

УДК 621.311:681.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/publishing2020.57.026>

ОЦІНКА ВАРТОСТІ ПОХИБКИ ПРОГНОЗУ ОБСЯГІВ ВІДПУСКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ БАЛАНСУВАЛЬНОЇ ГРУПИ ВИРОБНИКІВ ЗА «ЗЕЛЕНИМ» ТАРИФОМ

І.В. Блінов*, докт. техн. наук, **Є.В. Парус****, канд. техн. наук, **В.О. Мірошник*****

Інститут електродинаміки НАН України,

пр. Перемоги, 56, Київ, 03057, Україна,

e-mail: blinovigor81@gmail.com, paruseugene@gmail.com, miroshnyk.volodymyr@gmail.com.

Виконано статистичний аналіз похибки прогнозу «на добу наперед» обсягів відпуску електричної енергії виробниками, які входять до балансувальної групи ДП «Гарантований покупець». Визначено розподіл похибок прогнозу за годинами доби. Описано спрощену методику розрахунку ціни та сумарної вартості похибки прогнозу за використання різних формул розрахунку вартості небалансів. Показано потенціал підвищення точності прогнозу для збільшення допустимої встановленої потужності електростанцій із відновлювальних джерел енергії (ВДЕ) за умов використання наявних в енергосистемі технічних засобів компенсації коливань потужності. Апробація методики та розрахунок кількісних показників проводився на реальних даних сумарного відпуску виробників із ВДЕ, які публікував ДП «Енергоринок». Розрахунки мають оцінний характер, оскільки ґрунтуються на «найвньому» припущенні про розподіл похибок прогнозу, які залежать від структури виробників ВДЕ за різновидами первинних носіїв енергії та конкретних метеорологічних умов. Бібл. 11, рис. 5, табл. 2.

Ключові слова: відновлювальні джерела енергії, ринок електричної енергії, короткострокове прогнозування, нейронні мережі глибинного навчання

Значне зростання фінансового дефіциту ДП «Гарантованого покупця» (ГП) [1, 2] створює загрозу для виконання державою взятих на себе обов'язків перед інвесторами в електростанції на відновлюваних джерелах енергії. Основними причинами дефіциту бюджету ГП є зростання кількості виробників із відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), заборгованість ПрАТ «НЕК «Укренерго» та обмеження купівлі електроенергії в рамках механізму покладання спеціальних обов'язків (ПСО), низька точність прогнозування, що зумовлює небаланси ГП. Крім того, низька точність прогнозів обсягів відпуску електричної енергії ускладнює диспетчеризацію енергосистеми та вимагає підвищеного рівня резервів для регулювання режиму об'єднаної електроенергетичної системи (ОЕС) України. Зі свого боку розрахунок вартості похибки прогнозу необхідний для розроблення інвестиційних програм та оцінювання економічного ефекту від впровадження засобів прогнозування [3].

Метою роботи є опис розробленої спрощеної методики для розрахунку вартості похибки прогнозу обсягів відпуску електричної енергії виробниками з ВДЕ та отриманих за її допомогою кількісних оцінок.

До початку роботи нового ринку електричної енергії [4] на сайті філії «Гарантований покупець» ДП «Енергоринок» публікувались дані про сумарний погодинний відпуск електричної енергії всіма виробникам із ВДЕ та відповідний прогноз «на добу наперед». Прогнозний графік являв собою суму прогнозних графіків деяких виробників.

Дані були опубліковані за період із 01.07.2015 до 06.06.2019, після 06.06.2019 нові відомості не публікувались. За інформацією ПрАТ «НЕК «Укренерго» зараз спостерігається постійне зростання встановленої потужності станцій із ВДЕ, яке значною мірою прискорилось у 2019 році (рис. 1). Крім того, суттєвих змін зазнала структура ВДЕ: упродовж усього періоду частка сонячних електростанцій (СЕС) росла найшвидше, що пояснюється найвищим зеленим тарифом та найбільшим зниженням вартості побудови електростанцій такого типу [5]. За період із 2009 до 2020 р. нормована вартість

електроенергії (LCOE) СЕС упала з 359 \$/МВт·год до 37 \$/МВт·год, у той самий час для вітрових електростанцій (ВЕС) цей показник знизився зі 135 \$/МВт·год до 40 \$/МВт·год [6].

Для оцінювання впливу ВДЕ на ринкову вартість електричної енергії розглянемо спрощену модель ціноутворення в організованих сегментах ринку електроенергії України з єдиним для всіх сегментів графіком пропозиції та фіксованим за обсягами нееластичним за ціною попитом у межах однієї години доби [7, 8].

