DOI: <https://doi.org/10.15407/emodel.42.06.018>
УДК 519.8

С.Є. Саух, д-р техн. наук, **О.М. Джигун**, канд. техн. наук
Інститут проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України
Україна, 03164, Київ, вул. Генерала Наумова, 15,
e-mail: ssaukh@gmail.com, elromanenko@gmail.com

Ретроспективні моделі вітрових і сонячних електростанцій в задачах планування режимів електроенергетичних систем

Побудовано моделі виробітку електроенергії вітряними (ВЕС) та сонячними (СЕС) електростанціями з застосуванням ретроспективного підходу. При такому підході дані щодо об'ємів виробітку електроенергії ВЕС та СЕС минулих періодів розглядаються, як відображення складних процесів перетворення в електроенергію мінливої енергії вітру та сонячного випромінювання за допомогою наявного генеруючого устаткування. Математичну модель подано в такій формі, яка на прогностичному періоді дозволяє враховувати вплив майбутніх кліматичних змін і динаміку введення нових потужностей ВЕС та СЕС на функціонування електроенергетичної системи (ЕЕС). Така модель проста у застосуванні і забезпечує адекватність моделювання розвитку ЕЕС з різними частками об'ємів виробництва електроенергії відновлювальними джерелами енергії. Отримані результати застосування запропонованої ретроспективної моделі виробітку електроенергії ВЕС та СЕС для моделювання розвитку ЕЕС відповідають сценарію Енергетичної стратегії України на період до 2035 р.

К л ю ч о в і с л о в а: відновлювальна енергетика, ретроспективна модель, прогноз.

Згідно до положень Директиви Європейського Парламенту та Ради ЄС (2009/28/ЄС) використання відновлюваної енергетики в країнах ЄС на кінець 2020 р. передбачено на рівні 20% від загального обсягу споживаної енергії [1]. Рішенням Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства D/2012/04/МС-ЕпС визначено, що в Україні обсяг використання енергії відновлюваних джерел енергії (ВДЕ) в загальній структурі енергопостачання країни повинен складати 11% на кінець 2020 р. [2].

Національний план дій України з відновлюваної енергетики на період до 2020 р., затверджений Розпорядженням КМ України від 1 жовтня 2014 року № 902-р, передбачав в період 2014—2020 років збільшення

© Саух С.Є., Джигун О.М., 2020

Рис. 1. Динаміка встановленої електричної потужності N ВЕС і СЕС (а) та структури електричної потужності установок ВДЕ, % (б): ▲, ■ — ВЕС; ▨ — СЕС

потужності вітроенергетики з 497 до 2280 МВт, а сонячної енергетики — з 819 до 2300 МВт [3]. Станом на середину 2020 р. планові показники по збільшенню потужності вітрової енергетики не досягнуті, а показники по збільшенню потужності сонячної енергетики значно перевищені (рис. 1, а). В структурі встановлених потужностей, що виробляють електроенергію з різних ВДЕ, сумарна частка ВЕС та СЕС досягла 97,3 % (рис. 1, б).

Рис. 2. Об'єми виробництва електроенергії g ВЕС та СЕС: $\blacktriangle$ — ВЕС; $\blacksquare$ — СЕС

Значно зросли об'єми виробництва електроенергії ВЕС та СЕС (рис. 2). Їх частка у загальному обсязі виробництва електроенергії в Україні у 2019 р. склала 3,2 % порівняно з 0,8 % у 2017 р.

Впровадження нових технологій виробництва електроенергії з використанням ВДЕ та витіснення традиційних вуглецевих технологій виробництва електроенергії є загальносвітовою тенденцією, яка в Україні буде зберігатися щонайменше 15 років [4]. Тому розробка математичних моделей ВЕС та СЕС, придатних для застосування у складі комплексних моделей ЕЕС, є актуальною.

Генератори ВЕС та СЕС належать до групи мінливих ВДЕ (VRES — Variable Renewable Energy Sources) [5]. Продуктивність VRES може швидко змінюватися у великих масштабах. Особливо це стосується вітру, потужність якого залежить від локальних поривів тривалістю усього декілька секунд. Сонячне випромінювання є більш передбачуваним, має добовий і сезонний цикли. Однак у коротших часових масштабах сонячну радіацію важко передбачити через швидку зміну хмарності неба.

На рис. 3 наведено добові графіки об'ємів споживання електроенергії і об'ємів сумарного виробництва ВЕС та СЕС в Україні, які для порівняння зведено до максимальних значень об'ємів у відповідному місяці 2019 р. Відносна добова мінливість об'ємів сумарного виробництва ВЕС та СЕС є достатньо значною і відтак, суттєво не впливає на стабільність функціонування енергосистеми України, тому що ці об'єми є невеликими порівняно з об'ємами споживання електроенергії.

