

УДК 621.311:681.3

DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2025.03.055>**КОМПЛЕКСНИЙ АНАЛІЗ ВПЛИВУ СИСТЕМ НАКОПИЧЕННЯ ЕНЕРГІЇ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕНЕРГОСИСТЕМ ЗІ ЗНАЧНОЮ ЧАСТКОЮ ВІДНОВЛЮВАНОЇ ГЕНЕРАЦІЇ**

В.В. Павловський^{1*}, докт. техн. наук, **Л.М. Лук'яненко^{2**}**, канд. техн. наук,
А.О. Стелюк^{3*}**, канд. техн. наук
Інститут електродинаміки НАН України,
пр. Берестейський, 56, Київ, 03057, Україна,
e-mail: lukianenko.lukian@gmail.com.

У роботі розглянуто питання забезпечення балансування за активною потужністю в енергосистемах зі значною часткою електростанцій на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ) з використанням систем накопичення енергії (СНЕ). Запропоновано критерії з визначення потужності та ємності таких систем з урахуванням помилки прогнозування потужності генерації ВДЕ, а також наявних резервів за активною потужністю на регулювальних станціях. Наведено результати досліджень усталених режимів на прикладі цільової енергосистеми. Бібл. 7, табл. 9, рис. 6.

Ключові слова: енергосистема, система накопичення енергії, регулювання, ринок електроенергії, відновлювана генерація, небаланс активної потужності.

Збільшення встановленої потужності електростанцій на відновлюваних джерелах енергії (ВДЕ), насамперед вітрових (ВЕС) та сонячних електростанцій (СЕС) в структурі генерації, а також розвиток енергосистем (ЕС) та їхнє об'єднання в частині інтеграції сучасних технологій, зокрема, систем накопичення енергії (СНЕ), гнучких систем передачі на змінному струмі, посилюють вимоги до підвищення точності моделей енергосистем та їхніх окремих елементів. На поточний час найбільш поширеною практикою є моделювання енергосистем лише для певних характерних режимів, які, зокрема, охоплюють режими зимових та літніх максимальних і мінімальних навантажень, весняного паводку тощо. Основним обмежуючим чинником такого підходу є визначення умов функціонування енергосистем лише для окремих режимів, тобто для окремого часу року. Очевидно, що для деяких з таких режимів можуть спостерігатися випадки перевищення допустимого відхилення напруги, а також значне збільшення завантаженості елементів мережі, що є особливо характерним для ремонтно-аварійних схем. Таким чином, за умов розрахунку режимів лише для певної «часової точки» залишається відкритим питання з визначення тривалості таких «обважнених» режимів, а отже, й ідентифікації відповідних заходів, направлених на їхнє обмеження. Іншим чинником, який обумовлює необхідність використання «розгорнутої» моделі енергосистеми з урахуванням зміни потужності генерації і навантаження у часі (наприклад, протягом року), є значне збільшення в ЕС частки ВЕС та СЕС та «витіснення» цими джерелами «традиційних» синхронних машин. Як відомо, ВДЕ притаманний ймовірнісний характер зміни їхньої потужності генерації, що безумовно ускладняє процеси керування режимами енергосистем. Тому, з урахуванням зазначеного, однією із найважливіших задач в умовах збільшення впливу ВДЕ є визначення заходів, направлених на забезпечення достатніх резервів за активною потужністю. Очевидно, що підвищення керованості режимами енергосистем зі значною часткою відновлюваної генерації набуває особливої актуальності.

Метою роботи є створення комплексної моделі ЕС, використання якої дасть змогу проводити дослідження різних складних процесів, що відбуваються протягом значних часових інтервалів (наприклад, одного року) з урахуванням ринкових відносин. Зокрема, у роботі наведено результати визначення небалансів потужності, поява яких обумовлена впровадженням значних обсягів ВДЕ, а та-

© Павловський В.В., Лук'яненко Л.М., Стелюк А.О., 2025

ORCID: * <https://orcid.org/0000-0002-9158-8377>; ** <https://orcid.org/0000-0003-1749-5209>;

*** <https://orcid.org/0000-0001-7548-4757>

© Видавець Інститут електродинаміки НАН України, 2025



Це стаття відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND 4.0

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.uk>

кож виконано оцінку параметрів СНЕ, застосування яких дасть змогу покращити балансування режимів ЕС за активною потужністю.

Як правило, область використання СНЕ може охоплювати різні функціональні можливості: регулювання активної потужності, зменшення впливу потужності генерації електростанцій на ВДЕ на режими роботи енергосистем, арбітраж ціни електроенергії, забезпечення допоміжної послуги подачі живлення після виникнення системних аварій тощо. В рамках цієї роботи параметри СНЕ визначено, виходячи із забезпечення необхідних резервів регулювання активної потужності, в умовах значної частки ВДЕ з урахуванням вартості регулювання на різних генеруючих блоках. Одним з підходів з дослідження процесів регулювання активної потужності у часі є виконання квазідинамічного моделювання, під яким розуміється послідовність розрахунків усталених режимів з урахуванням залежних у часі характеристик моделі (графіків генерації та споживання, перетікань потужності лініями електропередачі, ремонтів обладнання тощо). Зазначимо, що питання створення квазідинамічних моделей, зокрема моделей СЕС та ВЕС, більш детально розглянуто в [1–3] і в рамках цієї роботи не висвітлюються. Моделювання квазідинамічних режимів виконано на прикладі синхронної роботи великої енергосистеми, наприклад, ENTSO-E з цільовою (тестовою) енергосистемою, встановлена потужність якої складає (1000-1500) МВт (рис. 1). Регулювання за активною потужністю здійснюється вторинним регулятором (ВР), на вхід якого подається сигнал сальдо перетікань активної потужності $P_{\text{пер}}$ за контрольованим перетином, а на його виході формуються керуючі дії на зміну потужності відповідних генеруючих теплових блоків, гідроагрегатів, а також СНЕ. З рис. 1 видно, що як небаланси активної потужності в Цільовій Енергосистемі розглядається зміна потужності генерації ВЕС та СЕС в умовах покриття змінного графіку споживання.

