

СИСТЕМНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ТА КОМПЛЕКСНІ ПРОБЛЕМИ ЕНЕРГЕТИКИ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2021, 3(66): 14–22
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2021.03.014>

УДК 621.311: 519.876.5

Т.П. НЕЧАЄВА, канд. техн. наук, ORCID: 0000-0001-9154-4545

Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

УРАХУВАННЯ ВИКОРИСТАННЯ АКУМУЛЯЦІЙНИХ СИСТЕМ У МОДЕЛІ ПРОГНОЗУВАННЯ ДОВГОСТРОКОВОГО РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНОЇ СИСТЕМИ

Представлено підходи до врахування використання акумуляційних систем накопичення електроенергії у частково-цілочисельній моделі прогнозування розвитку структури генеруючих потужностей електроенергетичної системи. Використання потужностей акумуляційних систем у балансах покриття добових графіків електричного навантаження енергосистеми моделюється з урахуванням доступної ємності накопичення. Для гідроенергетичних потужностей враховано обмеження на водність ресурсу. Батарейні акумуляційні системи забезпечують перенесення у балансах покриття навантаження надлишкової потужності вітрових та сонячних електростанцій при вичерпанні можливості подальшого розвантаження інших генеруючих джерел до пікових годин споживання.

К л ю ч о в і с л о в а: електроенергетична система, прогнозування розвитку, математична модель, батарейна акумуляційна система накопичення енергії, графік навантаження.

Стрімке зростання частки відновлюваної генерації в електроенергетичних системах світу, обумовлене прагненням світової спільноти до стійкої екологічно чистої енергетики та стримання глобальних змін клімату, сприяло використанню широкого спектру технологій на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ), значну частку з яких складають гідроенергетичні (ГЕС), вітроенергетичні (ВЕС) та сонячні фотоелектричні (СЕС) електростанції. Наявність цих ресурсів змінна в різному ступені та в різних часових масштабах – річних, сезонних, місячних, добових, погодинних та внутрішньогодинних [1]. Значне підвищення продуктивності вітрових та сонячних електростанцій, зростання їх конкурентоспроможності, вагомий ресурсний потенціал цих змінних відновлюваних джерел виробництва електроенергії сприяє широкому просуванню цих технологій при розгляді майбутнього низьковуглецевого розвитку електроенергетики. При значних обсягах генерації цих ВДЕ виникають складнощі при балансуванні енергосистеми, обумовлені недостатньою гнучкістю її потужностей та необхідністю обмеження їх відпуску. Так, при невеликому маневреному діапазоні енергоблоків ТЕС ОЕС України, значної

частки базової генерації АЕС, невеликої частки високоманеврених гідроенергетичних потужностей при збільшенні потужностей ВЕС і СЕС для балансування енергосистеми та забезпечення її операційної безпеки в певні доби їх генерація вже примусово обмежувалась [2].

Завдяки унікальним можливостям заряджання, зберігання та повторного відпуску електроенергії, акумуляційні системи розглядаються як ключове рішення для розв'язку ряду технічних та економічних проблем інтеграції у електроенергетичну систему відновлюваних джерел енергії, обумовлених мінливістю та невизначеністю сонячної та вітрової генерації [3]. Накопичувачі електроенергії можуть використовуватися для зберігання надлишкових обсягів генерації ВЕС та СЕС, яка буде використана пізніше, мінімізуючи або усуваючи обмеження їх відпуску. Вони можуть допомогти згладити профіль генерації цих ВДЕ, уникнувши різких коливань їх потужності через зміни погодних умов та підтримуючи заздалегідь визначені профілі потужності. Найпоширенішою формою зберігання електроенергії є гідроакумуляція. Зі збільшенням обсягів ВЕС та СЕС в електроенергетичній системі оператор енергосистеми може зберігати електроенергію під час їх максимального виробництва – зазвичай у періоди із низькими

© Т.П. НЕЧАЄВА, 2021

цінами на електроенергію, використовувати їх згодом в періоди пікового споживання [3]. Цей захід витісняє більш дорогі ресурси пікової генерації, знижує ціни в години пік, а також дозволяє уникати можливих стрибків цін, пов'язаних з дефіцитними подіями. В обох випадках накопичення електроенергії сприяє збільшенню частки ВДЕ в енергосистемі за рахунок перенесення обсягів генерації у години пікового споживання та зменшення примусового обмеження їх відпуску.

У частково-цілочисельній моделі довгострокового розвитку електроенергетичної системи [4] часова деталізація передбачала урахування сезонних та добових змін навантаження з використанням трьохзонного графіка електричного навантаження (ГЕН). При покритті характерних добових графіків електричного навантаження використанням гідроакумулюючих потужностей (ГАЕС) враховувалося в режимі закачування у зоні нічного провалу та в режимі генерації в зоні пікового навантаження.

