

П. Д. Лежнюк¹
В. О. Комар¹
Л. Н. Добровольська²
К. О. Повстянко³

ВІДНОСНЕ ОЦІНЮВАННЯ ЗАСОБІВ БАЛАНСУВАННЯ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМ З ВІДНОВЛЮВАНИМИ ДЖЕРЕЛАМИ ЕНЕРГІЇ

¹Вінницький національний технічний університет;

²Луцький національний технічний університет;

³Північне територіальне управління НЕК «Укренерго»

Запропоновано метод дослідження ефективності заходів компенсації нестабільності генерування відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в електроенергетичних системах (ЕЕС). Через залежність генерування електроенергії сонячними і вітровими електростанціями від природних умов виникають проблеми участі їх в процесі балансування режимів ЕЕС. Виконати запланований і затверджений погодинний графік на наступну добу для них є нереальним. Тому в ЕЕС змушені тримати резерв потужності для компенсації відхилень ВДЕ від прогнозованого графіка генерування. Оскільки ці відхилення можуть бути як в більшу, так і меншу сторони від допустимого, то це відповідним чином формує засоби з балансування режимів ЕЕС. Насамперед використовується загальносистемний резерв (в основному це маневрені потужності теплових і гідроелектростанцій). Оскільки цього резерву недостатньо, то планується використовувати доступні на сьогодні засоби резервування потужності: електрохімічні накопичувачі електроенергії, водневі і біогазові технології. Для аналізу техніко-економічної ефективності будь-яких засобів резервування розроблено математичні моделі на основі теорії подібності і критеріального методу. Такому методу надано перевагу через те, що він за мінімально доступної вихідної інформації забезпечує можливість порівнювати між собою різні способи компенсації нерівномірності генерування ВДЕ, оцінювати їхню співмірність, а також визначити чутливість витрат до потужності способів резервування. Сформовано критеріальні моделі, які дозволяють побудувати залежності витрат на компенсації нерівномірності генерування ВДЕ від потужності засобів резервування. Ці залежності дають можливість обґрунтованіше вибирати на першому етапі ті чи інші способи резервування відповідно до характеристик і вимог ЕЕС. Вони можуть бути уточнені, якщо будуть відомі цінові показники, що діють на сьогодні та на найближчу перспективу.

Ключові слова: електроенергетична система, відновлювані джерела енергії, нестабільність генерування, засоби компенсації, теорія подібності, критеріальний метод.

Вступ

Інтенсивне впровадження відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в електроенергетичну систему (ЕЕС) України ставить нові задачі. В основному вони зумовлені непристосованістю електричних мереж ЕЕС до експлуатації електричних станцій, які використовують відновлювані джерела енергії з нестабільним генеруванням та відсутністю достатнього рівня автоматизації мереж. Нестабільність генерування ВДЕ, яка зумовлена залежністю від природних умов, а також завищена встановлена потужність джерел, приєднаних до електричних мереж, призводить до зниження ефективності функціонування електричної мережі та погіршення якості послуг з електропостачання споживачів. Особливо це стосується фотоелектричних станцій (ФЕС), одинична та сумарна встановлена потужність яких в електричних мережах зростає з кожним роком [1], [2]. Нестабільність режимів роботи ФЕС негативно впливає на балансову надійність енергосистеми, а також на стійкість її роботи. Атомні електричні станції (АЕС), які в балансі електроенергії Об'єднаної енер-

госистеми (ОЕС) України складають 50...60 %, поки що технологічно не придатні до поточного регулювання потужності. Вони спроектовані так, що виводяться на номінальну потужність і працюють в базі графіка електроспоживання. Для того, щоби забезпечити для них такий режим роботи, споруджуються гідроакumuлюючі електростанції (ГАЕС). Убезпечити баланс потужності та електроенергії в енергосистемі можна, комплексно використовуючи наявні маневрені потужності, зокрема теплові та гідроелектростанції. Щодо сучасних засобів (електрохімічні накопичувачі електроенергії, водневі технології, біогазові технології, узгодження графіків генерування та споживання електроенергії тощо), то вони поки що існують в перспективі і знаходяться на різних етапах розробки і застосування в електроенергетичних системах.