За умовою обов'язковості продажу всіх обсягів виробленої ВДЕ електроенергії відповідна пропозиція розглядається на ринку «на добу наперед» (РДН) першочергово, що призводить до зміщення інших пропозицій вправо за віссю обсягів. Таке зміщення призводить до зменшення граничної ціни на погодинному аукціоні РДН – стійка тенденція за появи будь-якої додаткової пропозиції з мінімальним значенням ціни в сегменті РДН. Точка перетину графіків попиту та пропозиції в сегменті РДН також є початковою точкою графіка пропозиції для балансування на завантаження чи розвантаження енергоагрегатів електростанцій на БР (для спрощення несуттєві відносно повного балансу обсяги торгів у сегменті внутрішньодобового ринку (ВДР) не враховуємо).

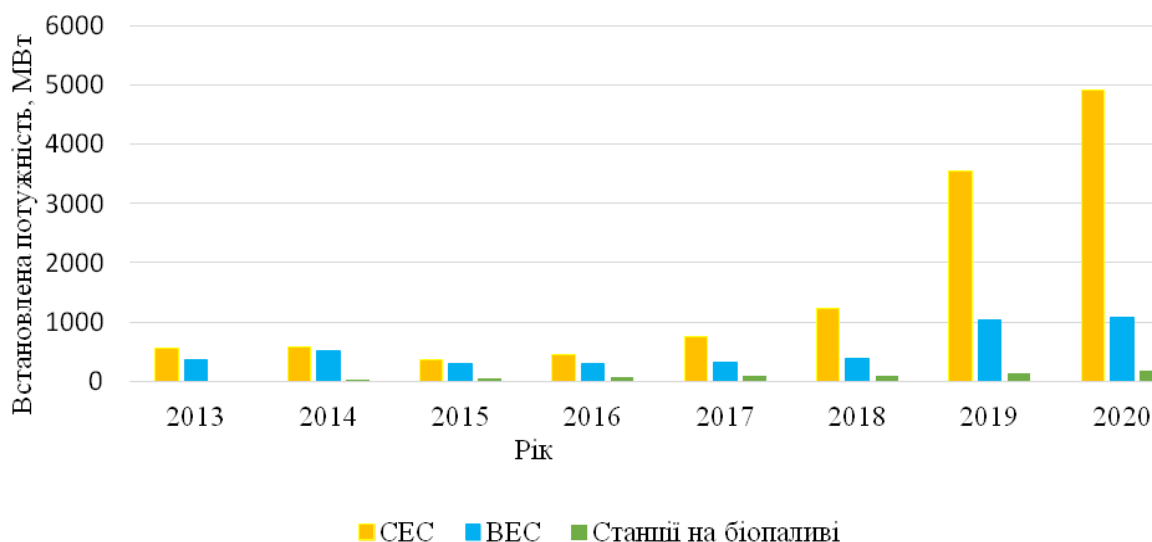


Рис. 1

На противагу тенденціям до зниження ринкової вартості електроенергії в організованих ринкових сегментах, збільшення обсягів виробництва електроенергії електростанціями з ВДЕ призводить до збільшення обсягів небалансів унаслідок незадовільної точності прогнозування.

Крім того, стохастичний слабопрогнозований характер моментальних значень рівнів генерації об'єктів ВДЕ зумовлює потребу в додаткових резервах генерувальних потужностей для регулювання режимів ОЕС України. Це призводить до скорочення обсягів пропозиції електроенергії в заявках виробників і, відповідно, до підвищення цін в організованих ринкових сегментах.

З огляду на дефіцит балансу ГП найважливішими є фінансові аспекти, пов'язані з похибкою прогнозу обсягів відпуску електричної енергії балансувальною групою ВДЕ.

Згідно з «Правилами ринку» [9] обсяг небалансів учасника ринку, який сам відповідає за дотримання заявленого графіка та не є постачальником послуг із балансування, розраховується за формулою:

$$IEQ_{t,d,z} = MP_{t,d,z} - NP_{t,d,z}, \quad (1)$$

де $MP_{t,d,z}$ – сальдований фактичний обсяг споживання/відпуску в торговій зоні z для години t доби d ;

$NP_{t,d,z}$ – сальдований заявлений обсяг споживання/відпуску в торговій зоні z для години t доби d .

Загалом заявлений обсяг є сумою обсягів двосторонніх договорів, контрактів на ринку «на добу наперед» та внутрішньодобовому ринку. На разі весь обсяг електроенергії, відпущеної виробниками за «зеленим» тарифом, продається на РДН.

До 01.03.2020 вартість небалансів у годину t доби d торгової зони z розраховувалася за формулою:

$$CIEQ_{t,d,z} = IMSP_{t,d,z} \cdot IEQ_{t,d,z}, \quad (2)$$

де $IMSP_t$ – ціна небалансів для t -ї години, яка визначається за результатами сесії балансувального ринку, як середньозважена ціна купівлі послуг із розвантаження та завантаження в постачальників послуг балансування, грн/МВт·год.

Додатне значення $CIEQ_t$ означає нарахування для сторони, відповідальної за баланс (СВБ), тоді як від'ємне значення означає списання СВБ незалежно від напряму небалансу електричної енергії системи.

