

# МАТЕМАТИЧНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

ISSN 2522-4344 (Online), ISSN 1562-8965 (Print). The problems of general energy, 2019, 4(59): 4–12  
doi: <https://doi.org/10.15407/pge2019.04.004>

УДК 621.311

**М.М. КУЛИК**, академік НАН України, д-р техн. наук, професор, ORCID: 0000-0002-5582-7027  
**Т.П. НЕЧАЄВА**, канд. техн. наук, ORCID: 0000-0001-9154-4545  
**О.В. ЗГУРОВЕЦЬ**, канд. техн. наук ORCID: 0000-0001-8439-9781  
Інститут загальної енергетики НАН України, вул. Антоновича, 172, м. Київ, 03150, Україна

## ПЕРСПЕКТИВИ ТА ПРОБЛЕМИ РОЗВИТУ ОБ'ЄДНАНОЇ ЕНЕРГОСИСТЕМИ УКРАЇНИ В УМОВАХ ЇЇ ПРИЄДНАННЯ ДО ЕНЕРГОСИСТЕМИ ЄВРОСОЮЗУ І ГІПЕРТРОФОВАНОГО ВИКОРИСТАННЯ У ЇЇ СКЛАДІ ВІТРОВИХ ТА СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ\*

*Визначено типи і потужності регуляторів, які здатні забезпечити стабільність частоти в енергосистемі з великими вітровими та сонячними електростанціями. Досліджено процеси стабілізації режимів в об'єднаних енергосистемах з великими ВЕС з використанням акумуляторних батарей у ролі регуляторів. Досліджено конкурентоздатність вітрових електростанцій, порівняно із традиційними технологіями. Досліджено вплив закону про «зелений» тариф на діяльність і стійкість ринку електричної енергії в Україні.*

*К л ю ч о в і с л о в а: вітрова електростанція, сонячна електростанція, об'єднана енергосистема, математична модель, середньозважена собівартість, енергоринок, конкуренція.*

Світова енергетика наразі переживає період бурхливого розвитку та використання відновлюваних джерел енергії (перш за все – вітрових (ВЕС) і сонячних (СЕС) електростанцій) у структурі генеруючих потужностей енергосистем. Цей процес досить довго розвивався практично без урахування двох надзвичайно важливих факторів, а саме: 1) ВЕС та СЕС є джерелами із нульовою гарантованою потужністю; 2) ВЕС та СЕС за своєю технологічною природою не можуть забезпечувати нормовану стабільність частоти та потужності електроенергії, яку вони постачають у енергосистему. При цьому відносні обсяги потужностей ВЕС та СЕС у початковий період їх використання в енергосистемах були, по-перше, незначними, а, по-друге, необхідні обсяги регулюючих потужностей вимушено залучались із резервів первинного, вторинного та третинного регулювання, які забезпечені у кожній енергосистемі згідно нор-

мативних вимог щодо стабілізації нормальних, аварійних та післяаварійних режимів її (енергосистеми) функціонування. Тобто, для забезпечення стабільної роботи ВЕС та СЕС у складі об'єднаних енергосистем залучались швидкодіючі резервні потужності, призначені для зовсім інших цілей. Такий підхід не створював проблем в енергосистемах до тих пір, доки потужність ВЕС та СЕС була незначною. З часом, коли їх потужність завдяки законам про «зелені» тарифи у багатьох країнах значно виросла, почались тяжкі системні аварії аж до блек-аутів (Південна Австралія, 2017 р.). При цьому в усьому світі бурхливе впровадження ВЕС і СЕС в об'єднаних енергосистемах (ОЕС) провадиться без належного наукового супроводу, методом спроб і помилок. Не є виключенням, на жаль, і ОЕС України. Станом на жовтень 2019 р. у її склад було введено біля 4000 МВт потужностей СЕС та біля 750 МВт потужностей ВЕС. Додаткових швидкодіючих потужностей, призначених для стабілізації режимів функціонуван-

© М.М. КУЛИК, Т.П. НЕЧАЄВА, О.В. ЗГУРОВЕЦЬ, 2019

\*Доповідь, зроблена на семінарі «Запровадження конкурентних механізмів підтримки відновлюваної енергетики в Україні» 06.11.2019 р., проведеному Мінекоенерго України

ня ОЕС України при використанні у її складі великих потужностей ВЕС та СЕС, з моменту підписання закону «Про альтернативні джерела енергії» (2003 р., далі – закон про «зелений» тариф) не вводилось. До вводу у ближні терміни вже заявлено (додатково до введених) біля 800 МВт потужностей СЕС та біля 7000 МВт потужностей ВЕС. Дослідженнями Інституту загальної енергетики (ІЗЕ) НАН України встановлено [1–4], що для забезпечення необхідної стабільності частоти в об'єднаній енергосистемі з потужними ВЕС необхідні швидкодіючі електричні джерела (регулятори), сумарна потужність яких є співставною із потужністю ВЕС. Окрім того, для забезпечення неперервної роботи енергосистеми у час погодних зупинок ВЕС потрібні резервні потужності традиційних електростанцій, обсяг яких практично співпадає з потужностями ВЕС. Закон про «зелений» тариф звільняє власників ВЕС та СЕС від будівництва в енергосистемі адекватних їм за обсягами регулюючих та резервних потужностей. Це положення закону про «зелений» тариф грубо порушує принципи ринкової економіки, що передбачають рівні права учасників ринку. Усі електростанції за традиційними технологіями згідно діючого нормативного законодавства власним устаткуванням забезпечують стабільність частоти і потужності електроенергії, яку вони постачають в енергосистему. Окрім цієї необґрунтованої та дуже вагомої пільги власники ВЕС та СЕС згідно зазначеного закону мають ще більші преференції за тарифами продажу електроенергії на її ринку, про що добре відомо широкому загалу фахівців у царині енергетичної економіки. При цьому відносно невелика (30–40%) економія паливних ресурсів, що забезпечується ВЕС чи СЕС при їх роботі, нівелюється кратним (у 2–3 рази) зростанням ціни їх електроенергії на ринку, порівняно з ціною електроенергії традиційних електростанцій.

