2013. 227 p.
3. Raffel M., Wienke F., Dillmann A. Flight-Testing Stability and Controllability of Otto Lilienthal's Monoplane Design from 1893, *Journal of aircraft*, Vol. 56, No. 4, 2019, pp. 1735–1742.
4. Энергетика: история, настоящее и будущее Энергетика: история, настоящее и будущее. Т.1. От огня и воды к электричеству. / [Коллектив авторов] – Киев, 2005. – 304 с.; Київ, 2006. – 304 с.; Киев, 2011. – 264 с.; Київ, 2013. – 264 с.
5. Жуковский Н.Е. Полное собрание сочинений. Т. VI: Винты, ветряки, вентиляторы, аэродинамическая труба. М: ОНТИ НКТП СССР, 1937. – 430 с.
6. Lewis R. Wind Power Plants, Theory and Design. By D. LE GOURIERES. Pergamon, 1982. 300 pp. doi:10.1017/S0022112083221738.
7. Безруких П.П. Ветроэнергетика. (Справочное и методическое пособие). М.: ИД «ЭНЕРГИЯ», 2010. 320 с.
8. Counihan J. Adiabatic atmospheric boundary layers: A review and analysis of data from the period 1880–1972. *Atmospheric Environment*, vol. 9. Pergamon Press, 1975, pp. 870–905.
9. Gifford F. Jr. An Outline of Theories of Diffusion in the Lower Layers of the Atmosphere. *Meteorology and atomic energy*, 1968, pp. 65–116.
10. Hellmann, G. Uber die Bewegung der Luft in den untersten Schichten der Atmosphäre. *Meteorol Z.* 34, 1916, pp. 273–285.
11. Sutton O. The application to micrometeorology of the theory of turbulent flow over rough surfaces. *Quarterly journal of the royal meteorological society*, vol. 75, No. 326, 1949, pp. 335–350.
12. Гнеденко Б. В. Предельные законы для сумм независимых случайных величин. *Успехи математических наук.* № 10, 1944, С. 115–165.

13. Weibull W. A statistical distribution function of wide applicability / W. Weibull. *Journal of Applied Mechanics*. vol. 18(3), 1951, p. 293–297.
14. Heier S. *Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems*. John Wiley & Sons, New York, 1998, 494 p.
15. Wasynczuk O., Man D., Sullivan J. Dynamic behavior of a class of wind turbine generators during random wind fluctuations. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-100, No. 6, 1981, pp. 2837–2845.
16. Justus C., Mikhail A. Height variation of wind speed and wind distributions statistics. *Geophysical Research Letters*, vol. 3, No. 5, 1976, pp. 261–264.
17. Martinez J. *Modelling and Control of Wind Turbines*, [T] Master's Thesis, Department of Process Systems Engineering, Imperial College of London, UK, 2007, 71 p.
18. Укренерго. Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей (доопрацьований), [Електронний ресурс], 2018. 175 с. (дата звернення: 19.01.2021). Режим доступу:  
[https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/ZvitAdekvatnostiGenPotuzhnostej\\_31\\_03\\_2019.pdf](https://ua.energy/wp-content/uploads/2019/04/ZvitAdekvatnostiGenPotuzhnostej_31_03_2019.pdf)
19. Matevosyan J. *Wind power integration in power system with transmission bottlenecks*. Doctoral Thesis. Royal Institute of Technology, Stockholm, 2006, 125 p.
20. Cavallo A. Wind Energy: Current Status and Future Prospects. *Science & Global Security*, 1993, Vol. 4, pp.65–109.
21. Bird L., Cochran J., Wang X. Wind and solar energy curtailment: experience and practices in the United States. Technical Report NREL/TP-6A20-60983, 2014, 51 p.
22. Almenta M, Morrow D.J., Best R., Fox B., Foley A. An Analysis of Wind Curtailment and Constraint at a Nodal Level. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. 8., 2016. 10.1109/TSTE.2016.2607799.
23. Corvig C. et al. *Smart Grid Projects Outlook 2014*. JRC science and policy reports, 2014, 157 p. 10.2790/22075



24. Zhang, X., Yao L., Chong, B., Sasse C., Godfrey K. FACTS and HVDC technologies for the development of future power systems, 2005, 6 p. 10.1109/FPS.2005.204218.
25. Енергетична стратегія України на період до 2030 р. Схвалено розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 № 1071, [Електронний ресурс], 2013, 166 с. (дата звернення: 19.01.2021). Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/file/text/24/f417479n5.doc>.
26. Серіков Я. О. Пархоменко О. М. Вітроенергетика. Перспективи та проблеми розвитку. *Світлотехніка та електроенергетика*, 2010. № 1. с. 66–70.
27. Подгуренко В. С. Исследование эффективности ветроэлектрической станции, работающей в энергосистеме. *Повышение эффективности энергетического оборудования: Материалы III международной научно-практической конференции 11–13 декабря 2013 г.*, М: 2013. Том II. с. 363–378.
28. Подгуренко В.С., Терехов В.Е. Методика определения потерь от наложенных ограничений в генерации при эксплуатации ВЭС. *Тези V Міжнародної науково-технічної конференції “Муниципальна енергетика: проблеми, рішення”, 19–20 грудня 2013р.* Миколаїв : НУК, 2013. с. 224–233.
29. The European Wind Energy Association, Brussels (Belgium). Wind energy - The facts an analysis of wind energy in the EU-25 (NEI-DK--4555). 2004. pp. 1–3.
30. Colmenar-Santos A., Campiñez-Romero S., Enriquez-Garcia L., Pérez-Molina C. Simplified Analysis of the Electric Power Losses for On-Shore Wind Farms Considering Weibull Distribution Parameters. *Energies*, 7, 2014. pp. 6856–6885. 10.3390/en7116856.
31. Al-Ameri A., Ounissa A., Nichita C., Aouzellag D. Power Loss Analysis for Wind Power Grid Integration Based on Weibull Distribution. *Energies*. 10, 2017. 463. 10.3390/en10040463.
32. Burke D., O'Malley M. Factors Influencing Wind Energy Curtailment. *IEEE Transactions on sustainable energy*. vol. 2. no. 2, 2011. pp. 185 – 193.