Сезонні коливання нерівномірності сумарного виробництва ВЕС та СЕС обумовлені сезонними коливаннями значень відповідних коефіцієнтів використання встановлених потужностей (рис. 4), внаслідок чого

Рис. 3. Добові графіки об'ємів споживання електроенергії (жовтий колір) і сумарних об'ємів виробництва електроенергії установками ВЕС та СЕС (зелений колір), приведені до максимальних значень цих об'ємів у відповідному місяці 2019 р. (%); усереднені графіки — чорний колір

Рис 4. Графіки зміни коефіцієнтів k використання потужності: $\blacktriangle$ — ВЕС; $\blacksquare$ — СЕС

Рис 5. Динаміка структури виробництва електроенергії з ВДЕ (%): $\blacksquare$ — ВЕС; $\square$ — СЕС

періодично змінюється структура виробництва електроенергії (рис. 5). У коротших часових масштабах сонячну радіацію важко передбачити через швидку зміну хмарності неба.

В електромережі, яка вимагає балансу обсягів генерації і споживання електроенергії, присутність значної частки VRES призводить до численних проблем. Інтеграція VRES в ЕЕС спричиняє ускладнення умов функ-

ціонування мережі та керування мережею на коротких часових інтервалах тривалістю від 0,5 с до 1,0 хв. Такі ускладнення зумовлені зменшенням інерційності ЕЕС, збільшенням дискретних подій обмежувального характеру, пришвидшенням змін частоти та реактивної потужності в системі [6].

Надання послуг за підтримки мережі, а саме регулювання частоти та напруги, ліквідація аварій, надання обертового резерву та відновлення системи, наразі забезпечується використанням потужностей ТЕС, ГЕС та ГАЕС. Однак, якщо сонячними та вітровими технологіями замінити велику частку потужностей, що використовують викопні енергоносії, то вони, або нові компоненти системи (наприклад, акумуляторні батареї), повинні мати можливість надавати послуги за підтримки мережі для забезпечення її стабільної та надійної роботи. Існуючі VRES здатні надавати такі послуги лише в обмежених обсягах [6—9].

Спостерігаючи процеси в енергосистемі за погодинною шкалою часу, можна бачити, як вітрові турбіни і фотоелектричні системи переходять від активного режиму генерації електроенергії з номінальною потужністю до режиму повної зупинки виробництва електроенергії [10]. За умов присутності значних обсягів потужностей VRES в енергосистемі можуть виникати досить складні ситуації, пов'язані з надлишковими обсягами виробництва електроенергії або їх жорстким дефіцитом, коли ВЕС та СЕС не спроможні задовольнити попит. Тому майбутні ЕЕС з високою часткою VRES вимагатимуть присутності гнучких електростанцій, здатних акумулювати надлишкові обсяги електроенергії та генерувати її в періоди дефіциту [11].

Для більш тривалих часових періодів інтеграції VRES проблемними є завдання побудови повністю відновлювальної енергосистеми, яка функціонує без викидів. При цьому оцінюються різні сценарії і різна політика побудови відновлювальної енергосистеми. Наприклад, оцінюються впливи податку на викиди вуглецю, довгострокової динаміки цін на електроенергію та паливо, зростання попиту на енергію внаслідок зростання чисельності населення та підвищення рівня життя. Через тривалий цикл інвестування в енергетичний сектор такі оцінювання зазвичай охоплюють період часу в кілька десятиліть [12].

Для дослідження численних проблем, пов'язаних з розвитком енергетичних систем в різних умовах (від короткострокової експлуатації до довгострокового планування), розроблено багато моделей. В [13] наведено спектр енергетичних моделей, включаючи моделі енергетичного планування, моделі попиту та пропозиції, моделі прогнозування, моделі відновлюваної енергетики та скорочення викидів, оптимізаційні моделі та нові методи моделювання на основі нейронних ме-

реж або нечіткої логіки. В [14] розглянуто 37 моделей, придатних для інтеграції ВДЕ в енергетичні системи.

У роботі [5] надано інформацію, актуальну на момент подання матеріалу до видавництва. Цю інформацію перевірено та оновлено в результаті спілкування з розробниками. Із 75 моделей, які підлягали огляду, було перевірено 71. Слід зазначити, що в цьому огляді не було чітко розмежовано моделі та засоби моделювання. Деякі моделі розглянуто як інструменти або рамки, де немає даних але є рівняння та обмеження, на основі яких можна побудувати конкретну модель. Такі інструменти зазвичай є дуже гнучкими для тих систем, які вони можуть моделювати, де користувач може визначити просторово-часову роздільну здатність, горизонт планування, тип енергоносіїв, сектори попиту тощо. Прикладом може бути сімейство моделей MARKAL/TIMES, застосованих для глобальних та ізольованих острівних енергетичних систем. В огляді наведено конкретні приклади моделей, розроблених в рамковій системі моделювання TIMES, а саме ETSAP-TIAM, TIMES-Норвегії та TIMES-Осло.

