

М. С. СЕГЕДА, О. Б. ДУДУРИЧ, С. І. РОМАНІВ, Н. В. ОСТРА

АНАЛІЗ ОСНОВНИХ ПІДХОДІВ, МЕТОДІВ ВИБОРУ І ОБГРУНТУВАННЯ ПАРАМЕТРІВ ТА РЕЖИМІВ ВІТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК ДЛЯ ІНТЕГРАЦІЇ В РОБОТУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

Одним з пріоритетних напрямків розвитку електроенергетики для України є освоєння та використання альтернативних і відновлюваних джерел енергії, що веде до зменшення залежності від імпорту електричної енергії. Велика частина території України характеризується сприятливими умовами для виробництва електроенергії за допомогою сучасних вітрових електричних станцій. Розглянуто інтеграцію вітрових електричних станцій, не враховуючи інші відновлювані джерела енергії. Порівняно з іншими джерелами відновлювальної енергії, процеси функціонування вітрових електричних станцій мають випадковий характер виробництва електроенергії, оскільки генерована потужність може значно змінюватись протягом доби. Це потребує врахування певних вимог до електроенергетичної системи під час приєднання та спільного функціонування з вітровою електричною станцією. У зв'язку з цим, у дослідженнях вітрові електричні станції розглядаються окремо від інших джерел відновлювальної енергії, оскільки вони мають свої особливості та можуть впливати на функціонування електроенергетичної системи. Підключення значної кількості відновлюваних джерел енергії, зокрема вітрових електричних станцій, до електроенергетичної системи вимагає вирішення різних завдань, пов'язаних з характеристиками та функціональністю таких станцій, а також зі структурою генерувальних джерел електроенергетичної системи. Серед цих завдань можна виділити забезпечення необхідної резервної потужності для своєчасного компенсування змін під час генерації електроенергії, підтримання надійності функціонування електроенергетичної системи та виконання заходів для компенсації можливого зменшення якості електричної енергії. Насправді, процеси змінювання потужності генерованої енергії у вітрових електричних станціях відбуваються досить швидко, особливо в разі різкого погіршення погодних умов, що є досить частим явищем. Проаналізовано методи вибору та обґрунтування параметрів і режимів роботи вітрових електричних станцій під час підключення до електроенергетичної системи. У роботі описуються різні підходи до вибору параметрів та режимів вітроенергетичних установок, зосереджуючись на методах, що забезпечують балансову надійність або адекватність системи генерування. Сформовано методи вибору та обґрунтування параметрів та режимів вітроенергетичних установок для інтеграції в роботу електроенергетичної системи на основі балансу потужності та енергії. У роботі визначено ключові показники, що враховують відповідність попиту на електроенергію, а також підходи до забезпечення балансу між виробництвом та споживанням енергії. Виконано оцінку ефективності вітроенергетичних установок в різних режимах інтеграції в роботу електроенергетичної системи з урахуванням економічних аспектів. Досліджено, як різні режими впливають на раціональне використання виробленої енергії, зокрема, при недостатньому та надлишковому генеруванні, а також розглянуто економічні показники, пов'язані з цими режимами. Досліджено режиму точної відповідності (нульового небалансу) вітроенергетичних установок в контексті інтеграції в роботу електроенергетичної системи. Визначено, як використання акумулюючих та допоміжних маневрових потужностей може впливати на тривалість режиму точної відповідності та рівень нульового небалансу.

Ключові слова: асинхронний генератор, відновлювані джерела енергії, вітрова електрична станція, тривалість втрати навантаження, очікувана втрата навантаження, частота втрати навантаження, ймовірність втрати навантаження, електроенергетична система, індекс очікуваної недодаваної енергії, показник надійності енергії.

М. S. SEHEDA, O. B. DUDURYCH, S. I. ROMANIV, N. V. OSTRA

ANALYSIS OF THE MAIN APPROACHES, METHODS OF SELECTION AND JUSTIFICATION OF THE PARAMETERS AND MODES OF WIND POWER PLANT FOR INTEGRATION INTO THE WORK OF THE ELECTRIC POWER SYSTEM

One of the priority directions for the development of the electric power industry in Ukraine is the development and use of alternative and renewable energy sources, which leads to a reduction in dependence on the import of electricity. A large part of Ukraine's territory is characterized by favourable conditions for generating electricity using modern wind power plants. The article discusses the integration of wind power plants without considering other renewable energy sources. Compared to other sources of renewable energy, the operation of wind power plants has a random nature of electricity production, as the generated power can significantly vary during a day. This requires to take into account certain requirements for power systems during the integration and co-operation with wind power plants. Therefore, in the paper, wind power plants are considered separately from other sources of renewable energy, as they have their own peculiarities and can affect the operation of power systems. Integration of a significant amount of renewable energy sources, including wind power plants, into power systems requires solving various tasks related to the characteristics and functionality of such plants, as well as the structure of the generating sources of power systems. Among these tasks, it is necessary to ensure the necessary reserve capacity to timely compensate for changes during electricity generation, maintain the reliability of power system operation, and take measures to compensate for possible reduction in the quality of electrical energy. In fact, the processes of changing the power generated by wind power plants occur quite rapidly, especially in case of sudden deterioration of weather conditions, which is a fairly common phenomenon. The methods of selection and justification of parameters and operating modes of wind energy installations for integration into electric power systems have been analysed. Various approaches to the selection of wind energy installations parameters and modes are described in the work, focusing on methods that ensure system reliability or adequacy of generation. Methods for selecting and justifying parameters and modes of wind power plants for integration into operation of power systems based on power and energy balance have been formulated. Key indicators that consider electricity demand conformity are defined in the work, along with approaches to balancing energy production and consumption. An evaluation of the effectiveness of wind power plants in different integration modes into power systems operation has been performed, taking into account economic aspects. The impact of different modes on the rational use of generated energy, particularly in cases of insufficient and excess generation, is examined, and economic indicators associated with these modes are considered. An analysis of the exact match mode (zero imbalance) of wind power plants in the context of integration into operation of PSs has been conducted. The utilization of storage and auxiliary maneuvering capacities' effects on the duration of the exact match mode and the level of zero imbalance are determined.

