

ВИЗНАЧЕННЯ ВИТРАТ НА ВРЕГУЛЮВАННЯ НЕБАЛАНСІВ ВДЕ-ГЕНЕРАЦІЇ В УКРАЇНІ

Дьомін Д.А., аспірант, Гаєвський О.Ю., д.ф.-м.н., проф.

КПІ ім. Ігоря Сікорського, кафедра відновлюваних джерел енергії

Вступ. Як відомо, генерація від ФЕС, як і від інших відновлюваних джерел енергії (ВДЕ), є нерегулярною, тому постійне збільшення частки ВДЕ у спільній електрогенерації призводить до необхідності балансування енергосистеми. Згідно з правилами енергоринку України [1, 2] вартість балансування не є фіксованою і залежить від поточної ситуації на ринку електроенергії. Основна роль у балансуванні енергії від всіх виробників із ВДЕ в Україні покладено на «гарантованого покупця». Порядок відшкодування частки вартості врегулювання небалансів енергії виробниками із ВДЕ регламентується постановою НКРЕКП №641 від 26 квітня 2019 року [1]. У кінці 2020 року було затверджена нова редакція постанови НКРЕКП (№ 46 від 15.01.2021) [2]. В даній роботі порівнюються результати розрахунків вартості врегулювання небалансів за методиками цих двох редакцій.

Мета роботи. Порівняння правил [1, 2] визначення витрат пов'язаних із врегулюванням небалансів виробників із ВДЕ в Україні.

Матеріали досліджень і результати розробки. В Україні існує два типи короткострокових ринків електроенергії: ринок на добу наперед (РДН, англ.: Day Ahead Market – DAM), внутрішньоденний або коригувальний ринок та балансуєчий ринок. Після закінчення терміну дії ринку на добу вперед, на внутрішньоденному ринку можливі коригувальні дії виробників, щоб збільшити свій виторг. Для виробників сонячної електроенергії дуже важливий цей ринок коригування, тому що на ньому регулярно оновлюється інформація, і можна відстежувати, наскільки коректні зроблені прогнози.

Виробник (продавець) електроенергії на енергоринку України [НКРЕКП] продає енергію гарантованому покупцю за «зеленим» тарифом або за аукціонною ціною. Розрахунки за електроенергію, поставлену продавцем у мережу, мають проводитися за підсумками розрахункового місяця. Календарний місяць розбивається на N_t тимчасових інтервалів за кількістю годин у місяці, при цьому кожен інтервал будемо нумерувати індексом $t = 1, \dots, N_t$. Введемо також індекс i , який нумерує генеруючі одиниці (електростанції) продавця. За підсумками кожного розрахункового місяця розраховується обсяг відпущеної та спожитої виробником електричної енергії. Фактично визначається сальдо перетікання енергії для кожної генеруючої одиниці продавця, тобто з обсягу поставленої електроенергії віднімається енергія, відібрана продавцем з мережі, наприклад, на власні потреби. При результуючому позитивному сальдо вважається, що виробник продає енергію в обсязі цього сальдо, а при негативному сальдо - купує енергію на енергоринку.

Відповідно [1] виробники за «зеленим» тарифом зранку повинні надавати гарантованому покупцю прогнози погодинні добові графіки відпуску електроенергії. Окрім цього, у другій половині дня, що передує торговому, вони нада-

ють оновлений графік відпуску електроенергії. Компенсація витрат на врегулювання небалансів відбувається за різницею цін між ринком «на добу наперед» (РДН) та балансуєчим ринком (БР). При цьому враховуються:

- допустиме відхилення фактичних погодинних обсягів відпуску електричної енергії від прогнозного та
- частка відшкодування гарантованому покупцю вартості врегулювання небалансу.

Станом на початок 2021 року закріплено допустиме відхилення у розмірі 5%, та прогресивний графік частки відшкодування вартості небалансу: 50% з початку 2021 року та 100% з 1 січня 2022 року. Для наших розрахунків прийнято допустиме відхилення фактичних графіків від прогнозних на рівні 5%, та частку відшкодування небалансу гарантованому покупцю – 100%.

Вихідними даними розрахунку є дані фактичного комерційного відпуску електроенергії на 44 ФЕС торгової зони ОЕС України з 1 січня по 31 грудня 2020 року. Встановлена потужність цього пулу – 561 МВт, що складає ~10% від потужності всіх ФЕС України. У якості прогнозних даних застосовуємо примітивний прогноз (ПП), тобто фактичні дані із зсувом у 48 годин.