У роботі [15] подано результати моделювання базового та альтернативних сценаріїв довгострокового розвитку енергетичного сектору України до 2050 р., а також показано, як можна досягнути переходу від викопних видів палива до ВДЕ та які економічні наслідки це матиме. Розробку моделі здійснено засобами рамкової моделі TIMES-Україна.

Моделі BEC та CEC зазвичай розробляють на основі таких методологічних підходів, як ймовірнісний аналіз, нечітка логіка, штучні нейронні мережі. Основною проблемою моделювання виробітку електроенергії BEC та CEC є невизначеність середньо- та довгострокових прогнозів погодинної динаміки погодних умов.

У розробленій моделі на прогнозному періоді використано часові ряди даних щодо обсягів виробітку електроенергії BEC та CEC минулих періодів з поданням їх у такій математичній формі, яка у довгостроковій перспективі дозволяє враховувати вплив кліматичних змін і динаміку введення нових потужностей BEC та CEC. Всі показники отримано в результаті обробки даних, наведених на сайтах Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг [16], та Національної енергетичної компанії «Укренерго» [17].

У ретроспективній моделі виробітку електроенергії BEC та CEC використано множини добових графіків виробітку електроенергії як характеристики виробничої спроможності виробітку електроенергії генеруючим устаткуванням BEC та CEC в різних погодних умовах.

Позначимо множини відомих добових графіків виробітку електроенергії BEC та CEC через $\{g_{it}^W\}_m$ та $\{g_{it}^S\}_m$, де g_{it}^W та g_{it}^S — об'єми ви-

робітку електроенергії за годину t доби i місяця m . Використавши відомі величини встановлених потужностей генеруючого устаткування ВЕС та СЕС — N_i^W та N_i^S , — знайдемо відповідні множини коефіцієнтів їх використання:

$$\left\{ k_{it}^W = \frac{g_{it}^W}{N_i^W} \right\}_m, \left\{ k_{it}^S = \frac{g_{it}^S}{N_i^S} \right\}_m, \forall t \in T, \forall i \in I, \forall m \in M. \quad (1)$$

Множини коефіцієнтів $\{k_{it}^W\}_m$ та $\{k_{it}^S\}_m$ опосередковано характеризують наявні об'єми енергії вітру та сонячного випромінювання, які перетворюються кожною одиницею встановленої потужності генеруючого устаткування ВЕС та СЕС у відповідні об'єми електроенергії. Незважаючи на те, що множини коефіцієнтів $\{k_{it}^W\}_m$ та $\{k_{it}^S\}_m$ визначено на ретроспективних даних базового року ($y = 0$), вони не залежать від фактичних значень величин N_i^W та N_i^S встановлених потужностей ВЕС та СЕС і тому придатні для прогнозування множини об'ємів виробітку електроенергії $\{g_{it}(y)\}_m$ впродовж місяця m року y прогнозного періоду Y :

$$\{g_{it}(y) = k_{it}^W N_i^W(y) + k_{it}^S N_i^S(y)\}_m, \forall t \in T, \forall i \in I, \forall m \in M, \forall y \in Y. \quad (2)$$

Формула (2) застосовується у випадку незмінності кліматичних умов. Якщо енергія вітру та сонячного випромінювання змінюються з року в рік і такі зміни можна описати функціями $\alpha^W(y)$ та $\alpha^S(y)$, які набувають значення $\alpha^W(0) = \alpha^S(0) = 1$ в базовому році ($y = 0$), то прогнозування об'ємів виробітку електроенергії ВЕС та СЕС здійснюється за формулою

$$\{g_{it}(y) = \alpha^W(y) k_{it}^W N_i^W(y) + \alpha^S(y) k_{it}^S N_i^S(y)\}_m, \quad (3)$$

$$\forall t \in T, \forall i \in I, \forall m \in M, \forall y \in Y.$$

У випадку сталості кліматичних умов та незмінності структури генерації електроенергії, коли $N_i^W/N_i^S = \text{const}$, (1)—(3) набувають спрощеного вигляду:

$$\left\{ k_{it} = \frac{g_{it}^W + g_{it}^S}{N_i^W + N_i^S} \right\}_m, \forall t \in T, \forall i \in I, \forall m \in M, \quad (4)$$

$$\{g_{it}(y) = k_{it} (N_i^W(y) + N_i^S(y))\}_m, \quad (5)$$

$$\forall t \in T, \forall i \in I, \forall m \in M, \forall y \in Y.$$

Модель (4), (5) назвемо ретроспективною моделлю.