З 01.03.2020 [4] вартість небалансів у годину t доби d розраховувалася за формулою:

$$CIEQ_{tdz} = \begin{cases} IEQ_{tdz} \cdot \min(PDAM_{tdz}, IMSP_{tdz}) \cdot (1 - K^{im}), & IEQ_{tdz} > 0, \\ IEQ_{tdz} \cdot \max(PDAM_{tdz}, IMSP_{tdz}) \cdot (1 + K^{im}), & IEQ_{tdz} < 0, \\ 0, & IEQ_{tdz} = 0, \end{cases} \quad (3)$$

де $PDAM_{tdz}$ – визначена на торгах на РДН ціна купівлі-продажу електричної енергії в зоні z для розрахункового періоду t доби d , грн/МВт·год; $K^{im} = 0,05$ – коефіцієнт ціни небалансу.

Додатне значення $CIEQ_{tdz}$ означає нарахування для СВБ (або списання для Адміністратора розрахунків (АР)), тоді як від'ємне значення означає списання СВБ (або нарахування для АР) незалежно від напряму небалансу електричної енергії системи.

Витрати, які пов'язані з похибкою прогнозу, полягають у різниці вартості небалансів та вартості цієї електричної енергії на ринку «на добу наперед». Для більш точної оцінки доцільно використовувати погодинні значення, оскільки найбільшу частку ВДЕ становлять СЕС, яким притаманна значна добова нерівномірність, як і цінам на різних сегментах гуртового ринку. Варто зауважити, що у разі розрахунку за формулою (2) можливі випадки, коли ціна небалансів вигідніша за ціну РДН, що призводить до ситуації заробітку учасниками ринку на власних похибках прогнозу, оскільки перевищення фактичними значеннями прогнозних продається учасником ринку ОСП, а зниження викупується учасником ринку.

Для оцінювання співвідношення відпуску електричної енергії в різних торгових зонах використовувалися дані ДП «Оператор ринку» за обсягом продажу електричної енергії ДП «Гарантованим» покупцем (обсяги виробників ВДЕ) за вересень 2019 р. У торговій зоні ОЕС України було продано 576026,4 МВт·год ($w_{OEC} = 0,96$), у торговій зоні «Бурштинського енергоострова» (БуЕС) – 22521 МВт·год ($w_{БуЕС} = 0,04$). Таке співвідношення використовується для розрахунку середньої ціни РДН та ціни небалансів з урахуванням наявності двох торгових зон:

$$\bar{P}_i^{PДН} = w_{OEC} \cdot \bar{P}_i^{PДН_{OEC}} + w_{БуЕС} \cdot \bar{P}_i^{PДН_{БуЕС}}; \quad (4)$$

$$\bar{P}_i^{HB} = w_{OEC} \cdot \bar{P}_i^{HB_{OEC}} + w_{БуЕС} \cdot \bar{P}_i^{HB_{БуЕС}}. \quad (5)$$

Для розрахунку витрат, пов'язаних із похибкою прогнозу, використовуючи формулу (2), достатньо оцінити різницю середніх цін небалансів та РДН в i -ту годину доби. Вартість місячних небалансів та вартість похибки прогнозу в такому випадку розраховуються за формулами:

$$B_{HB} = k_{BCT} \cdot d \cdot \sum_{i=1}^{24} \left(\bar{W}_i^{вгору} \cdot w_i^{вгору} - \bar{W}_i^{вниз} \cdot w_i^{вниз} \right) \cdot \bar{P}_i^{HB}; \quad (6)$$

$$B_{\text{ПР}} = k_{\text{ВСТ}} \cdot d \cdot \sum_{i=1}^{24} (\bar{W}_i^{\text{вгору}} \cdot w_i^{\text{вгору}} - \bar{W}_i^{\text{вниз}} \cdot w_i^{\text{вниз}}) \cdot (\bar{C}_i^{\text{РДН}} - \bar{C}_i^{\text{НБ}}), \quad (7)$$

де d – кількість днів у розрахунковому місяці;

$\bar{W}_i^{\text{вгору}}, \bar{W}_i^{\text{вниз}}$ – середні значення відхилень в i -ту годину доби, МВт·год;

$w_i^{\text{вгору}}, w_i^{\text{вниз}}$ – частка відхилень в i -ту годину доби.

Від'ємні значення $B_{\text{ПР}}$ відповідають утратам Гарантованого покупця від похибки прогнозу обсягів відпуску ВДЕ.