Збільшення частки потужностей на відновлюваних джерелах енергії, таких, як вітрові та сонячні електростанції, обумовило необхідність більшої деталізації у часі добового графіка електричного навантаження для урахування зміни потужності цих ВДЕ. Значний обсяг генерації сонячних електростанцій у денні години доби обумовлює як зниження потужності традиційних маневрених джерел, так і використання акумулюючих потужностей у режимі споживання електроенергії при недостатній гнучкості енергосистеми. Крім ГАЕС через обмеженість їх ресурсу, профіцит виробництва електроенергії ВДЕ в енергосистемі можна зменшити з застосуванням батарейних акумуляційних систем (АБ). Це обумовлює необхідність врахування в добових балансах покриття навантаження можливості використання акумуляційних систем як в режимі споживання електроенергії, так і в режимі її відпуску. Вибір кожного з цих режимів має відбуватися при реалізації оптимізаційної задачі в залежності від добового навантаження енергосистеми, діапазонів гнучкості наявних на кожному етапі традиційних генеруючих потужностей та прогнозованих обсягах генерації ВЕС та СЕС.

Тому метою дослідження є удосконалення моделі прогнозування довгострокового розвитку структури генеруючих потужностей електроенергетичної системи з урахуванням використання в балансах покриття добових графіків навантаження акумуляційних систем накопичення електроенергії в режимах споживання/відпуску електроенергії при значних обсягах впровадження потужностей на відновлюваних джерелах енергії.

Урахування сезонної нерівномірності добових графіків електричного навантаження при моделюванні передбачає формування типових добових ГЕН відповідного сезону з агрегацією погодинних потужностей у послідовні часові інтервали (сегменти) доби, в яких потужність навантаження приймається постійною. Для моделювання зміни навантаження протягом доби у моделі типовий 24-годинний добовий графік навантаження приводиться до 4-сегментного (і більше) з визначеною тривалістю кожного часового інтервалу, що в сукупності за обсягом добового споживання має відповідати добовому споживанню фактичного 24-годинного ГЕН. Це формалізується наступним чином:

$$\sum_{\tau=1}^{24} D_{sd\tau} \Delta \tau = \sum_{z=1}^Z D_{sdz} h_{dz}, \quad (1)$$

де $D_{sd\tau}$ – потужність ГЕН у годину доби τ типової доби d з множини D характерних днів року s сезону з множини S сезонів року, МВт; $\Delta \tau$ – година доби; Z – загальна кількість часових сегментів доби ГЕН; D_{sdz} – потужність навантаження протягом часового інтервалу z типового добового ГЕН, МВт; h_{dz} – тривалість сегменту z добового ГЕН d , годин.

Потреби в енергії для кожного сегмента добового навантаження можуть бути задоволені низкою різних альтернатив. По-перше, електроенергія може бути вироблена диспетчеризованими технологіями з урахуванням режимів їх роботи, кожен з яких задається коефіцієнтами використання їх потужності у відповідному сегменті послідовно протягом доби. Вклад диспетчеризованої потужності у покриття потреб даного сегменту добового навантаження – це добуток змінної її потужності та відповідних для заданих режимів коефіцієнтів використання її встановленої потужності у даному сегменті ГЕН.

У математичній моделі довгострокового розвитку структури генеруючих потужностей електроенергетичної системи [4] для моделювання динаміки введення–вибуття генеруючих потужностей протягом прогнозного періоду використовується представлення технологій їх одиничними потужностями та кількостями. Це дозволяє враховувати поетапне виведення існуючих потужностей з урахуванням терміну їх експлуатації, технологічних та екологічних обмежень на їх функціонування, введення нових потужностей для задоволення прогнозного попиту на електроенергію з урахуванням комерційної доступності новітніх перспективних генеруючих технологій у прогнозному періоді, тривалості проектно-будівельних робіт та терміну експлуатації.

У період з початку горизонту прогнозування до етапу прогнозованої комерційної доступності но-

вої технології, а також наступних етапів її будівництва і введення в експлуатацію нова потужність є недоступною для використання у моделі. У наступні етапи загальна кількість введених за етап одиничних потужностей може бути обмежена з урахуванням прогнозних темпів їх впровадження, наявними інвестиційними, матеріальними, виробничими та технічними ресурсами для будівництва [4]. Загальні обсяги введення нових потужностей регулюються в тому числі за рахунок інвестиційних обмежень, заданих для кожного етапу прогнозування. Також враховано неможливість фінансування впровадження нових потужностей за прогнозним періодом, що унеможливує їх будівництво на останніх етапах горизонту прогнозування [5].