Моделювання розвитку ЕЕС в умовах зростання потужностей ВЕС та СЕС є нагальною проблемою, оскільки станом на кінець першого півріччя 2020 р. в структурі об'ємів виробництва електроенергії різними ВДЕ (без генеруючих потужностей гідроенергетики) сумарна частка ВЕС та СЕС досягла меж 84,8%—94,4% (див. рис. 5), а частка об'ємів виробництва електроенергії ВДЕ (включно з використанням генеруючих потужностей гідроенергетики) в об'ємах її споживання в Україні досягла 10,97%, що свідчить про виконання Україною Рішення Ради Міністрів Енергетичного Співтовариства D/2012/04/MC-EnC щодо необхідності досягнення обсягу використання енергії відновлюваних джерел у розмірі 11% в загальній структурі енергопостачання країни [2].

Відповідно до Енергетичної стратегії України до 2035 р. частка об'ємів виробництва електроенергії ВДЕ повинна суттєво зростати [4]. З наведеного вище аналізу фактичних даних за перше півріччя 2020 р. випливає, що прогностичні показники, принаймні до 2030 р., є песимістичними. Частка об'ємів виробництва електроенергії з використанням ВДЕ (включно з ГЕС) в об'ємах її споживання наступна:

2020 р. — 7 %; 2025 р. — 10 %; 2030 р. — >13 %; 2035 р. — >25 %.

Оскільки первинні гідроенергетичні ресурси річок Дніпро та Дністер, які можуть бути спрямовані на виробництво електроенергії, вже майже вичерпано, очікуваний приріст об'ємів виробництва електроенергії ВДЕ буде забезпечуватися здебільшого за допомогою нарощування потужностей ВЕС та СЕС.

Мінливість об'ємів виробництва електроенергії ВЕС та СЕС впливає на функціонування ЕЕС. Динаміка об'ємів виробництва електроенергії ВЕС та СЕС не співпадає з динамікою обсягів споживання електроенергії (див. рис. 3). Тому використання потужностей ВЕС та СЕС для покриття поточного попиту має особливий вплив на режими завантаження енергоблоків ГЕС, ГАЕС і ТЕС, які здатні до маневрування потужністю. Адекватне відображення такого впливу в математичній моделі ЕЕС із значною часткою потужностей ВЕС та СЕС можна здійснити на основі рівняння балансу диференціалів потужностей генерації і споживання електроенергії [18].

Зазвичай вимірювані обсяги виробництва $E_j^p(t - i\Delta t, \Delta t)$ і споживання $E_j^c(t - i\Delta t, \Delta t)$ електроенергії різнотипними її виробниками $\forall j \in J^p$ і споживачами $\forall j \in J^c$, що відповідають множинам $J^p = \{ \text{«АЕС»}, \text{«ТЕЦ»}, \text{«ВДЕ»}, \text{«ТЕС ГК (генеруючих компаній)»}, \text{«ГЕС разом з ГАЕС (в режимі генерації)»} \}$ і $J^c = \{ \text{«внутрішніх»}, \text{«зарубіжних»}, \text{«ГАЕС (в режимі зака-} \}$

чування)», використовують для складання балансів електроенергії, які сформувалися на момент часу t протягом попереднього періоду часу Δt у вигляді

$$\sum_{j \in J^c} E_j^c(t, \Delta t) = \sum_{j \in J^p} E_j^p(t, \Delta t).$$

В інженерній практиці функція потужності $N(\tau)$ є неспостережною і тому завжди оцінюється середніми значеннями $\bar{N}(t, \Delta t)$, отриманими за допомогою рівняння

$$E(t, \Delta t) = \int_{t-\Delta t}^t N(\tau) d\tau = \left[\frac{1}{\Delta t} \int_{t-\Delta t}^t N(\tau) d\tau \right] \Delta t = \bar{N}(t, \Delta t) \Delta t,$$

для вимірюваного обсягу електричної енергії $E(t, \Delta t)$. Водночас, вираз для граничного співвідношення

$$\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{E(t, \Delta t) - E(t - \Delta t, \Delta t)}{\Delta t} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} [\bar{N}(t, \Delta t) - \bar{N}(t - \Delta t, \Delta t)] = dN(t)$$