Для оцінювання впливу змін порядку розрахунку вартості небалансів на витрати ГП додатково необхідно визначити ціну небалансів окремо у випадках, коли вона вища та нижча від ціни РДН. З огляду на різні значення ціни небалансів формули 4 та 5 набувають такого вигляду:

$$B_{\text{НБ}} = k_{\text{ВСТ}} \cdot d \cdot \sum_{i=1}^{24} (\bar{W}_i^{\text{вгору}} \cdot w_i^{\text{вгору}} \cdot \bar{C}_i^{\text{НБ}_{\text{вгору}}} - \bar{W}_i^{\text{вниз}} \cdot w_i^{\text{вниз}} \cdot \bar{C}_i^{\text{НБ}_{\text{вниз}}}); \quad (8)$$

$$B_{\text{ПР}} = k_{\text{ВСТ}} \cdot d \cdot \sum_{i=1}^{24} (\bar{W}_i^{\text{вгору}} \cdot w_i^{\text{вгору}} \cdot (\bar{C}_i^{\text{РДН}} - \bar{C}_i^{\text{НБ}_{\text{вгору}}}) - \bar{W}_i^{\text{вниз}} \cdot w_i^{\text{вниз}} \cdot (\bar{C}_i^{\text{РДН}} - \bar{C}_i^{\text{НБ}_{\text{вниз}}})) \quad (9)$$

Варто зауважити, що на відміну від формули (5), використання (7) завжди призводить до втрат ГП, оскільки $\bar{C}_i^{\text{НБ}_{\text{вгору}}}$ завжди вище ціни РДН, а $\bar{C}_i^{\text{НБ}_{\text{вниз}}}$ – завжди нижче.

Для ілюстрації характеру похибки прогнозу обсягів відпуску електричної енергії об'єктами ВДЕ використано дані за період з 06.05.2019 до 06.06.2019. За цей час встановлена потужність станцій з ВДЕ становила 3488 МВт.

Найбільше відхилення прогнозу вниз (фактичний обсяг вище прогнозного) за цей період становило 441 МВт·год і спостерігалось 16.05.2019 о 7 годині ранку (рис. 2). У такому випадку похибка прогнозу пов'язана зі значною різкою зміною обсягів відпуску ВЕС (рис. 3). З наведеного графіка також видно, що в роботі ВЕС практично немає добової періодичності.

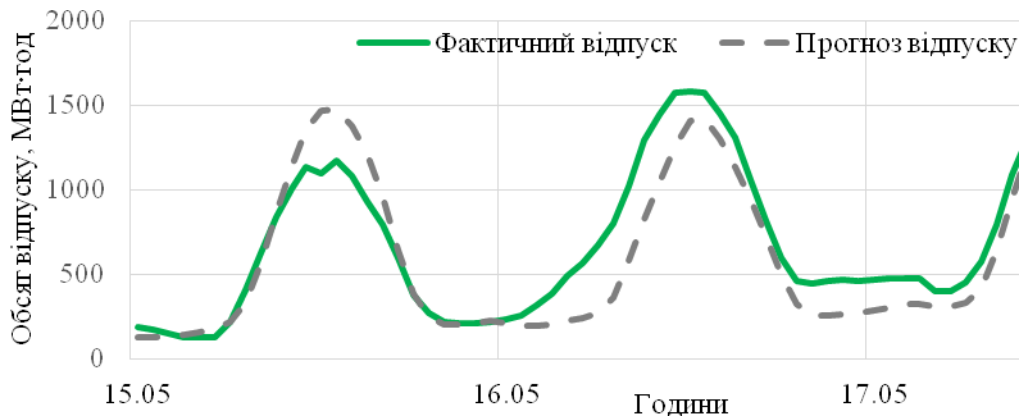


Рис. 2

Як усереднений показник похибки прогнозу для певних годин доби використовується середньоквадратична похибка, яка розраховується за формулою:

$$RMSE_i = \sqrt{\frac{\sum_{d=1}^n (W_i^d - PR_i^d)^2}{n}}, \quad d = 1 \dots n, \quad (10)$$

де W_i^d – фактичний обсяг відпуску в годину i доби d ;

PR_i^d – прогнозний обсяг відпуску в годину i доби d ;

n – кількість днів у місяці.

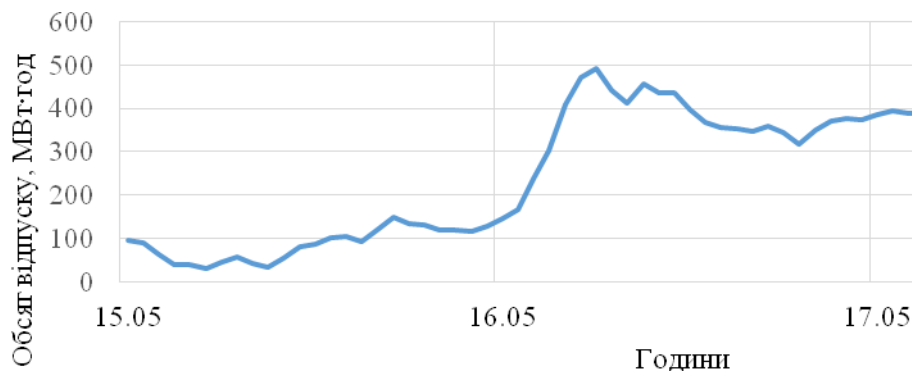


Рис. 3

Використання середньоквадратичної похибки обумовлено її більшою чутливістю порівнюючи з похибкою за модулем до аномально великих відхилень.