Сумарна встановлена потужність нових технологій типу n на етапі t прогнозного періоду $1 \div T$, є добутком цілочисельної змінної X_{nt} їх доступної на цьому етапі до використання кількості і відповідної одиничної потужності P_n установки. Ця змінна кількості доступних до використання нових потужностей визначається з урахуванням динаміки їх вводу-виводу протягом горизонту прогнозування і складається з кількості усіх нових установок даного типу, введених в експлуатацію за всі попередні етапи до поточного етапу включно, за виключенням тих, у яких завершився термін експлуатації [4, 5].

Існуючі установки типу e з множини E існуючих на початковому етапі прогнозування потужностей також представлені в моделі їх одиничною потужністю P_e та заданим параметром кількості одиниць існуючих установок N_{et} , що залишаються в експлуатації на етапі t прогнозного періоду, який враховує їх експлуатаційний ресурс та можливі обмеження у роботі внаслідок виконання прийнятих екологічних зобов'язань, зокрема, закладених у Національному плані скорочення викидів від великих спалюючих установок (НПСВ).

У балансах покриття добових ГЕН енергосистеми використовуються змінні загальних потужностей нових та існуючих технологій кожного типу, що фактично використовуються на поточному етапі прогнозного періоду, які обмежуються їх загальною встановленою потужністю з урахуванням готовності до несення навантаження та умови мінімального стабільного рівня їх генерації.

Для нових та існуючих установок, які працюють у заданих змінних режимах f використання їх потужності протягом доби, обмеження для змінних їх загальної потужності, що використовуються при покритті добових ГЕН, мають наступний вигляд:

$$d_{nsdt}^{MN} X_{nt} P_n \leq \sum_{f \in F} Y_{nsfdt} \leq d_{nsdt}^{MX} X_{nt} P_n, \forall n \in N^F, \\ d_{esdt}^{MN} N_{et} P_e \leq \sum_{f \in F} Y_{esfdt} \leq d_{esdt}^{MX} N_{et} P_e, \forall e \in E^F, \quad (2)$$

де d_{nsdt}^{MN} , d_{esdt}^{MN} – коефіцієнти, що враховують мінімально допустимі рівні нової n чи існуючої e потужності з множин нових N^F та існуючих E^F маневрених технологій відповідно; d_{nsdt}^{MX} , d_{esdt}^{MX} – коефіцієнти, які враховують технічну доступність нових та існуючих потужностей до несення навантаження відповідно; Y_{nsfdt} , Y_{esfdt} – змінні загальної потужності на етапі t нових та існуючих технологій з множини N^F та E^F відповідно, що використовуються у режимі f з множини F режимів зміни їх потужності при покритті z сегменту d доби сезону s ГЕН.

До таких маневрених технологій, які можуть змінювати свою потужність від номінальної до мінімально припустимої стійкої роботи, відносяться теплові енергоблоки. Атомні енергоблоки теж можуть змінювати свою потужність, але при моделюванні рівень зміни для існуючих енергоблоків АЕС незначний. Кожен режим використання потужності технології задається вектором частки використання її встановленої потужності у кожній z сегменті добового ГЕН $\{a_{z,z}\}$.

Використання потужностей ВЕС та СЕС у сегментах добового ГЕН задається змінними, що формуються з урахуванням їх типових добових профілів потужності:

$$Y_{nsdzt} = a_{nsz} X_{nt} P_n, \\ Y_{esdzt} = a_{esz} N_{et} P_e, \quad (3)$$

де Y_{nsdzt} , Y_{esdzt} – загальні потужності нових ВЕС, СЕС з множини N^L нових та E^L існуючих на етапі t установок ВДЕ, що використовуються при покритті z сегменту d доби s сезону ГЕН; a_{nsz} , a_{esz} – коефіцієнти використання встановлених потужностей нових та існуючих ВЕС, СЕС у відповідному сегменті добового ГЕН.

Потужність гідрогенерації у сегментах добового графіка навантаження обмежується загальною водністю наявних гідроресурсів [6], що задається обмеженням на добуве виробництво електроенергії ГЕС та необхідним водопропуском:

$$\sum_{z \in Z} \left(\sum_{n \in N^G} Y_{nsdzt} + \sum_{e \in E^G} Y_{esdzt} + V_{sd}^P \right) h_{dz} \leq G_{dst}, \quad (4)$$

де Y_{nsdzt} , Y_{esdzt} – змінні загальної потужності нових та існуючих ГЕС з множин N^G нових та E^L існуючих гідроенергетичних установок відповідно; V_{sd}^P – потужність водопропуску ГЕС для характерної доби d сезону s ; G_{dst} – обмеження на загальний обсяг гідрогенерації у характерній добі ГЕН (відповідного сезону), МВт·год.