Метою статті є порівняння між собою можливих способів компенсації нерівномірності генерування відновлюваних джерел енергії в задачі балансування режимів ЕЕС.

Постановка задачі

Необхідно створити сприятливі умови не лише для розбудови ВДЕ в електричних мережах енергосистеми, а й для оптимальної їхньої експлуатації, мінімізуючи негативний вплив на техніко-економічні показники енергосистеми. В залежності від місця під'єднання ВДЕ до електричних мереж та їхньої потужності може бути досягнуто зменшення втрат електроенергії на її транспортування [3], [4], можуть поліпшуватися показники надійності SAIFI і SAIDI [5], [6], а також суттєво підвищити якість електроенергії [7], [8] і, в цілому, енергоефективність системи електропостачання [9]. Проте ці можливості ВДЕ поліпшувати техніко-економічні показники енергосистеми зводяться нанівець або суттєво знижуються через необхідність тримати в енергосистемі вартісний резерв потужності для компенсації нестабільності генерування електроенергії сонячними і вітровими електростанціями.

На рис. 1 подано, як приклад, покриття добового графіка електроспоживання ОЕС України у весняно-літньому сезоні [10]. Характерним є те, що АЕС і ТЕЦ працюють в базі за рівномірним графіком, ГЕС використовуються для покриття ранішнього і вечірнього максимумів навантаження, ВДЕ на той час працювали за вільним графіком (все, що вироблено, видавалось в систему без обмежень), ТЕС працюють у змінній частині графіка і є ремонтним, навантажувальним та аварійним резервом, а також резервом негарантованого генерування ФЕС і ВЕС.

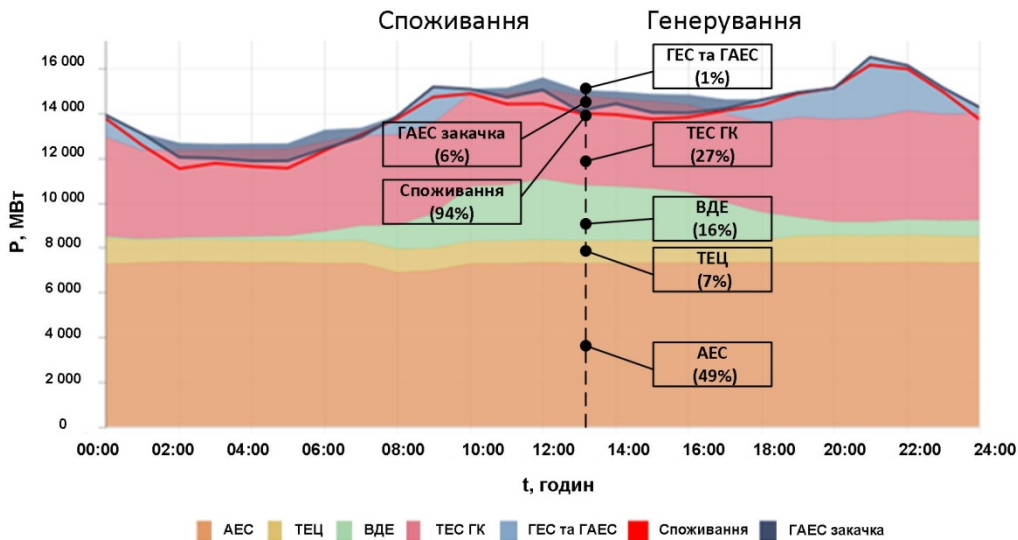


Рис. 1. Приклад покриття добового графіка електроспоживання

З розбудовою ВДЕ в енергосистемі виникають проблема з маневреною потужністю, що обмежує нарощування потужності ВДЕ та створює ненормальні режими, насамперед електростанцій в системі. Особливо це спостерігається тоді, коли завдяки сприятливим погодним умовам ФЕС і ВЕС виходять на номінальну потужність. Наприклад, на графіку, показаному на рис. 1, з 10.00 до 16.00 стосовно балансування режиму спостерігається «надлишок» генерованої ФЕС і ВЕС потужності. Для того, щоби не обмежувати генерування ВДЕ, довелося використати ГАЕС в насосному режимі. Інакше, необхідно було б зупинити один блок 1000 МВт АЕС.