При реалізації зазначених проектів, яка згідно діючого закону про «зелений» тариф має пріоритетний характер, встановлена потужність непрогнозованої та нестабільної генерації на ВЕС та СЕС в ОЕС України становитиме 12,55 ГВт (робоча – 10 ГВт). Зазначимо, що максимум навантаження в ОЕС України протягом доби 31.10.2019 р. дорівнював 21,3 ГВт. Отже, робоча потужність ВЕС та СЕС становитиме 47% від максимуму навантаження. Разом з тим, дослідженнями ІЗЕ НАН України доведено, що у випадку, коли в об'єднаній енергосистемі потужність ВЕС перевищує 10% її робочої потужності, відхилення значення частоти від номінального при відсутності необхідних швидкодіючих регулюючих потужностей може перевищувати по модулю 2 Гц

і більше [1], що є технологічно недопустимим. Разом з тим, діючий закон про «зелений» тариф у відносинах між власниками ВЕС та СЕС, з одного боку, і ринком електроенергії – з іншого, зумовлює дію принципу «бери або плати». Тобто, згідно цього закону при функціональній здатності ВЕС чи СЕС диспетчерське управління (ДУ) ОЕС України зобов'язане ввести їх в роботу незалежно від обставин в енергосистемі. У випадку, коли ДУ не зможе це зробити з будь-яких чинників (зокрема, через відсутність регулюючих потужностей), енергоринок зобов'язаний виплатити власникам ВЕС та СЕС компенсацію втраченої вигоди у розмірі вартості недовідпущеної ними електроенергії за пільговим тарифом, визначеним згаданим законом. Навіть пересічній людині зрозуміло, що введення до структури генеруючих потужностей ОЕС України заявлених обсягів потужностей СЕС і (особливо) ВЕС призведе до її (енергосистеми) технологічної недієздатності (блек-аут через недопустимі відхилення частоти), або до неспроможності енергоринку розрахуватись із власниками ВЕС та СЕС, оскільки за таких умов увесь його загальний прибуток буде у кілька разів меншим за сумарні вимоги власників ВЕС та СЕС щодо компенсації їх комерційної вигоди, яка витікає із положень закону про «зелений» тариф. Вже поточний стан використання ВЕС та СЕС в ОЕС України є небезпечним, а заявлені їх обсяги – загрозовими для ефективного функціонування як самої енергосистеми, так і ринку електроенергії. Однак набагато більш загрозовим є те, що зазначені заявлені обсяги використання ВЕС та СЕС в ОЕС України мають законодавчу можливість необмежено збільшуватись, починаючи з поточного часу.

Таким чином, якщо у найкоротші терміни не буде змінено закон про «зелений» тариф, ринку електроенергії України загрожує банкрутство.

Виходячи із зазначеного, метою даного повідомлення є оприлюднення результатів досліджень, отриманих останнім часом в ІЗЕ НАН України стосовно двох ключових проблем функціонування ВЕС у складі ОЕС України:

- визначення типу та потужності регуляторів, які здатні забезпечити стабільність частоти в енергосистемі з великими ВЕС;
- визначення конкурентоздатності ВЕС, що працюють в енергосистемах із забезпеченням нормативних вимог за частотою.

**Стабілізація частоти.** Для вирішення задач зі стабілізації режимів роботи ОЕС, у структурі яких використовуються ВЕС та СЕС великої потужності, в ІЗЕ НАН України вперше в світі був розроблений комплекс математичних моделей і відповідні засоби інформатики [1–4], які з необхідним ступенем достовірності надають можли-

вості проаналізувати технологічні процеси в таких ОЕС при регулюванні частоти і потужності, встановити характер і параметри законів регулювання та знайти відповідні технологічні засоби такого регулювання.

Одна із таких моделей, у якій забезпечені можливості дослідження взаємодії в ОЕС традиційних електростанцій, ВЕС та акумуляторних батарей (АБ) як регулятора системи підтримки частоти, надана рівняннями (1)–(9):

$$\frac{d\omega(t)}{dt} = \frac{\sum_{i=1}^I P_{zi}(t) + P_{BEC}(t) + P_{AB}(t) - P_n(t) - P_m(t)}{T_c P_{\Sigma z0} \omega(t)} \omega_0^2, \quad (1)$$

$$\frac{dP_{zi}(t)}{dt} = \frac{P_{z0i} - P_{zi}(t) + B_{zi}(\omega(t) - \omega_0)}{\tau_{zi}}, \quad i = \overline{1, I}, \quad (2)$$

$$\frac{dP_n(t)}{dt} = \frac{P_{n0} - P_n(t) + C_n(\omega(t) - \omega_0)}{\tau_n}, \quad (3)$$

$$P_{AB}(t) = P_{AB0} + A_{AB}(\omega_0 - \omega(t)) - Q_{AB} \frac{d\omega}{dt} + S_{AB} \int_{t_0}^{t_1} (\omega_0 - \omega(\tau)) d\tau, \quad (4)$$

$$\frac{dP_{BEC}(t)}{dt} = \frac{P_{BEC0} + B_{BEC}(\omega(t) - \omega_0) + P_{BECe}(v_e(t)) - P_{BEC}(t)}{T_{BEC}}, \quad (5)$$

$$P_{BECe}(v_e) = c_0 + c_1 v_e + c_2 v_e^2 + \dots + c_n v_e^n, \quad (6)$$

$$v_e(t) = \frac{1}{2} A_{v0} + \sum_{k=1}^N (A_{vk} \cos k\omega_0 t + B_{vk} \sin k\omega_0 t), \quad (7)$$

$$A_{vk} = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{2N} \left( v_e(t_n) \cos \frac{2\pi k}{T} t_n \right), \quad k = 0, 1, \dots, N, \quad (8)$$

$$B_{vk} = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^{2N} \left( v_e(t_n) \sin \frac{2\pi k}{T} t_n \right), \quad k = 0, 1, \dots, N, \quad (9)$$