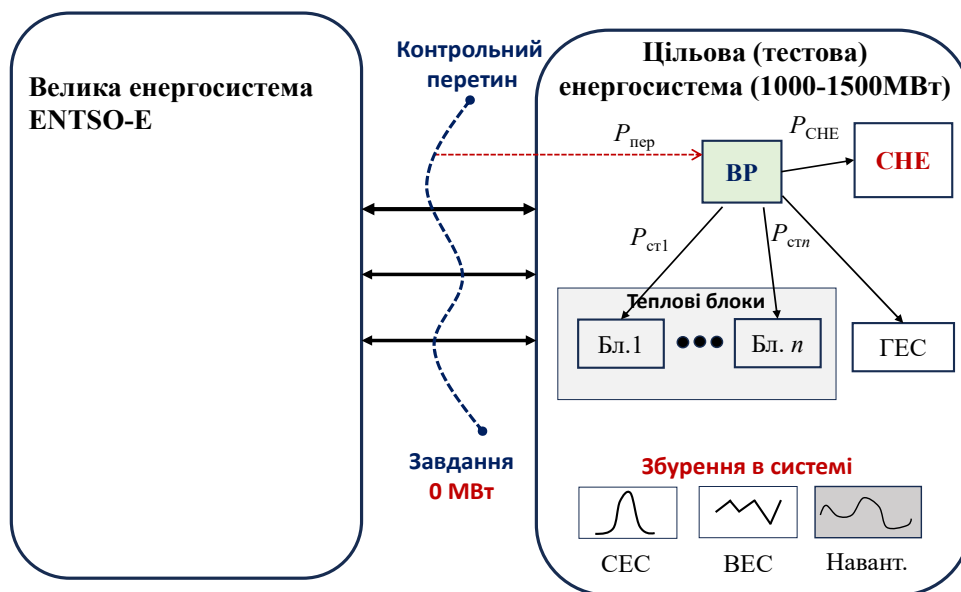


Рис. 1

Необхідно зазначити, що ідентифікація параметрів СНЕ та дослідження її впливу на процеси балансування за активною потужністю потребує врахування резервів регульовальної потужності, що розміщуються на агрегатах, які функціонують в контурі керування ВР. Так, для теплових блоків з номінальною потужністю 200 МВт в подальшому прийнято, що резерв первинного регулювання, що підтримується, становить $\pm 2,5$ МВт, а гарантований резерв вторинного регулювання складає ± 10 МВт або 5% від встановленої потужності блоку. Для інших регульовальних агрегатів, які знаходяться під керуванням ВР, передбачається, що відповідні обсяги резерву пропорційні їхній встановленій потужності.

Квазідинамічна модель та спеціальний вторинний регулятор. Необхідно зазначити, що в умовах моделювання квазідинамічних режимів енергосистем підтримання балансів за активною потужністю здійснюється дією ВР, який на основі помилки регулювання області виробляє керуючі дії на регульовальні електростанції [4–7]. Проте, задля моделювання роботи ВР в квазідинамічних режимах це потребує створення моделі спеціального регулятора, алгоритм роботи якого повинен працювати в контурі керування і буде наближений до реальних систем керування, що працюють в режимі он-лайн. Цей регулятор здійснює розподіл позапланової потужності, що передається на певні генеруючі блоки відпо-

відно до заданого пріоритету. Зазначимо, що в рамках проведення досліджень режимів енергосистем з ВДЕ, керування режимами роботи регулювальних агрегатів дією ВР здійснюється відповідно до їхніх регулюючих спроможностей (табл. 1) та ринкового індексу ранжування цих агрегатів (табл. 2).

Таблиця 1

Генератор	Тип	Встановлена потужність блоків	Регулювальний діапазон	
			Мінімальна потужність $P_{\min}$, МВт	Максимальна потужність $P_{\max}$, МВт
Небаланс	-	-	-200	+200
Батарея 1 (реальна СНЕ)	СНЕ	20-40МВт 80-100МВт*год	-40	+40
СГ-1	ТЕС	200	132	197
СГ-2	ТЕС	200	132	197
СГ-3	ТЕС	200	80	200
СГ-4	ТЕС	200	80	200
ПГУ-1	ПГУ	40	0	35
ПГУ-2	ПГУ	40	0	35
Інша генерація (ТЕЦ, невеликі ГЕС)	Інша	450	Нерегульована генерація	
ВДЕ (СЕС, ВЕС, Біогаз)	ВДЕ	В залежності від сценарію	СЕС/ВЕС – не регульовані. Біогаз – від 0 до 100%	

Таблиця 2

Генеруюча одиниця із табл. 1	Ринковий індекс	Опис
ГЕС	1	Найменша ціна, високий пріоритет для завантаження, але, в даному випадку, нерегульовані.
СГ-1/2, ПГУ 1/2	2-3	Нижча ціна, високий пріоритет для завантаження, маневрові блоки, як правило, з примусовою роботою.
СГ-3, СГ-4	5	Низький індекс ціни (висока ціна), не забезпечують ПР/ВР, у разі необхідності можуть відключатися від мережі.
Біогаз	4	Середній ринковий індекс, може використовуватись для регулювання ВДЕ.
ТЕЦ	6	Висока ціна, використовуються лише для додаткового регулювання вручну.
СНЕ (Небаланс)	0	Окремий елемент, призначений для покриття небалансу потужності, що має найнижчий пріоритет на завантаження та розвантаження, характеризує залучення зовнішніх джерел, наприклад, покупка електроенергії на балансуєчому ринку іншої країни.