Keywords: asynchronous generator, renewable energy sources, wind power plant, loss of load duration (LOLD), loss of load expectation (LOLE), loss of load frequency (LOLF), loss of load probability (LOLP), power system, expected energy not served (EENS), energy index of reliability (EIR).

© М. С. Сегеда, О. Б. Дудурич, С. І. Романів, Н. В. Остра, 2023

Вступ. Відомі та традиційні підходи, які використовуються як у світовій, так і в українській енергетиці, не повністю враховують особливості використання відновлюваних джерел енергії (ВДЕ). Ці джерела залежать від погодних умов, тому це дослідження націлене на підвищення ефективності інтеграції вітрової енергетики в електроенергетичній системі (ЕЕС) шляхом вдосконалення методичних та технічних підходів. Це досягається шляхом розробки нових методів вибору параметрів та режимів роботи ВЕС на основі досліджених методів та обґрунтування їх впровадження у практику.

Мета статті. Проаналізувати та розглянути основні підходи, методи вибору та обґрунтування параметрів і режимів вітроенергетичних установок для інтеграції в роботу електроенергетичної системи.

Аналіз основних підходів щодо інтеграції вітроелектричних установок в роботу електроенергетичних систем. Процеси функціонування вітрової електричної станції (ВЕС) порівняно з іншими джерелами відновлювальної енергії мають ймовірнісний характер виробництва електроенергії. На практиці протягом доби генерована потужність часто може змінюватись в досить широкому діапазоні. Тому необхідно враховувати низку вимог до ЕЕС під час інтеграції та спільного функціонування з ВЕС [1]. Тому в роботі розглядається ВЕС, не враховуючи інші ВДЕ, тому що вони за своїми характеристиками аналогічні традиційним електростанціям і не можуть як ВЕС, впливати на функціонування ЕЕС.

Інтеграція великої кількості ВДЕ (і, зокрема, ВЕС) до ЕЕС передбачає вирішення цілої низки завдань, пов'язаних зі структурними та функціональними особливостями таких електростанцій, а також структурною організацією генерувальних джерел ЕЕС [1–8]. Основними з них є: реалізація потреб у резервних потужностях з метою своєчасного компенсування змін під час генерації енергії; підтримання необхідного рівня надійності функціонування ЕЕС; реалізація заходів щодо компенсації можливого зменшення якості електричної енергії. Як показує практика, процеси зміни потужності генерованої енергії в ВЕС відбуваються достатньо швидко, насамперед це ситуації, що пов'язані зі зміною погодних умов (особливо за їхнього різкого погіршення).

Певна невизначеність процесів виробництва електроенергії в ВЕС може призводити до неоптимального складу генерувальних одиниць для розрахункового інтервалу з метою балансування ЕЕС. За умов раптової зміни робочих потужностей ВЕС має бути передбачений резерв, щоби завчасно реагувати на таке змінювання. Тому має бути забезпечена достатня адаптивність (гнучкість) ЕЕС, щоби вона могла забезпечувати надійним електропостачанням усіх споживачів. В [4–7] ЕЕС розглянуто основні вимоги до

гнучких ЕЕС, а в [6, 7] – чим ця гнучкість забезпечується.

В [6, 7] також зазначено, що просторовий перерозподіл ВЕС та розширення та підвищення пропускної спроможності електричних зв'язків між елементами ЕЕС забезпечує зменшення вимог до адаптивності ЕЕС. Отже, недостатній рівень гнучкості ЕЕС зазвичай заважає процесам інтеграції ВЕС в ЕЕС. Тому під час інтеграції ВЕС в ЕЕС, необхідно провести кількісне оцінювання вимог до гнучкості ЕЕС.

Питання формування та обґрунтування загальних вимог до функціонування ВЕС, підходів їхньої інтеграції в ЕЕС, дослідження потенціалу та прогнозування розвитку відновлювальних джерел енергії (і, зокрема, ВЕС) розглянуто в роботах таких українських науковців як-от Є. О. Маруняк, Л. Г. Руденко, Б. С. Стогній, С. А. Лісовський, О. В. Кириленко, М. М. Кулик, Н. М. Мхітарян, С. О. Кудря, М. П. Кузнецов, С. П. Денисюк, П. Д. Лежнюк, В. В. Кулик, Ю. П. Кармазін, О. О. Матеєнко, В. В. Павловський, П. Ф. Васько, В. М. Головка, О. С. Яндутьський, С. В. Дубовський, М. В. Приймак, В. О. Нейман та інші [1–3, 5, 9–16].

Одне з перших досліджень щодо спільного функціонування ВЕС та інших електростанцій об'єднаної енергосистеми України (ОЕЕС) описано в [17]. Дослідники досліджували взаємодію процесів роботи ВЕС та типових електростанцій. У роботі були розглянуті характерні періоди функціонування ОЕЕС, включаючи зміни в електричному навантаженні від мінімального до максимального, умови паводку та максимальну вітрову активність. Була визначена максимальна потужність ВЕС, яка може бути інтегрована в ОЕЕС протягом певного інтервалу часу. Також був запропонований загальний підхід до вписування ВЕС у добовий графік роботи ОЕЕС.

У [18] спільне функціонування ВЕС з іншими електростанціями ЕЕС досліджувалося за допомогою методу еквівалентної ВЕС. Також під час досліджень у поєднанні із зазначеним методом використано осереднені графіки добової генерації електроенергії ВЕС для типових інтервалів функціонування ЕЕС. Як вихідні дані, авторами вибрано результати тригодинних метеорологічних спостережень швидкості вітру у гідрометеорологічному центрі України. Добові баланси оцінено без урахування ймовірних відмов ЕЕС. Цей підхід практично нівелює вплив різкої зміни потужності ВЕС та прояву небалансів, викликаних відмовами в інших електростанціях зі складу ЕЕС. Ці дослідження отримали подальший розвиток в [19–21].