де  $T_c$  – постійна часу енергосистеми,  $P_{\Sigma z0}$  – сумарна номінальна потужність генераторів;  $P_{zi}(t)$ ,  $P_n(t)$ ,  $P_{AB}(t)$ ,  $P_{BEC}(t)$ ,  $P_m(t)$  – шукані змінні-функції потужностей, що відповідають генераторам, навантаженню, АБ, ВЕС та втратам мережі відповідно;  $\tau_{zi}$ ,  $\tau_n$ ,  $T_{BEC}$  – постійні часу генераторів, навантаження та ВЕС відповідно;  $B_{zi}$ ,  $C_n$ ,  $B_{BEC}$  – крутизни частотних характеристик генераторів, навантаження та ВЕС відповідно;  $A_{AB}$ ,  $Q_{AB}$ ,  $S_{AB}$  – коефіцієнти підсилення пропорційної, диференціальної та інтегральної складових ПІД-закону регулювання для АБ відповідно;  $t = [t_0, t_1]$  – інтервал часу від початку

процесу до поточної точки  $t = t_1$ , на якому досліджуються процеси в енергосистемі;  $T$  – інтервал часу, на якому досліджуються процеси регулювання в енергосистемі;  $N$  – кількість натуральних замірів швидкості вітру  $v_e$  на всьому інтервалі часу;  $A_{vk}$ ,  $B_{vk}$  – коефіцієнти дискретного перетворення Фур'є.

У наведеній математичній моделі (1)–(9) рівняння (1) відображає загальний баланс потужності в енергосистемі; рівняння (2) моделює процес зміни в часі потужностей усіх генераторів в залежності від кругової частоти; рівняння (3) – те саме для навантаження. Регулююча функція акумуляторної батареї задана рівнянням (4) та використана у вигляді ПІД-закону по відхиленню частоти.

Рівняння (5) описує потужність  $P_{BEC}(t)$  як функцію часу в залежності від статичної потужності  $P_{BECe}(v_e(t))$  (6), яка, у свою чергу, визначається поліноміальною залежністю (7) від швидкості вітру  $v_e(t)$ . Швидкість вітру  $v_e(t)$  у даній моделі представлена аналітичними залежностями (7)–(9), які є дискретним перетворенням Фур'є. Ці залежності надають можливість задавати значення швидкості вітру з довільним кроком за часом.

Окрім рівнянь (1)–(9), до складу моделі входять важливі нелінійні залежності, які враховують обмеження на величину та швидкість зміни потужності регулятора (АБ), а також вплив його зони нечутливості на перехідний процес в енергосистемі [1–4].

Для проведення досліджень характерних режимів роботи енергетичних систем зі значними обсягами ВЕС та регуляторами на базі АБ, а також визначенню можливостей стабілізації частоти в таких енергосистемах з використанням створеної моделі (1)–(9) була сформована агрегована модель енергосистеми (рис. 1). Вона складається з традиційних джерел, таких як ГЕС, ТЕС, АЕС, втрат у мережі та навантаження, а також ВЕС та регулюючого джерела, у ролі якого виступає АБ.

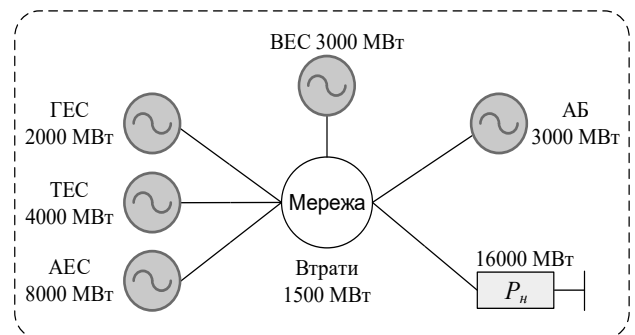


Рис. 1. Агрегована розрахункова схема досліджуваної енергосистеми

Таблиця 1. Параметри моделі енергосистеми з ВЕС та АБ згідно з рис. 1

Назва елементу енергосистеми	Крутизна частотної характеристики, МВт/1/с	Пост. часу, с	Початкова потужність, МВт	Макс. потужність, МВт
ГЕС	0,37	5	2000	–
ТЕС	0,73	5	4000	–
АЕС	1,81	5	8000	–
Навантаження	25,5	–	16000	–
АБ	–	–	0	3000
ВЕС	0,4	5	1300	3000
Втрати	–	–	1500	–

Необхідні для використання моделі (1)–(13) параметри схеми за рис. 1 наведено в табл. 1. У проведених дослідженнях використано показник швидкодії для АБ  $714\% P_{ном} / c$  [5]. Як вихідні дані швидкості вітру була використана інформація, наведена в [1]. Завданням для ВЕС разом з АБ було у цьому дослідженні забезпечення стабільної потужності  $P_{ВЕС+АБ} = 3500$  МВт.

У дослідженні виконано моделювання двох режимів роботи енергосистеми (рис. 2, 3).