Як бачимо, в енергосистемі необхідно розвивати способи компенсації нерівномірності генеру-

вання ВДЕ для успішного розв'язання задачі балансування режимів в ЕЕС. Завдання полягає тільки в тому, що серед можливих засобів необхідно вибрати ті, які є технічно найефективнішими та оптимальними щодо витрат.

Результати дослідження

Баланс електроенергії в ОЕС України в частині генерування формується різними типами електростанцій

$$P_{AEC}(t) + P_{TEC}(t) + P_{ГЕС}(t) \pm P_{ГАЕС}(t) + P_{ВДЕ}(t) \pm P_{рез}(t) - P_n(t) - \Delta P(t) = 0, \quad (1)$$

де $P_{AEC}(t)$ — потужність атомних електростанцій (АЕС), $P_{TEC}(t)$ — потужність теплових електростанцій (ТЕС) і теплоелектроцентралей (ТЕЦ); $P_{ГЕС}(t)$ — потужність гідроелектростанцій, $P_{ГАЕС}(t)$ — потужність гідроакумуючих електростанцій (ГАЕС), $P_{ВДЕ}(t)$ — потужність ВДЕ, $P_{рез}(t)$ — потужність засобів і шляхів резервування електроенергії під час балансування, $P_n(t)$ — навантаження трансформаторних підстанцій (ТП), $\Delta P(t)$ — технологічні витрати в електричних мережах.

Якщо за критерій оптимальності взяти сумарні витрати $B_{рез}$ на резервування $P_{рез}(t)$ в (1) нестабільності генерування ВДЕ, то з урахуванням реально можливих на сьогодні способів резервування задача мінімізації $B_{рез}$ запишеться так [11]:

$$B_{рез} = B_x(P_x) + B_g(P_g) + B_z(P_z) + B_c(P_c) + B_n(P_n) + B_k(P_k) \rightarrow \min, \quad (2)$$

де $B_x(P_x)$ — витрати на резервування накопичувачами електрохімічного типу; $B_g(P_g)$ — витрати на водневі технології; $B_z(P_z)$ — витрати, пов'язані з використанням біогазових технологій як резерву; $B_c(P_c)$ — витрати на користування системним резервом, що є фактично компенсацією за утримання резерву на енергоагрегатах ТЕС, що працюють за ціновими заявками; $B_n(P_n)$ — витрати на запаси пропускної спроможності ліній електропередачі, що необхідно для транспортування електроенергії з/до місця під'єднання резервної потужності до ЕЕС; $B_k(P_k)$ — витрати на реалізацію координації графіків генерування і споживання електроенергії в ЕЕС; $P_x, P_g, P_z, P_c, P_n, P_k$ — відповідно оптимальні значення потужностей, які визначаються з кожного із способів резервування.

Характеризуючи способи компенсації, слід відмітити таке. Вартість накопичувачів електрохімічного типу, виробництво яких у світовій практиці є достатньо освоєним, постійно зменшується і тому нарощується їхня потужність в енергосистемах. Водневі і біогазові технології як способи компенсації нерівномірності генерування ВДЕ знаходяться на початковому етапі. Їхня вартість не має чіткої тенденції до зменшення і залежить від застосування водню і біогазу в інших галузях. Щодо системного резерву, то в допустимих межах вартість його використання для компенсації нестабільності генерування ВДЕ визначається інтересами електроенергетики. Якщо зберігається зацікавленість до розбудови ВДЕ в ЕЕС, то відповідно вартість $B_c(P_c)$ повинна зменшуватися.