Питання забезпечення балансової надійності ЕЕС під час інтеграції ВДЕ висвітлено в наукових працях [2, 3, 22–31].

Найчастіше в цих методах показники балансової надійності ЕЕС оцінюються для типових режимів функціонування ЕЕС та для мереж, що розподілені у

просторі [1, 22–31]. Такий підхід поступово набуває більшої актуальності з урахуванням зростаючої кількості ВЕС, які мають бути приєднані до цих мереж [32, 33].

Суттєвий вклад у вивчення та дослідження питань інтеграції ВЕС (та інших ВДЕ) в ЕЕС вносять Міжнародні енергетичні організації [1, 4, 19, 34, 35]. Сьогодні спостерігається тенденція поступового зростання частки ВЕС у традиційну енергетику. Крім того, з урахуванням стохастичного характеру процесу, ця тенденція викликає необхідність науково-обґрунтованого управління цією сферою. Виникає потреба в мережевій інфраструктурі, яка б здійснювала режимно-технологічне управління зростаючими обсягами електроенергії, прогнозувала попит, регулювала б значення частоти та напруги в ЕЕС. Під час інтеграції ВЕС в ЕЕС необхідно враховувати такі основні чинники та властивості: обсяги потужності електроенергії; стохастичність ВЕС, їхня часткова непередбачуваність, коливання сили вітру/випромінювання/хвиль, залежність від місцезнаходження.

Так, у цілій низці аналітичних звітів Міжнародного енергетичного агентства (МЕА) наведено ґрунтовні дослідження загальних принципів розвитку та інтеграції ВЕС (та інших джерел «зеленої» електроенергії) в ЕЕС [10]. Основними напрямками їхніх досліджень є: економічне обґрунтування процесів інтеграції ВДЕ, включаючи ВЕС, в ЕЕС; побудова та удосконалення систем для передавання та розподілення електроенергії, що генерується ВДЕ; розроблення та впровадження заходів (технічних засобів) для уникнення перевантаження мереж та спричинених перебоїв електропостачання тощо.

Над аналогічними проблемами працюють експерти та науковці Австралійського оператора енергоринку (АЕМО) [36].

За оцінками фахівців компанії British Petroleum витрати комунальних підприємств на технічне обслуговування й удосконалення інфраструктури передавання та розподілення електричної енергії у світі становлять близько 25 млрд доларів США на рік [37]. Показано, що найменшими витрати на інтеграцію будуть в сучасних розвинених ЕЕС з резервною потужністю. Встановлено, що для регулювання змінної потужності ВДЕ доцільно застосовувати одноконтурні газові турбіни (SCGT).

Крім системних досліджень, що проводяться фахівцями МЕА щодо інтеграції ВДЕ у ЕЕС, велику роботу проваджує американський Інститут економіки енергетики та фінансового аналізу (IEEFA) [38]. Експертами цього Інституту запропоновано низку підходів щодо інтеграції в мережу ЕЕС великого обсягу вітрової та сонячної енергії (характер її генерації є стохастичним). Наведено приклади досвіду такої інтеграції для цілої низки країн: США, Індії, Німеччини, Іспанії, Південної Австралії, Данії,

Уругваю, Ірландії – для яких частка генерованої «зеленої» енергії є варіативною та становить 13–54 %.

Експерти цих Міжнародних організацій стверджують, що ключовою складовою процесу інтеграції ВЕС в ЕЕС є режимно-технологічне планування на основі результатів метеорологічного прогнозування вітрової енергії [39]. Тобто, традиційні ЕЕС за технічними характеристиками спроможні до «адаптивнішого» функціонування без додаткового значного збільшення їхньої собівартості. Шляхом застосування результатів прогнозування і відповідного коректування режимів генерування електроенергії в реальному часі є маловитратними заходи для зменшення впливу їхнього стохастичного характеру. Вирішення цього питання полягає в бажанні суб'єктів енергетичного ринку запроваджувати ці підходи у практичній діяльності.

Аналіз методів вибору й обґрунтування параметрів та режимів вітроенергетичних установок для інтеграції в роботу електроенергетичних систем. Для розробки методів вибору і обґрунтування параметрів та режимів роботи вітроенергетичних установок (ВЕУ), які інтегруються у роботу ЕЕС, необхідно мати показники, що відповідають поставленим вимогам. Поширеним підходом є використання традиційних методів вибору і обґрунтування параметрів та режимів ВЕУ під час їх інтеграції у роботу ЕЕС. Цей підхід базується на забезпеченні балансової надійності або адекватності системи генерації [14–16, 40].

Один із методів для вибору і обґрунтування параметрів та режимів ВЕУ включає аналіз балансу потужності та балансу енергії. При цьому основний акцент робиться на показниках, що впливають на задоволення потреб споживачів.

Проте, аналізуючи економічні показники ЕЕС, до складу якої входять ВЕУ, необхідно враховувати оптимальне використання згенерованої енергії. Отже, метрики ефективності ЕЕС повинні враховувати режими, коли може відбутися недостатнє виробництво енергії (втрата завантаження або споживання), а також ситуації перевищення виробництва (зайве виробництво енергії). Режим точної відповідності або нульового небалансу теоретично має низьку ймовірність, адже це є точкова подія. Однак, цей режим може мати важливу продовжену тривалість у випадку використання накопичувальних і вторинних резервних потужностей, які контролюють небаланс в межах заданих обмежень.

Серед ключових показників, які вказують на відповідність рівня генерації рівню споживання, включаються наступні: очікувана втрата навантаження (*LOLE* – Loss of Load Expectation), ймовірність втрати навантаження (*LOLP* – Loss of Load Probability), частота втрати навантаження (*LOLF* – Loss of Load Frequency), тривалість втрати навантаження (*LOLD* – Loss of Load Duration) і очікуваний обсяг

неповідпущеної енергії (*EENS* – Expected Energy Not Served) [14–16, 41, 42].