33. Bhandari B., Poudel S., Lee K., Ahn S.-H. Mathematical modeling of hybrid renewable energy system: a review on small hydro-solar-wind power generation. *International journal of precision engineering and manufacturing-green technology*. vol. 1. no. 2, 2014. pp. 157–173 10.1007/s40684-014-0021-4
34. Fleming P., Churchfield M., Johnson K. Tutorial of Wind Turbine Control for Supporting Grid Frequency through Active Power Control. *Conference Paper of 2012 American Control Conference Montreal, Canada June 27-29, 2012*. 12 p.
35. Norgaard P., Holttinen H. A Multi-turbine Power Curve Approach. *Proc. Of Nordic Wind Power Conference NWPC'04, 2004*. 5p.
36. Tande J., Korpås M., Uhlen K. Planning and operation of large offshore wind farms in areas with limited power transfer capacity. *Wind engineering*. vol.36. no. 1, 2012. pp. 69–80. 10.1260/0309-524X.36.1.69.
37. Нараєвський С. В. Ефективність використання встановленої потужності у вітроенергетиці країн центральної та східної Європи. *Ефективна економіка*, 2018. № 5. 5 с. [Електронний ресурс]: <http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=6321> (останнє звернення 19.01.2021).
38. Pokrovskiy K., Mavrin O., Muzychak A., Oliinyk V. Modern Wind Turbines Capacity Utilization in Real Conditions. *Energy engineering and control systems*, Volume 3, Number 2, 2017. pp. 47 – 50.
39. Boukhezzar B., Siguerdidjane H. Nonlinear control of variable speed wind turbines for power regulation. *Proceedings of the 2005 IEEE Conference on Control Applications Toronto, Canada, August 28-31, 2005*, pp. 114-119.
40. Кузьо І., Корендій В. Теоретичні аспекти моделювання вітроенергетичних установок. *Вісник ТНТУ*, 2011. Том 16. № 3. с.85-94.
41. Gundtoft S. *Wind Turbines*. 2nd edition. University College of Aarhus, 2009. 41 p.
42. Півняк Г., Шкрабець Ф. Основи вітроенергетики: підручник. М-во освіти і науки України, Нац. гірн.ун-т. Д.: НГУ, 2015. 335 с.

43. Wind Energy Industry Manufacturing Supplier Handbook. AWEA - BlueGreen Alliance – GLWN, 2011. 41 p. [Электронный ресурс]: <https://www.mfgworksle.org/hubfs/pdf/WindEnergyMFGSupplierHandbook.pdf?hsLang=en> (останнє звернення 19.01.2021).
44. Podhurenko V., Kovshova I., Terekhov V., Dubovyk N. Evaluation of efficiency of wind power plants operation in wind conditions of the Northern Black Sea region of Ukraine. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. vol. 628, 2021. No. 012007. pp. 1 – 8. doi:10.1088/1755-1315/628/1/012007.
45. Saint-Drenan Y.-M., Besseau R., Jansen M., Staffell I., Troccoli A., Dubus L., Schmidt J., Gruber K., Simões S., Heier S. A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions. *Renewable Energy*. 157, 2020. 10.1016/j.renene.2020.04.123.
46. Васько П. Ф., Брыль А. А., Пекур П. П. Определение технических показателей эффективности использования ветроэнергетических агрегатов в Украине. *Энергетика и электрификация*, 1995. № 2. с. 48-51.
47. Подгуренко В.С., Гетманець О.М, Терехов В.С. Моделювання роботи вітропарків України в умовах обмеження генерації. *Електронне моделювання*, 2020. №1. с. 91 – 103.
48. Плескунов М. А. Операционное исчисление : учебное пособие. Изд-во Урал. ун-та, 2014. 143 с.
49. Sohoni V., Gupta S., Nema R. Critical Review on Wind Turbine Power Curve Modelling Techniques and Their Applications in Wind Based Energy System. *Journal of Energy*, 2016, No 1. pp. 1-18.
50. Goudarzi A., Davidson I., Ahmadi A., Venayagamoorthy G. Intelligent Analysis of Wind Turbine Power Curve Models. *Proc. 2014 IEEE Symposium on Computational Intelligence Applications in Smart Grid (CIASG)*, Orlando, FL, USA. 2014. pp. 1-7. 10.1109/CIASG.2014.7011548.
51. Romanuke V. Wind Turbine Power Curve Exponential Model with Differentiable Cut-in and Cut-out Parts. *Research Bulletin of the National Technical*

*University of Ukraine Kyiv Politechnic Institute*, 2018. pp. 33-43. 10.20535/1810-0546.2018.2.121504.