Компенсація небалансів за правилами 2019 року [1] визначається наступним чином:

$$CIEQ_t^p = \begin{cases} \varepsilon_t^p \cdot (P_t^{DAM} - IMSP_t), \varepsilon_t^{sum} > 0, \varepsilon_t^p > 0, IMSP_t < P_t^{DAM} \\ \varepsilon_t^p \cdot (P_t^{DAM} - IMSP_t), \varepsilon_t^{sum} < 0, \varepsilon_t^p < 0, IMSP_t > P_t^{DAM} \\ 0, & \text{в інших випадках} \end{cases}$$

де, ε_t^p – величина врахованого відхилення фактичного обсягу відпуску електроенергії генеруючими одиницями p -го виробника від його спрогнозованого погодинного графіка відпуску у розрахунковому періоді t , МВт·год; P_t^{DAM} – ціна енергії у періоді t на РДН, грн/МВт·год; $IMSP_t$ – ціна небалансу енергії у періоді t , грн/МВт·год.

Величина врахованого відхилення, в свою чергу:

$$\varepsilon_t^p = \begin{cases} (W_t^u - PR_t^u), & \text{якщо } \frac{|W_t^u - PR_t^u|}{PR_t^u} \cdot 100 > 5\% \\ 0, & \text{в інших випадках} \end{cases}$$

де, W_t^u – фактичний обсяг відпуску енергії генеруючою одиницею u у розрахунковому періоді, МВт·год; PR_t^u – обсяг відпуску енергії, спрогнозований таким виробником, МВт·год.

Компенсація небалансів за правилами 2021 року [2] виконуватимемо так:

$$CIEQ_t^p = \begin{cases} \varepsilon_t^p \cdot (P_t^{DAM} - \min(P_t^{DAM}; IMSP_t) \cdot (1 - K^{im})), & \text{якщо } \varepsilon_t^p > 0 \\ \varepsilon_t^p \cdot (P_t^{DAM} - \max(P_t^{DAM}; IMSP_t) \cdot (1 + K^{im})), & \text{якщо } \varepsilon_t^p < 0 \\ 0, & \text{якщо } \varepsilon_t^p = 0 \end{cases}$$

де, ε_t^p , P_t^{DAM} , $IMSP_t$ – ті самі величини, що визначені раніше; K^{im} – коефіцієнт ціни небалансу, що визначається Правилами ринку [4] і встановлений у розмірі 0.05.

Результати розрахунків частки вартості врегулювання небаласів у 2020 році демонструють наявність суттєвої різниці при застосуванні Правил 2019 та Правил 2020, яка складає 21.1% (рис. 1). Зокрема, питомі витрати у вигляді частки від виручки всіх ФЕС отриманої за період зростає з 2.9% до 3.5%, а питома вартість демонструє перехід від 4.0 €/МВт·год відпущеної електроенергії за «зеленим» тарифом до 4.8 €/МВт·год.

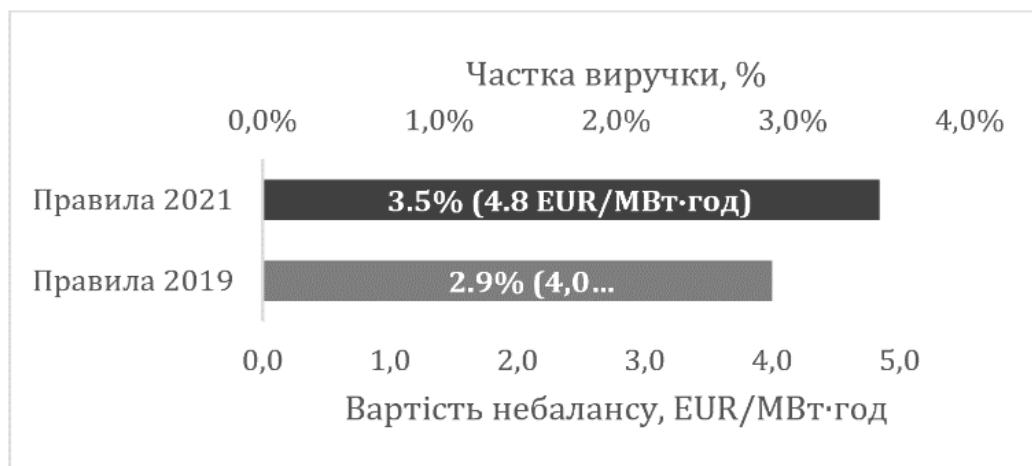


Рисунок 1 – Витрати на врегулювання небалансу у 2020 році

На рис. 2 показані результати розрахунків питомих витрати на врегулювання небалансів усереднених за календарні місяці 2020 року. Місячні значення витрат коливаються від 13.8 до 1.7 €/МВт·год (Правила 2019) та від 16.5 до 2.1 €/МВт·год (Правила 2021). Найвищі значення спостерігаються у грудні, найменші – у серпні.