дозволяє визначити швидкість зміни обсягу виробництва або споживання електричної енергії на нескінченно малому інтервалі часу $\Delta t \rightarrow 0$ через диференціал потужності $dN(t)$. Вочевидь, у разі кінцевого значення інтервалу часу $\Delta t \neq 0$ приріст усередненої потужності буде таким:

$$\frac{E(t, \Delta t) - E(t - \Delta t, \Delta t)}{\Delta t} = \bar{N}(t, \Delta t) - \bar{N}(t - \Delta t, \Delta t) = \Delta \bar{N}(t, \Delta t).$$

Баланс диференціалів потужності генерації і споживання електроенергії на інтервалі часу тривалістю Δt має вигляд

$$\sum_{j \in J^c} \Delta \bar{N}_j^c(t, \Delta t) - \sum_{j \in J^{p1}} \Delta \bar{N}_j^p(t, \Delta t) = \sum_{j \in J^{p2}} \Delta \bar{N}_j^p(t, \Delta t), \quad (6)$$

де множини $J^{p1} = \{\text{«АЕС»}, \text{«ТЕЦ»}, \text{«ВДЕ»}\}$ і $J^{p2} = \{\text{«ТЕС ДК»}, \text{«ГЕС} + \text{«ГАЕС»}\}$ є підмножинами множини $J^p = J^{p1} \cup J^{p2}$. У (6) сумарний попит на зміну потужності в ЕЕС визначається алгебраїчною сумою змін споживаної потужності та потужності електроенергії, виробленої енергоблоками АЕС, ТЕЦ і устаткуванням, що використовує ВДЕ. Покриття такого попиту здійснюється керованими змінами потужності електроенергії, що виробляється енергоблоками двох типів: ГЕС + ГАЕС і ТЕС ГК.

Зазначимо, що тривалі періоди часу диференціали потужності електроенергії, яку виробляють енергоблоки АЕС і ТЕЦ, набувають нульових або близьких до нуля значень, оскільки вони постійно працюють в базовому

Рис. 6. Області добових змін потужності в ЕЕС (а) та міри розсіювання значень таких змін (б): ■ — прогнозні показники грудня 2035 року; ● — фактичні показники грудня 2019 року

режимі навантаження. Тому попит на зміну потужності в ЕЕС визначають споживачі електроенергії і її виробники ВДЕ, переважно ВЕС та СЕС.

Застосуємо ретроспективну модель виробітку електроенергії ВЕС та СЕС (4), (5) для визначення попиту на зміну потужності в ЕЕС у грудні 2035 року за умовою зростання потужностей ВЕС та СЕС в 6,5 раз, що відповідає Енергетичній стратегії України на період до 2035 р. [4]. Динаміку об'ємів споживання електроенергії та погодні умови грудня 2035 року будемо вважати такими, що спостерігалися у базовому 2019 р., а структуру потужностей ВЕС та СЕС — незмінною і такою, що сформувалася наприкінці 2019 р.

За результатами розрахунків отримаємо прогнозні об'єми погодинного виробітку електроенергії ВЕС та СЕС у грудні 2035 року і визначимо сумарний попит на зміни потужності в ЕЕС за функціональним виразом лівої частини рівняння (6):

$$\Delta \bar{N}_{\Sigma}(t, \Delta t) = \sum_{j \in J^c} \Delta \bar{N}_j^c(t, \Delta t) - \sum_{j \in J^{p1}} \Delta \bar{N}_j^p(t, \Delta t).$$

За графіком попиту $\Delta \bar{N}_{\Sigma}(t, \Delta t)$ кожної доби i , де t послідовно приймає значення $t_{i-1} + \Delta t, t_{i-1} + 2\Delta t, \dots, t_{i-1} + 24\Delta t = t_i$, знайдемо добові граничні межі попиту,

$$\Delta \bar{N}_{\Sigma}^{\min}(i) = \min_{t \in (t_{i-1}, t_i]} \Delta \bar{N}_{\Sigma}(t, \Delta t),$$

$$\Delta \bar{N}_{\Sigma}^{\max}(i) = \max_{t \in (t_{i-1}, t_i]} \Delta \bar{N}_{\Sigma}(t, \Delta t),$$

і стандартне відхилення

$$S_{\Delta N}(i) = \text{stdiv}_{t \in (t_{i-1}, t_i]} \Delta \bar{N}_{\Sigma}(t, \Delta t).$$