52. Chowdhury S., Mehmani A., Zhan J., Messac A. Market Suitability and Performance Tradeoffs Offered by Commercial Wind Turbines across Differing Wind Regimes. *Energies*, vol. 9, 2016. 352 p., 10.3390/en9050352.

53. Подгуренко В.С., Терехов В.Е. Математическое моделирование работы ветрогенератора, оснащенного системой установки угла поворота лопастей. *Електронне моделювання*. 2018. Том 40. №2. с. 95 – 103.

54. Malinga B., Sneckenberger J., Feliachi A. Modeling and control of a wind turbine as a distributed resource. *Proceedings of the 35th Southeastern Symposium on System Theory*, 2003. DOI: 10.1109/SSST.2003.1194540. pp. 108 – 112.

55. Bustos-Turu G., Vargas L., Milla F., Saez D., Zareipour H., Núñez A. Comparison of fixed speed wind turbines models: A case study. *IECON Proceedings (Industrial Electronics Conference)*, 2012. pp. 961-966. 10.1109/IECON.2012.6388937.

56. Karlsson D. Wind turbine performance monitoring using artificial neural networks with a multi-dimensional data filtering approach. Master's thesis in Sustainable Energy Systems. Chalmers University of Technology, Gothenburg, Sweden. 2014. 88 p.

57. Frandsen S., Antomiou I., Dahlberg J.-A., Derrick A., Douvikas D., Chaviaropoulos P., Hunter R., Kanellopoulos D., Kapsalis G., Ruffle R. 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.

58. Al-Shamma'a A., Addoweesh K., Eltamaly A. Optimum Wind Turbine Site Matching for Three Locations in Saudi Arabia. *Advanced Materials Research*, 2015. pp. 347-353. 10.4028/www.scientific.net/AMR. 347-353.2 130.

59. Яглом И.М. Геометрические преобразования и линейный и круговые преобразования. М.: Государственное издательство технико-теоретической литературы. 1956. 612 с.

60. [Электронный ресурс] <https://en.wind-turbine-models.com>. (Останне звернення 19.01.2021).
61. Her S., Bumsuk K., Huh J. Formula for Estimating the Uncertainty of Manufacturer's Power Curve in Pitch-Controlled Wind Turbines. *IET Renewable Power Generation*, 2017. vol. 12. pp. 292-297. 10.1049/iet-rpg.2017.0081.
62. Mendoza I., Hur J., Thao S., Curtis A. Power Performance Test Report for the U.S. Department of Energy 1.5-Megawatt Wind Turbine. NREL report, 2014. 52 p.
63. Lira, A., Rosas P., Araújo A., Castro N. Uncertainties in the estimate of wind energy production. Technical Report, Grupo de Estudos do Setor Elétrico do Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brazil, 2016.
64. Борздова Т.В. Основы статистического анализа и обработка данных с применением Microsoft Excel : учеб. Пособие. Минск: ГИУСТ БГУ, 2011. 75 с.
65. Mindrila D. Scatterplots and Correlation, Khan Academy, 2014. URL: [https://www.westga.edu/academics/research/vrc/assets/docs/satterplots\\_and\\_correlation\\_notes.pdf](https://www.westga.edu/academics/research/vrc/assets/docs/satterplots_and_correlation_notes.pdf).
66. Dahiru T. P - value, a true test of statistical significance? A cautionary note. *Ann Ib Postgrad Med*. 6(1), 2008. pp. 21 – 26. doi:10.4314/aipm.v6i1.64038
67. Carlberg C. Statistical Analysis: Microsoft Excel 2016. Que Publishing, 2017. 576 p. ISBN-10 0789759055; ISBN-13 978-0789759054.
68. Безруких П.П., Безруких П.П. (мл.), Грибков С.В. Ветроэнергетика: Справочно-методическое издание. М.: «Интехэнерго- Издат», «Теплоэнергетик», 2014. 304 с.
69. Елистратов В.В., Панфилов А.А. Проектирование и эксплуатация установок нетрадиционной и возобновляемой энергетики. Ветроэлектрические установка: учебное пособие. СПб.: Изд-во Политехнического ун-та, 2011. 115 с.
70. Рыхлов А.Б. Климато-информационная технология решения ветроэнергетических задач. *Известия Саратовского университета*. 2012. Т. 12. Сер. Науки о Земле, вып. 1. с. 30-33.

71. Bowden G., Barker P., Shestopal V., Twidell J. The Weibull distribution function and Wind Power Statistics. *Wind Engineering* Vol. 7, No. 2, 1983, p. 85-98.
72. Техническая энциклопедия. Т. 3. Второе изд., испр. и доп. – М.: ОНТИ НКТП СССР, 1937. 702 с.
73. Голубенко Н.С., Довгальок С.И., Фельдман А.М., Худик В.Б. О зависимости скорости ветра от высоты с учётом рельефа местности, 2005. URL: <http://masters.donntu.org/2012/fkita/cherkashin/library/6/index.htm> (останнє звернення 19.01.2021).
74. Troen I., Lundtang Petersen E. European Wind Atlas. Roskilde: Risø National Laboratory, 1989. 657 p.
75. Kukumoto H., Ooka R., Sugawara H. Variations in the power-law index with stability and height for wind profiles in the urban boundary layer. *Proc. ICUC9 - 9th International Conference on Urban Climate jointly with 12th Symposium on the Urban Environment*, 2015. 5 p.
76. Васько П.Ф. Методика експертного визначення показників технічної ефективності використання вітроенергетичних установок в Україні/ Тези доповідей IV науково – практичної конференції з питань розвитку і впровадження техніки і технологій використання нетрадиційних і відновлюваних джерел енергії 7 – 12 вересня 1995р. АР Крим – Київ, 1995. с. 14.
77. Подгуренко В.С., Терехов В.Е. Моделирование вертикального распределения скорости ветра по результатам ветроизмерений на высотной мачте. *Моделювання та інформаційні технології. Збірник наукових праць ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова*, 2019. Вип. 89. с. 129- 135.
78. Подгуренко В.С., Гетманец О.М., Терехов В.Е. Повышение эффективности производства электроэнергии ветроэлектрической установкой на основе математического моделирования. *Електронне моделювання*, 2020. №2. с. 121-127.