Відповідно до табл. 1 структура генерації Цільової ЕС охоплює традиційні генеруючі блоки, що беруть участь у вторинному регулюванні відповідно до заданих діапазонів регулювання та пріоритету їхньої участі у такому регулюванні. Крім того, на кожному енергоблоці додатково передбачається гарантований резерв вторинного регулювання. Так активна потужність енергоблоку 200 МВт може змінюватися в можливому діапазоні (132...197) МВт, проте гарантований діапазон вторинного регулювання становить ± 10 МВт (відповідно на завантаження й розвантаження). Таким чином, як видно з наведеного, наявні резерви активної потужності можуть змінюватися залежно від режиму роботи ЕС.

Пріоритет регулювання блоків визначається як їхніми фізичними можливостями регулювання активної потужності, так і вартістю послуги з надання вторинних резервів. Таким чином, якщо в Цільовій ЕС виникає дефіцит електроенергії, то в першу чергу будуть завантажуватися блоки з найменшою вартістю надання допоміжних послуг (це відповідає ринковому індексу 2-3 в табл. 2.), а у випадку профіциту електроенергії це призведе до розвантаження енергоблоків з найбільшою вартістю допоміжних послуг, що відповідає ринковому індексу 4-5 в табл. 2. При цьому гідроагрегати хоча

і мають найменшу вартість з послуги ВР, проте в рамках поточного дослідження участь ГЕС у вторинному регулюванні не враховано. Це обумовлено тим, що в моделі такі станції представлено багатьма малими ГЕС, що накладає певні режимні обмеження з регулювання ними активної потужності.

За таких умов СНЕ можна розглядати як додаткове джерело для покриття небалансів потужності, що виникають через змінну генерацію ВДЕ. Таким чином, наявні засоби регулювання повинні забезпечувати покриття небалансів активної потужності, а за умов виникнення небалансів, що перевищують діапазон зазначених агрегатів, до вторинного регулювання додатково залучається СНЕ.

Традиційною задачею дослідження ринку електроенергії є визначення оптимальної конфігурації структури генерації з урахуванням вартості експлуатації генеруючого обладнання. В той же час моделювання ринкових процесів здійснюється, як правило, без урахування мережних обмежень. Таким чином, розподіл генеруючої потужності, що визначено в результаті моделювання режимів енергосистем, охоплює ринкові умови, в яких генеруючі одиниці з найменшою вартістю генерації виробляють необхідний обсяг генеруючої потужності з врахуванням місця їхнього підключення і можливостей мережі з передачі цієї потужності. За зазначених умов визначення графіку роботи електростанцій потребує моделювання певних ринкових процесів. Також це передбачає наявність певної надлишкової генерації, яка може конкурувати за ціною між собою. З урахуванням вищезазначених обмежень в роботі сформовано відповідні ринкові правила, а також визначено пріоритетність завантаження та розвантаження генеруючих одиниць (табл. 2).

При цьому, розроблена квазідинамічна модель та спеціальний ВР можуть використовуватися як для визначення та дослідження необхідної потужності та ємності СНЕ з урахуванням наявних резервів та ринкових відносин, так і ідентифікації обсягів ВДЕ, які можуть бути інтегровані в ЕС, виходячи з умов врахування наявних регулюючих засобів. Іншими словами, в роботі розглянуто різні варіанти інтеграції СНЕ (потужністю 0-20-40МВт та ємністю 80-120МВт*год) за різних сценаріїв впровадження ВДЕ, які більш детально представлено в табл. 3.

Таблиця 3

Сценарії роботи	Песимістичний сценарій	Базовий сценарій	Оптимістичний сценарій
Сумарна потужність ВДЕ (ВЕС, СЕС та Біогаз)	125 МВт (приблизно 10% від навантаження ЕС)	450 МВт (приблизно 30% від навантаження ЕС (з врахуванням його збільшення))	575 МВт (приблизно 40% від навантаження ЕС (з врахуванням його збільшення))

Також квазідинамічне моделювання виконується, як правило, для повного року (8760 режимів), тому можливі ситуації, коли певні теплові блоки, що беруть участь у вторинному регулюванні, виводяться в планові ремонти, тим самим знижуючи доступний резерв на регулювання активної потужності. Як правило, такі ремонтні компанії проводять влітку в умовах максимального генерування СЕС, що, в свою чергу, обумовлює необхідність у забезпеченні регульовальних засобах активної потужності. Крім того, із збільшенням обсягів впровадження ВДЕ останні витісняють із балансу потужності та енергії теплові енергоблоки, які забезпечують покриття небалансів потужності внаслідок стохастичного характеру ВДЕ та навантаження.

Оскільки в енергосистемі завжди повинні збігатися усталені режими, то в моделі додатково враховано віртуальну СНЕ для додаткового покриття небалансів потужності за умови недостатніх регульовальних можливостей наявних засобів регулювання потужності. Зазначимо, що вказана «балансуюча» СНЕ має нульовий пріоритет (табл. 2). Це означає, що вона завжди використовується в останню чергу за умов вичерпання резервів потужності усіх інших засобів регулювання.

Одним з головних питань, що виникає в процесі розрахунку ринкових процесів, є вартість балансування. Зазначимо, що ця величина є змінною і визначається характером небалансу активної потужності (її дефіцит або профіцит). За умов виникнення дефіциту або профіциту активної потужності ця потужність також може покриватися на балансуєчому ринку сусідніх країн (ENTSO-E), проте вартість балансування в такому випадку буде різна.