За допомогою функцій $\Delta \bar{N}_{\Sigma}^{\min}(i)$ та $\Delta \bar{N}_{\Sigma}^{\max}(i)$ визначено області $R_{\Delta N}(i) \in [\Delta \bar{N}_{\Sigma}^{\min}(i), \Delta \bar{N}_{\Sigma}^{\max}(i)]$ погодинних змін потужності в ЕЕС. На рис. 6, а, область чорного кольору — результати моделювання зміни потужності в ЕЕС у грудні 2035 року, а область сірого кольору — відповідні фактичні дані за грудень 2019 року. Порівнюючи графіки, можна зробити висновки про суттєве розширення області погодинних змін потужності в ЕЕС у грудні 2035 року в середньому у 1,32 рази та в окремі дні у 2,73 рази. Міру розсіювання погодинних значень змін потужності впродовж доби i характеризує функція $S_{\Delta N}(i)$. На рис 6, б, побудовано графіки прогнозних та фактичних показників. Співставляючи ці графіки, бачимо суттєве зростання міри розсіювання величин погодинного попиту на зміни потужності в ЕЕС у грудні 2035 року в середньому у 1,38 рази та в окремі дні у 2,24 рази.

Отже, для покриття попиту на електроенергію за умов зростання потужностей виробництва електроенергії ВДЕ у відповідності до Енергетичної стратегії України на період до 2035 р. необхідно щонайменше на 40% підвищувати вимоги до наявності маневрених потужностей в ЕЕС та впроваджувати спеціальні організаційно-технічні заходи з коротко- та середньострокового акумулювання електроенергії, виробленої ВЕС та СЕС, а також обмеження об'ємів її генерації в довгостроковій перспективі [12].

Висновки

Згідно з прогнозом Міжнародного енергетичного агентства до 2040 р. частка світової електроенергії, яка буде вироблятися на сонячних та вітрових електростанціях, досягне 37% [19]. За прогнозом Bloomberg New Energy Finance ця частка складе майже 40% [20]. У будь-якому випадку частка ВДЕ багаторазово збільшиться.

Витрати на сонячні панелі, вітрогенератори та акумуляторні батареї будуть зменшуватися. До 2030 р. енергія, вироблена та накопичена за допомогою цих трьох технологій, у більшості країн світу прийде на зміну електроенергії, виробленій з вугілля та газу [20].

На даний час періоди мінливості в роботі відновлюваної енергетики компенсуються диспетчеризацією режимів електричних мереж з використанням резервних електростанцій, міждержавних та міжрегіональних потоків електроенергії, технологій реагування на попит, традиційних систем накопичення та зберігання енергії — ГЕС, ГАЕС, накопичувачів

стисненого повітря та інших джерел, які забезпечують маневреність [21]. Ці технології все ще є достатніми. Однак, щоб забезпечити заплановане збільшення виробництва електроенергії з відновлюваних джерел, наявні технології доведеться вдосконалювати та застосовувати нові технології зберігання енергії [11, 22].

За дослідженнями Wood Mackenzie світовий ринок систем зберігання енергії може збільшитися з 12 до 158 ГВт-год впродовж 2018—2024 років, головним чином, за рахунок впровадження пристроїв короткострокового зберігання енергії, встановлених, наприклад, у домогосподарствах [23]. Використання водню — одна із найефективніших технологій довгострокового накопичення енергії, з якою можуть конкурувати лише ГАЕС. Наразі ГАЕС складають понад 99% загальносвітових потужностей зберігання енергії, але можливості для їх подальшого розвитку вже майже вичерпані. Акумулятори будуть займати нішу короткочасного зберігання. Також досліджуються можливості застосування технологій середньострокового зберігання енергії у вигляді тепла [11].

З огляду на світові тенденції розвитку енергетики [19—23] запропонована ретроспективна модель виробітку електроенергії ВЕС та СЕС є актуальною. Вона дозволяє визначати базові показники — об'єми виробництва та зберігання енергії і їх частку у загальній структурі виробництва електроенергії в країні. Така модель придатна для аналізу різних сценарних припущень щодо впровадження сучасних технологій виробництва електроенергії з енергії вітру та сонячного випромінювання.

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. http://enref.org/wp-content/uploads/2014/07/Dyrektyva-2009.28.ES_.pdf
2. <https://www.energy-community.org/legal/decisions.html>
3. <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80#Text>
4. Енергетична стратегія України на період до 2035 р. <https://menr.gov.ua/news/34422.html>
5. Ringkjøb H.-K., Haugan P.M., Solbrekke I.M. A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewables // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, Vol. 96, pp. 440–459.
6. Van Hulle F, Pineda I, Wilczek P. Economic grid support services by wind and solar PV: a review of system needs, technology options, economic benefits and suitable market mechanisms, 2014. <https://windeurope.org/fileadmin/files/library/publications/reports/REserviceS.pdf>
7. Gevorgian V, Neill B.O. Advanced Grid-Friendly Controls Demonstration Project for Utility-Scale PV Power Plants, 2016. <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65368.pdf>
8. Australian Energy Market Operator. Wind turbine plant capabilities report, 2013. https://www.aemo.com.au/-/media/Files/PDF/Wind_Turbine_Plant_Capabilities_Report.pdf
9. Bousseau B., Belhomme R., Monnot E. et al. Contribution of wind farms to ancillary services. — CIGRE, 2006. https://www.researchgate.net/profile/Bacha_Seddik/publication/229005248_Contribution_of_Wind_Farms_to_Ancillary_Services/links/54aab5be0cf25c4c472f489c/Contribution-of-Wind-Farms-to-Ancillary-Services.pdf