Цей показник можна представити у вигляді відсотків від встановленої потужності в місячному розрізі, що дасть змогу екстраполювати розраховані значення похибки:

$$RMSEn_t^m = \frac{RMSE_t^m}{P_{inst}^m} \cdot 100\%, \quad (11)$$

де P_{inst}^m – сумарна встановлена потужність ВДЕ за місяць m .

Зважаючи на те, що для покриття небалансів вгору та вниз використовуються різні послуги з балансування, доцільно проаналізувати середні значення відхилень вгору та вниз за годинами доби. Крім того, для різних періодів доби використовуються різні цінові обмеження на ринку РДН, до яких прив'язано цінові обмеження заявок послуг на балансування. Піковий період доби визначено з 08-09 до 22-23 години, напівпіковий період – з 00-01 до 07-08 та 23-00 години. На рис. 4 наведено середні значення відхилень окремо для випадків, коли прогноз перевищує факт (відхилення зі знаком мінус), та випадків, коли факт перевищує прогноз (відхилення зі знаком плюс) у межах кожної години.

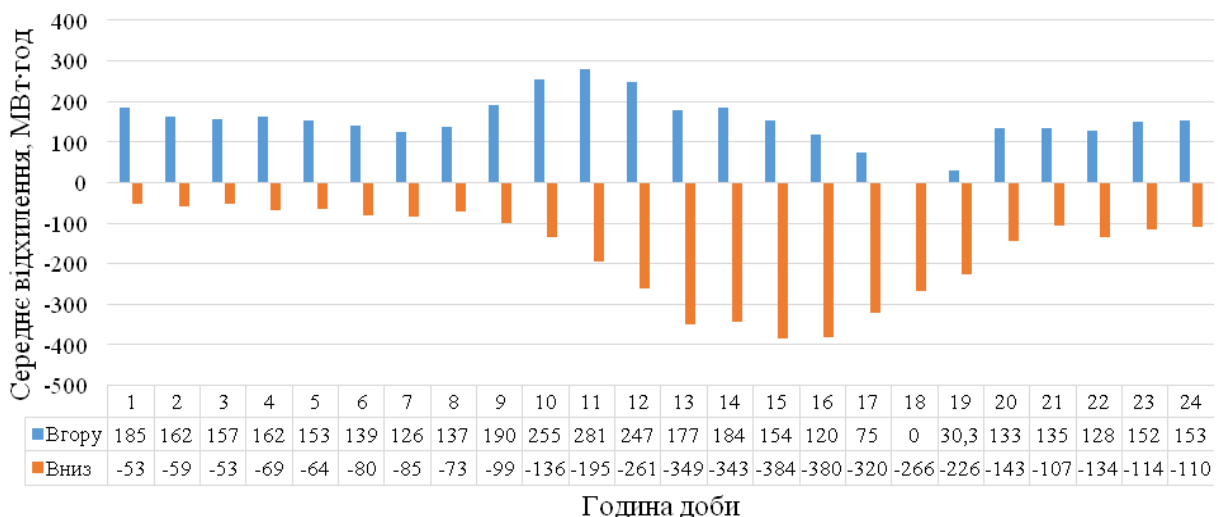


Рис. 4

Для оцінювання характеру розподілу похибок прогнозу використано фактичні та прогнозні погодинні обсяги за вересень 2018 р. Дані було опубліковано на сайті «Гарантованого покупця», після запуску нової моделі ринку публікація даних припинилась. Отримані розподіли похибок було наведено до встановленої потужності вересня 2019 р. За інформацією НКРЕКП встановлена потужність об'єктів ВДЕ станом на 1 жовтня 2018 р. становила 1803,573 МВт, а станом на 1 жовтня 2019 р. – 4588,587 МВт, або у 2,54 раза ($k_{ВСТ}$)

вища. Дані наведено без розподілу по ОЕС України та Бурштинському енергоострову (БуЕС).