Загальний обсяг невикористаної енергії через недостатню генерацію може бути оцінений за допомогою показників, таких як очікувана втрата енергії (*LOEE* – Loss of Energy Expectation) та імовірність втрати енергії (*LOEP* – Loss of Energy Probability). Різні методики можуть застосовуватися для визначення цих показників. Концептуально, вони визначаються наступним чином:

$$LOLE = \sum_{i \in S} p_i T_i, \quad (1)$$

де p_i – імовірність перебування системи в i -му стані, S – множина всіх станів системи, що асоціюються з втратою навантаження, T_i – тривалість стану (дискретність за часом). Зазвичай, *LOLE* – це середня кількість днів чи годин за певний період (за рік), коли навантаження перевищують досягнуту потужність генерації. Хоча цей показник не враховує ні обсягу, ні частоти виникнення нестачі потужності, його використання досить поширене.

Іншим схожим показником, який використовується для вибору і обґрунтування параметрів та режимів ВЕУ під час інтеграції в роботу ЕЕС, є ймовірність втрати навантаження (*LOLP*). Це прогнозована тривалість у довгостроковій перспективі, коли очікуване навантаження перевищує потужність доступних генеруючих можливостей [14–16, 41].

$$LOLP = \sum_j P[C_j] P[L_j > C_j], \quad (2)$$

де $P[]$ – імовірність певної потужності; C_j – досяжна в j -й відрізок часу генерована потужність; L_j – навантаження.

Показники, обчислені за допомогою формул (1) і (2), мають взаємозв'язок, виражений таким співвідношенням:

$$LOLE = LOLP \cdot T, \quad T = \sum_i T_i. \quad (3)$$

Такі індекси вважаються додатковими або вторинними:

$$LOLF = \sum_{i \in S} (F_i - \psi_i), \quad (4)$$

де F_i – частота виходу системи зі стану i ; ψ_i – частка переходів, що не спричиняє змін стосовно втрати чи збереження навантаження.

Зазвичай, *LOLF* – це кількість випадків на рік. Середня очікувана тривалість втрати навантаження:

$$LOLD = \frac{LOLE}{LOLF}. \quad (5)$$

Важливо відмітити, що індекси *LOLP* або *LOLE* не відображають загальний дефіцит потужності, що виникає під час відключення споживачів. Крім того, важливо розуміти, що години *LOLE* не представляють часовий інтервал, протягом якого відбувається серйозне відключення, що залишає ринкові зони без енергії.

Один з популярних показників втрати навантаження – це індекс очікуваної недопоставленої (неповідпущеної) енергії (*EENS*) або також відомий як *EUE* або *EEU* (Expected Unserved Energy) [14–16, 41, 42]. Якщо у нас є відома крива тривалості навантаження (подана у координатах «час–потужність»), то площа під цією кривою відображає використану енергію протягом певного розглянутого періоду. З використанням розподілу генерованої потужності можна розрахувати очікуваний обсяг недопоставленої енергії. Зазвичай результат цього підходу представляють як ймовірну пропорцію між фактичним недостатком енергії та енергією, яка необхідна системі. Це відношення, яке зазвичай має невелике значення, називається індексом ненадійності енергії. Потім віднімаючи цей індекс від одиниці, отримують більш практичний показник, відомий як індекс надійності енергії.

Нехай ймовірність недостатньої потужності на k -му інтервалі часу позначено p_k ; втрачена внаслідок дефіциту енергія навантаження, як недовиконана робота, дорівнює E_k . Тоді ймовірна втрачена (недопоставлена) енергія *LOEE* дорівнює $p_k E_k$, а очікувана втрата енергії за певний період розраховується як

$$LOEE = \sum_{k \in S} p_k E_k. \quad (6)$$

Зазвичай вибирається розмірність «МВт·год/рік». Нормалізований показник визначається діленням на загальну спожиту енергію:

$$LOEE = \sum_{k=1}^n \frac{p_k E_k}{E_{\Sigma}}; \quad (7)$$

$$E_{\Sigma} = \sum_{t=0}^T E_L(t) \Delta t,$$

де Δt – елементарний часовий інтервал; n – кількість часових інтервалів (за часової дискретності «год/рік» $n = 8760$, для «днів/рік» $n = 365$), що застосовується як показник відповідності застосування формули; p_k – ймовірність недостатньої потужності на k -му інтервалі; E_k – втрачена внаслідок дефіциту енергія навантаження, як недовиконана робота; E_{Σ} – показник загальної спожитої енергії; E_L – ймовірна втрачена (недопоставлена) енергія *LOEE*.

Показник надійності енергії *EIR* (Energy Index of Reliability) розраховується за формулою

$$LOLD = \frac{LOLE}{LOLF} \quad (8)$$

Також існують інші методики для вибору та обґрунтування параметрів і режимів роботи ВЕУ під час їх інтеграції в роботу ЕЕС. Під час планування розвитку ЕЕС велике значення має забезпечення балансової надійності або адекватності системи генерації, з урахуванням можливостей системоутворюючої мережі, а саме її здатності задовольняти попит на електричну потужність та енергію високої якості, при цьому враховуючи заплановані та імовірні (по ймовірності) відмови в роботі складових елементів ЕЕС.

Як основні критерії для оцінки адекватності [14–16] можуть використовуватись: математичне очікування річного обсягу обмежень споживачів в електричній енергії $M[\Delta W]$, (аналогами є *EUE* або *LOEE*, МВт·год/рік); відносне задоволення споживачів електричною енергією $\pi = 1 - \frac{M[\Delta W]}{LT}$ (*LT* – попит споживачів на електричну енергію протягом часу *T*); інтегральні ймовірності появи дефіциту потужності (*Jd*); ймовірність втрати навантаження (відн. од.) – *LOLP*; середня кількість днів дефіциту потужності, тобто тривалості втрати навантаження, днів в рік (*LOLE*, інше позначення – *LOLE365*); середня кількість годин дефіциту потужності в рік, іноді називають тривалістю втрати навантаження в годинах за рік (*LOLH*, інше позначення – *LOLE8760*). Перший з перерахованих показників відноситься до іменованих, інші – до відносних. При цьому показник π малочутливий до збурень і несе практично ту ж інформацію, що і показник $M[\Delta W]$, тільки у відносних одиницях.