З урахуванням наведеного, в роботі проведено оцінку необхідних резервів для Цільової ЕС з врахуванням різних сценаріїв інтеграції ВДЕ та ринкових процесів для повного року (8760 режимів). Враховуючи обмежений обсяг, в роботі представлено лише основні результати досліджень. Зокрема, нижче представлено результати досліджень для базового варіанту інтеграції ВДЕ (на рівні 450 МВт)

для повного року. Таким чином, на рис. 2 показано: потужність ПГУ 1/2 (рис. 2, а) і маневрених блоків ТЕС СГ 1/2 (рис. 2, б), потужність неманеврених блоків ТЕС СГ 3/4 (рис. 2, в), генерації біогазових установок (рис. 2, г) та потужність генерації малих ГЕС (рис. 2, д).



Рис. 2

Як основні збурення в наведеному сценарії розглядаються навантаження споживачів, а також змінна потужність генерації ВДЕ. На даному етапі потужність СНЕ поки не враховувалася, тому в енергосистемі іноді виникає дефіцит регулюючої потужності задля забезпечення балансу між генерацією та споживанням. Результати балансування системи та збурення, викликані змінною генерацією ВДЕ, зображено на рис. 3 (відмітимо, що на рис. 3 графіки навантаження не наведено, проте навантаження змінюється протягом року з урахуванням добових змін та сезонності споживання).

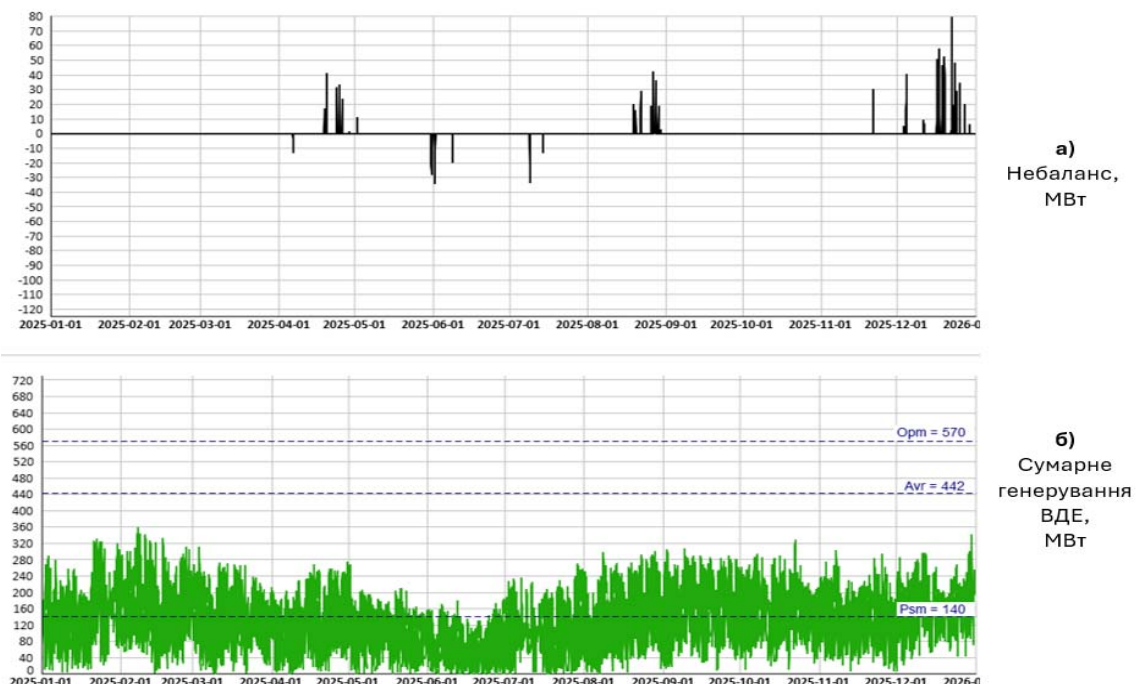


Рис. 3

Як видно із сумарного графіку генерування ВДЕ (рис. 3), за встановленої потужності 450 МВт реальна генерація ВДЕ не часто перевищує 350 МВт. При цьому спостерігається виникнення небалансів

потужності в обох напрямках: в енергосистемі з'являється як дефіцит, так і профіцит потужності. Профіцит потужності, як правило, виникає в літні місяці за умов максимальної генерації СЕС. В той же час дефіцит потужності спостерігається в зимові місяці (грудень) та у міжсезоння (квітень-травень, а також протягом вересня-жовтня). В останньому випадку це пов'язано із виводом з експлуатації на літній період більш дорогих та мало маневрених теплових блоків, що і спостерігається на рис. 2, в.

Як зазначено вище, небаланс активної потужності, виникнення якого обумовлено зміною потужності споживання або стохастичним характером генерації електростанцій на ВДЕ (насамперед, вітрових та сонячних станцій), повинен бути скомпенсований зміною потужності регулювальних агрегатів (табл. 1 та 2). Очевидно, що за таких умов найбільш складним сценарієм є підтримання нульового сальдо перетікань за контрольованими лініями електропередачі (рис. 1).

В загальному випадку, залежно від зміни потужності генерації ВДЕ і наявних регулювальних резервів, є можливим виникнення наступних режимних ситуацій:

- 1) *резерви регулювальних агрегатів є достатніми* для покриття небалансу активної потужності;
- 2) наявних резервів не вистачає для покриття небалансу активної потужності, що потребує використання додаткових засобів генерації для покриття дефіциту активної потужності;
- 3) у разі виникнення небалансу активної потужності внаслідок недостатніх резервів в напрямку розвантаження регулювальних агрегатів виникає надлишок генеруючої потужності, що потребує забезпечення додаткового споживання або обмеження частини генеруючої потужності задля покриття профіциту активної потужності.

Задля ілюстрації вищезазначеного на рис. 4 показано небаланси активної потужності, що виникають протягом року для трьох сценаріїв інтеграції ВДЕ (песимістичний, базовий та оптимістичний).