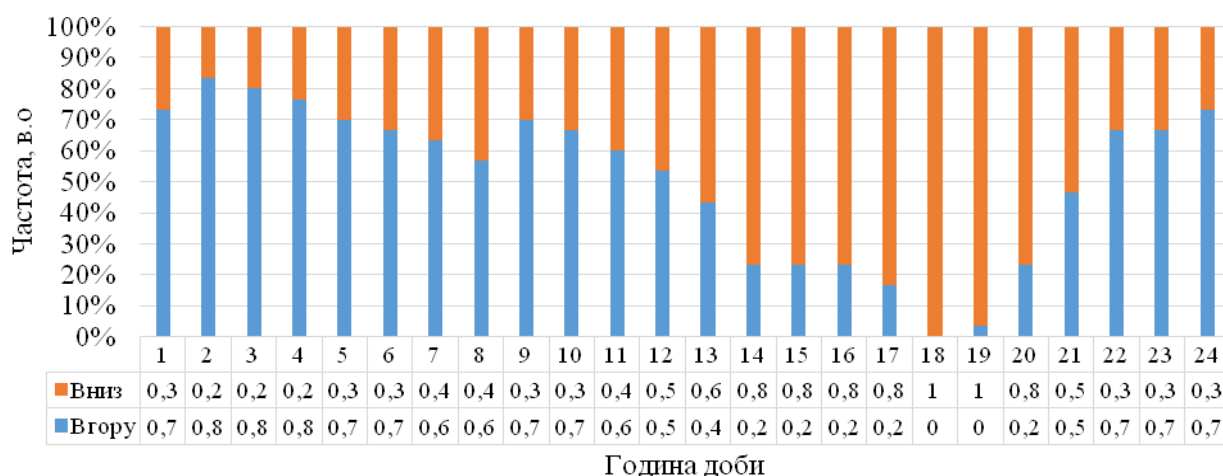


Рис. 5

Зважаючи на стохастичний характер похибки прогнозів, для більшої робастності оцінок у розрахунках використовуються середні погодинні значення відхилень фактичних значень вгору і вниз (рис. 4), які було помножено на коефіцієнт $k_{вст}$, а також оцінено частоту таких відхилень (рис. 5).

Результати розрахунків, проведених для вересня 2019, з використанням оцінок розподілу похибки за даними вересня 2018, наведено в табл. 1.

Таблиця 1

Формули розрахунку	$B_{НБ}$, грн	$B_{ПР}$, грн
До 01.03.2020	-52 014 742,46	829 183,64
Після 01.03.2020	-81 170 359,91	-30 203 857,11

Згідно з наведеними даними гарантований покупець потенційно міг заробити на похибках прогнозу майже 800 тис. грн у вересні 2019 р. за умови витрат на небаланси 52 млн грн. У разі використання наявних формул розрахунку вартості небалансів втрати,

пов'язані з похибкою прогнозу, могли становити приблизно 30 млн грн за загальної вартості небалансів у 81 млн грн.

Ці розрахунки мають оцінний характер, оскільки ґрунтуються на «наївному» припущенні про розподіл похибок прогнозу, які залежать від структури виробників ВДЕ за різновидами первинних носіїв енергії та конкретних метеорологічних умов, що склались у вересні 2019 р. З огляду на те, що в доступних даних наявні тільки сумарні прогнози всієї балансувальної групи гарантованого покупця, точно оцінити вклад кожного типу ВДЕ за наявних даних неможливо.

У інституті електродинаміки НАН України розроблено штучну нейронну мережу глибинного навчання [10] для прогнозування сумарного погодинного відпуску електричної енергії виробниками з ВДЕ [11]. Виходом нейронної мережі є три вектори погодинних значень для прогнозованої доби. Крім найбільш імовірних значень відпуску, додаткові виходи прогнозують значення 10 та 90 перцентилів закону розподілу, ширина якого є оцінкою невизначеності прогнозу. Окрім вихідних нейронів, архітектура нейронної мережі включає 7 прихованих шарів із активаційними функціями *SELU* (*Scaled exponential linear unit*) з обхідними з'єднаннями. Для навчання нейронної мережі використовувався алгоритм ADAM з періодичною зміною кількості прикладів у міні пакеті.

Порівняння точності прогнозів нейронної мережі та власних прогнозів виробників за період із 06.05.2019 до 06.06.2019 наведено в табл. 2.

Таблиця 2

Модель	RMSE		MAX	
	% від встановленої потужності	МВт·год	% від встановленої потужності	МВт·год
Прогноз виробників	4,78	166	21,18	731
Нейронна мережа	4,38	152	12,14	419

Запропонована модель для прогнозу сумарного відпуску електричної енергії виробниками з ВДЕ забезпечує більш точні прогнози. Зокрема її середньоквадратична похибка є нижчою на 8,5 %, ніж похибка прогнозу виробників, водночас максимальна похибка знизилася на 43 %, що свідчить про значно вищу стабільність прогнозів нейронної мережі.

У середньому похибка сумарного відпуску становить 4,78 % від встановленої потужності (використовувалися помісячні дані про встановлену потужність). У літній період відносна похибка очікувано вища, ніж у зимовий, що пояснюється зниженням відпуску СЕС через зменшення тривалості світлового дня.

За умови збереження поточної тенденції збільшення встановленої потужності ВДЕ, особливо СЕС, екстраполюючи наведені вище показники відносної похибки, можна очікувати середні значення відхилення у 2020 р. на рівні від 334 МВт·год (за умови $P_{inst}^m = 7000$ МВт) до 478 МВт·год ($P_{inst}^m = 10000$ МВт) та екстремальних відхилень $W - PR < 0$ на рівні 1500 МВт·год (за умови $P_{inst}^m = 7000$ МВт) та 2100 МВт·год ($P_{inst}^m = 10000$ МВт) і відхилень $W - PR > 0$ у діапазонах 900 МВт·год (за умови $P_{inst}^m = 7000$ МВт) та 1400 МВт·год ($P_{inst}^m = 10000$ МВт).