З точки зору раціональності прийнятих рішень щодо інтеграції ВЕС в роботу ЕЕС, відносні (ймовірнісні) показники балансової надійності є більш інформативними. Для оцінки можливості дефіциту потужності в загальному випадку потрібно оптимізувати режим роботи з метою мінімізації загальних витрат на спожити електроенергію, що включає формалізацію балансу між виробництвом та споживанням, тобто мінімізацію витрат палива. При цьому зазвичай припускається, що використання доступної потужності генерації є необмеженим, за винятком ВЕС і сонячної енергії, які задаються випадковим чином в певному діапазоні. Потужність споживачів також вибирається випадковим чином з певного діапазону. У випадку виникнення дефіциту генерації, диспетчерська служба ОЕС вживає заходів для його усунення, що робить неможливим розгляд обставин ОЕС в певний час конкретної доби як незалежних від суміжних. Таким чином, для точного розрахунку середньої кількості годин дефіциту потужності в рік *LOLH* потрібно використовувати складну методологію, яка враховує всі впливаючі чинники. Тому на сьогоднішній день критерій

очікуваної втрати навантаження *LOLE* є найбільш широко використовуваним у світі для оцінки балансової надійності.

Визначення значення показника балансової надійності повинно базуватися на рішенні про той рівень надійності, який забезпечить покриття потреб споживачів в електроенергії, при якому додаткові витрати на підвищення цієї надійності для ОЕС перевищують компенсацію вірогідного рівня збитків для споживачів.

Іншими словами, це означає, що вибір рівня балансової надійності є компромісним і базується на збалансованому підході між забезпеченням стабільного та надійного постачання електроенергії споживачам та оптимізацією вартості цього забезпечення для ОЕС. Тобто, підвищення рівня надійності повинно виправдовуватись тим, що додаткові витрати на його забезпечення менше, ніж вартість можливих збитків для споживачів у випадку нестачі електроенергії.

Справді, раніше ймовірнісний норматив надійності, такий як $Jd = 0,004$, мав обґрунтування, що базувалось на порівнянні додаткових витрат на підвищення надійності енергопостачання та економічних збитків споживачів від перерви в електропостачанні. Однак цей підхід вимагає постійного коригування, оскільки вартість додаткової генерації для компенсації дисбалансів і рівень збитків від переривань може змінюватись у зв'язку з лібералізованим ринком електроенергії та потребами різних груп споживачів.

Саме тому у розвинених країнах показники надійності часто не мають жорсткого економічного обґрунтування. Вони базуються на експертних оцінках та виборі певних значень, які виступають індикаторами для прийняття рішень щодо забезпечення потрібного рівня надійності в енергетичних системах. Наприклад, в багатьох розвинених країнах середньою кількістю днів дефіциту потужності *LOLE* є значення 0,1 днів на рік або 1 день в 10 років (США), *LOLH* = 3 год/рік у Франції, 4 год/рік у Великобританії [14–16]. Такий підхід дозволяє ураховувати специфіку ринкових умов, економічні показники та потреби різних регіонів та груп споживачів у забезпеченні стійкого та надійного постачання електроенергії.

На підставі викладеного вище можна вважати, що вирішення завдання, пов'язаного з розробкою методів вибору та обґрунтування параметрів та режимів ВЕУ є важливим і актуальним на сучасному етапі розвитку енергетичних систем.

Висновки. Проведено аналіз основних підходів щодо інтеграції ВЕУ в роботу ЕЕС. Визначено, що в роботі розглядається ВЕС, не враховуючи інші ВДЕ. Процеси функціонування ВЕС в порівнянні з іншими джерелами ВДЕ мають ймовірнісний характер виробництва електроенергії. Показана необхідність

врахування низки вимог до ЕЕС під час інтеграції та сумісного функціонування з ВЕС.

Детально описано, що відносні показники балансової надійності виявилися більш інформативними при прийнятті рішень щодо інтеграції ВЕС в роботу ЕЕС. А для оцінки наявності дефіциту потужності, важливо провести оптимізацію режиму виробництва-споживання з мінімізацією витрат палива. Також обґрунтовано, що для точного розрахунку й оцінки *LOLH*, потрібно використовувати складну методологію, що враховує всі фактори та умови.