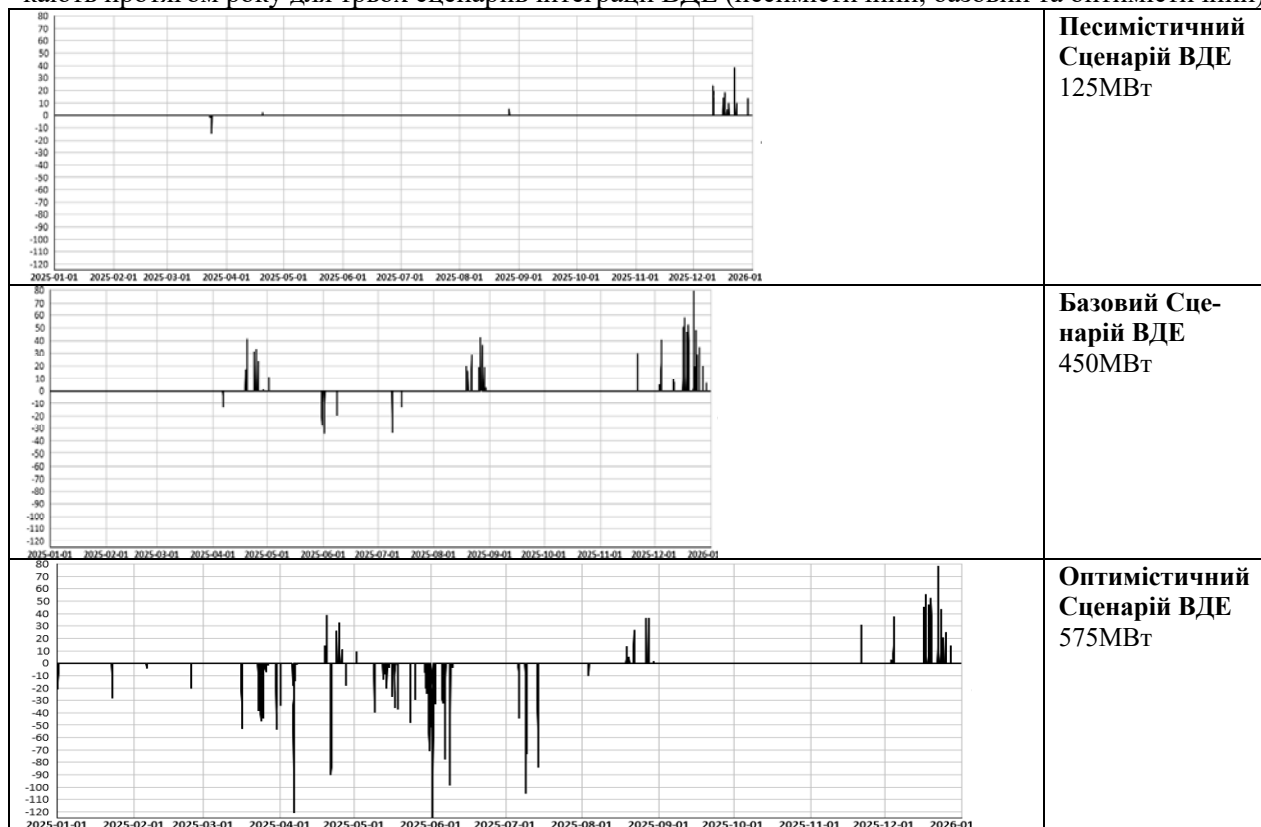


Рис. 4

Як видно з рис. 4, небаланси активної потужності залежать від обсягів інтеграції ВДЕ, при цьому є очевидним, що збільшення потужності генерації ВДЕ потребує забезпечення відповідних обсягів регулюючих потужностей. Крім того, як свідчать отримані результати досліджень (рис. 4), небаланси активної потужності збільшуються у літній сезон за умов максимального генерування СЕС та проведення ремонтної компанії теплових енергоблоків, а також у зимові місяці внаслідок значного навантаження, зменшення резервів на ТЕС, що, в свою чергу, ускладнює балансування ВДЕ.

Розроблена модель та отримані результати моделювання квазідинамічних режимів енергосистем також дають змогу визначити та оцінити статистичні показники виникнення небалансів активної потужності (протягом року) за різних сценаріїв інтеграції відновлюваної генерації (табл. 4).

Як видно з табл. 4, за умов інтеграції ВДЕ на рівні 450 МВт у вихідному режимі спостерігається виникнення як профіциту, так і дефіциту активної потужності. При цьому кількість випадків виникнення дефіциту потужності майже у 2,7 рази перебільшує кількість випадків виникнення профіциту потужності. Як один із *критеріїв оцінювання необхідності встановлення СНЕ запропоновано використовувати частоту виникнення дефіциту/профіциту потужності в енергосистемі*, оскільки за сучасних умов оцінка можливих проблем в ЕС потребує використання статистичних підходів. Наприклад, якщо в енергосистемі виникає переобтяження певної ПЛ, то для прийняття рішення про посилення цього зв'язку необхідно оперувати кількістю випадків перевантаження цієї ПЛ протягом року. Зокрема, якщо такі випадки спостерігаються протягом (50-100) годин на рік (з 8760 год.), то посилення цієї ПЛ є, як правило, економічно недоцільним. З урахуванням зазначеного, в роботі запропоновано порогове значення частоти виникнення дефіциту або профіциту в енергосистемі, що становить 1% випадків на рік (87 випадків). У разі перевищення цього граничного значення це потребує проведення оцінки варіантів використання СНЕ.