Висновки.

За результатами аналізу та на основі моделювання відпуску електроенергії виробниками з ВДЕ показано, що згідно з використаними для моделювання даними Гарантований покупець потенційно міг заробити на похибках прогнозу майже 800 тис грн у вересні 2019 р. за сумарних витрат на небаланси 52 млн грн. Однак за сучасних умов, використовуючи діючі з 01.03.2020 формули розрахунку вартості небалансів, можна констатувати втрати, пов'язані з похибкою прогнозу, які становлять приблизно 30 млн грн за загальної вартості небалансів у 81 млн грн, що зумовлює підсилення відповідальності Гарантованого покупця за створювані небаланси. Водночас наведений приклад зниження похибки прогнозу показує економічний ефект у розмірі 2,5 млн грн на місяць. Отже, запропонована в статті методика дає змогу виконати аналіз вартості похибки прогнозу обсягів відпуску електричної енергії виробниками з ВДЕ, що входять до балансувальної групи Гарантованого покупця, і є основою для подальших досліджень можливостей збільшення частки ВДЕ в загальному балансі ОЕС України та оцінки ефективності засобів прогнозування відпуску електроенергії такими виробниками.

Фінансується за держбюджетною темою «Моделі та засоби оцінки впливу технологічних обмежень об'єктів низьковуглецевої енергетики на процеси ціноутворення в сегментах ринку електричної енергії України» (378-20) відповідно до розпорядження Президії НАН України від 26.05.2020 № 239 «Про затвердження переліку наукових робіт цільового міждисциплінарного проекту НАН України "Науково-технічні та економіко-екологічні засади низьковуглецевого розвитку України", що будуть виконуватись у 2020 році». Державний реєстраційний номер роботи 0120U002125. КПКВК 6541030.

1. Про затвердження Ліцензійних умов провадження господарської діяльності зі здійснення функцій гарантованого покупця. Постанова НКРЕКП від 27.12.2017 № 1471 (ред. від 09.10.2019).
2. Порядок купівлі гарантованим покупцем електричної енергії, виробленої з альтернативних джерел енергії. Постанова НКРЕКП 26 квітня 2019 року № 641 у редакції постанови НКРЕКП 13 грудня 2019 р. № 2802.

3. Hong T. Crystal Ball Lessons in Predictive Analytics. EnergyBiz, 2015. Vol. 12. Issue 2. Pp.35–37.
4. Про ринок електричної енергії: Закон України № 2019-VIII від 13.04.2017. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19> (дата звернення: 21.07.2017).
5. Gielen Dolf, Gorini R., Wagner N., Leme R., Prakash G., Lorenzoni L., Asmelash E., Collins S., Janeiro L., Bhuiyan R., Ferroukhi R., Renner M., Parajuli B., Casals X., Lebdioui A., Rigg K., Lehr U., Alexandri E., Chewpreecha U., Vercoulen P. IRENA Global Renewables Outlook Summary 2020. DOI: <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.35573.81121>. URL: https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_Global_Renewables_Outlook_2020.pdf (дата звернення: 05.11.2020)
6. Lazard's Levelized Cost Of Energy Analysis — Version 14.0. URL: <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf> (дата звернення: 05.11.2020).
7. Ivanov H.A., Blinov I.V., Parus E.V. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine. *IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. 2019. Pp. 339–342.
8. Кириленко О.В., Блінов І.В., Парус Є.В. Визначення результатів аукціону з купівлі-продажу електричної енергії. *Проблеми загальної енергетики*. 2010. № 3. С. 5–12.
9. Про затвердження Правил ринку: постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 14 березня 2018 р. № 307. *Урядовий кур'єр*. 2018. № 117.
10. Блінов І.В., Мірошник В.О., Шиманюк П.В. Короткостроковий інтервальний прогноз сумарного відпуску електроенергії виробниками з відновлюваних джерел енергії. *Праці Інституту електродинаміки*. 2019. Вип. 54. С. 5–12.
11. Croonenbroeck C., Stadtmann G. Renewable generation forecast studies—Review and good practice guidance. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 108. Pp. 312–322.

УДК 621.311:681.3

ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ОШИБКИ ПРОГНОЗА ОБЪЕМОВ ОТПУСКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ БАЛАНСИРУЮЩЕЙ ГРУППЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ПО «ЗЕЛЕНОМУ» ТАРИФУ

И.В. Блинов, докт. техн. наук, **Е.В. Парус**, канд. техн. наук, **В. А. Мирошник**

Институт электродинамики НАН Украины,

пр. Победы, 56, Киев, 03057, Украина,

e-mail: blinovigor81@gmail.com, paruseugene@gmail.com, miroshnyk.volodymyr@gmail.com.