У першому з них енергосистема працює без АБ, тобто в нерегульованому режимі. Під час своєї роботи протягом всього досліджуваного інтервалу часу  $t = 0-120$  с ВЕС видає в енергосистему змінну потужність, що лежить в діапазоні від 936 до 2979 МВт (рис. 2). Така змінна потужність ВЕС викликає суттєві відхилення частоти в системі (рис. 3), які значно перевищують встановлені норми, що не є припустимим.

У другому режимі роботи в інтервалі 0–2 с акумуляторна батарея спочатку була вимкне-

на, а потім введена в роботу в інтервалі часу 2–120 с. За відсутності АБ частота в енергосистемі стрімко зменшується, і в момент часу  $t = 2$  с її відхилення від номінальної досягає  $-1,04$  Гц, що є неприпустимим. Після вмикання АБ в системі протягом 7,78 с відбувається перехідний процес з виходом на стаціонарний режим з відхиленням частоти  $|\Delta f| < 0,02$  Гц. При цьому АБ генерує таку змінну потужність  $P_{АБ}$  (рис. 2), яка в поєднанні з потужністю ВЕС точно дорівнює 3500 МВт.

Використання АБ у ролі регулятора частоти і потужності дало можливість стабілізувати ці параметри з точністю, що із запасом задовольняє вимоги не тільки енергосистеми України, а також енергосистеми Євросоюзу ENTSO-E.

Наведені розрахунки процесів регулювання частоти і потужності в ОЕС, а також ті, що містяться в (1–4), дають підстави стверджувати, що введення у структуру генеруючих потужностей об'єднаних енергосистем ВЕС великої