Таблиця 4

Сценарій розвитку ВДЕ	Песимістичний	Базовий	Оптимістичний
	200	450	575
Річний максимальний дефіцит активної потужності, МВт	45	79	79
Кількість випадків виникнення дефіциту активної потужності	28	82	65
Частота виникнення дефіциту активної потужності протягом року, %	0,32	0,94	0,74
Річний максимальний профіцит активної потужності, МВт	0	-34	-125
Кількість випадків виникнення профіциту активної потужності	1	30	247
Частота виникнення профіциту активної потужності протягом року, %	0,01	0,34	2,82

Крім того необхідно також зазначити, що СНЕ не завжди доцільно використовувати для балансування активної потужності, оскільки це вимагає забезпечення значних обсягів балансувальної потужності, вартість якої для СНЕ може бути достатньо високою. На основі результатів квазідинамічного моделювання режимів енергосистеми та з метою покриття небалансів активної потужності, що виникають, в роботі визначено параметри конфігурації СНЕ та виконано їхню перевірку для двох варіантів регульовального діапазону: ± 20 МВт та ± 40 МВт. Результати досліджень з врахуванням СНЕ зазначеною встановленою потужністю представлено в табл. 5.

Таблиця 5

Сценарій розвитку ВДЕ			Песимістичний	Базовий	Оптимістичний
			200 МВт	450 МВт	570 МВт
СНЕ 20 МВт	Дефіцит потужності	Кількість порушень, випадки	9	37	29
		Частота порушень, %	0,10	0,42	0,33
	Профіцит потужності	Кількість порушень, випадки	0	14	149
		Частота порушень, %	0	0,16	1,70
СНЕ 40 МВт	Дефіцит потужності	Кількість порушень, випадки	2	13	10
		Частота порушень, %	0,02	0,15	0,11
	Профіцит потужності	Кількість порушень, випадки	0	0	79
		Частота порушень, %	0	0	0,90

Як свідчать отримані результати (табл. 5), використання СНЕ номінальною потужністю 20 МВт для випадку інтеграції ВДЕ на рівні 575 МВт дає можливість зменшити кількість виникнення випадків дефіциту активної потужності приблизно на 63%, а профіциту активної потужності – приблизно на 40%. В той же час застосування СНЕ потужністю 40 МВт є достатнім задля забезпечення балансів активної потужності та зменшення частоти виникнення небалансів менше 1% на рік, що є прийнятним.

Врахування флуктуаційного характеру роботи ВДЕ. Окремою задачею є врахування флуктуаційного характеру роботи ВДЕ, оскільки формування структури генерації для балансування системи здійснюється на відповідних прогнозах генерації ВДЕ на добу наперед. Проте завжди є певне відхилення від прогнозного значення, яке визначається похибкою прогнозування ВДЕ. В роботі пропонується розглянути 2 випадки похибки прогнозування (ПхП), а саме: 5% (більш точний прогноз) та 10% (менш точний прогноз) та оцінити їхній вплив на необхідну потужність СНЕ. Крім того, на оцінку наслідків похибки прогнозування також впливає наявність резервів вторинного регулювання, зокрема, за умови роботи різної кількості генеруючих блоків. Зазначимо, що проведення оцінки зазначених факторів дало змогу отримати результати моделювання, які наведено на рис. 5.