Список літератури

- European Wind Energy Association. Wind energy scenarios for 2020. 2014. 8 с. URL: <https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/scenarios/EWEA-Wind-energy-scenarios-2020.pdf> (дата звернення: 03.10.2023).
- Соловей О. І., Лера Ю. Г., Розен В. П., Ситник О. О., Чернянський А. В., Курбака Г. В. Нетрадиційні та поновлювальні джерела енергії : навчальний посібник. Черкаси : ЧДТУ, 2007. 490 с.
- Global Wind Energy Council, Greenpeace International. Global wind energy outlook | 2014. 2014. 60 с. URL: https://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014_WEB.pdf (дата звернення: 03.10.2023).
- Manwell J. F., McGowan J., Rogers A. Wind energy explained: Theory, design, and application. 2nd ed. Hoboken, NJ : John Wiley, 2009. 689 p. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781119994367>.
- Burton T., Jenkins N., Sharpe D., E. Bossonyi E. Wind Energy Handbook. Chichester, UK : John Wiley & Sons, Ltd, 2011. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781119992714>.
- Wind Power in Power Systems / ed. by T. Ackermann. Chichester, UK : John Wiley & Sons, Ltd, 2005. DOI: <https://doi.org/10.1002/0470012684>.
- Jain P. Wind Energy Engineering. McGraw-Hill Companies, The, 2010.
- European Wind Energy Association. Wind Energy - The Facts: A Guide to the Technology, Economics and Future of Wind Power. Taylor & Francis Group, 2015. 592 p.
- І. С. Кіреєва, та ін. Розвиток вітроенергетики та гігієнічні проблеми щодо розміщення, будівництва та експлуатації вітрових електростанцій в Україні. *Гігієна населених місць*. 2012. № 59. С. 3–13.
- European Wind Energy Technology Platform. Strategic Research Agenda / Market Deployment Strategy (SRA/MDS). 2014. URL: <https://etipwind.eu/files/reports/TPWind-SRA-MDS.pdf> (дата звернення: 03.10.2023).
- Розвиток вітроенергетики у світі з 2001 по 2014 рр. Центр досліджень енергетики. URL: <https://eircenter.com/multimedia/infografika/2014/10/07/rozvitok-vitroenergetiki-u-sviti-z-2001-po-2014-rr>.
- Madsen B. T. International wind power world market update 2010. Varberg, Sweden, 12 April 2012.
- Інститут відновлюваної енергетики Національної Академії наук України. Атлас енергетичного потенціалу відновлювальних та нетрадиційних джерел енергії України: Енергія вітру, сонячна енергія, енергія малих рік, енергія біомаси, геотермальна енергія, енергія доквілля, енергія скидного електротехнічного потенціалу, енергія традиційного палива. Київ, 2007.
- Кармазін О. О. Балансова надійність електроенергетичних систем в умовах зростання частки відновлюваної енергетики : дис. ... канд. техн. наук : 05.14.08. Київ, 2019. 143 с.
- Матеєнко Ю. П., Вожаков Р. В. Аналіз балансової надійності електроенергетичних систем з відновлюваними джерелами енергії. *Відновлювана енергетика*. 2021. № 4(67). С. 18–24. DOI: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.4\(67\).18-24](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.4(67).18-24).
- Кравчик А. С. Дослідження балансової надійності електроенергетичної системи з відновлюваними джерелами енергії : магістерська дисертація : 141. Київ, 2020. 121 с.
- Дмитренко Л. В. Геліо- та вітроенергетичні ресурси. *Клімат України*. Київ, 2003. С. 267–279.
- Dudurych O., Conlon M. Impact of reduced system inertia as a result of higher penetration levels of wind generation. *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (IUPERC)*, Cluj-Napoca, Romania, 2–5 September 2014. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/iuperc.2014.6934801>.
- Holtinen H., Hirvonen R. Power system requirements for wind power. *Wind Power in Power Systems*. Chichester, UK, 2005. P. 143–167. DOI: <https://doi.org/10.1002/0470012684.ch8>.
- Fox B., Jenkins N., O'Malley M. et al. Wind Power Integration: Connection and system operational aspects. Institution of Engineering and Technology, 2007. URL: <https://doi.org/10.1049/bpbo050e>.
- Renewable electricity and the grid: The challenge of variability / ed. by B. Godfrey. London : Earthscan, 2009. 219 p.
- Holtinen H. The impact of large scale wind power production on the Nordic electricity system. Espoo, Finland : VTT Technical Research Centre of Finland, 2004.
- Giebel G. A variance analysis of the capacity displaced by wind energy in Europe. *Wind Energy*. 2007. Vol. 10, no. 1. P. 69–79. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.208>.
- Holtinen H. Hourly wind power variations in the Nordic countries. *Wind Energy*. 2005. Vol. 8, no. 2. P. 173–195. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.144>.
- Holtinen H. Impact of hourly wind power variations on the system operation in the Nordic countries. *Wind Energy*. 2005. Vol. 8, no. 2. P. 197–218. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.143>.
- Holtinen H., Lemström B., Meibom P. et al. Design and operation of power systems with large amounts of wind power State-of-the-art report. Espoo, Finland : VTT Technical Research Centre of Finland, 2007. 119 p.
- Huang J., Henry H., van Dam C. P. Wind Energy Forecasting: A Review of State-of-the-Art and Recommendations for Better Forecasts. UC Berkeley; California Institute for Energy and Environment (CIEE), 2010. URL: <https://escholarship.org/uc/item/02t146pw>.
- McCalley J. D. Grid operation and coordination with wind. URL: <https://home.engineering.iastate.edu/~jdm/ee553/WindPrimControl.pdf>.
- Monteiro C., Bessa R., Miranda V. et al. Wind power forecasting : State-of-the-art 2009. Office of Scientific and Technical Information (OSTI), 2009. DOI: <https://doi.org/10.2172/968212>.
- Wind Power Forecasts for the Energy Market: The Previento System. IT Solutions. *Winrock International India*. P. 6–9.
- Snodin H. Short-term wind energy forecasting: technology and policy. Garrad Hassan and Partners Limited. 2006. 103 p.
- Monteiro C., Keko H., Bessa R. et al. A Quick Guide to Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009. Argonne National Laboratory, 2009. URL: <https://ceesa.es.anl.gov/pubs/65614.pdf>.
- Оновлення Енергетичної стратегії України на період до 2030 року : Рішення від 22.06.2012 № 3.1 від 22.06.2012 р. URL: https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/vr3_1732-12#Text.
- Wind Force 10. A blueprint to achieve 10 % of the world's electricity from wind power by 2020. URL: <https://www.inforse.org/doc/Windforce10.pdf>.
- Global Wind Energy Council. Wind Force 12. A blueprint to achieve 12 % of the world's electricity from wind power by 2020. URL: https://www.greenpeace.org.cn/china/ReSIZES/Large/Global/china/_planet-2/report/2005/6/20050630_wind_force_12.pdf.
- Van Hulle F., Tande J. O., Uhlen K. et al. Integrating Wind. Developing Europe's Power Market for the Large-Scale Integration of Wind Power. Final Report / F. Van Hulle et al. European Wind Energy Association (EWEA). URL: <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/195981748/Fulltext.pdf>.
- De Almeida R. G., Lopes J. A. Primary frequency control participation provided by doubly fed induction wind generators. *15th Power Systems Computation Conference*, Liege, Belgium, 22–26 August 2005.