79. Şen Z., Altunkaynak A., Erdik T. Wind velocity vertical extrapolation by extended power law. *Advances in Meteorology*, Vol. 2012, Article ID 178623, 6 p. doi:10.1155/2012/178623.
80. Doran J., Verholek M. A note on vertical Extrapolation Formulas for Weibull Velocity Distribution Parameters. *Journal of applied Meteorology*, Vol. 17, 1977. p. 410-412.
81. Spera D., Richards T. Modified power law equations for vertical wind profiles. National Aeronautics and Space Administration Lewis Research Center, 1979. 10 p.
82. Bezrukovs V.P., Bezrukovs V.V., Zacepins A.J. Comparative efficiency of wind turbines with different heights of rotor hubs: performance evaluation for Latvia. *Journal of Physics: Conference Series* 524, 2014. 9 p. doi:10.1088/1742-6596/524/1/012113.
83. Gryning S.-E., Floors R., Peña A. Weibull Wind-Speed Distribution Parameters Derived from a Combination of Wind-Lidar and Tall-Mast Measurements Over Land, Coastal and Marine Sites. *Boundary-Layer Meteorol.*, 2016. p. 329–348. doi:10.1007/s10546-015-0113-x.
84. Waewsak J., Chancham C., Landry M., Gagnon Y. An Analysis of Wind Speed Distribution at Thasala, Nakhon Si Thammarat, Thailand. *Journal of Sustainable Energy & Environment* 2, 2011. p. 51-55.
85. Carrillo C., Cidrás J., Díaz-Dorado E., Obando-Montaño A.F. An Approach to Determine the Weibull Parameters for Wind Energy Analysis: The Case of Galicia (Spain). *Energies* 2014, 7, p. 2676-2700. doi:10.3390/en7042676.
86. Подгуренко В.С., Терехов В.Є., Гетманець О.М., Черепанов А. І. Патент на корисну модель № 135302 “Спосіб оцінювання виробітку вітряної електричної турбіни”. Патент опубліковано 25.06.2019, бюл. № 12/2019.
87. Виробництво електроенергії енергетичними компаніями та електростанціями України (Міненерговугілля/Головне меню/Інформація у формі відкритих даних/Інформація про роботу електроенергетичного комплексу).

[Електронний ресурс] [http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat\\_id=245183225](http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=245183225) (останнє звернення 19.01.2021р.).

88. ДТЕК ВДЕ. [Електронний ресурс] <https://renewables.dtek.com/ru/business/> (останнє звернення 19.01.2021р.).

89. Pfaffel S., Faulstich S., Rohrig K. Performance and reliability of wind turbines: a review. *Energies*, 10 (11). 2017, pp. 1-27.

90. Подгуренко В.С., Гетманец О.М., Терехов В.Е. Математическая модель задачи эффективности и один из методов её решения для увеличения выработки электроэнергии ветроэлектростанциями. *Моделювання та інформаційні технології. Збірник наукових праць ІІМЕ ім. Г.Є. Пухова*. 2019. Вип. 86. с. 50 – 55.

91. Möllerström E., Lindholm D. Evaluation of AEP Predictions for Commercial Wind Farms in Sweden. *Applied Sciences*. 10. 7995. 2020. 10.3390/app10227995.

92. Montealegre F., Boutsikoudi S. Wind resource assessment and yield prediction. Post construction analysis. ECOFYS Netherlands B.V., 2014. 39 p.

93. Asian Development Bank. Guidelines for wind resource assessment: Best practices for countries initiating wind development. 2014. 38 p.

94. Redouane A. Analyses of pre – and post construction wind farm energy yields with focus on uncertainties. Master Thesis. Remena master program. Kassel University. 2014. 143 p.

95. Vidal J. Wind energy yield methods update. A white paper on validation and update of methods for performing pre-construction wind energy yield assessments in the European context. 2020. [Електронний ресурс] [https://aws-dewi.ul.com/assets/2020/09/ES\\_Backcast\\_WhitePaper\\_Final.pdf](https://aws-dewi.ul.com/assets/2020/09/ES_Backcast_WhitePaper_Final.pdf) (останнє звернення 19.01.2021р.).

96. Simisiroglou N. Wind resource assessment comparison on a complex terrain employing WindPRO and WindSim. BSc in Physics, University of Crete. 2012. 48 p.



97. Kalkan, A.: Uncertainty in Wind Energy Assessment. [Электронный ресурс] [http://www.windsim.com/documentation/UM2015/1506\\_WindSim\\_UM\\_Inores\\_Akgun\\_Kalkan.pdf](http://www.windsim.com/documentation/UM2015/1506_WindSim_UM_Inores_Akgun_Kalkan.pdf). 2015. (останне звернення 19.01.2021р.).