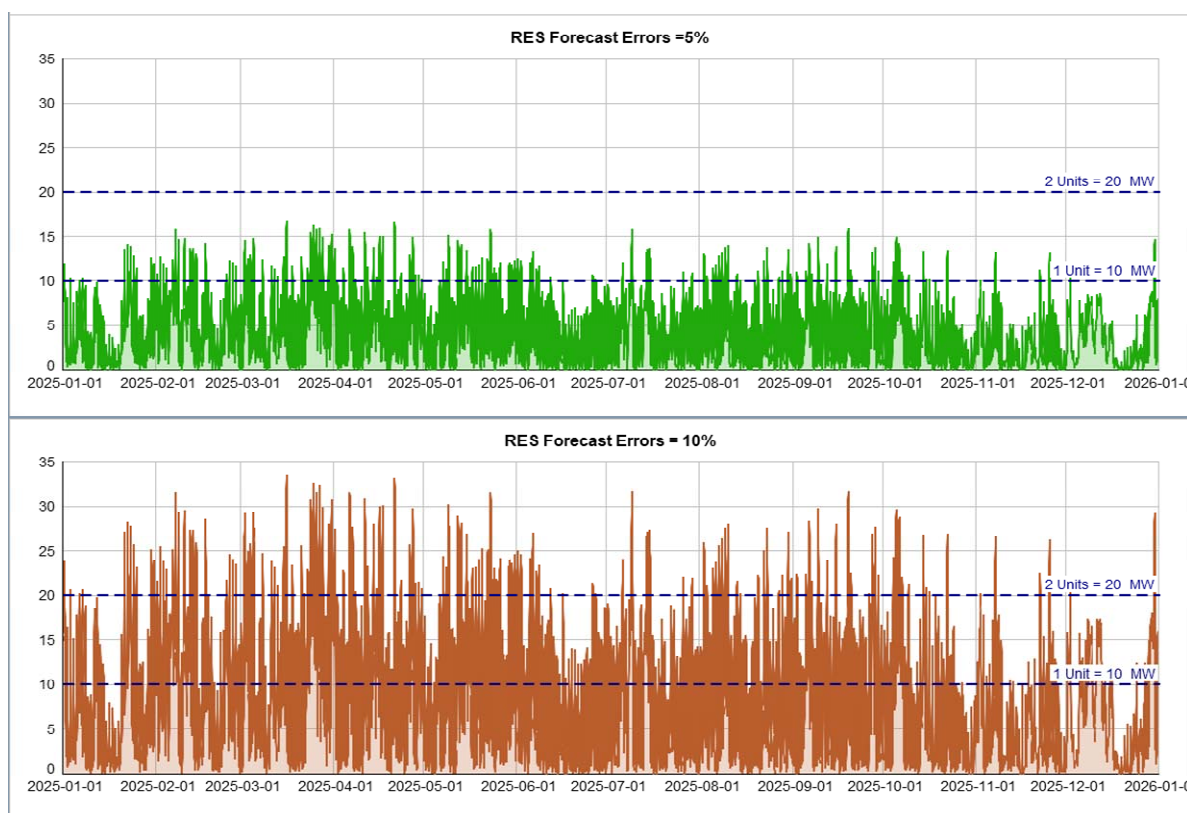


Рис. 5

На рис. 5 наведено зміну потужності генерації ВДЕ протягом року з урахуванням наявних резервів вторинного регулювання (табл. 1–2). Визначення статистичних показників щодо можливості покриття флуктуацій ВДЕ за рахунок використання вторинних резервів виконано з урахуванням точності прогнозування потужності генерації ВДЕ. Очевидно, як це і підтверджується отриманими результатами досліджень (рис. 5), зменшення похибки прогнозування (5% порівняно з 10%) дає змогу забезпечити підтримання необхідних резервів вторинного регулювання, а також визначити заходи, направлені на покриття профіциту або дефіциту активної потужності, що утворився. В табл. 6 представлено статистичні показники «виходу» зміни потужності генерації ВДЕ за межі наявних резервів вторинного регулювання (похибка прогнозування потужності ВДЕ відповідно становить 5% та 10%).

Необхідно зазначити, що доступний резерв вторинного регулювання в кожний момент часу визначається кількістю працюючих генераторів. Очевидно, що поточний вторинний резерв залежить від складу генеруючого обладнання.

Як видно з табл. 6, за умов врахування похибки прогнозування потужності ВДЕ на рівні 5% випадки «виходу» прогнозованих флуктуацій ВДЕ протягом року за наявні вторинні резерви не спостерігаються, при цьому максимальне відхилення генерації ВДЕ становить 11 МВт. Ситуація значно змінюється за умов збільшення похибки прогнозування потужності ВДЕ до 10%. Зокрема це призводить до появи 27 випадків «виходу за межі» вторинного регулювання для випадку інтеграції ВДЕ на рівні 450 МВт. При цьому для оптимістичного сценарію вже спостерігається 875 випадків перевищення резервів вторинного регулювання протягом року, що складає 10% (табл. 6). Відповідно погіршення статистичних показників за таких режимних умов обумовлює необхідність проведення додаткових досліджень в частині визначення параметрів СНЕ, використання якої дасть можливість «узгодити» рівень флуктуацій генерації ВДЕ та наявних резервів вторинного регулювання.

Таблиця 6

Сценарій інтеграції ВДЕ	Песимістичний	Середній	Оптимістичний
Середньодоступний резерв на регулювальних блоках протягом року, МВт	30	20	20
Похибка прогнозування потужності ВДЕ = 5%			
Максимальне відхилення генерації ВДЕ протягом року, МВт	3	11	17
Кількість випадків перевищення резервів вторинного регулювання протягом року	0	0	0
Частота перевищення резервів вторинного регулювання, %	0	0	0
Похибка прогнозування потужності ВДЕ = 10%			
Максимальне відхилення генерації ВДЕ протягом року, МВт	6	22	34
Кількість випадків перевищення резервів вторинного регулювання протягом року	0	27	875
Частота перевищення резервів вторинного регулювання, %	0	0,3	10,0

Аналіз ємності СНЕ. В роботі також виконано квазідинамічне моделювання флуктуації активної потужності внаслідок стохастичного характеру генерації ВДЕ в добовому розрізі для оцінювання ємності СНЕ задля покриття добових небалансів потужності, що обумовлено змінним характером генерації ВДЕ. Результати досліджень за таких умов наведено на рис. 6.

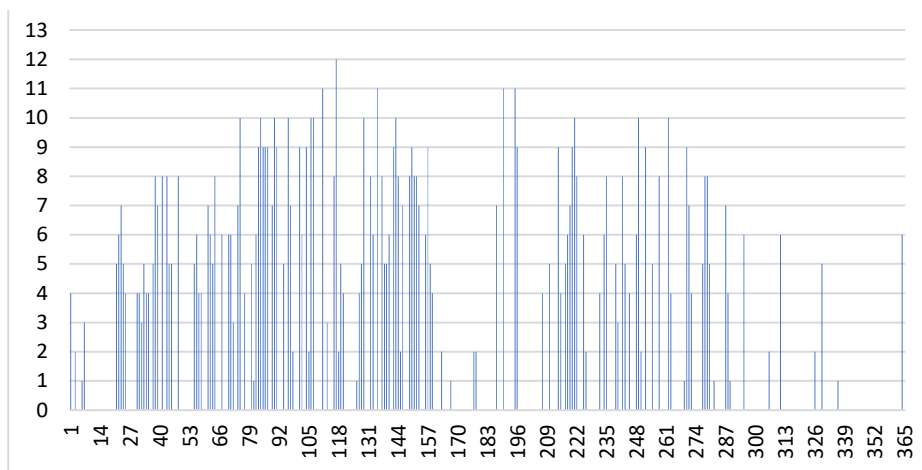


Рис. 6

Основні дані про добові небаланси енергії, що виникають через флуктуаційний характер генерації ВДЕ із похибкою прогнозування 10% потужності ВДЕ з урахуванням різних значень ємності СНЕ (80-100МВт*год), наведено в табл. 7 (останні рядки таблиці відображають відсутність випадків виникнення небалансу потужності у відсотках).

Таким чином, використання запропонованого підходу дає змогу визначити ємність СНЕ з урахуванням обсягу недопоставленої електроенергії протягом доби. Як показано в табл. 7, для оптимістичного сценарію інтеграції ВДЕ застосування СНЕ ємністю 80 МВт*год дає змогу покрити 98,6% всіх випадків «виходу» генерації ВДЕ за межі регульовального діапазону.