Враховуючи таку тенденцію резервування ВДЕ в ЕЕС, математичну модель оптимізації питомих витрат на 1 кВт компенсацію нестабільності генерування ВДЕ, в якій враховуються особливості режимів ЕЕС, можна представити у такому вигляді:

$$B_{рез} = \frac{C_1}{P_x} + C_2 P_g + C_3 P_z + \frac{C_4}{P_c} + C_5 \frac{P_x^2 P_c^2}{P_g P_z} \rightarrow \min \quad (3)$$

за умови, що $P_c \leq G$ або $g P_c \leq 1$,

де C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 — узагальнені константи, що містять вихідні дані задачі (в першу чергу це цінові показники); G — максимальна потужність системного резерву, яку можна використати для компенсації нестабільності генерування ВДЕ ($g = 1/G$).

Цільова функція (3) сформована за певних допущень. У виразі (3) не враховані деякі складові способів резервування задачі мінімізації $B_{рез}$ з (2). Зокрема, це витрати на збільшення пропускної здатності ліній електропередачі, яка на початковому етапі вважається достатньою, та витрати на координацію графіків генерування і споживання електроенергії в ЕЕС, що в електричних мережах частково вже використовується. Останній член цільової функції (3) відображає витрати на покриття втрат електроенергії, які пов'язані з реалізацією засобів резервування. Вважається, що накопичувачі електрохімічного типу і системний резерв розміщені централізовано.

Для аналізу системи компенсації нестабільності генерування ВДЕ використаємо методи теорії подібності, зокрема критеріальний метод [12], [13]. Перевагою вибраного методу є те, що він дозволяє отримати критерії подібності, які зв'язують між собою однойменні параметри, в нашому випадку різних способів балансування, і створюються умови для аналізу співмірності і чутливості результатів розрахунків у відносних одиницях за обмеженої кількості вихідної інформації [14].

Задача (3) не відповідає умові канонічності, коли міра її складності $s = m - n - 1 = 0$, де m — кількість членів цільової функції, n — кількість змінних P_i . У нашому випадку $s = 6 - 4 - 1 = 1$. Згідно з критеріальним методом запишемо систему ортогональних і нормованих (ортонормованих) рівнянь для (3) [13]:

$$\begin{cases} -\pi_1 + 2\pi_5 = 0, \\ \pi_2 - \pi_5 = 0, \\ \pi_3 - \pi_5 = 0, \\ -\pi_4 + 2\pi_5 + \pi_6 = 0, \\ \pi_1 + \pi_2 + \pi_3 + \pi_4 + \pi_5 = 1 \end{cases} \Rightarrow \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 2 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 2 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \pi_1 \\ \pi_2 \\ \pi_3 \\ \pi_4 \\ \pi_5 \\ \pi_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 1 \end{bmatrix}. \quad (4)$$

Оскільки в цій системі рівнянь всі параметри дійсні і мають певні допустимі межі існування, то такі діофантові рівняння мають дійсну множину рішень стосовно одного (оскільки $s = 1$) з параметрів [15]. Множину рішень можна будувати, взявши за базову будь-яку зі складових резервування в (3). В нашому випадку доцільно за базову складову взяти витрати на системний резерв як найстійкішу і з якою можна порівнювати решту складових. Якщо взяти витрати на користування системним резервом за базову змінну, то система рівнянь (4) розв'язується відносно π_6 . Тоді, шляхом лінійних перетворень розв'язок системи рівнянь (4) і відповідна множина допустимих рішень відносно π_6 отримується у вигляді

$$\boldsymbol{\pi} = \mathbf{b}_0 + \mathbf{b}_1 \pi_6, \quad (5)$$

де \mathbf{b}_0 — вектор нормалізації; \mathbf{b}_1 — вектор нев'язки.

