

КИЇВСЬКА ШКОЛА ЕКОНОМІКИ

МАГІСТЕРСЬКА ПРОГРАМА З ПУБЛІЧНОