

УДК 621.311

Костюк В.О., канд. техн. наук, доцент
Назарук В.М., магістрант
Кафедра електропостачання
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

РЕЖИМНІ ОСОБЛИВОСТІ ВУЗЛА ЕЛЕКТРОМЕРЕЖІ З ПРИЄДНАННЯМ МАЛОЇ ВІТРОЕЛЕКТРО-СТАНЦІЙ Й ЗАСОБИ ПІДВИЩЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ЯКОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ

Анотація

В статті розглядається проблема регулювання вітроенергетичних установок. Розглядаються та описується темпи зростання частки вітрової енергетики в Україні. Основна увага сконцентрована на вирішенні проблеми підвищення якості функціонування мережі за умов приєднання нових генерувальних потужностей – вітроелектростанцій. Розглядаються деякі окремі технологічні питання запровадження конкурентного ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії.

Ключові слова: вітрові електростанції, електропостачання, активна потужність, генерувальна установка, відновлювані технології, надійність енергосистеми.

Abstract

The article deals with the problem of regulation of wind power plants. The growth rates of the share of wind energy in Ukraine are considered and described. The main focus is on solving the problem of network reliability when connecting new generating capacity - wind farms. Certain technological issues for the introduction of competitive market of bilateral agreements and a balancing electricity market is considered.

Keywords: wind power plants, power supply, active power, generating installation, renewable technologies, power system reliability.

Вступ. Вітрові електростанції набувають все більшої ваги у складі енергосистем багатьох країн, їх питома потужність досягає 10% і більше. Збільшення частки виробництва електроенергії вітровими електростанціями (ВЕС) в загальному споживанні супроводжується низкою проблем, зумовлених нестабільністю вітру та невизначеності миттєвих і усереднених значень (щогодинних, середньодобових тощо). Випадковий характер зміни потужності ВЕС у часі зумовлює необхідність розв'язання задач керування балансом потужності у вузлі енергосистеми вже за незначної частки вітрової енергетики в загальному енергоспоживанні, особливо з урахуванням зростання обсягів використання відновлюваних технологій (ТВЕ) у середньостроковій перспективі – енергії вітру, сонячної інсоляції насамперед. Моделі моніторингу та керування, що опираються на показники процесу електрогенерування з погодинною дискретизацією не задовольняють вимог щодо підтримання балансу вже на рівні електропостачальних систем [1].

Результати господарської діяльності у 2019-му році свідчать про високі темпи продемонстрував найвищі темпи зростання встановленої вітроенергетичної потужності починаючи з 2009 року, тобто з періоду дії «зеленого» тарифу в країні. Лише за минулий рік в Україні було споруджено 637,1 МВт потужностей, що означає майже 10-ти кратне зростання порівняно з показниками 2018 року – 67,8 МВт. Протягом 2019 року у шести областях України почали генерувати чисту електроенергію 166 нових вітрових турбін класу 3+ МВт, середня одинична потужність яких склала 3,8 МВт.

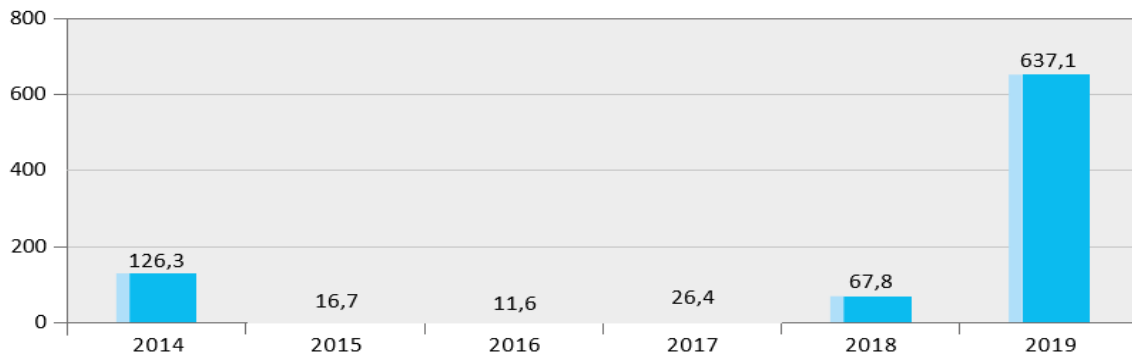


Рисунок 1. Щорічний приріст вітроенергетичних потужностей, 2014 – 2019, МВт



Рисунок 2. Загальна встановлена потужність вітроенергетичного сектору на материковій частині України за період з 2014 по 2019 роки, МВт

Джерело: Українська вітроенергетична асоціація (УВЕА) , ©2019 [2]

Станом на кінець 2019 року встановлена потужність вітроенергетичного сектору України досягла 1 170 МВт. Таким чином, вітроенергетика залишається другою в країні за кількістю встановлених потужностей серед відновлюваних джерел енергії, після сонячної енергетики. Наразі, частка вітроенергетики від загальної встановленої потужності сектора ТВЕ становить 18,3 %, а від встановленої потужності енергетичного сектору країни – 2,15% [2].

Постановка завдання. Визначення стану вітрової енергетики в Україні. Впровадження конкурентної моделі ринку двосторонніх договорів. Розглянуто можливості регульованих вітроелектричних установок участі в процесах первинного регулювання частоти (ВЕУ).

Матеріал і результат дослідження.

Історично склалось так, що вітровим електростанціям було дозволено виробляти активну потужність, яка є змінною в залежності від швидкості вітру, і ВЕС перших поколінь не були зобов'язані брати участі у частотному регулюванні електроенергосистеми, регулюванні напруги, або управлінні перетоками енергії в лініях. Такі неконтрольовані зміни вихідної потужності ВЕС в дійсності мають вплив на процеси в електромережі (ЕМ), включно

коливання напруги, частоти і глибшого регулювання або вимог щодо швидкості запуску традиційних генерувальних установок.

Застосування сучасних інструментальних програмних засобів для розв’язування прикладних задач – пошуку раціональних проектних рішень енергопостачальних систем з використанням декількох технологій на основі енергії відновлюваних джерел та накопичувачів енергії, дають ефективний результат [3].

Складність вирішення задач масштабної інтеграції вітроелектричних установок (ВЕУ) до системної розподільної мережі зумовлена змінами параметрів потужності генерації у часі – компонент активної і реактивної потужності, вихідної напруги й частоти електричної енергії, температурозалежного коефіцієнта корисної дії тощо [4].

Так само вітровим електростанціям було дозволено споживати реактивну потужність з мереж, або в кращому випадку, підтримувати встановлене значення коефіцієнта потужності. І в цьому так само проглядається принципова відмінність від режимів, котрі є обов’язковими для звичайних генерувальних установок, що базуються на традиційних технологіях.

Розглянемо можливості регулювання ВЕУ, описаних вище, щодо впливу на процеси зміни і частоти у вузлі приєднання до ЕМ.

Додаткова кінетична енергія вітротурбіни, що може бути використана для передачі в ЕМ при зниженні швидкості від ω_0 до ω_1 , залежить від початкової швидкості ротора ω_0 :

$$\Delta E = \frac{1}{2} J (\omega_0^2 - \omega_1^2) = \frac{1}{2} J (2\omega_0 \Delta\omega + \Delta\omega^2) , \quad (1)$$

де J – інерція вітроколеса, $\text{кг} \cdot \text{м}^2$, а $\Delta\omega$ – зміна швидкості вітроколеса. Потужність, що вивільняється, записується в залежності від інтервалу часу Δt , сек:

$$\Delta P = \Delta E / \Delta t . \quad (2)$$

На відміну від звичайних СГ інерційна реакція ВЕУ на коливання частоти може бути налаштована для полегшення режиму ЕМ після початкового стрибка частоти або втрати генерації. Як показано на рис. 3, вітротурбіна потужністю 1,5 МВт, рухаючись за інерцією протягом перехідного процесу тривалістю 15 сек, віддає ~200 кВт потужності, при цьому обертова швидкість знижується на 5 об/хв.

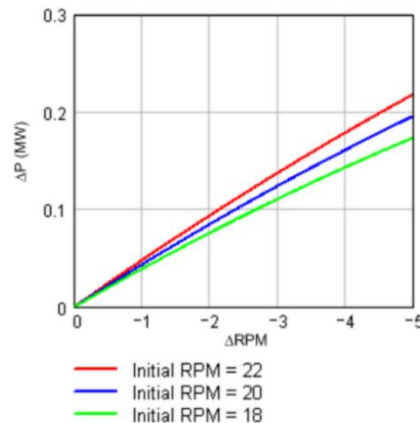


Рисунок 3 – Приклад залежності надлишкової механічної потужності, що вивільняється, для ВЕУ потужністю 1,5 МВт

Джерело: Understanding inertial and frequency response of wind power plants [5]

За умови оснащення відповідними засобами автоматики цей інерційний «надлишок» може бути безпосередньо переданий в мережу: налаштування засобів автоматичного керування мають забезпечити покращення поведінки системи в процесі початкового відхилення (зниження) частоти, яке може трапитися внаслідок відключення генератора в ЕЕС. Технічними обмеженнями тут є: додатковий нагрів та механічні зусилля на вітроколесо. Однак

тривалісь процесу є незначним, щоб викликати ризики пренагріву обмоток генератора, а інвертори зазвичай мають запас в межах своєї номінальної потужності, котра зазвичай перевищує потужність вітротурбіни.

У процесі змін швидкості вітру АГ забезпечує оптимальну електромагнітну потужність, підтримуючи оптимальне значення C_p вітроколеса шляхом регулювання кутової швидкості ротора вітротурбіни – на ділянці кривої між точками А і С. Тобто, відповідні швидкості ротора АГ відповідають оптимальним енергетичним режимам на різних швидкостях вітру. Нижче номінальної швидкості вітру кут атаки лопастей колеса встановлений номінальним (наприклад, дорівнює 0°). На вищих швидкостях вітру для обмеження швидкості обертання ротора вітротурбіни включається регулятор кута атаки – *pitch controller*.

Коли швидкість вітру досягає значення 9,2 м/сек (відповідні криві потужності зображені на діаграмі рис. 4) досягається номінальна швидкість ротора вітротурбіни 21 об/хв, в на ділянці між точками С і D генератор АГ налаштований на постійне значення швидкості (так функціонує контур I-АГ). У разі підвищення швидкості вітру регулятор кута атаки лопаті забезпечує рівень 21 об/хв.

Однак у разі провалу частоти, обумовленого втратою генератора, для полегшення реалізації принципу надійності «N-1» додаткова потужність ВЕУ може сприяти полегшенню коливанню частоти. Максимальне підвищення потужності в момент зниження частоти залежатиме від наявної потужності P_{aero} . Всі компоненти ВЕУ – інверторний модуль, АГ з трансформатором і механічні компоненти вітротурбіни мають бути сконструйованими із забезпеченням функціонування за умов виникнення таких перевантажень.

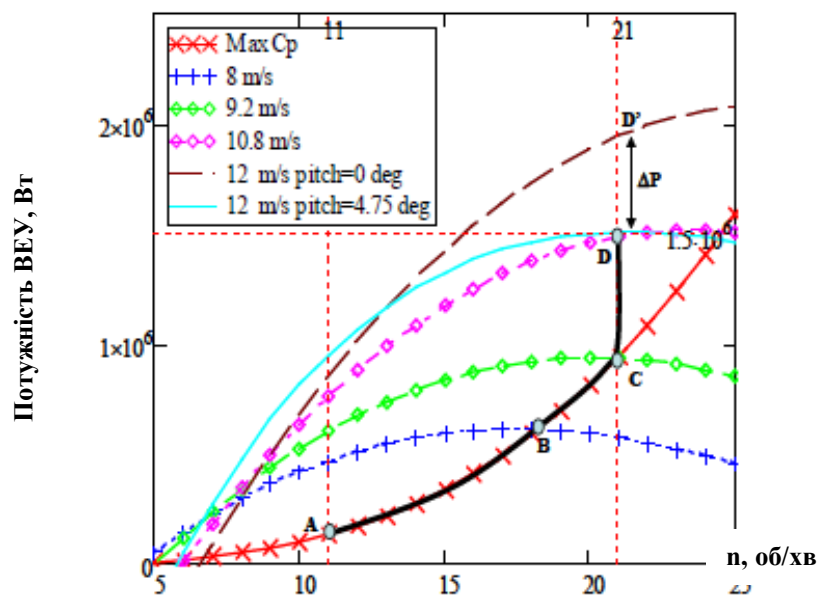


Рисунок 4 – Потужність регульованої ВЕУ: ілюстрація процесу вивільнення кінетичної енергії внаслідок стрибкоподібного зниження частоти в ЕЕС: n – швидкість обертання вітроколеса потужності

Джерело: Understanding inertial and frequency response of wind power plants [5]

Додаткові можливості регулювання частоти і потужності в ЕЕС з використанням ВЕУ пов'язані із можливостями формування електромеханічних характеристик відповідно до вимог «Правил приєднання...» (*Grid Codes*), які встановлюються кожним оператором ЕМ з урахуванням особливостей функціонування національної (або об'єднаної) ЕЕС. Такі характеристики передбачають використання ВЕУ у якості засобів первинного регулювання

частоти і потужності у межах запасу потужності (Reserve), що визначається свідомим обранням робочих режимних показників ВЕУ нижче номінальних (призводить до зниження ефективного значення КВВП ВЕС, зображено на рис. 5).

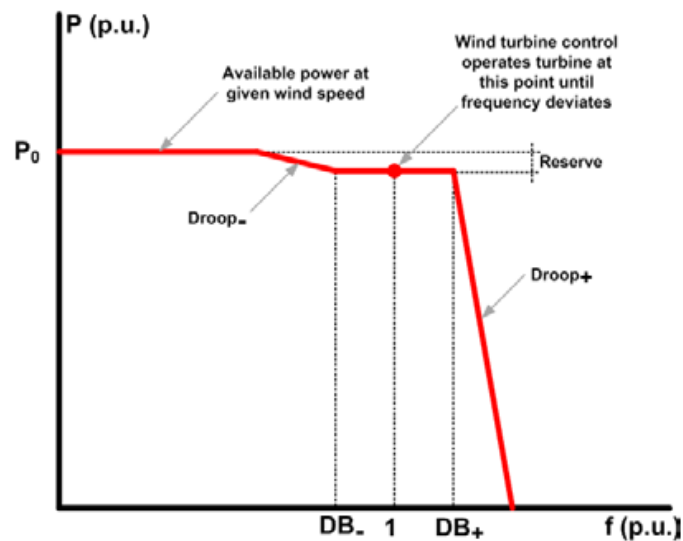


Рисунок 5 —Електромеханічні характеристики ВЕУ в залежності від робочої частоти ЕМ в точці приєднання

Джерело: Understanding inertial and frequency response of wind power plants [5]

Впровадження конкурентної моделі ринку двосторонніх договорів та балансуючого ринку електричної енергії (РДДБ) є запорукою успішного подальшого розвитку оптового ринку електроенергії України. Однією з невід’ємних компонент такого ринку є напрацювання пропозицій та створення умов надання допоміжних послуг. Програмами державної підтримки енергетичного сектору провідних країн світу на найближчі роки, зокрема США, передбачено фінансування досліджень в рамках проектів нових інтегрованих систем електропостачання на основі концепту електрогенерування *Smart Grid* втіленого на із залученням ідей *smart building* на основі широкого використання *smart appliances*, комунікаційних засобів та автоматичних систем управління (регулювання) [6].

Допоміжні послуги (ДП) – це послуги (з регулювання), які системний оператор зможе купувати у постачальників/виробників для забезпечення стійкої та надійної роботи ЕЕС (ОЕС України – в Україні) та підтримання якості електроенергії відповідно до вимог стандартів. До таких послуг стандартно відносять:

- первинне регулювання частоти і потужності (ПРЧП),
- вторинне регулювання частоти і потужності (ВРЧП),
- регулювання напруги та реактивної потужності (РНРП),
- автономний запуск резервних електроагрегатів у поєднанні у взаємодії з

протиаварійною автоматикою (АЗРГА).

Перші два види послуг є вкрай необхідними не лише з технічної/технологічної точки зору, але становлять вагомий техніко-економічний проблему з огляду на зростання витрат на регулювання, адже вартісні показники систем, які доведеться задіяти на потребу задоволення ринкового попиту мають тенденцію до зростання у часі [7]. Третій вид регулювання може здійснюватись за допомогою трактів видового перетворення електроенергії з використанням інверторного обладнання сучасних СЕС та ВЕС.

Активний споживач — це такий споживач енергії, який є не тільки її пасивним покупцем, але й може деяким чином взаємодіяти з мережею енергопостачання, впливати на її стан та ціни на ринку, в основному через можливість самостійно генерувати та зберігати енергію [8].

Активний споживач — це споживач, який реагує та впливає на ринок енергії через систематичні дії і реакції, які націлені на мінімізацію витрат і збільшення власного та колективного прибутку. Пристосування до миттєвих цін на ринку та можливість керувати навантаженням для стабілізації графіка добового споживання є одними з найважливіших стимулів до розвитку активних споживачів та формування мікромереж. Критичним фактором перетворення звичайного споживача на активного є явні прибутки, що випливають з такого перетворення. Споживачі мають зрозуміти цінність нових технологій та захотіти змінити свою поведінку і платити за продукти та послуги, які нові учасники ринку можуть запропонувати в рамках інтелектуальних мереж. Вигода, яку отримують споживачі, не завжди може відобразитися у грошовому еквіваленті.

Висновки. Підсумовуючи, слід зазначити, що швидкий приріст парку регульованих вітроагрегатів, котрі функціонують у складі ВЕС, підключених до мереж ЕЕС, за умови їх оснащення засобами керування інерційним відгуком, є технологічною основою надання якісних допоміжних послуг енергосистемі в умовах функціонування двосторонніх ринкових стосунків в електроенергетиці (РДЦБ). Зокрема йдеться про принципову можливість використання інерційних властивостей ВЕС для пом'якшення процесів, що супроводжуються стрибкоподібними змінами системної частоти, та необхідністю регулювання напруги і реактивної потужності у вузлах приєднання генерувальних об'єктів на основі ТВЕ до локальної розподільної електромережі.

Вибір накопичувача за типом, стратегією керування та значенням його робочої ємності становлять основу задач багатокритеріальної оптимізації таких систем з урахуванням обмежень щодо надійності електропостачання.

Список використаних джерел

1. Perninge M. Modeling the uncertainties involved in net transmission capacity calculation. Licenciate Thesis, KTH School of Electrical Engineering, Stockholm, Sweden. – 2009. – 107p.
2. Вітроенергетичний сектор України 2019. Огляд ринку. [Електронний ресурс] // Українська вітроенергетична асоціація» (УВЕА). – 2019. – Режим доступу до ресурсу: http://uwea.com.ua/uploads/docs/uwea_2019_ua_preview.pdf.
3. Костюк В.О., Базюк Т.М. Прикладні задачі застосування гібридних моделей для оптимізації локальних електропостачальних систем з власною генерацією // Енергетика: економіка, технології, екологія. – 2016. – №3. – С. 51-60.
4. Костюк В.О. Системний огляд методів дослідження енергоустановок з мінливими технологічними показниками й практичні аспекти моделювання /В.О. Костюк // Проблеми загальної енергетики. – 2015. – №2. – С.39–47.
5. E. Muljadi, V. Gevorgian, M. Singh and S. Santoso, "Understanding inertial and frequency response of wind power plants," [Електронний ресурс] // IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, Denver, CO. – 2012. – Режим доступу до ресурсу: <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6316361&isnumber=6316351>.
6. Runyon J. Energy Storage Industry Off and Running in January 2016/ Renewable Energy World [Електронний ресурс] // Renewable Energy World. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/01/energy-storage-set-for-record-year-in-2016.html>.
7. Блінов І.В. Методи дослідження вартісних показників надання допоміжних послуг з регулювання частоти в частині завантаження енергоблоків ОЕС України [Електронний ресурс] // Проблеми загальної енергетики. – 2013. – Режим доступу до ресурсу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/PZE_2013_1_8.
8. Особливості формування активного споживача в сучасних електромережах С. П. Денисюк, Т. М. Базюк [Електронний ресурс] // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2014. – Режим доступу до ресурсу: <https://visnyk.vntu.edu.ua/index.php/visnyk/article/view/934>.