Выполнен статистический анализ погрешности прогноза «на сутки вперед» объемов отпуска электрической энергии производителями, которые входят в балансирующую группу ГП «Гарантированный покупатель». Определено распределение погрешностей прогноза по часам суток. Описана упрощенная методика расчета цены и суммарной стоимости погрешности прогноза при различных формулах расчета стоимости небалансов. Показано потенциал повышения точности прогноза для увеличения допустимой установленной мощности электростанций с ВИЭ при использовании имеющихся в энергосистеме технических средств компенсации колебаний мощности. Апробация методики и расчет количественных показателей проводился на реальных данных суммарного отпуска производителей из ВИЭ, которые опубликовало ГП «Энергорынок». Расчеты носят оценочный характер, поскольку основываются на «наивном» предположении о распределении погрешностей прогноза, которые зависят от структуры производителей ВИЭ по видам первичных носителей энергии и конкретных метеорологических условий. Библ. 9, рис. 5, табл. 2.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, рынок электрической энергии, краткосрочное прогнозирование, нейронная сеть глубинного обучения, оценка стоимости.

ESTIMATION OF THE COST OF THE ELECTRICITY SUPPLY FORECAST ERROR FOR THE "GREEN" TARIFF PRODUCERS BALANCE GROUP

I. Blinov, E. Parus, V. Miroshnyk

Institute of Electrodynamics of the National Academy of Sciences of Ukraine,

pr. Peremohy, 56, Kyiv, 03057, Ukraine,

e-mail: blinovigor81@gmail.com, paruseugene@gmail.com, miroshnyk.volodymyr@gmail.com.

The statistical analysis of the forecast error of the "day ahead" electricity supply volumes by the producers, which are included in the balancing group of the State Enterprise "Guaranteed Buyer", was carried out. The distribution of

forecast errors by hours of the day is determined. A simplified method for calculating the price and the total cost of the forecast error is described considering the various formulas for the cost of imbalances calculating. The potential for improving the accuracy of the forecast for increasing the permissible installed capacity of power plants with renewable energy sources with the technical means available in the power system to compensate for the power fluctuations is shown. Approbation of the methodology and calculation of quantitative indicators was carried out on real data of the total supply of renewable energy sources by producers, which were published by SE Energorynok. The calculations are of an estimate nature. Since the calculations are based on a "naive" assumption about the distribution of forecast errors, which depend on the structure of RES producers by types of primary energy carriers and specific meteorological conditions. Bibl. 9, fig. 5, tables 2.

Keywords: renewable sources, electricity market, short-term forecasting, forecast interval, deep learning neural networks, cost estimation

1. Licensing Conditions for Business Activities to Perform the Functions of a Guaranteed Buyer, approved by the resolution of the National Commission for State Regulation of Energy and Utilities of December 27, 2017. No 1471 (with changes of the resolution No 2029). (Ukr)
2. On approval of regulations governing the activities of a guaranteed buyer and purchase of electricity at a green tariff. Resolution of National energy and regulatory commission, Ukraine of April 26. 2019. No 641 (with changes of the resolution No 2802). (Ukr)
3. Hong T. Crystal Ball Lessons in Predictive Analytics. *EnergyBiz*. 2015. Vol.12. Issue 2. Pp.35–37.
4. On Electricity Market: The Law of Ukraine. No 2019-VIII. 13.04.2017.
URL:<http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>. (Ukr) (accessed : 21.07.2017).
5. Gielen Dolf, Gorini R., Wagner N., Leme R., Prakash G., Lorenzoni L., Asmelash E., Collins S., Janeiro L., Bhuiyan R., Ferroukhi R., Renner M., Parajuli B., Casals X., Lebdioui A., Rigg K., Lehr U., Alexandri E., Chewprecha U., Vercoulen P. IRENA Global Renewables Outlook Summary 2020.
DOI: <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.35573.81121>.
URL:https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_Global_Renewables_Outlook_2020.pdf.
6. Lazard's Levelized Cost Of Energy Analysis . Version 14.0.
URL: <https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf>.
7. Ivanov H.A., Blinov I.V., Parus E.V. Simulation Model of New Electricity Market in Ukraine. 2019. *IEEE 6th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Pp. 339–342. (Eng)
8. Kyrylenko O.V., Blinov I.V., Parus E.V. Determination of the auction results for purchase and selling of electricity. *Problems of general energy*. 2010. No 3. Pp. 5–12. (Ukr)
9. About the statement of Rules of the market. Resolution of National energy and regulatory commission, Ukraine. March 14 2018. No 307.
10. Blinov I. Miroshnyk V., Shymaniuk P. Short-term interval forecast of total electricity generation by renewable energy sources producers. *Pratsi Instytutu Electrodynamiky NAN Ukrainy*. 2019. No 54. Pp. 5–12. (Ukr)
11. Croonenbroeck C., Stadtmann G. Renewable generation forecast studies—Review and good practice guidance. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019. Vol. 108. Pp. 312–322.

Надійшла: 16.10.2020

Received: 16.10.2020