Основним обмеженням для участі акумуляційних систем накопичення енергії (ГАЕС та АБ) у балансах покриття навантаження добових ГЕН є обсяг накопиченої на початок поточного сегменту доби енергії та наявність і обсяг вільної ємності для заряду накопичувача (заповнення водосховища). При моделюванні вважається, що на початок першого сегменту добового ГЕН накопичувач повністю розряджений. На початок кожного наступного часового сегменту ємність накопиченої енергії визначається, виходячи з обсягу накопиченої енергії на початку попереднього сегменту, розрядженої або зарядженої енергії протягом цього сегменту добового ГЕН, що формалізується наступним чином:

$$\begin{aligned} S_{nsdzt} &= S_{nsd(z-1)t} + (Z_{nsd(z-1)t} k_n^z - R_{nsd(z-1)t}) h_{d(z-1)}, \\ &\quad \forall n \in N^{GA}, N^{BA}, \\ S_{esdzt} &= S_{esd(z-1)t} + (Z_{esd(z-1)t} k_e^z - R_{esd(z-1)t}) h_{d(z-1)}, \\ &\quad \forall e \in E^{GA}, z = 2 \div Z, \\ S_{nsdzt} &= 0, S_{esdzt} = 0, \quad z = 1, \end{aligned} \quad (5)$$

де S_{nsdzt}, S_{esdzt} – рівень заряду нових та існуючих акумуляційних систем на початок z сегменту добового ГЕН, МВт·год; k_n^z, k_e^z – ефективність перетворення електроенергії нових та існуючих систем накопичення енергії відповідно; $k_n^z, k_e^z \leq 1$; R_{nsdzt}, R_{esdzt} – змінні загальної потужності генерації нових/існуючих гідроакумулюючих електростанцій з множин нових N^{GA} та існуючих E^{GA} ГАЕС відповідно або потужності розряду батарейних акумуляційних систем з множини нових акумуляційних систем накопичення електроенергії N^{BA} на етапі t при покритті z зони d доби s сезону ГЕН; Z_{nsdzt}, Z_{esdzt} – змінні загальної потужності споживання електроенергії нових/існуючих ГАЕС з множини N^{GA}, E^{GA} або заряду нових батарейних акумуляційних систем з множини N^{BA} на етапі t у z зоні d доби s сезону ГЕН.

Вільна ємність накопичувача на початку доби забезпечується балансом обсягу накопиченої/розрядженої протягом доби енергії, який для нових та існуючих акумуляційних систем задається відповідними рівняннями:

$$\begin{aligned} \sum_{z \in Z} Z_{nsdzt} k_n^z h_{dz} &= \sum_{z \in Z} R_{nsdzt} h_{dz}, \\ \forall n \in N^{GA}, N^{BA}, \forall s \in S, \forall d \in D, \\ \sum_{z \in Z} Z_{esdzt} k_e^z h_{dz} &= \sum_{z \in Z} R_{esdzt} h_{dz}, \quad \forall e \in E^{GA}. \end{aligned} \quad (6)$$

Потужність розряду накопичувача у сегменті z добового ГЕН залежить від обсягу накопиченої на його початку енергії та тривалості розряду, що відповідає тривалості відповідного сегменту:

$$\begin{aligned} R_{nsdzt} &\leq \frac{S_{nsdzt}}{h_{dz}}, \quad \forall n \in N^{GA}, N^{BA}, \\ R_{esdzt} &\leq \frac{S_{esdzt}}{h_{dz}}, \quad \forall e \in E^{GA}. \end{aligned} \quad (7)$$

Потужність заряду-споживання електроенергії системами акумулювання енергії (ГАЕС, батарейні акумуляційні системи) у відповідному сегменті добового ГЕН обмежується відповідно до стану заряду накопичувача, що визначається обсягом вільної на початку z сегменту ємності накопичувача з урахуванням номінальної ємності накопичувача та обсягом накопиченої на початок цього сегменту енергії, що задається наступним обмеженням:

$$\begin{aligned} Z_{nsdzt} &\leq \frac{S_{ns}^{nom} - S_{nsdzt}}{h_{dz} k_n^z}, \quad \forall n \in N^{GA}, N^{BA}, \\ Z_{esdzt} &\leq \frac{S_{es}^{nom} - S_{esdzt}}{h_{dz} k_e^z}, \quad \forall e \in E^{GA}, \end{aligned} \quad (8)$$

де $S_{ns}^{nom}, S_{es}^{nom}$ – номінальна ємність нової/існуючої акумуляційної системи відповідно, МВт·год.