У нашому випадку

$$\mathbf{b}_0 = \frac{1}{7} \begin{bmatrix} 2 \\ 1 \\ 1 \\ 2 \\ 1 \end{bmatrix}, \quad \mathbf{b}_1 = \frac{1}{7} \begin{bmatrix} -2 \\ -1 \\ -1 \\ 5 \\ -1 \end{bmatrix}. \quad (6)$$

Критерії подібності, які виражено через критерій π_6

$$\pi_1 = \frac{2}{7} - \frac{2}{7} \pi_6; \quad \pi_2 = \frac{1}{7} - \frac{1}{7} \pi_6; \quad \pi_3 = \frac{1}{7} - \frac{1}{7} \pi_6; \quad \pi_4 = \frac{2}{7} + \frac{5}{7} \pi_6; \quad \pi_5 = \frac{1}{7} - \frac{1}{7} \pi_6. \quad (7)$$

В критеріальній формі вираз витрат (3) запишеться

$$B_{\text{рез}^*} = \frac{\pi_{10}}{P_{x^*}} + \pi_{20} P_{e^*} + \pi_{30} P_{z^*} + \frac{\pi_{40}}{P_{c^*}} + \pi_{50} \frac{P_{x^*}^2 P_{c^*}^2}{P_{e^*} P_{z^*}}, \quad (8)$$

де $B_{\text{рез}^*} = B_{\text{рез}} / B_{\text{рез. min}}$; $P_{x^*} = P_x / P_{x0}$; $P_{e^*} = P_e / P_{e0}$; $P_{z^*} = P_z / P_{z0}$; $P_{c^*} = P_c / P_{c0}$, де P_x, P_e, P_z, P_c — відповідно поточні та оптимальні значення потужностей способів резервування.

З урахуванням значень критеріїв подібності (8) перепишеться:

$$B_{\text{рез}^*} = \left(\frac{2}{7} \frac{1}{P_{x^*}} + \frac{1}{7} P_{e^*} + \frac{1}{7} P_{z^*} + \frac{2}{7} P_{c^*} + \frac{1}{7} \frac{P_{x^*}^2 P_{c^*}^2}{P_{e^*} P_{z^*}} \right) - \left(\frac{2}{7} \frac{1}{P_{x^*}} + \frac{1}{7} P_{e^*} + \frac{1}{7} P_{z^*} - \frac{5}{7} P_{c^*} + \frac{1}{7} \frac{P_{x^*}^2 P_{c^*}^2}{P_{e^*} P_{z^*}} \right) \pi_6. \quad (9)$$

Відносне значення витрат на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ має дві складові. Перша складова визначається оптимальними значеннями витрат на заходи балансування і їхніми співвідношеннями. Інша — залежить від потужності системного резерву G . Якщо системний резерв недоступний, то $B_{\text{рез}^*}$ визначається тільки першою складовою:

$$B_{\text{рез}^*} = \left(\frac{2}{7} \frac{1}{P_x^*} + \frac{1}{7} P_{e^*} + \frac{1}{7} P_{z^*} + \frac{2}{7} P_{c^*} + \frac{1}{7} \frac{P_x^2 P_c^2}{P_{e^*} P_{z^*}} \right). \quad (10)$$

З (10) випливає, що якщо значення потужностей заходів балансування оптимальні, тобто у відносних одиницях всі $P_i^* = 1$, то також $B_{\text{рез}^*} = 1$. Це означає, що вираз (10) дозволяє аналізувати заходи компенсації нестабільності генерування ВДЕ на співмірність і чутливість $B_{\text{рез}^*}$ до відхилення потужностей P_i^* від їхніх оптимальних значень.

Відповідно до прийнятої моделі (3) і її модифікованої моделі (10), доцільні витрати на компенсацію нерівномірності графіка генерування ВДЕ та оптимальні витрати на способи резервування знаходяться у певному співвідношенні. Сумарні витрати будуть економічно доцільними, якщо вони розподіляться у таких пропорціях: витрати на водневі і біогазові технології будуть однакові, однаковими мають бути також витрати на електрохімічне акумулювання і використання системного резерву. Разом з тим, поки розвиваються водневі і біогазові технології, доцільно користуватися системним резервом і електрохімічним акумулюванням, хоча це вдвічі дорожче.