38. EirGrid Group Annual Renewable report 2013. Towards a Smart, Sustainable Energy Future. 2014. URL: <https://www.soni.ltd.uk/media/documents/Operations/Renewables/EirGridAnnualRenewableReport2013.pdf>.
39. Bousseau B., Belhomme R., Monnot E. et. al. Contribution of wind farms to ancillary services. Paris, France. 2006. URL: <https://hal.science/hal-00196801v1/document>.
40. Li H., Chen Z. Overview of different wind generator systems and their comparisons. *IET Renewable Power Generation*. 2008. Vol. 2, no. 2. P. 123–138. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg:20070044>.
41. Malik N. H., Mazi A. A. Capacitance requirements for isolated self excited induction generators. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. 1987. EC-2, no. 1. P. 62–69. DOI: <https://doi.org/10.1109/tec.1987.4765805>.
42. Slootweg J. G. Wind Power: Modelling and impact on power system dynamics : PhD thesis. 2003. 207 p.
14. O. O. Karmazin, “Balansova nadiinist elektroenerhetychnykh system v umovakh zrostantia chastyky vidnovliuvanoi enerhetyky [Balance sheet reliability of power systems in the context of an increasing share of renewable energy]”, dissertation of Candidate of Technical Sciences, Inst. Renewable energy Nat. Acad. Sci. Ukraine, Kyiv, 2019. (in Ukrainian)
15. Y. Mateienko and R. Vozhakov, “Analysis of balance reliability of electric power systems with renewable energy sources”, *Vidnovliuvana energetika*, no. 4(67), pp. 18–24, Dec. 2021, doi: [https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.4\(67\).18-24](https://doi.org/10.36296/1819-8058.2021.4(67).18-24) (in Ukrainian)
16. A. S. Kravchuk, “[Investigation of the balance reliability of the electric power system with renewable energy sources]”, Master’s thesis, Nat. Tech. Univ. Ukraine “Igor Sikorsky Kyiv Polytech. Inst.,” Kyiv, 2020.
17. L. V. Dmytrenko, “Helio- ta vitroenerhetychni resursy [Solar and wind energy resources]”, in *Klimat Ukrainy [Climate of Ukraine]*. Kyiv: Vydavnytstvo Raievskeho, 2003, pp. 267–279.
18. O. Dudurych and M. Conlon, “Impact of reduced system inertia as a result of higher penetration levels of wind generation”, in *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Cluj-Napoca, Romania, Sep. 2–5, 2014. pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/upec.2014.6934801>
19. H. Holttinen and R. Hirvonen, “Power system requirements for wind power”, in *Wind Power in Power Systems*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, LTD, 2005, pp. 143–167, doi: <https://doi.org/10.1002/0470012684.ch8>
20. B. Fox et al., *Wind Power Integration: Connection and System Operational Aspects*. Institution Eng. Technol., 2007, doi: <https://doi.org/10.1049/pbpo050e>
21. B. Godfrey, Ed., *Renewable Electricity and the Grid: The Challenge of Variability*. London: Earthscan, 2009.
22. H. Holttinen, *The Impact of Large Scale Wind Power Production on the Nordic Electricity System*. Espoo, Finland: VTT Tech. Res. Centre Finland, 2004.
23. G. Giebel, “A variance analysis of the capacity displaced by wind energy in Europe”, *Wind Energy*, vol. 10, no. 1, pp. 69–79, Jan. 2007, doi: <https://doi.org/10.1002/we.208>
24. H. Holttinen, “Hourly wind power variations in the Nordic countries”, *Wind Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 173–195, 2005, doi: <https://doi.org/10.1002/we.144>
25. H. Holttinen, “Impact of hourly wind power variations on the system operation in the Nordic countries”, *Wind Energy*, vol. 8, no. 2, pp. 197–218, 2005, doi: <https://doi.org/10.1002/we.143>
26. H. Holttinen, B. Lemström, and P. Meibom, *Design and Operation of Power Systems With Large Amounts of Wind Power State-of-the-Art Report*. Espoo, Finland: VTT Tech. Res. Centre Finland, 2007.
27. J. Huang, H. Henry, and C. P. van Dam, *Wind Energy Forecasting: A Review of State-of-the-Art and Recommendations for Better Forecasts*. UC Berkeley: California Inst. Energy Environ. (CIEE), 2010. [Online]. Available: <https://escholarship.org/uc/item/02t146pw>
28. J. D. McCalley. “Grid operation and coordination with wind.” [Online]. Available: <https://home.engineering.iastate.edu/~jdm/ee553/WindPrimControl.pdf>
29. C. Monteiro et al., “Wind power forecasting : State-of-the-art 2009.”, Office of Scientific and Technical Information (OSTI), Nov. 2009, doi: <https://doi.org/10.2172/968212>
30. “Wind Power Forecasts for the Energy Market: The Preventio System. IT Solutions,” *Winrock International India*. pp. 6-9.
31. Snodin H. *Short-term wind energy forecasting: technology and policy*. Garrad Hassan and Partners Limited. 2006.
32. C. Monteiro et al., “A quick guide to wind power forecasting: State-of-the-art 2009”, Argonne National Laboratory, Nov. 2009. [Online]. Available: <https://ceeesa.es.anl.gov/pubs/65614.pdf>
33. Ukraine, Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine. (2012, Jun. 22). *Decision of 22.06.2012 № 3.1. Onovlennia Enerhetychnoi stratehii Ukrainy na period do 2030 roku [Update of the Energy Strategy of Ukraine for the period up to 2030]*. [Online]. Available: https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/vr3_1732-12#Text (I Ukrainian)