10. Huber M., Dimkova D., Hamacher T. Integration of wind and solar power in Europe: assessment of flexibility requirements// *Energy*, 2014, Vol. 69, pp. 236–246. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214002680?via%3Dihub>
11. Pietzcker R.C., Stetter D., Manger S., Luderer G. Using the sun to decarbonize the power sector: The economic potential of photo voltaics and concentrating solar power// *Applied Energy*, 2014, Vol. 135, pp. 704–720.
12. Schaber K. Integration of variable renewable energies in the European power system: a model-based analysis of transmission grid extensions and energy sector coupling// Technische Universität München, 2013. <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1163646/document.pdf>
13. Jebaraj S., Iniyan S. A review of energy models // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2006, Vol. 10, № 4, pp. 281–311.
14. Connolly D., Lund H., Mathiesen B.V., Leahy M. A review of computer tools for analyzing the integration of renewable energy into various energy systems // *Applied Energy*, 2010, Vol. 87, № 4, pp. 1059–1082.
15. Перехід України на відновлювану енергетику. Звіт за результатами моделювання базового та альтернативних сценаріїв розвитку енергетичного сектору до 2050 року. / О. Дячук, М. Чепелев, Р. Подолець, Г. Трипольська та ін.; за заг. ред. Ю. Огаренко та О. Алієвої // Представництво Фонду ім. Г. Бюлля в Україні. Київ: ТОВ «АРТ КНИГА», 2017, 88 с.
16. <http://www.nerc.gov.ua/?id=16021>
17. <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/>
18. Саух С.Е. Баланс дифференциалов мощности в электроэнергетической системе и его применение для анализа современных тенденций развития ОЭС Украины // *Електрон. моделювання*, 2019, **41**, № 6, с. 3–14.
19. *World energy outlook 2019* // International Energy Agency. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/renewables#abstract>
20. *New Energy Outlook 2019*. //Bloomberg New Energy Finance. <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/#toc-download>
21. Wynn G. Power-Industry Transition, Here and Now: Wind and Solar Won't Break the Grid: Nine Case Studies. Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). USA, 2018, 78 p.
22. *Germany 2020 - EnergyPolicyReview* // International Energy Agency, 2020, 229 p.
23. Global energy storage market takes off // Wood Mackenzie. <https://www.woodmac.com/news/editorial/global-energy-storage-market-takes-off/>

Отримано 29.09.2020

REFERENCES

1. URL: http://enref.org/wp-content/uploads/2014/07/Dyrektyva-2009.28.ES_.pdf.
2. URL: <https://www.energy-community.org/legal/decisions.html>.
3. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80#Text>.
4. “Energy strategy of Ukraine for the period up to 2035” (2019), available at: <https://menr.gov.ua/news/34422.html>.
5. Ringkjøb, H.-K., Haugan, P.M., Solbrekke, I.M. (2018), “A review of modelling tools for energy and electricity systems with large shares of variable renewable”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 96, pp. 440–459.
6. Van Hulle, F., Pineda, I., Wilczek, P. (2014), *Economic grid support services by wind and solar PV: a review of system needs, technology options, economic benefits and suitable market mechanisms*, available at: <https://windeurope.org/fileadmin/files/library/publications/reports/REserviceS.pdf>.