Такі результати отримані, виходячи з того, що значення оптимальних критеріїв подібності не залежать від параметрів C_1, \dots, C_5 . Що стосується узагальнених показників C_1, \dots, C_5 , то їхній вплив на економічно доцільні значення потужностей $P_x^*, P_{e^*}, P_{z^*}, P_{c^*}$ і на витрати B_* можна оцінити, визначивши їхні значення з системи рівнянь, записаних згідно з методом інтегральних аналогів з (3) з урахуванням (7), коли $\pi_6 = 0$ як в (10)

$$\begin{cases} \frac{2}{7} - \frac{2}{7} \pi_6 = \frac{C_1}{B_{\text{рез}} P_x}, \\ \frac{1}{7} - \frac{1}{7} \pi_6 = \frac{C_2 P_e}{B_{\text{рез}}}, \\ \frac{1}{7} - \frac{1}{7} \pi_6 = \frac{C_3 P_z}{B_{\text{рез}}}, \\ \frac{2}{7} + \frac{5}{7} \pi_6 = \frac{C_4}{B_{\text{рез}} P_c}, \\ \frac{1}{7} - \frac{1}{7} \pi_6 = \frac{C_5 P_x^2 P_c^2}{B_{\text{рез}} P_e P_z}. \end{cases} \quad (11)$$

З системи рівнянь (11) для $\pi_6 = 0$ знаходимо

$$\begin{aligned} P_x &= \left[\frac{C_1^5}{8C_2 C_3 C_4^2 C_5} \right]^{\frac{1}{7}}; & P_e &= \left[\frac{C_1^2 C_3 C_4^2 C_5}{16C_2^6} \right]^{\frac{1}{7}}; \\ P_z &= \left[\frac{C_1^2 C_2 C_4^2 C_5}{16C_3^6} \right]^{\frac{1}{7}}; & P_c &= \left[\frac{C_4^5}{8C_1^2 C_2 C_3 C_5} \right]^{\frac{1}{7}}; & B_{\text{рез}} &= \frac{1}{7} \left[16C_1^2 C_2 C_3 C_4^2 C_5 \right]^{\frac{1}{7}}. \end{aligned} \quad (12)$$

З отриманих виразів можна оцінити вплив зміни, наприклад C_1 , на економічно доцільні значення усіх змінних. Вирази (12) показують, що економічно доцільні значення потужностей, які визначаються з кожного зі способів балансування і витрат на їхню реалізацію, залежать від прийнятого сценарію реалізації балансування. Тому економічно доцільні способи балансування та їхньої потужності, а також параметри реалізації кожного способу вибираються з урахуванням їхнього взаємовпливу в системі. До прикладу, якщо C_1 відносно базисного збільшиться на 20%, за незмінних C_2, C_3, C_4, C_5 , то сумарні витрати $B_{\text{рез}}$ на компенсацію нестабільності генерування ВДЕ шляхом резервування зростуть на 40%.

Критеріальне рівняння (10) також дозволяє оцінити вплив вихідних даних на економічно доцільні значення витрат і потужностей, які визначаються з кожного зі способів балансування, тобто

дослідити чутливість витрат до зміни потужностей. Воно дозволяє визначити зміни питомих витрат у разі зміни будь-якої потужності, що оптимізується, тобто дослідити економічну стійкість витрат до зміни параметрів. На рис. 2, як приклад, наведено залежності чутливість витрат $V_{\text{рез}}$ до зміни потужності накопичувачів електрохімічного типу та до змін потужності водневих технологій. З рис. 2 видно, що коли потужність накопичувачів електрохімічного типу P_x збільшити на 50 %, то значення витрат збільшиться на 8,3 %, а якщо вдвічі — то значення витрат збільшиться на 28,6 %. Якщо P_e збільшити на 50 %, то значення витрат збільшиться на 2,4 %, що в декілька разів менше ніж витрати на накопичувачі електрохімічного типу.