98. Подгуренко В.С., Бордюгов В.Н. Техничко – аналітичечкоє предложение по строительству промышленной ВЭС в прибрежной зоне Очаковского района. (по договору с технопарком КПИ) НТО инв. № АВЭС-600.Б.0000.09.Т01. Николаев: ЮГ ПВЦ НИЭ “Бояр”. 2009. 114 с.

99. Подгуренко В.С., Петров Е.В. Прединвестиционные расчеты эффективности строительства промышленной ветровой электростанции на площадках, примыкающих к Аджигольской ВЭС в Николаевской области. Подбор эффективных ветроэлектрических установок для комплектации промышленных ВЭС. НТО инв. № АВЭС-600.Б.0000.09.Т02/01. Николаев: ЮГ ПВЦ НИЭ “Бояр”. 2010. 69 с.

100. Mita-Teknik. Park Control. [Электронный ресурс]. [https://www.mita-technik.com/media/2501/mt\\_park-control\\_brochure\\_en\\_r1\\_0.pdf](https://www.mita-technik.com/media/2501/mt_park-control_brochure_en_r1_0.pdf) (Дата звернення: 19.01.2021).

## **ДОДАТОК А**

**Перелік моделей мультимегаватного класу провідних світових виробників**

Таблиця

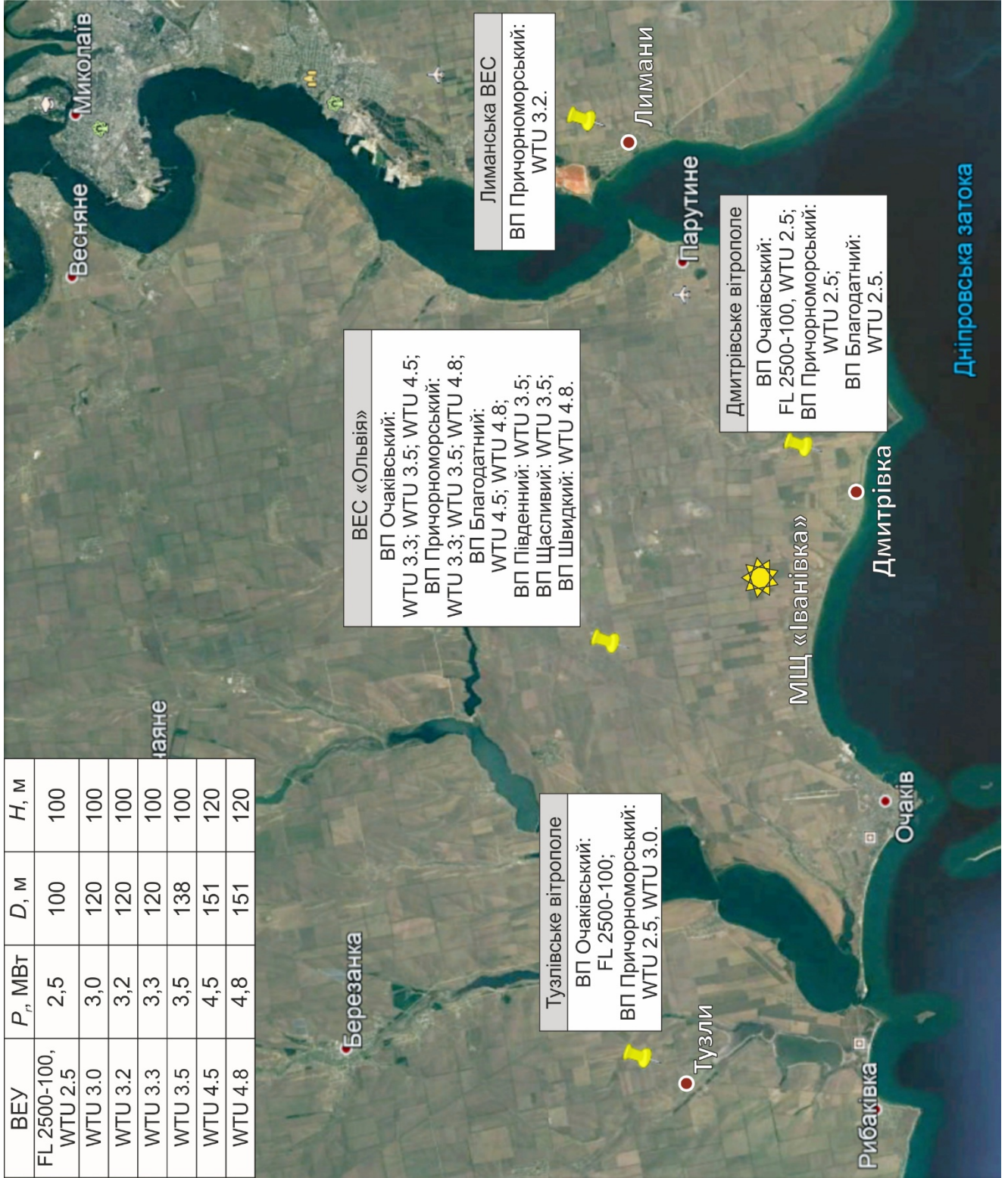
№ з/п	Виробник	Країна	Модель	Діаметр ВК $D$ , м
<b>Номінальна потужність <math>P_r</math> 2,0 МВт</b>				
1	Fuhrländer Windtechnology	Україна	WTU2.0-100	100
2	Senvion	Німеччина	MM100	100
3	Leitwind	Італія	LTW101 2000	101
4	Leitwind	Італія	LTW104 2000	104
5	Gamesa	Іспанія	G114-2.0MW	114
6	SANY	Китай	SE11520	115
<b>Номінальна потужність <math>P_r</math> 2,5 МВт</b>				
7	Fuhrländer	Німеччина	FL 2500/100	100
8	GE General Electric	Німеччина	GE 2.5 - 100	100
9	Nordex	Німеччина	N100 Gamma	99,8
10	Vensys	Німеччина	100/2500	99,8
11	Leitwind	Італія	LTW101 2500	101
12	GE General Electric	Німеччина	GE 2.5-103	103
13	HEAG	Китай	HW3/S2500(103)	103
14	WDRVM	Сирія	WD2.5-103	103
15	Fuhrländer	Німеччина	FL 2500/104	104
16	Leitwind	Італія	LTW104 2500	104,1
17	Vensys	Німеччина	109/2500	109
18	HEAG	Китай	HW3/S2500(110)	110
19	W2E Wind to Energy	Німеччина	W2E-110/2.5	110
20	Vensys	Німеччина	112/2500	112,5
21	Gamesa	Іспанія	G114-2.5MW	114
22	Enercon	Німеччина	E-115 2.500	115
23	SANY	Китай	SE11525	115
24	GE General Electric	Німеччина	GE 2.5 - 120	120
25	SANY	Китай	SE13125	131
26	S&G Engineering	Німеччина	SG2500.131 DD	131
<b>Номінальна потужність <math>P_r</math> 3,0 МВт</b>				
27	Enercon	Німеччина	E-101	101
28	Leitwind	Італія	LTW101 3000	101
29	Vestas	Данія	V112 Onshore	112
30	Enercon	Німеччина	E-115 3.000	115,7
31	Nordex	Німеччина	N117 Delta	116,8
32	W2E Wind to Energy	Німеччина	W2E-120/3fc	120
33	Vensys	Німеччина	120/3000	120
34	SANY	Китай	SE12130	121
35	Senvion	Німеччина	3.0M122	122
36	Vestas	Данія	V126-3.0	126

Продовження таблиці

№ з/п	Виробник	Країна	Модель	Діаметр ВК $D$ , м
37	SANY	Китай	SE12730	127
38	Nordex	Німеччина	N131/3000 Delta	131
39	W2E Wind to Energy	Німеччина	W2E-138/3.0fc	138
<b>Номінальна потужність <math>P_r</math> 3,2-3,3 МВт</b>				
40	Nordex	Німеччина	N100 Delta	99,8
41	Vestas	Данія	V112-3.3	112
42	Siemens	Данія	SWT-3.2-113	113
43	Senvion	Німеччина	3.2M114	114
44	Vestas	Данія	V117-3.3	117
45	W2E Wind to Energy	Німеччина	W2E-120/3.2fc	120
46	Senvion	Німеччина	3.2M122	122
47	Vestas	Данія	V126-3.3	126
48	GE General Electric	Німеччина	GE 3.2-130	130
49	Siemens	Данія	SWT-3.3-130	130
50	Nordex	Німеччина	N131/3300 Delta	131
51	Gamesa	Іспанія	G132-3.3MW	132
<b>Номінальна потужність <math>P_r</math> 3,4-3,6 МВт</b>				
52	Enercon	Німеччина	E-101 E2 3.500	101
53	Vestas	Данія	V112-3.45	112
54	Eno energy	Німеччина	eno 114 3.5	114,9
55	Senvion	Німеччина	3.4M114	114
56	Nordex	Німеччина	N117/3600 Delta	116,8
57	Vestas	Данія	V117-3.45	117
58	W2E Wind to Energy	Німеччина	W2E-120/3.5fc	120
59	Siemens	Данія	SWT-3.6-120 Onshore	120
60	Eno energy	Німеччина	eno 126 3.5	126
61	Vestas	Данія	V126-3.45	126
62	Siemens	Данія	SWT-3.6-130	130
63	Nordex	Німеччина	N131/3600 Delta	131
64	Vestas	Данія	V136-3.45	136
65	GE General Electric	Німеччина	GE 3.4-137	137
66	Senvion	Німеччина	3.4M140	140

## **ДОДАТОК Б**

**Склад об'єктів ТОВ "УК "ВПУ" у Миколаївській області  
станом на 01.01.2021р.**



## **ДОДАТОК В**

### **Список публікацій за темою дисертації**

**Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:**

1. Подгуренко В.С. Многовековые традиции Украины в использовании энергии ветра / В.С. Подгуренко, И.В. Степанец, В.Е. Терехов // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2014. – №5. – С. 40-50 (*фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз WorldCat; BASE; Google Scholar*).

2. Подгуренко В.С. Математическое моделирование работы ветрогенератора, оснащенного системой установки угла поворота лопастей / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Електронне моделювання. – 2018. – Том 40. – №2. – С. 95-103 (*фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз WorldCat, BASE; Google Scholar*).

3. Подгуренко В.С. Математическая модель задачи эффективности и один из методов её решения для увеличения выработки электроэнергии ветроэлектростанциями / В.С. Подгуренко, О.М. Гетманец, В.Е. Терехов // Моделювання та інформаційні технології. Збірник наукових праць ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова – 2019. – Вип. 86. – С. 50-55. (*фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз BASE; Google Scholar*).