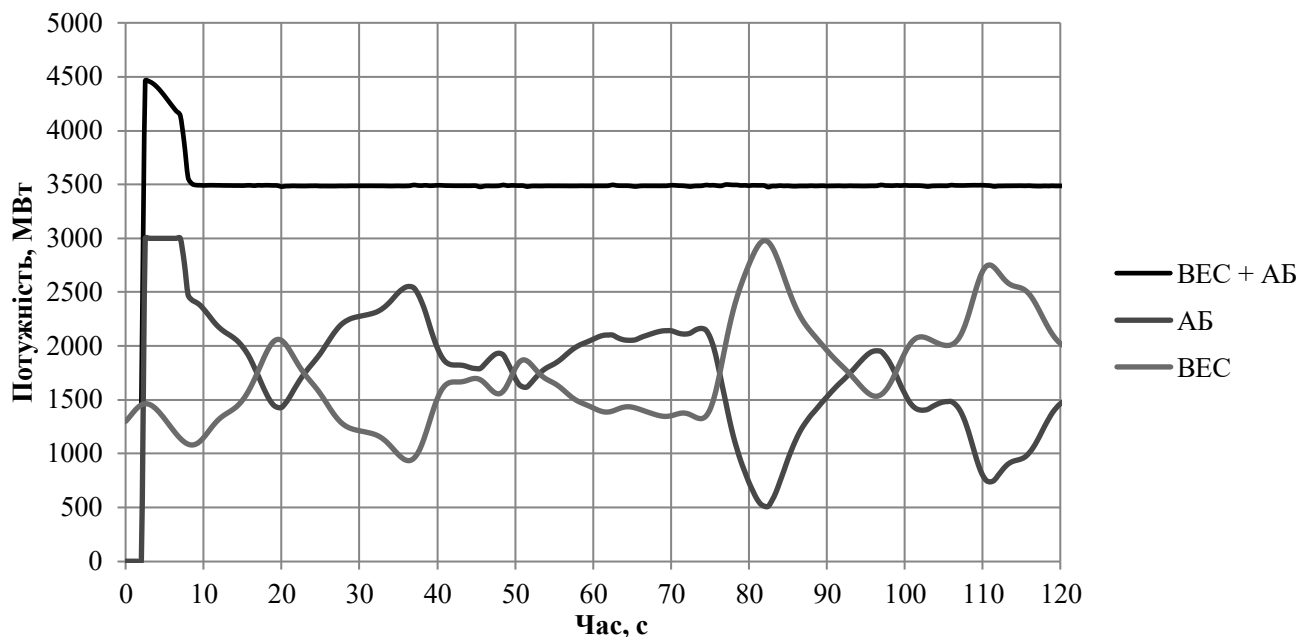


Рис. 2. Потужності ВЕС, АБ та їх сумарне значення

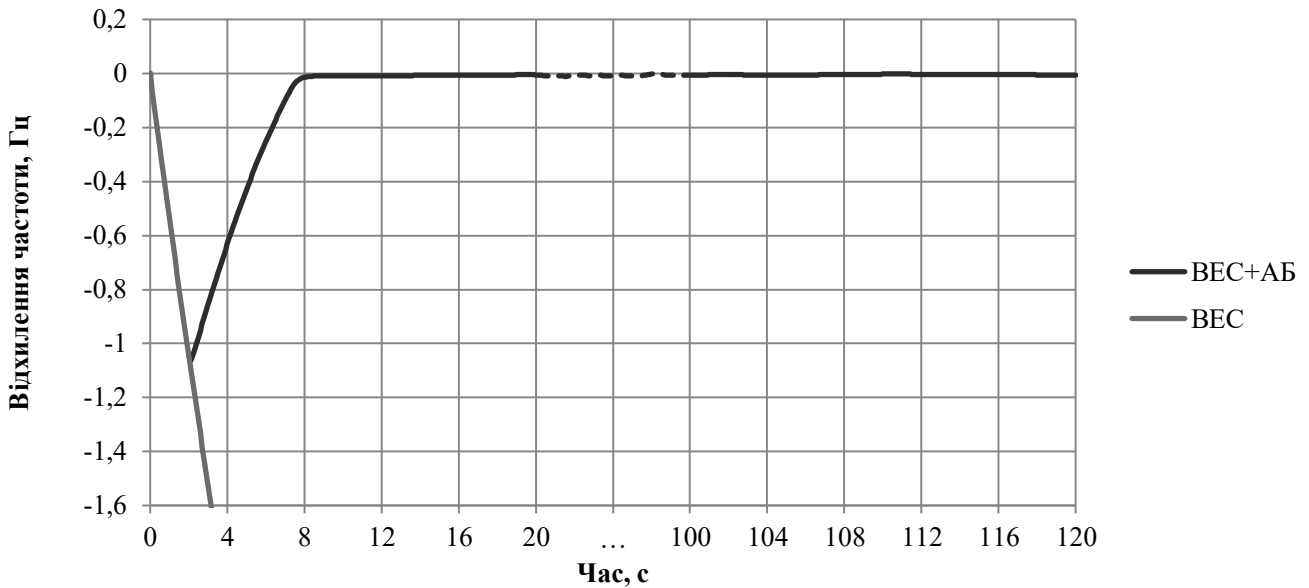


Рис. 3. Відхилення частоти в системі при роботі ВЕС із включенням АБ на 2-й с

потужності без додаткових швидкодіючих регуляторів призводить до недопустимих відхилень частоти в системі. Стабілізація частоти і потужності в ОЕС України за таких умов може бути забезпечена лише шляхом введення у її структуру акумуляторних батарей з потужністю, що є співставною зі встановленою потужністю ВЕС. Використання інших регуляторів із цією метою (теплові електростанції, рівнинні ГЕС, АЕС) є неможливим через їх недостатню швидкодію.

**Конкурентоздатність технологій в ОЕС із крупними ВЕС у їх складі.** Окрім цього важливого для оцінювання перспектив розвитку ОЕС України висновку, є вкрай необхідним визначити економічну ефективність та конкурентоздатність використання ВЕС та СЕС у її складі. Оцінку економічної ефективності спільної роботи ВЕС та акумуляційної системи на основі акумуляторних батарей було проведено в ІЗЕ НАН України з використанням сучасної методології визначення середньозваженої собівартості виробництва електроенергії (LCOE) [5]. Потрібно також врахувати, що спільна робота ВЕС та акумуляційної системи накопичення електроенергії в умовах підтримки базового навантаження в ОЕС на рівні встановленої потужності ВЕС може бути забезпечена лише з використанням резервної маневреної електростанції. Робота такої системи передбачає відпуск електроенергії від ВЕС, розряд/заряд акумуляційної системи для стабілізації частоти і потужності в енергосистемі та відпуск електроенергії від резервної електростанції в умовах зупинки ВЕС.

Визначення середньозваженої собівартості відпущеної електроенергії при спільній роботі ВЕС, накопичувача та резервної електростанції (РЕС) проводиться за формулою визначення LCOE:

$$LCOE_{system} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{C_{system_t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_{system_t}}{(1+r)^t}}, \quad (10)$$

де  $LCOE_{system}$  – середньозважена собівартість відпущеної електроенергії системи, яка складається з ВЕС, акумуляційного накопичувача електроенергії та резервної електростанції, \$/МВт год;  $C_{system_t}$  – загальні витрати системи у році  $t$  життєвого циклу системи, \$;  $E_{system_t}$  – загальне виробництво електроенергії у році  $t$  життєвого циклу системи відповідно, МВт год.

Середньозважена собівартість відпущеної електроенергії при спільній роботі ВЕС, акумуляційної системи та РЕС визначається як загальні дисконтовані витрати цих установок, поділені на загальний дисконтований обсяг відпущеної електроенергії протягом життєвого циклу системи:

$$LCOE_{system} = \frac{C^{BEC+AB} + C^{PEC}}{E^{BEC+AB} + E^{PEC}}, \quad (11)$$

де  $C^{BEC+AB}$  – сумарні дисконтовані витрати ВЕС та АБ за життєвий цикл системи, \$;  $C^{PEC}$  – сумарні середньозважені витрати за життєвий цикл системи резервної маневреної електростанції, \$;  $E^{BEC+AB}$  – сумарний дисконтований обсяг

електроенергії, відпущений при спільній роботі ВЕС та АБ протягом життєвого циклу системи з урахуванням її витрат на власні потреби, у т. ч. – на заряд АБ, МВт год;  $E^{PEC}$  – сумарний дисконтований обсяг електроенергії, відпущений резервною електростанцією за життєвий цикл системи для забезпечення видачі стабільного рівня потужності при спільній роботі ВЕС, АБ та PEC протягом року, МВт·год.

Життєвий цикл системи враховує терміни будівництва ВЕС, АБ та PEC, спільний етап впровадження та термін експлуатації, який дорівнює терміну експлуатації ВЕС.

Сумарні дисконтовані витрати за життєвий цикл ВЕС та АБ складаються з інвестиційних витрат на їх впровадження, дисконтованих витрат на експлуатацію та технічне обслуговування та виплату відсотків за запозиченими коштами:

$$C^{BEC+AB} = C^{I-BEC+AB} + \sum_{t=1}^{T_{ek}} \frac{C_t^{O\&M-BEC+AB} + C_t^{F-BEC+AB}}{(1+r)^{(t-1)}}, \quad (12)$$

де  $C^{I-BEC+AB}$  – загальні інвестиційні витрати у провадження ВЕС та АБ, \$;  $T_{ek}$  – термін експлуатації ВЕС, років;  $C_t^{O\&M-BEC+AB}$  – витрати на експлуатацію та технічне обслуговування у році  $t$  спільної роботи ВЕС та АБ, \$;  $C_t^{F-BEC+AB}$  – відсоткові платежі за запозиченими коштами для впровадження ВЕС та АБ у році  $t$ , \$;  $r$  – ставка дисконтування, яка розраховується як середньозважена вартість капіталу.