Номінальна ємність нової/існуючої акумуляційної системи визначається, виходячи з номінальної ємності одиничного накопичувача та змінної загальної кількості доступних до використання нових/заданої кількості існуючих на етапі t установок:

$$\begin{aligned} S_{ns}^{nom} &= k_{sn} E_n^{nom} X_{nt}, \\ S_{es}^{nom} &= k_{se} E_e^{nom} N_{et}, \end{aligned} \quad (9)$$

де E_n^{nom}, E_e^{nom} – номінальні ємності нової/існуючої одиничної установки відповідно, МВт·год; k_{sn}, k_{se} – коефіцієнти, що враховують сезонні зміни номінальної ємності (для ГАЕС).

Використання батарейних акумуляційних систем накопичення електроенергії для переносу загальної надлишкової потужності ВЕС та СЕС передбачає їх заряджання в тим сегментах добового ГЕН, де при вичерпанні всіх можливостей щодо зниження генерації диспетчеризованих установок та заповнення ГАЕС загальна потужність генерації перевищує навантаження. Потужність заряду батарейних акумуляційних систем обмежується загальною потужністю генерації ВЕС та СЕС у відповідному сегменті добового ГЕН:

$$Z_{(n \in AB)sdzt} \leq \sum_{n \in N^L} Y_{nsdzt} + \sum_{e \in E^L} Y_{esdzt}. \quad (10)$$

Покриття навантаження кожного сегменту добового ГЕН забезпечується використанням змінних потужностей всіх наявних на даному етапі генеруючих установок та змінних потужностей накопичення/генерації акумуляційних систем:

$$\begin{aligned} & \sum_{n \in N^F} \sum_{f \in F} a_{nsfz} Y_{nsfzt} + \sum_{e \in E^F} \sum_{f \in F} a_{esfz} Y_{esfzt} + \sum_{n \in (N^L \cup N^G)} Y_{nsdzt} + \\ & + \sum_{e \in (E^L \cup E^G)} Y_{esdzt} + \sum_{n \in N^{GA} \cup N^{BA}} R_{nsdzt} - \sum_{n \in N^{GA} \cup N^{BA}} Z_{nsdzt} + \\ & + \sum_{e \in E^{GA}} R_{esdzt} - \sum_{e \in E^{GA}} Z_{esdzt} + z_{sdzt}^i - z_{sdzt}^e = D_{sdzt}, \\ & \forall z \in Z, \forall d \in D, \forall s \in S, \forall t = 1 + T, \quad (11) \end{aligned}$$

де a_{nsfz} , a_{esfz} – коефіцієнти використання в режимі f встановленої потужності нових та існуючих диспетчеризованих технологій з множин нових N^F та існуючих E^F установок відповідно у z сегменті добового ГЕН; z_{sdzt}^i , z_{sdzt}^e – спеціальні «штрафні» змінні, що використовуються при вичерпанні можливості покриття попиту на електроенергію всіма технологіями виробництва/споживання електроенергії, що розглядаються при моделюванні. Значення цих змінних розглядаються як потужності імпорту/експорту електроенергії в енергосистемі відповідно або для визначення обмеження на обсяги генерації ВДЕ; D_{sdzt} – прогнозне навантаження z сегменту типового добового d ГЕН s сезону етапу t прогнозного періоду.

Критерієм оптимального довгострокового розвитку структури генеруючих потужностей електроенергетичної системи є мінімізація загальних витрат нових генеруючих установок, а також експлуатаційних витрат існуючих потужностей при покритті заданих графіків електричних навантажень:

$$\begin{aligned} & \sum_{t=1}^T \left[\sum_{n \in N} C_{nt}^c X_{nt}^N P_n + \sum_{n \in N^F} \sum_{f \in F} \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} C_{nfsdt}^v Y_{nfsdt} H_{sd} + \right. \\ & + \sum_{e \in E^F} \sum_{f \in F} \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} C_{efsd}^v Y_{efsd} H_{sd} + \\ & + \sum_{n \in N^L, N^G} \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} \sum_{z \in Z} C_{nsdzt}^v Y_{nsdzt} H_{sd} h_{dzt} + \\ & + \sum_{e \in E^L, E^G} \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} \sum_{z \in Z} C_{esdzt}^v Y_{esdzt} H_{sd} h_{dzt} + \\ & + \sum_{n \in N^{GA}, N^{BA}} \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} \sum_{z \in Z} C_{nsdzt}^v R_{nsdzt} H_{sd} h_{dzt} + \\ & + \sum_{n \in N^{GA}, N^{BA}} \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} \sum_{z \in Z} C_{nsdzt}^v Z_{nsdzt} H_{sd} h_{dzt} + \\ & + \sum_{e \in E^{GA}} \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} \sum_{z \in Z} C_{esdzt}^v R_{esdzt} H_{sd} h_{dzt} + \\ & + \sum_{e \in E^{GA}} \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} \sum_{z \in Z} C_{esdzt}^v Z_{esdzt} H_{sd} h_{dzt} + \\ & + \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} \sum_{z \in Z} k^i z_{sdzt}^i H_{sd} h_{dzt} + \\ & \left. + \sum_{s \in S} \sum_{d \in D} \sum_{z \in Z} k^e z_{sdzt}^e H_{sd} h_{dzt} \right] \rightarrow \min, \quad (12) \end{aligned}$$