4. Подгуренко В.С. Математична модель задачі оцінки виробітку вітроелектричної установки / В.С. Подгуренко, О.М. Гетманець, В.Є. Терехов // Моделювання та інформаційні технології. Збірник наукових праць ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова – 2019. – Вип. 88. – С. 163-170. (*фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз BASE; Google Scholar*).

5. Подгуренко В.С. Моделирование вертикального распределения скорости ветра по результатам ветроизмерений на высотной мачте / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Моделювання та інформаційні технології. Збірник наукових праць ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова – 2019. – Вип. 89. – С. 129-135. (*фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз BASE; Google Scholar*).

6. Подгуренко В.С. Моделювання роботи вітропарків України в умовах обмеження генерації / В.С. Подгуренко, О.М. Гетманець, В.Є. Терехов //



Електронне моделювання. – 2020. – №1. – С. 91-102. (фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз INDEXCOPERNICUS; ULRICHSWEB; Google Scholar).

7. Подгуренко В.С. Повышение эффективности производства электроэнергии ветроэлектрической установкой на основе математического моделирования / В.С. Подгуренко, О.М. Гетманец, В.Е. Терехов // Електронне моделювання. – 2020. – №2. – С. 121-127. (фахове видання включене до міжнародних наукометричних баз INDEXCOPERNICUS; ULRICHSWEB; Google Scholar).

8. V. Podhurenko, I. Kovshova, V. Terekhov, N. Dubovyk. (2021) Evaluation of efficiency of wind power plants operation in wind conditions of the Northern Black Sea region of Ukraine / V. Podhurenko, I. Kovshova, V. Terekhov, N. Dubovyk // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science, Volume 628 (2021), стаття № 012007, P. 1-8. doi:10.1088/1755–1315/628/1/012007. ISSN:1755–1307 (фахове видання включене до міжнародної наукометричної бази SCOPUS).

#### **Праці апробаційного характеру:**

9. Подгуренко В.С. Анализ эффективности работы промышленной ВЭС Очаковского ветропарка / В.С. Подгуренко, Е.Ф. Никитенко, В.Е. Терехов // VI Міжнародна науково-технічна конференція студентів, аспірантів, науковців та фахівців "Суднова енергетика: стан та проблеми". 13 – 14 листопада 2013 р. – Миколаїв: НУК, 2013. – С. 16 – 28.

10. Подгуренко В.С. Методика определения потерь от наложенных ограничений в генерации при эксплуатации ВЭС / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // VI міжнародна науково-технічна конференція "Суднова енергетика: стан та проблеми", 13 – 14 листопада 2013р. – Миколаїв: НУК, 2013. – С. 128 – 133.

11. Подгуренко В.С. Методика определения потерь от наложенных ограничений в генерации при эксплуатации ВЭС / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Повышение эффективности энергетического оборудования: Материалы III международной научно-практической конференции 11 – 13 декабря 2013г. – М. – 2013. – Том I. – С. 474 – 489.

12. Подгуренко В.С. Методика определения потерь от наложенных ограничений в генерации при эксплуатации ВЭС / В. С. Подгуренко, В.Е. Терехов // V Міжнародна науково-технічна конференція “Муніципальна енергетика: проблеми, рішення”, 19–20 грудня 2013р. – Миколаїв : НУК. – 2013. – С. 224–233.
13. Подгуренко В.С. Энергия и экология. О некоторых аспектах экологического образования / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Всеукраїнська науково-практична конференція “Стратегії розвитку екологічної освіти у XXI столітті”, 27 – 28 березня 2014р., ЧДУ ім. Петра Могили. – Миколаїв: ФОП Швець В.Д., 2014. – С. 178 – 185.
14. Подгуренко В.С. Промышленная ветроэнергетика Северного Причерноморья: результаты становления и перспективы развития / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // VI міжнародна науково-технічна конференція “Муніципальна енергетика: проблеми, рішення”, 24 – 25 грудня 2015 р. – Миколаїв: НУК, 2015. – С. 87 – 97.
15. Подгуренко В.С. Результаты пятилетней эксплуатации промышленной ВЭС Северного Причерноморья Украины / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // VIII Міжнародна науково-технічна конференція “Суднова енергетика: стан та проблеми”, 8 – 10 листопада 2017р., – Миколаїв: НУК, 2017. – С. 17 – 28.
16. Подгуренко В.С. Математическое моделирование работы ветрогенератора оснащенного системой установки угла поворота лопастей / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // VIII Міжнародна науково-технічна конференція “Суднова енергетика: стан та проблеми”, 8 – 10 листопада 2017р., – Миколаїв: НУК, 2017. – С. 144 – 148.
17. Подгуренко В.С. Исследование ветрового потока за ветроколесом промышленных ветряных электрических установок / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Зб. тез науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ, 16 травня 2018 р. / ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України. – 2018. – с. 41 – 43.
18. Подгуренко В.С. Математическое моделирование КИЭВ ротора ветротурбины большой мощности промышленной ВЭС / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Збірка

праць міжнародної конференції “Моделювання – 2018”. 12 – 14 вересня 2018р. – Київ. – 2018. – С. 238 – 241.

19. Терехов В.Є. Дослідження геометричних параметрів лопатей вітротурбін мегаватного класу/ В.Є. Терехов, В.С. Подгуренко // Збірник тез XXXVII науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України, м. Київ, 15 травня 2019 р. / ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України. – 2019. – с. 8 – 9.