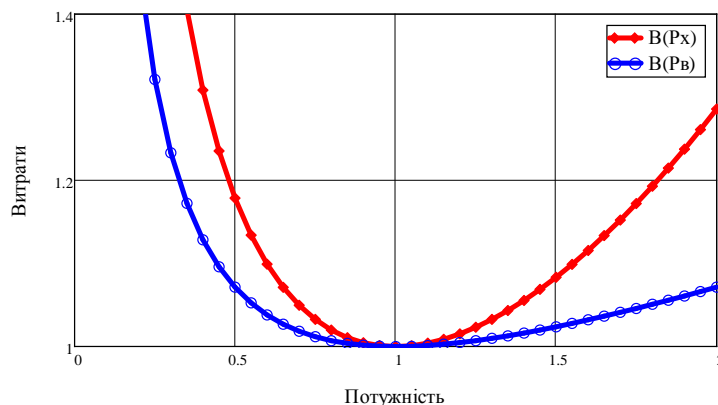


Рис. 2. Чутливість витрат до зміни потужності накопичувачів електрохімічного типу (червона крива) та до змін потужності водневих технологій (синя крива)

Висновки

Для передпроектного аналізу способів компенсації нерівномірності генерування ВДЕ під час розбудови їх в електроенергетичних системах доцільно використовувати критеріальний метод, побудований на основі теорії подібності. Такий підхід дає можливість у відносних одиницях оцінити переваги будь-якого способу компенсації і встановити їхні оптимальні потужності за певних вартісних характеристик. Результати оптимізації, отримані в критеріальній формі, дозволяють аналізувати відносну співмірність і чутливість складових цільової функції, в нашому випадку витрат на способи компенсації нерівномірності генерування ВДЕ. Результати співмірності дають можливість ранжувати способи компенсації нерівномірності генерування ВДЕ за витратами, а чутливість — раціонально, найефективніше використовувати потужності різних способів під час експлуатації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

- [1] *Energy storage systems: prospects for Ukraine*. [Electronic resource]. Available: <https://getmarket.com.ua/en/news/energy-storage-systems-prospects-for-ukraine>.
- [2] *IRENA (2019). Renewable capacity statistics*. [Electronic resource]. Available: <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>. Дата звернення: 15.11.2021.
- [3] О. А. Буславець, П. Д. Лежнюк, і М. М. Черемісін, *Інформаційне забезпечення задач зменшення втрат електроенергії в електричних мережах*, моногр. Вінниця: ВНТУ, 2020, 184 с.
- [4] І. В. Білінов, В. А. Мірошник, і П. В. Шиманюк, «Оцінка вартості похибки прогнозу «На добу наперед» технологічних втрат електричної енергії», *Технічна електродинаміка*, № 5, с. 70-73, 2020. doi.org/10.15407/techned2020.05.070.
- [5] Petro Lezhniuk, Olexander Rubanenko, and Olena Rubanenko, "Determination of Optimal Transformation Ratios of Power System Transformers in Conditions of Incomplete Information Regarding the Values of Diagnostic Parameters," Chapter of book *Fuzzy Logic*, 2019, pp. 1-29. doi.org/10.5772/intechopen.84959.
- [6] Про затвердження Кодексу системи передачі, 2018. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.nerc.gov.ua/?id=31909> (Дата звернення: 15.09. 2020).
- [7] П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, і І. О. Гунько, *Оптимізація режимів електричних мереж з відновлюваними джерелами електроенергії*, моногр. Вінниця: ВНТУ, 2017, 164 с.
- [8] M. Bertolini, M. Buso, and L. Greco, "Competition in smart distribution grids," *Energy Policy*, vol. 145, pp. 111729, 2020/10/01/ 2020.
- [9] С. О. Кудря, та ін. *Відновлювані джерела енергії*, моногр., С. О. Кудря, Ред. Київ, Україна: ІВЕ НАН України, 2020, 392 с. ISBN 978-966-999-077-8.
- [10] *ПрАТ «Національна енергетична компанія "Укренерго"» (НЕК «Укренерго»)*. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ua.energy/>.
- [11] Petro Lezhniuk, Viacheslav Komar, and Olena Rubanenko, "Criterion modeling of the process redundancy of renewable energy sources power generation instability by electrochemical accumulators," *Computational Problems of Electrical Engineering*, vol. 11, № 2, pp. 12-17, 2021.