Загальний дисконтований обсяг електроенергії, відпущений при спільній роботі ВЕС та АБ, визначається з урахуванням річного коефіцієнту використання встановленої потужності (КВВП) ВЕС за формулою:

$$E^{BEC+AB} = \sum_{t=1}^{T_{ek}} \frac{P^{BEC} k_{cf} 8760}{(1+r)^{(t-1)}}, \quad (13)$$

де  $E^{BEC}$  – загальний річний обсяг електроенергії, відпущений при спільній роботі ВЕС та АБ, МВт·год;  $P^{BEC}$  – встановлена потужність ВЕС, МВт;  $k_{cf}$  – річний КВВП ВЕС.

Загальні дисконтовані витрати резервної електростанції за життєвий цикл системи складаються з інвестиційних витрат на її впровадження, дисконтованих умовно-постійних витрат для підтримки потужності, виплату відсотків за залучені кредитні кошти та умовно-змінних експлуатаційних витрат на виробництво електроенергії (витрати на паливо, плата за викиди забрудню-

вачів та парникових газів тощо), які залежать від режиму використання потужності  $f$ :

$$C^{PEC} = C^{I-PEC} + \sum_{t=1}^{T_{ek}} \frac{C_t^{UP-PEC} + C_t^{F-PEC} + C_t^{V-PEC}(f)}{(1+r)^{(t-1)}}, \quad (14)$$

де  $C^{I-PEC}$  – початкові загальні інвестиції у впровадження PEC, \$;  $C_t^{UP-PEC}$  – умовно-постійні витрати резервної електростанції для підтримки потужності у році  $t$  протягом життєвого циклу ВЕС, \$;  $C_t^{F-PEC}$  – відсоткові платежі за запозичені кошти у році  $t$ , \$;  $C_t^{V-PEC}(f)$  – умовно-змінні витрати на виробництво електроенергії відповідно до режиму  $f$  експлуатації резервної станції, \$.

Загальні інвестиційні витрати на впровадження PEC у формулі (14) при розрахунку середньозваженої собівартості електроенергії при її спільній роботі в системі визначаються з урахуванням пропорційного розподілу загальних інвестицій у впровадження PEC відповідно до терміну експлуатації ВЕС та терміну експлуатації резервної станції. Тобто, з усього обсягу капіталовкладень у будівництво резервної установки відбирається частка витрат відповідно до цієї пропорції.

Загальний дисконтований обсяг електроенергії, яка відпущена резервною електростанцією за життєвий цикл системи, визначається з урахуванням її експлуатації в умовах підтримки базового рівня потужності ВЕС з урахуванням КВВП ВЕС за формулою:

$$E^{PEC} = \sum_{t=1}^{T_{ek}} \frac{P^{PEC} k_d (1 - k_{cf}) 8760}{(1+r)^{(t-1)}}, \quad (15)$$

де  $P^{PEC}$  – потужність резервної електростанції, МВт;  $k_d$  – коефіцієнт доступності потужності резервної електростанції.

Для оцінки середньозваженої собівартості спільної роботи ВЕС та акумуляційної системи на основі акумуляторних батарей було визначено вихідні дані (табл. 2), сформовані на основі інформації, наведеної у [6, 7]. Для акумуляційної системи використовувалися дані про літій-іонний накопичувач з потужністю 100 МВт та ємністю 400 МВт·год. Розрахунки середньозваженої собівартості електроенергії проводилися для ВЕС з потужністю 300 МВт і літій-іонного накопичувача співставної потужності для двох варіантів КВВП ВЕС – 30 і 40%.

Як резервна маневрена електростанція розглядалися новий вугільний енергоблок 300 МВт та парогазова установка 300 МВт (ПГУ), а також перспективний атомний енергоблок потужністю 300 МВт з 6 малими модульними реакто-

**Таблиця 2.** Вихідні дані та результати розрахунку середньозваженої собівартості електроенергії ВЕС та при спільній роботі ВЕС та літій-іонного накопичувача

Показник	Значення			
	ВЕС	АБ		
Питомі капіталовкладенні у встановлену потужність, \$/кВт	1400	1132		
Термін будівництва, років	1	1		
Термін експлуатації, років	20	20		
Щорічні витрати на експлуатацію та технічне обслуговування, \$/кВт	55,0	53,4		
Середньозважена собівартість електроенергії, \$/МВт·год	КВВП 30%	85,1	ВЕС+АБ	158,0
	КВВП 40%	63,8		118,5

**Таблиця 3.** Вихідні показники для розрахунку середньозваженої собівартості виробництва електроенергії резервної електростанції

Показник	Значення		
	ПГУ	Вугільна ТЕС	Модульна АЕС
Питомі капіталовкладення у встановлену потужність, \$/кВт	1100	2200	5500
Термін будівництва, років	4	5	4
Термін експлуатації, років	40	40	60
Коефіцієнт доступності потужності, %	80	80	90
Питомі витрати палива, кг у.п./ МВт год	246,0	315,4	
Вартість природного газу, \$/т у.п.	270	–	–
Вартість вугілля, \$/т у.п.	–	120	–
Питомі витрати на свіже ядерне паливо, \$/МВт год	–	–	10
Питомі витрати на поводження з відпрацьованим ядерним паливом, \$/МВт год	–	–	4

рами (ММР) NuScale Power Module™ одиначною електричною потужністю 50 МВт компанії NuScale Power [8]. За опублікованими розробниками даними [9], ММР такої конструкції мають значний маневрений діапазон і швидкість його зміни, що дозволяє стежити за навантаженням в умовах зміни співставної потужності ВЕС. З усіх запропонованих проектів малих модульних реакторів NuScale – це першочерговий і поки що єдиний проект [10], що проходить процедури сертифікації в Комісії США по ядерному регулюванню (U.S.NRC), завершення якої очікується у 2021 р. Основні показники РЕС, що використовувалися при розрахунках, наведено у табл. 3.