References

1. European Wind Energy Association, *Wind Energy Scenarios for 2020*. 2014. Accessed: Oct. 3, 2023. [Online]. Available: <https://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/scenarios/EWEA-Wind-energy-scenarios-2020.pdf>
2. O. I. Solovei, Y. H. Leha, V. P. Rozen, O. O. Sytnyk, A. V. Cherniaskyi, and H. V. Kurbaka, *Netradytsiini Ta Ponovliuvalni Dzherela Enerhii [Unconventional and Renewable Energy Sources]*. Cherkasy: ChSTU, 2007.
3. Global Wind Energy Council and Greenpeace International, *Global Wind Energy Outlook | 2014*. 2014. Accessed: Oct. 3, 2023. [Online]. Available: https://www.gwec.net/wp-content/uploads/2014/10/GWEO2014_WEB.pdf
4. J. F. Manwell, J. McGowan, and A. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design, and Application*, 2nd ed. Hoboken, NJ: John Wiley, 2009, doi: <https://doi.org/10.1002/9781119994367>
5. T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. Chichester, UK: John Wiley Sons, LTD, 2011, doi: <https://doi.org/10.1002/9781119992714>
6. T. Ackermann, Ed., *Wind Power in Power Systems*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, LTD, 2005, doi: <https://doi.org/10.1002/0470012684>
7. P. Jain, *Wind Energy Engineering*. McGraw-Hill Co., The, 2010.
8. European Wind Energy Association, *Wind Energy - The Facts: A Guide to the Technology, Economics and Future of Wind Power*. Taylor Francis Group, 2015.
9. I. S. Kireieva, “Rozvytok vitroenerhetyky ta hihienichni problemy shchodo rozmishchennia, budivnytstva ta ekspluatatsii vitrovykh elektrostantsii v Ukraini [Development of wind energy and hygiene issues related to the siting, construction and operation of wind farms in Ukraine]”, *Hygiene of Populated Places*, no. 59, pp. 3–13, 2012. (in Ukrainian)
10. European Wind Energy Technology Platform, *Strategic Research Agenda / Market Deployment Strategy (SRA/MDS)*. 2014. Accessed: Oct. 3, 2023. [Online]. Available: <https://etipwind.eu/files/reports/TPWind-SRA-MDS.pdf>
11. “Rozvytok vitroenerhetyky u sviti z 2001 po 2014 rr. [development of wind power in the world from 2001 to 2014.]” Energy Industry Research Center. [Online]. Available: <https://eircenter.com/multimedia/infografika/2014/10/07/rozvitok-vitroenergetiki-u-sviti-z-2001-po-2014-rr>
12. B. T. Madsen, “International wind power world market update 2010”, in Varberg, Sweden, Apr. 12, 2012.
13. Institute of Renewable energy of the National Academy of Sciences of Ukraine, *Atlas Enerhetychnoho Potentsialu Vidnovliuvalnykh Ta Netradytsiinykh Dzherel Enerhii Ukrainy: Enerhiia Vitru, Soniachna Enerhiia, Enerhiia Malykh Rik, Enerhiia Biomasy, Heotermalna Enerhiia, Enerhiia Dovkillia, Enerhiia Skydnoho Elektrotekhnichnogo Potentsialu, Enerhiia Tradytsiynoho Palyva [Atlas of Energy Potential of Renewable and Non-Traditional Energy Sources in Ukraine: Wind Energy, Solar Energy, Small Rivers Energy, Biomass Energy, Geothermal Energy, Environmental Energy, Waste Electrical Potential Energy, Conventional Fuel Energy]*. Kyiv, 2007. (in Ukrainian)

34. "Wind Force 10. A blueprint to achieve 10 % of the world's electricity from wind power by 2020." [Online]. Available: <https://www.inforse.org/doc/Windforce10.pdf>
35. Global Wind Energy Council. "Wind Force 12. A blueprint to achieve 12 % of the world's electricity from wind power by 2020." [Online]. Available: https://www.greenpeace.org.cn/china/ReSizes/Large/Global/china/_planet-2/report/2005/6/20050630_wind_force_12.pdf
36. F. Van Hulle et al., *Integrating Wind. Developing Europe's Power Market for the Large-Scale Integration of Wind Power. Final Report*. Eur. Wind Energy Assoc. (EWEA). [Online]. Available: <https://backend.orbit.dtu.dk/ws/portalfiles/portal/195981748/Fulltext.pdf>
37. R. G. De Almeida and J. A. Lopes, "Primary frequency control participation provided by doubly fed induction wind generators", in *15th Power Systems Computation Conference*, Liege, Belgium, Aug. 22–26, 2005.
38. "EirGrid Group Annual Renewable report 2013. Towards a Smart, Sustainable Energy Future", 2014. [Online]. Available: <https://www.soni.ltd.uk/media/documents/Operations/Renewables/EirGridAnnualRenewableReport2013.pdf>
39. B. Bousseau et al., "Contribution of wind farms to ancillary services", in Paris, France. CIGRE, 2006. [Online]. Available: <https://hal.science/hal-00196801v1/document>
40. H. Li and Z. Chen, "Overview of different wind generator systems and their comparisons", *IET Renewable Power Generation*, vol. 2, no. 2, pp. 123–138, Jun. 2008, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg:20070044>
41. N. H. Malik and A. A. Mazi, "Capacitance requirements for isolated self excited induction generators", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, EC-2, no. 1, pp. 62–69, Mar. 1987, doi: <https://doi.org/10.1109/tec.1987.4765805>
42. J. G. Slootweg, "Wind Power: Modelling and Impact on Power System Dynamics", PhD thesis, 2003.

Надійшла (received) 23.11.2023

Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

Сеґеда Михайло Станкович (Mykhailo Sheheda) – доктор технічних наук, професор, Національний університет «Львівська політехніка», професор кафедри електроенергетики та систем управління, м. Львів, Україна; e-mail: mseheda@ukr.net.

Дудурич Олександра Борисівна (Oleksandra Dudurych) – директор Репетиторського онлайн-центру ON-TUTORS, Львів, Україна.

Романів Станіслав Ігорович (Stanislav Romaniv) – директор REC security LLC, Львів, Україна.

Остра Наталія Вікторівна (Natalia Ostra) – кандидат технічних наук, доцент, Вінницький національний технічний університет, доцент кафедри електричних станцій та систем; м. Вінниця, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8245-2937>; e-mail: natalyaostra@ukr.net.