де C_{nt}^c – середньозважені річні умовно-постійні питомі витрати нових технологій типу n на одиницю потужності установки; C_{nfsdt}^v , C_{efsd}^v – середньозважені умовно-змінні питомі експлуатаційні витрати на одиницю виробленої/спожитої електроенергії нових технологій типу n та існуючих типу e відповідно, приведені до етапу t початку експлуатації установки; k^i , k^e – коефіцієнти при штрафних змінних, значення яких мають перевищувати коефіцієнти при інших змінних цільової функції.

Умовно-постійні питомі витрати нових технологій визначаються із загальних інвестиційних витрат на впровадження установки з урахуванням зміни значень питомих капітальних витрат на впровадження технологій протягом прогнозного періоду, сплати відсотків за кредитними коштами з приведенням їх до річного середньозваженого значення з урахуванням дисконтування [4]. До умовно-змінних питомих експлуатаційних витрат включено витрати на експлуатацію та технічне обслуговування, паливні та екологічні платежі.

Апробацію моделі проведено для визначення перспективної структури генеруючих потужностей для кожного річного етапу на період до 2050 р. При моделюванні формувалися баланси покриття таких характерних добових ГЕН:

- доба типового зимового і літнього дня навантаження ОЕС при відповідних для них КВВП ВЕС та СЕС, що забезпечує визначення обсягів необхідних генеруючих потужностей, а також річних показників функціонування енергосистеми – виробництва електроенергії за типами потужностей, викидів забруднюючих речовин та парникових газів, споживання палива;

- доба максимального навантаження ОЕС при мінімальних КВВП ВЕС та СЕС і низькій водності для визначення максимальної потужності традиційної генерації [6];

- доба вихідного дня весняного паводку при максимальних КВВП ВЕС та СЕС для визначення потужностей акумуляції.

Профілі типових добових ГЕН зимового та літнього днів було сформовано до погодинної потужності споживання ОЕС України 24 січня та 25 липня 2019 р. відповідно [7]. Погодинний графік потужності споживання цих діб було агреговано у чотири послідовні часові сегменти з визначенням середнього навантаження для кожного такого сегмента, що в сукупності має забезпечити відповідне фактичне добове виробництво електроенергії (табл. 1). Відповідно до сформованих профілів навантаження та прогнозного попиту на електричну електроенергію

Таблиця 1. Визначення профілів навантаження типових діб ГЕН

Сегмент доби	Тривалість, год	Навантаження зимової доби, МВт	Коефіцієнт навантаження зимової доби відносно до максимальної потужності	Навантаження літньої доби, МВт	Коефіцієнт навантаження літньої доби (відносно максимальної потужності зимової доби)
1	7	18100	0,8	13200	0,59
2	6	21800	0,97	15700	0,70
3	6	22500	1,0	16500	0,73
4	5	21473	0,95	16217	0,72

для кожного року прогнозного періоду визначено навантаження кожного сегменту доби, покриття якого з урахуванням власних потреб електростанцій має бути забезпечено при реалізації моделі.

Типові нормовані профілі потужності СЕС та ВЕС було визначено відповідно до їх характерних профілів відповідних місяців сезону, для яких сформовано профілі навантаження типових добових ГЕН. Для доби максимального навантаження ОЕС були застосовано добовий ГЕН, що відповідає добі з максимальною потужністю навантаження ОЕС 28 січня 2019 р. Добовий профіль потужності ВЕС відповідає добі з мінімальним добовим виробництвом ВЕС 23 жовтня 2019 р. Для СЕС такий профіль сформовано аналогічно для добового профілю її потужності 8 січня 2019 р.

Для складання балансу потужностей дня весняного паводку профіль добового навантаження сформовано для доби максимального виробництва ГЕС вихідного дня 25 травня 2019 р. Добові профілі потужностей ВЕС і СЕС для балансу цієї характерної доби було визначено для діб їх максимального виробництва у травні 2019 р. для 18 і 28 травня відповідно.

При моделюванні враховувалось, що існуючі потужності АЕС будуть експлуатуватися у понадпроектний 30-річний термін, у період 2026–2028 рр. буде введено 2 нові атомні енергоблоки одиничною потужністю 1000 МВт, а також розглянуто можливість введення протягом прогнозного періоду нових потужностей з реакторами з одиничною потужністю 1100 МВт та малими модульними реакторами одиничною потужністю 150 МВт. Для існуючих вугільних енергоблоків ТЕС передбачено їх поступове виведення з експлуатації відповідно до НПСВ, вичерпання ресурсу та обмеження роботи при недотриманні нормативних вимог щодо викидів забруднюючих речовин.