- [12] В. А. Веников, *Теория подобия и моделирования*. М.: Высшая школа, 1976, 479 с.
- [13] Ю. Н. Астахов, и П. Д. Лежнюк, *Применение критериального метода в электроэнергетике*. Киев: УМК ВО, 1989, 140 с.
- [14] Petro Lezhniuk, Vyacheslav Komar, Olena Rubanenko, and Natalia Ostra, "The sensitivity of the process of optimal decisions making in electrical networks with renewable energy sources," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 2020, № 10, pp. 32-38. doi.org/10.15199/48.2020.10.05 .
- [15] *Математическая энциклопедия*, т. 2, с. 174. Москва, 1979, 1103 с.

Рекомендована кафедрою електричних станцій та систем ВНТУ

Стаття надійшла до редакції 5.05.2022

Лежнюк Петро Дем'янович — д-р техн. наук, професор, професор кафедри електричних станцій та систем, e-mail: lezhpd@gmail.com ;

Комар В'ячеслав Олександрович — д-р техн. наук, проф., завідувач кафедри електричних станцій та систем, e-mail: kvo1976@ukr.net .

Вінницький національний технічний університет;

Добровольська Любов Наумівна — канд. техн. наук, професор, професор кафедри електричної інженерії, email: lsobchuk@gmail.com .

Луцький національний технічний університет;

Повстянко Катерина Олександрівна — інженер відділу оперативного керування, e-mail: Ekaterina.povstyanko@gmail.com .

Північне територіальне управління НЕК «Укренерго»

P. D. Lezhniuk¹
V. O. Komar¹
L. N. Dobrovolska²
K. O. Povstianko³

Relative Evaluation of Balancing Means of Electric Power Systems with Renewable Energy Sources

¹Vinnytsia National Technical University;

²Lutsk National Technical University;

³Northern Territorial Department of NEC "Ukrenergo"

The method of research of measures of compensation of instability of generation of renewable energy sources in electric power systems is developed in the work. The process of electricity generation by solar and wind power plants depends on natural conditions, which causes problems in the process of balancing regimes in the power system. It is unrealistic for them to fulfill the planned and approved generation schedule for the next day. For this reason, the power system is forced to keep a reserve of power to compensate for deviations of renewable energy sources from the projected generation schedule. Since these deviations can be both to a greater or lesser extent than permissible, it accordingly forms the means to balance the regimes of the power system. The general system reserve is mainly used (mainly shunting capacities of thermal and hydroelectric power plants). As the reserve is not enough, to use the currently available means of electricity backup, so additionally use: electrochemical energy storage, hydrogen and biogas technologies. Mathematical models based on the theory of similarity and the criterion method have been developed to analyze the technical and economic efficiency of individual means of reservation. This method is preferable because, with the least available source information, it makes it possible to compare different ways of backing up the instability of renewable energy production, assess their proportionality and determine the cost sensitivity to the power of backup methods. Such dependencies make it possible to choose more reasonably at the first stage certain methods of redundancy in accordance with the characteristics and requirements of the electricity system. They can be clarified if the current and short-term price indicators are known.

Keywords: power system, renewable energy sources, instability of generation, means of reservation, similarity theory, criterion method.

Lezhniuk Petro D. — Dr. Sc. (Eng.), Professor, Professor of the Chair of Power Plants and Systems, e-mail: lezhpd@gmail.com ;

Komar Viacheslav O. — Dr. Sc. (Eng.), Professor, Head of the Chair of Power Plants and Systems, e-mail: kvo1976@ukr.net ;

Dobrovolska Liubov N. — Cand. Sc. (Eng.), Professor, Professor of the Chair of Electrical Engineering, e-mail: lsobchuk@gmail.com ;

Povstianko Kateryna O. — Engineer of the Department of Operational Management, e-mail: Ekaterina.povstyanko@gmail.com