Для ТЕС у розрахунках екологічних платежів використовувались діючі ставки екологічного податку за викиди основних забруднюючих речовин та двоокису вуглецю CO<sub>2</sub> (табл. 3). Також були розглянуті варіанти підвищення плати за викиди CO<sub>2</sub> з існуючих (0,4 \$/т) до 30 і 100 \$/т.

Для всіх технологій розглядалися однакові показники інвестування, наведені у табл. 4.

Результати розрахунку середньозваженої собівартості електроенергії традиційних електростанцій протягом їх життєвого циклу наведено у табл. 5.

**Таблиця 4.** Показники фінансування у нові технології

Показник	Значення
Частка кредитних коштів, %	20
Процентна ставка за кредитом, %	8
Термін надання кредиту, років	10
Частка власних коштів, %	80
Прибутковість діяльності підприємства, %	12
Податок на прибуток підприємств, %	18

**Таблиця 5.** Середньозважена собівартість виробництва електроенергії традиційних станцій, \$/МВт·год.

Плата за викиди CO <sub>2</sub> , \$/т	Середньозважена собівартість		
	ПГУ	Вугільна ТЕС	Модульна АЕС
0,4	91,4	87,3	93,3
30	103,2	113,2	
100	131,1	174,6	

Результати розрахунку середньозваженої собівартості електроенергії при спільній роботі ВЕС, літій-іонного накопичувача та РЕС за варіантами КВВП ВЕС та плати за викиди CO<sub>2</sub> наведено у табл. 6.

**Таблиця 6.** Середньозважена собівартість електроенергії при спільній роботі ВЕС, літій-іонного накопичувача та резервної електростанції (ПГУ, вугільна ТЕС, модульна АЕС)

КВВП ВЕС	Середньозважена собівартість, \$/МВт·год			
	АЕС+ВЕС+АБ	Резервна ТЕС Плата за викиди CO <sub>2</sub> , \$/т	ПГУ + АБ + ВЕС	Вугільна ТЕС + АБ + ВЕС
30%	108,2	0,4	110,8	105,3
		30	118,7	122,6
		100	137,2	163,4
40%	105,7	0,4	102,8	100,0
		30	109,4	114,6
		100	125,0	148,9

**Аналіз і коментарі.** Розрахунки, що були наведені вище, проведені за умов, що все залучене до роботи устаткування є новим і працює за усіма варіантами у базисному режимі на ринкових принципах (без будь-яких пілг). Це надає можливість визначити конкурентоздатність розглянутих технологій як у поточному стані, так і в майбутньому. У поточному стані, згідно українського законодавства, плата за викиди парникових газів у еквіваленті CO<sub>2</sub> становить 0,4 \$/т. В енергосистемі Євросоюзу у поточному стані ця плата дорівнює 30 \$/т CO<sub>2</sub>. Прогнозується, що у майбутньому вона виросте до 100 \$/т CO<sub>2</sub>. При дослідженні були розглянуті ці три варіанти плати за викиди парникових газів у поєднанні із двома варіантами коефіцієнта використання встановленої потужності ВЕС (30 і 40%). У ролі регулюючого джерела обрано електричний накопичувач у вигляді акумуляторної батареї, оскільки він є найменш капіталоємний і задовольняє вимоги зі швидкодії для ВЕС як у варіанті їх прямого підключення до енергосистеми, так і через інвертор. Вважалося, що ВЕС підключаються до ОЕС без інверторів. Розрахунки були проведені за вихідними даними, наведеними у табл. 2–4, а їх результати надані у табл. 5, 6.

Аналіз даних цих таблиць показує, що у поточному стані плати за викиди парникових газів серед усіх розглянутих варіантів найбільш конкурентоздатною є вугільна ТЕС із середньозваженою собівартістю електроенергії за життєвий цикл обсягом 87,3 \$/МВт·год (табл. 5). У майбутньому в ОЕС України зі зростанням плати за викиди CO<sub>2</sub> лідер-

ство по середньозваженій собівартості впевнено перебирають на себе модульні АЕС із показником 93,3 \$/МВт·год (табл. 5). Вітрові електростанції, що змушені працювати у комплексі із генераторами-регуляторами та резервними електростанціями, ні в поточному стані, ні в майбутньому (поки плата за викиди не перевищуватиме 100 \$/т CO<sub>2</sub>) не можуть конкурувати на ринку електроенергії із традиційними технологіями (табл. 6).

Проведені розрахунки і аналіз їх результатів ставлять під сумнів доцільність прийняття і, тим більше, подальшу дію закону про «зелений» тариф у тій його частині, як мінімум, що стосується вітрових електростанцій.

Подальший аналіз, наведений нижче, показує, що це стосується також і сонячних електростанцій. Розглянемо, до чого призводить дія закону про «зелений» тариф у розрахунках «виробник-споживач» не в умовах ринку, а у відносинах, зумовлених зазначеним законом.

Проаналізуємо витрати, які змушений буде компенсувати споживач у ситуації, коли в енергосистемі будуть працювати 7,75 ГВт вітрових електростанцій та 4,8 ГВт сонячних, тобто, це ті обсяги, які були заявлені (як згадувалось) в ОЕС України станом на кінець жовтня 2019 р. Окрім того, розглянемо також альтернативний варіант, коли замість зазначеного комплексу відновлюваних джерел буде використано вугільні електростанції, які вироблятимуть таку ж кількість електроенергії, як і згадані ВЕС та СЕС. Вихідні дані, необхідні для розрахунків, наведено у табл. 7.