На заміну виведених з експлуатації енергоблоків розглядаються нові екологічно чисті вугільні енергоблоки з широким маневреним діапазоном, а також пікові установки на природному газі.

Результати моделювання перспективної структури генеруючих потужностей та показників її функціонування наведено у табл. 2, 3.

У табл. 4 наведено отримані при моделюванні потужності покриття балансів навантаження доби максимального навантаження для 2025, 2035 та 2045 рр.

Як видно з табл. 4, при мінімальних потужностях ВЕС та СЕС, що характерно для діб максимального навантаження, які зазвичай приходяться на зимові дні [6], потужності ГАЕС використовуються у звичайному режимі закачування у години нічного провалу ГЕН та відпуску електроенергії у години пікового споживання. Батарейні акумуляційні системи до балансування потужностей ВДЕ не залучаються. Для покриття пікового попиту також залучаються пікові установки на природному газі.

У табл. 5 наведено отримані при моделюванні потужності покриття балансів навантаження доби весняного паводку для 2025, 2035 та 2045 рр.

Як видно з наведених у табл. 5 результатів моделювання, при введених до 2025 р. 800 МВт/3200 МВт-год батарейних акумуляційних систем їх потужності буде недостатньо для балансування потужностей ВЕС та СЕС, тому їх надлишкову генерацію необхідно буде експортувати або обмежувати протягом доби. У подальшому балансування енергосистеми можливе за рахунок розвантаження нових маневрених потужностей ТЕС, використанням нових потужних енергоблоків АЕС у заданих змінних режимах роботи протягом доби та енергоблоків АЕС з малими модульними реакторами.

Таблиця 2. Перспективна структура ОЕС України до 2050 р., ГВт

Тип потужності	2025	2030	2035	2040	2045	2050
АЕС	13,8	15,8	15,8	15,8	13,3	12,1
ТЕС вугільні	15,8	7,0	6,3	6,3	8,7	13,5
ТЕС газові	1,0	3,5	6,0	8,5	10,8	10,8
ТЕЦ вугільні	1,3	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0
ТЕЦ газові	3,5	2,4	1,7	1,4	0,0	0,0
ВЕС	3,1	4,6	6,5	9,0	10,9	13,8
СЕС	6,5	7,7	9,1	10,9	9,3	9,4
ГЕС та ГАЕС	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
АБ	0,8	2,8	6,6	11,6	10,8	8,8
Всього	52,8	51,7	58,9	70,4	70,6	75,1

Таблиця 3. Показники функціонування перспективної структури ОЕС України до 2050 р.

Показник	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Виробництво електроенергії, всього, млрд кВт·год, в тому числі:	148,4	170,7	189,6	194,0	210,1	240,5
АЕС	78,2	100,4	101,6	101,6	86,2	86,5
ТЕС	41,3	34,3	44,1	36,7	64,2	81,3
ГЕС і ГАЕС	9,1	9,0	9,2	9,1	9,0	9,0
ГЕС	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
ГАЕС	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
ВЕС і СЕС	19,3	25,9	34,7	45,7	50,7	61,2
ВЕС	11,3	16,5	23,5	32,4	39,3	49,7
СЕС	8,0	9,5	11,3	13,4	11,5	11,5
АБ	0,6	1,0	0,2	1,1	0,0	2,4
ГАЕС закачування	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
АБ заряд	0,7	1,2	0,3	1,4	0,0	3,0
Споживання палива, млн т у.п.						
– вугілля	13,4	10,9	11,4	10,4	18,2	26,3
– природний газ	2,0	1,5	2,9	1,4	3,4	0,5
Викиди забруднювачів, тис. т:						
SO ₂	672,9	430,9	24,1	22,2	39,0	56,2
NO _x	75,8	53,6	26,2	21,8	39,4	49,2
Пил	30,5	20,3	1,6	1,5	2,5	3,6
Викиди CO ₂ , млн т	40,5	33,2	38,3	32,9	59,1	78,3

Таблиця 4. Баланси покриття навантаження доби максимального споживання

Тип потужності	Сегмент доби	2025 р.				2035 р.				2045 р.			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
АЕС		10795	10795	10795	10795	12595	12595	12595	12595	10668	10668	10668	10668
ТЕС		5493	6241	6241	6241	6342	6342	6342	6342	7830	7830	7830	7830
ГТУ		0	0	0	0	0	3644	2586	0	0	5484	4179	0
СЕС		0	251	215	0	0	352	301	0	0	358	307	0
ВЕС		1689	1448	1593	1977	3523	3022	3323	4125	5894	5055	5558	6900
ГЕС		100	1508	937	926	100	100	1762	1626	100	100	521	3114
ГАЕС ген		0	0	1112	0	0	0	0	975	0	0	813	0
АБ ген		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ГАЕС зак		-1270	0	0	0	-928	0	0	0	-459	-548	0	0
АБ заряд		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Навантаження		16806	20242	20892	19938	21632	26054	26890	25663	24033	28947	29876	28512