Таблиця 7

Показник	Кількість випадків виникнення небалансу потужності		
	Песимістичний ПхП =10%	Базовий ПхП =10%	Оптимістичний ПхП =10%
Максимальна добова недопоставлена енергія, МВт*год	0	6	96
Максимальна погодинна потужність незбалансованих випадків, МВт	0	1,9	13,5
СНЕ 80 МВт*год	100%	100%	98,6%
СНЕ 100 МВт*год	100%	100%	100,0%

Іншою задачею, що виникає під час визначенні параметрів СНЕ, є ідентифікація потужності цієї системи. В роботі потужність СНЕ визначено з урахуванням флуктуації ВДЕ та 10% похибки прогнозування потужності ВДЕ (табл. 8–9).

Таблиця 8

Діапазони розподілу потужності компенсації, МВт	Кількість випадків виникнення небалансу потужності		
	Песимістичний ПхП =10%	Базовий ПхП =10%	Оптимістичний ПхП =10%
0	0	27	875
0-4	0	27	461
4-8	0	0	292
8-12	0	0	110
12-16	0	0	12
> 16	0	0	0

Таблиця 9

Потужність СНЕ, МВт	Покриття флуктуацій ВДЕ залежно від сценарії роботи ВДЕ та похибка прогнозування ВДЕ, %		
	Песимістичний ПхП =10%	Базовий ПхП =10%	Оптимістичний ПхП =10%
4	100	100	53
8	100	100	86,1
12	100	100	98,6
16	100	100	100

Як свідчать отримані результати досліджень, використання СНЕ потужністю 16 МВт та ємністю 100 МВт*год є достатнім для покриття флуктуацій генерації ВДЕ (табл. 9).

Висновки. В представлений роботі проведено комплексний аналіз конфігурації СНЕ для безпечної інтеграції значних обсягів ВДЕ в енергосистему з точки зору забезпечення балансування за активною потужністю. Для цього розроблено вдосконалену квазідинамічну модель енергосистеми, яка охоплює спеціальну модель регулятора активної потужності з урахуванням ринкових індексів генеруючих одиниць. Розроблена модель дає змогу проводити комплексні моделювання режимів енергосистеми протягом року (8760 годин) з метою аналізу впливів різних режимних та ринкових факторів на баланси активної потужності. Як основні збурення розглядаються зміна навантаження споживачів та потужностей генерування ВДЕ, які повинні бути збалансовані наявними засобами регулювання. Зокрема, в роботі представлено результати аналізу впливу різних сценаріїв інтеграції

ВДЕ та проведено оцінку необхідності засобів накопичення енергії та аналіз їхніх параметрів задля покриття небалансів потужності. Важливою відмінністю представленого підходу є уточнення параметрів СНЕ із статистичної точки зору. В роботі показано, що застосування СНЕ потужністю 40 МВт та ємністю 100 МВт*год є достатнім задля забезпечення балансів активної потужності та зниження частоти виникнення небалансів потужності менше 1% на рік, що є прийнятним для експлуатації та доцільним з економічної точки зору.

1. Lukianenko L., Steliuk A. New approach to simulation of extra-power solar plant with power evacuation by networks of the Chornobyl NPP. *Tekhnichna Elektrodynamika*. 2020. No 5. Pp. 65-69. DOI: <https://doi.org/10.15407/techned2020.05.065>.
2. Lukianenko L., Pavlovskiy V., Steliuk A., Horoshko P., Prykhodko A. Development, and utilization of a Quasi-Dynamic Model for power system analysis. Chapter in the book: Power systems research and operation. Selected problems III. Springer, 2023. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-44772-3_1.
3. Koivisto M., Das K., Guo F., Sorensen P., Nuno E., Cutululis N., Maule P. Using time series simulation tools for assessing the effects of variable renewable energy generation on power and energy systems. *Wires Energy and Environment*. 2019. Vol. 8. Issue 3. DOI: <https://doi.org/10.1002/wene.329>.
4. Bevrani H., Ghosh A., Ledwich G. Renewable energy sources and frequency regulation: Survey and new perspectives. *IET Renewable Power Generation*. 2010. Vol. 4. Issue 5. Pp. 438-457. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-rpg.2009.0049>.
5. Liaw C.M., Chao K.H. On the design of an optimal automatic generation controller for an interconnected power system. *International Journal of Control*. 1993. Vol 58. Issue 1. Pp. 113-127. DOI: <https://doi.org/10.1080/00207179308922994>.
6. Machowski J., Bialek J., Bumby J. Power system dynamics. Stability and Control. John Wiley & Sons, 2008.
7. Kothari M.L., Nanda J., Satsangi P.S. Automatic generation control of hydro-thermal system considering rate constraint. *The Institution of Engineers (India)*. 1983. Vol. 63 (1). Pp. 289-297.

COMPREHENSIVE ANALYSIS OF THE IMPACT OF ENERGY STORAGE SYSTEMS ON THE OPERATION CONDITIONALS OF POWER SYSTEMS WITH A SIGNIFICANT SHARE OF RENEWABLE GENERATION

V.V. Pavlovsky, L.M. Lukianenko, A.O. Steliuk
Institute of Electrodynamics National Academy of Sciences of Ukraine,
Beresteiskyi Ave., 56, Kyiv, 03057, Ukraine.
E-mail: lukianenko.lukian@gmail.com.

The article considers the issues of balancing active power in power systems with a significant share of renewable energy sources (RES) and installing battery energy storage systems (BESS). Criteria for determining the power and capacity of storage systems are proposed, considering the power of RES generation, error of RES forecast, and the available reserves of active power on control units. The results of studies are presented for load flow calculation on the example of the target power system. References 7, tables 9, figures 6.

Key words: energy system, battery energy storage system, regulation, electricity market, renewable generation, imbalance of active power.

Надійшла 27.09.2024
Остаточний варіант 09.01.2025