7. Gevorgian, V., Neill, B.O. (2016), *Advanced Grid-Friendly Controls Demonstration Project for Utility-Scale PV Power Plants*, available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65368.pdf>.
8. Australian Energy Market Operator (2013), *Wind turbine plant capabilities report*, available at: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/PDF/Wind_Turbine_Plant_Capabilities_Report.pdf/.
9. Bousseau, B., Belhomme, R., Monnot, E. et al. (2006), Contribution of wind farms to ancillary services, CIGRE, available at: https://www.researchgate.net/profile/Bacha_Seddik/publication/229005248_Contribution_of_Wind_Farms_to_Ancillary_Services/links/54aab5be0cf25c4c472f489c/Contribution-of-Wind-Farms-to-Ancillary-Services.pdf.
10. Huber, M., Dimkova, D., Hamacher, T. (2014), Integration of wind and solar power in Europe: assessment of flexibility requirements, *Energy*, Vol. 69, pp. 236–246., available at: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214002680?via%3Dihub>.
11. Pietzcker, R.C., Stetter, D., Manger, S., Luderer, G. (2014), “Using the sun to decarbonize the power sector: The economic potential of photovoltaics and concentrating solar power”, *Applied Energy*, Vol. 135, pp. 704–720.
12. Schaber, K. (2013), Integration of variable renewable energies in the European power system: a model-based analysis of transmission grid extensions and energy sector coupling, Technische Universität München, available at: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1163646/document.pdf>.
13. Jebaraj, S., Iniyar, S. (2006). “A review of energy models”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 10, no. 4, pp. 281–311.
14. Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B.V., Leahy, M. (2010), “A review of computer tools for analyzing the integration of renewable energy into various energy systems”, *Applied Energy*, Vol. 87, no. 4, pp. 1059–1082.
15. Dyachuk, O., Chepelev, M., Podolets, R., Trypolska, G. et al. (2017), *Perekhid Ukrainy na vidnovlyuvannu enerhetyku. Zvit za rezultatsy modelyuvannya bazovoho ta alternatyvnykh stsensariyiv rozvytku enerhetychnoho sektoru do 2050 roku* [Ukraine's transition to renewable energy. Report on the results of modeling the baseline and alternative scenarios for the development of the energy sector until 2050], Predstavnytstvo Fondu im. G. B'ol'ly v Ukraini, ART KNIGA, Kyiv, Ukraine.
16. ULR: <http://www.nerc.gov.ua/?id=16021>
17. ULR: <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnystva-spozhyvannya-e-e/>.
18. Saukh, S.Ye. (2019), “The balance of power differentials in the electric power system and its application for the analysis of modern development trends of the UES of Ukraine”, *Elektronne modelyuvannya*, Vol. 41, no. 6, pp. 3–14.
19. World energy outlook (2019), *International Energy Agency*, available at: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/renewables#abstract>.
20. New Energy Outlook (2019), *Bloomberg New Energy Finance*, available at: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/#toc-download>.
21. Wynn, G. (2018). Power-Industry Transition, Here and Now: Wind and Solar Won't Break the Grid: Nine Case Studies, Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), USA.
22. Germany 2020 – Energy Policy Review, (2020), International Energy Agency.
23. “Global energy storage market takes off”, (2019), *Wood Mackenzie*, available at: <https://www.woodmac.com/news/editorial/global-energy-storage-market-takes-off/>.

Received 29.09.2020

S.Ye. Saukh, E.N. Dzhyhun

RETROSPECTIVE MODELS OF WIND POWER PLANTS
AND SOLAR POWER PLANTS IN THE PROBLEMS OF PLANNING
THE MODELS OF ELECTRIC POWER SYSTEMS

A retrospective approach to building a model of electricity generation of Wind Power Plants (WPP) and Solar Power Plants (SPP) was applied. In this approach, data on electricity generation by WPP and SPP of previous periods are considered as a reflection of complex processes of conversion of variable wind energy and solar radiation by available generating equipment for electricity. The model is presented in such a mathematical form, which in the forecast period allows to take into account the impact of future climate change and the dynamics of the introduction of new capacities of WPP and SPP on the functioning of the electric power system. This model is easy to apply and ensures the adequacy of modeling the development of electric power systems with different shares of electricity production from Renewable Energy Sources. The results of application of the proposed retrospective model of electricity generation by WPP and SPP for modeling the development of the electric power system in accordance with the scenario of the Energy Strategy of Ukraine for the period up to 2035 are presented.

Keywords: renewable energy, retrospective model, forecast.

САУХ Сергій Євгенович, д-р техн. наук, гол. наук. співроб. Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України. В 1978 р. закінчив Київський інститут інженерів цивільної авіації. Область наукових досліджень — чисельні операторні методи розв'язання диференціальних рівнянь, методи і технології вирішення систем лінійних алгебраїчних рівнянь великої розмірності, методи вирішення варіаційних нерівностей, рівноважні моделі, математичне моделювання енергоринків, газотранспортних систем, макроекономічних процесів.

ДЖИГУН Олена Миколаївна, канд. техн. наук, ст. наук. співроб. Інституту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України. В 1982 р. закінчила Київський політехнічний інститут. Область наукових досліджень — чисельні операторні методи розв'язання диференціальних рівнянь, декомпозиційні та ітераційні методи рішення лінійних систем великої розмірності, математичне моделювання технологічних процесів в енергетиці та газотранспортних системах, економіко-математичні методи моделювання фінансових і макроекономічних процесів.