**Таблиця 7.** Порівняння обсягів витрат споживача при використанні ВЕС і СЕС та за альтернативним варіантом (вугільні ТЕС)

Технологія	Потужність, ГВт	КВВП	Капітало-вкладення, ×10 <sup>9</sup> , \$	Виробництво електроенергії, ×10 <sup>9</sup> кВт·год	Тариф €/кВт·год	Витрати споживача, ×10 <sup>9</sup> , \$
ВЕС	7,75	0,35	0,7333	13,306	0,102	2,253
СЕС	4,8	0,17	0,4949	4,86	0,15	1,312
ВЕС+СЕС	12,55	–	1,228	18,166	–	3,565
ТЕС (вугільні)	3,45	0,75	0,19	18,166	0,047	0,286



Окрім них у розрахунках використано, що питомі капіталовкладення у вугільні ТЕС становлять \$ 2,2 тис./кВт, в АБ – \$ 1,132 тис./кВт, термін служби ТЕС – 40 років, АБ і ВЕС – 20 років (табл. 2, 3). Коефіцієнт заповнення змінної частини потужності ВЕС – 0,7, СЕС – 0,85. Тарифи для розрахунків взяті із [11] і відповідають закону про «зелений» тариф. Згідно цього ж закону, капіталовкладення на резервні станції та накопичувачі повинен забезпечувати споживач, що також було враховано.

Як видно із табл. 7, загальні витрати споживача за 1 рік на виробництво 18,166 млрд кВт·год з використанням комплексу ВЕС та СЕС становлять \$ 3,565 млрд. Згідно альтернативного варіанта (вугільні ТЕС), для забезпечення такого ж обсягу виробництва електроенергії достатньо використати 3,45 ГВт вугільних електростанцій, при цьому загальні витрати споживача становитимуть лише \$ 286 млн. Тобто, витрати споживача на виробництво 18,166 млрд кВт·год електроенергії за варіантом використання ВЕС та СЕС на умовах закону про «зелений» тариф у 12,47 раз та в абсолютному вимірі на \$ 3,279 млрд будуть більшими, порівняно з використанням вугільних ТЕС. У поточному стані виробництво електроенергії в Україні становить біля 160 млрд кВт·год, її загальна вартість згідно тарифу табл. 7 – € 7,52 млрд. Навіть якщо чистий прибуток від її виробництва сягатиме 30% вартості, то його обсягу (€ 2,256 млрд) не вистачить для розрахунку із власниками ВЕС та СЕС, які вироблять лише біля 11% від загального обсягу виробництва електроенергії в Україні. За існуючими прогнозами сумарні обсяги заявлених потужностей ВЕС та СЕС в ОЕС України до кінця 2019 р. зростуть до 18 ГВт. Тому необхідно терміново прийняти закон, який анулює усі преференції будівництва і експлуатації ВЕС і СЕС в енергосистемі України. В іншому випадку енергоринок в Україні збанкрутує, а економіку країни чекає дефолт.

1. Кулик М.М., Дрьомін І.В., Згуровець О.В. Дослідження режимів роботи об'єднаних енергосистем з потужними вітровими електростанціями та

аккумуляторними батареями. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. Вип. 2(53). С. 15—20. <https://doi.org/10.15407/pge2018.02.015>

2. Кулик М.М., Дрьомін І.В., Згуровець О.В. Можливості використання великих накопичувачів електроенергії для стабілізації частоти в об'єднаних енергосистемах з потужними сонячними електростанціями. *Відновлювана енергетика*. 2018. № 3(54). С. 6—14.
3. Кулик М.М., Згуровець О.В. Особливості використання гідроелектростанцій та акумуляторних батарей для стабілізації частоти в енергосистемах. *Енерготехнології та ресурсосбереження*. 2018. № 4. С. 3—11. <https://doi.org/10.33070/etars.4.2018.01>
4. Кулик М.М., Згуровець О.В. Адаптивна модель регулювання частоти і потужності в енергосистемах з вітровими електростанціями. *Проблеми загальної енергетики*. 2018. Вип. 4(55). С. 5—10. <https://doi.org/10.15407/pge2018.04.005>
5. Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organization for Economic Co-Operation and Development. 2015. 211 p.
6. Підтримка відновлюваної енергетики. Презентація щодо обговорення ключових положень нової системи підтримки відновлюваної енергетики. НКРЕКП. Серпень 2018. URL: <http://www.nerc.gov.ua/?news=7847> (дата звернення: 25.08.2018).
7. Lazard's levelized cost of storage analysis. Version 4.0. Lazard. NOVEMBER 2018. URL: <https://www.lazard.com/media/450774/lazards-levelized-cost-of-storage-version-40-vfinal.pdf> (дата звернення: 26.03.2019).
8. NuScale Power, LLC. [www.nuscalepower.com](http://www.nuscalepower.com) (дата звернення: 04.11.2019).
9. D. T. Ingersoll, C. Colbert, Z. Houghton, R. Snuggerud, J. W. Gaston, M. Empey. Can Nuclear Energy and Renewables be Friends? *Proceedings of the 2015 International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2015)*, Nice, France. May 2-6, 2015. URL: [http://www.nuscalepower.com/images/our\\_technology/nuscale-integration-with-renewables\\_icapp15.pdf](http://www.nuscalepower.com/images/our_technology/nuscale-integration-with-renewables_icapp15.pdf) (дата звернення: 31.07.2017).
10. NRC INTERACTION. NuScale Power, LCC. URL: <http://www.nuscalepower.com/technology/licensing> (дата звернення: 30.08.2019).
11. Віннічук Ю. Хто в Україні отримає \$ 2 млрд від зелених тарифів. *БізнесЦензор*. 04.11.2019.

Надійшла до редколегії: 20.11.2019