20. Терехов В.Є. Дослідження геометричних параметрів лопатей вітротурбін мегаватного класу / В.Є. Терехов // "Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті: матеріали XX міжнародної науково-практичної конференції (Київ, 15 – 16 травня 2019 р.). – К.: Інтерсервіс, 2019. – с. 473 – 476.

21. Подгуренко В.С. Методика оцінювання виробітку вітряної турбіни / В.С. Подгуренко, В.Є. Терехов, О.М. Гетманець, М.М. Пеліхатий // Фізико-технічні проблеми енергетики та шляхи їх вирішення 2019 (ФТПЕШВ – 2019): Матеріали міжнародної науково-технічної конференції, 19 червня 2019р., м. Харків, – Х.: ХНУ імені В.Н. Каразіна. – С. 55 – 56.

22. Подгуренко В.С. Эффективность работы промышленной ВЭС Очаковского ветропарка / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // XII Миколаївські екологічні читання “Збережемо для нащадків”, 31 жовтня – 2 листопада 2019р. – Миколаїв: СПД Румянцева Г.В., 2019. – С.106 – 110.

23. Подгуренко В.С. Моделирование кривых мощности современных мультимегаваттных ветроэлектрических установок / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Матеріали XXI міжнародної науково-практичної конференції "Відновлювана енергетика та енергоефективність у XXI столітті", 14 – 15 травня 2020 р. – К: Інтерсервіс. – 2020. – С. 395 – 400.

24. Подгуренко В.С. Результаты эксплуатации промышленной ВЭС Северного Причерноморья Украины / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Матеріали XXI міжнародної науково-практичної конференції "Відновлювана енергетика та

енергоефективність у XXI столітті", 14 – 15 травня 2020 р. – К: Інтерсервіс. – 2020. – С. 401 – 405.

25. Подгуренко В.С. Моделирование стоимости энергии, вырабатываемой ветроэлектрической установкой / В.С. Подгуренко, В.Е. Терехов // Збірник тез XXXVIII науково-технічної конференції молодих вчених та спеціалістів ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України – 15 травня 2020р. – К.: 2020. – С. 66 – 68.

26. Терехов В.Є. Ефективність роботи промислових вітроелектричних станцій України / В.Є. Терехов, В.С. Подгуренко // Перспективи розвитку територій: теорія і практика: матеріали Всеукраїнської науково-практичної конференції здобувачів вищої освіти і молодих учених, Харків, 19–20 листопада 2020 р. / Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, Рада молодих вчених при МОН України, Одеський національний економічний університет, НТУ «Дніпровська політехніка» [та ін.] – Харків: ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2020 – С. 382 – 386.

27. Подгуренко В.С. Об эффективности работы промышленных ВЭС Украины / В.С, Подгуренко, В.Е. Терехов // XIII Миколаївські міські екологічні читання "Збережемо для нащадків", 27 листопада 2020р. – Миколаїв: ФОП Румянцева Г.В., 2020. – С. 97 – 100.

**Праці, які додатково відображають наукові результати дисертації:**

28. Подгуренко В.С. Использование энергии ветра в Украине: история и традиции / В.С, Подгуренко, Е.Ф. Никитенко, В.Е. Терехов // Энергосбережение. – 2013. – №4. – С. 14-16.

29. Патент на корисну модель №132212 Укр., G01P 5/00. Спосіб визначення вертикального розподілу модуля швидкості вітру в приземному шарі атмосфери / Подгуренко В.С., Терехов В.Є., Гетманець О.М., Черепанов А.І., опубл. 11.02.2019р., Бюл. №3.

30. Патент на корисну модель №135302 Укр., F03 1/00 G01P 5/00. Спосіб оцінювання виробітку вітряної електричної турбіни / Подгуренко В.С., Терехов В.Є., Гетманець О.М., Черепанов А.І., опубл. 25.06.2019р., Бюл. №12.

## **ДОДАТОК Г**

**Акт про впровадження наукових результатів дисертаційної роботи**



ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор ПрАТ «Вітряний парк Очаківський»

Ю.М. Лянной

» січня 2021 р.

### АКТ

**про впровадження наукових результатів з дисертаційної роботи Терехова В.Є. на тему «Математичні моделі режимів роботи вітротурбін в умовах обмеження потужності генерації», яка представлена на здобуття наукового ступеню кандидата технічних наук**

Результати наукових досліджень Терехова В.Є., отримані в рамках дисертаційної роботи на тему «Математичні моделі режимів роботи вітротурбін в умовах обмеження потужності генерації», що подається на здобуття наукового ступеню кандидата технічних наук успішно впроваджені у процеси диспетчеризації та звітності підприємства.

Розроблені Тереховим В.Є., під час проведення вищезазначеного дисертаційного дослідження, математичні моделі режимів роботи вітротурбін дозволили підвищити якість оцінки ефективності роботи вітроелектричних станцій підприємства, а також визначити прийнятні режими їх під час дії накладеного обмеження, тим самим зменшити об'єм матеріальних збитків підприємства.

Здобувач Терехов В.Є. працює на підприємстві з 2011 року на різних посадах, приймав активну участь у встановленні різних служб підприємства, займається науковим дослідженням роботи вітрових електричних станцій підприємства.

Головний технічний керівник ВЕС

О.Я. Гримак