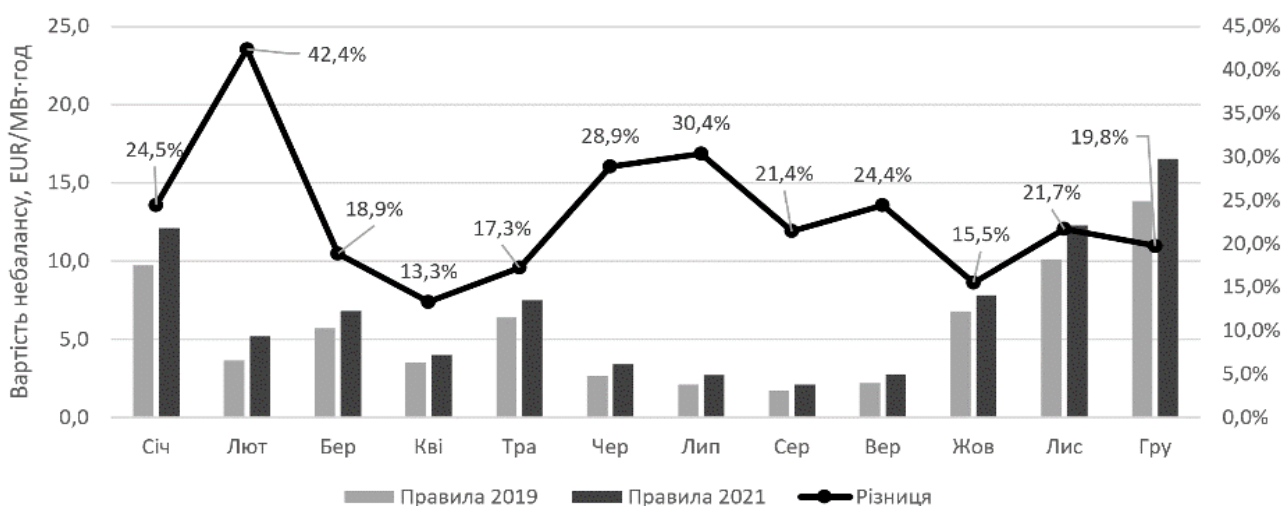


Рисунок 2 – Питомі витрати на небаланси електроенергії за двома підходами [1, 2] та їх кількісна різниця

Характерним вважаємо тренд збільшення питомих витрат у осінньо-зимово-весняний період, що пов'язане насамперед із пропорційним зниженням обсягів відпуску електроенергії у періоди нестабільних погодних умов.

Різниця витрат при застосуванні двох підходів до розрахунку у 2020 році представлена ламаною лінією на рис. 2, з коливаннями від 15-17% до 30% та аутлаєрами 42.4% і 13.3% у лютому та квітні відповідно. У період з червня по вересень ця різниця більш стабільна: 21-30%. У цілому друга половина року демонструє стабільний спадний тренд різниці: від 28-30% у червні-липні до 15-19% у жовтні-грудні.

Найбільш характерними (такими, що наближаються до середньорічного значення – 21.1%) можна визначити серпень та листопад, із 21.4% та 21.7% відповідно. Варто відмітити нехарактерну флуктуацію значень у період із січня по травень. Поведінка у вигляді спадання витрат у лютому та квітні, та відставання у січні, березні та травні може бути пов'язано із нехарактерними погодними умовами для цього періоду саме у 2020 році, а також із тим, що певні ФЕС були уведений в експлуатацію протягом цього періоду, а тому не брали участі у розрахунках, що передували такій події. Враховуючи очевидне прагнення виробників із ВДЕ до зменшення власних витрат, відмітимо як висновок, що Правила 2021 повністю відповідають Правилам ринку електричної енергії [4], відповідно до яких, врегулювання небалансів на ринку електричної енергії здійснюється окремо від БР, та, відповідно, із дисконтом відносно напрямку небалансу. З іншого боку, зваження результатів окремого виробника до результатів балансуєної групи фінансово є суперечливим, оскільки передбачає включення до розрахунку випадків у які результат окремого виробника не погіршують, а, навпаки, покращують результати балансуєної групи.

Висновки. В даній роботі проаналізовано два підходи до визначення частки вартості врегулювання небалансів виробників із ВДЕ. На основі даних щодо цін на ринку електроенергії України від ДП «Оператор Ринку» та системного оператора, а також даних фактичного відпуску електроенергії ФЕС у 2020 році визначена кількісна різниця потенційних витрат, пов'язаних із відшкодуванням частки вартості небалансів енергії для штучних прогнозів пулу із 44 ФЕС, які функціонують у торговій зоні ОЕС України. Оптимальною є модифікація правил розрахунку частки вартості врегулювання небалансу, яка включає умови зважування результатів балансуєної групи із умовами виникнення нарахувань Правил 2019 [1], враховуючи при цьому актуальний порядок дисконтування при врегулюванні небалансів згідно з Правилами 2021 [2].

Перелік посилань

1. Постанова НКРЕКП №641 від 26.04.2019 "Про затвердження нормативно-правових актів, що регулюють діяльність гарантованого покупця та купівлі електричної енергії за «зеленим» тарифом та за аукціонною ціною".
2. Постанова НКРЕКП №46 від 15.01.2021 "Про затвердження Змін до постанови НКРЕКП від 26 квітня 2019 року № 641".
3. Закон України "Про ринок електричної енергії".