Таблиця 5. Баланси покриття навантаження доби весняного паводку

Тип потужності	Сегмент доби	2025 р.				2035 р.				2045 р.			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
АЕС		6837	6837	6837	7197	7928	7928	7928	8651	6346	6346	6346	7019
ТЕС		3665	3665	3665	4331	1370	1370	1443	2743	1524	1524	1524	3480
СЕС		47	2695	2971	141	66	3780	4166	197	67	67	4239	201
ВЕС		2176	2232	2440	2244	4541	4658	5091	4681	7596	7596	8517	7831
ГЕС		1329	300	300	300	1329	300	300	300	1329	1329	300	300
ГАЕС ген		0	38	0	1304	0	0	0	1304	0	0	0	1031
АБ ген		0	533	0	640	0	75	0	0	0	0	0	0
ГАЕС зак		-44	0	-1449	0	0	-617	-832	0	-27	-27	-821	0
АБ заряд		-571	0	-667	0	-81	0	0	0	0	0	0	0
Експорт/обмеження генерації ВДЕ		-1667	-2709	-38	-2268	0	0	0	0	0	0	0	0
Навантаження		11772	13592	14059	13889	15152	17494	18096	17877	16834	16834	20104	19861

ВИСНОВКИ

Впровадження значних обсягів вітрових та сонячних електростанцій спричиняє певні складнощі для балансування енергосистеми, що при недостатній гнучкості її традиційних потужностей, наявної нерівномірності навантаження обумовлює примусове обмеження потужностей цих ВДЕ.

Батарейні системи акумулювання електроенергії можуть використовуватися для накопичення надлишкових обсягів генерації ВЕС та СЕС з подальшим перенесенням їх у години пікового навантаження, усуваючи або мінімізуючи обмеження на потужності цих ВДЕ для забезпечення балансової надійності енергосистеми.

Удосконалення моделі прогнозування довгострокового розвитку структури генеруючих потужностей електроенергетичної системи проведено з деталізацією добового графіка навантаження як послідовних часових сегментів та з урахуванням в балансах покриття добових графіків навантаження використання потужностей акумуляційних систем накопичення електроенергії в режимах споживання/відпуску електроенергії. Умовою відповідного режиму використання потужностей акумуляційних систем є доступна ємність накопичення. Використання батарейних акумуляційних систем передбачає перенесення надлишкової потужності вітрових та сонячних електростанцій. Це дозволяє визначати необхідні обсяги акумуляції при зростанні частки ВДЕ в енергосистемах або обмеження/скорочення їх генерації при недостатньому діапазоні маневреності наявних традиційних потужностей.

1. Planning for the renewable future. Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies. *IRENA*, 2017. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/IRENA_Planning_for_the_Renewable_Future_2017.pdf (дата звернення: 06.02.2021).

2. До кінця 2020 року виробництво електроенергії з ВДЕ дорівнюватиме 13% генерації АЕС та 24% ТЕС. *НЕК «Укренерго»*. URL: <https://ua.energy/renewables/do-kintsya-2020-roku-vyrobnytstvo-elektroenergiyi-z-vde-dorivnyuvatyme-13-generatsiyi-aes-ta-24-tes/> (дата звернення: 06.02.2021).

3. Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability. *IRENA*, 2020. URL: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_storage_valuation_2020.pdf (дата звернення: 06.02.2021).

4. Нечаєва Т.П. Модель та структура довгострокового розвитку генеруючих потужностей електроенергетичної системи з урахуванням динаміки вводу-випуття потужностей та зміни їх техніко-економічних показників. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. Вип. 3(54). С. 5—9. <https://doi.org/10.15407/pge2018.03.005>

5. Шульженко С.В. Особливості врахування граничних періодів прогнозування на базі динамічної моделі математичного програмування розвитку генеруючих потужностей атомної енергетики. *Проблеми загальної енергетики*. 2015. Вип. 2(41). С. 32—38. <https://doi.org/10.15407/pge2015.02.032>

6. Методологія виконання оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей. «НЕК «Укренерго»». 2020. URL: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2020/11/Methodologiya-2020-v2.pdf> (дата звернення: 22.02.2021).

7. Погодинний баланс потужності ОЕС України. Єдиний державний веб-портал відкритих даних, 2021. URL: <http://ua.energy/static/2014-2020.xlsx> (дата звернення: 18.03.2021).

Надійшла до редколегії: 30.06.2021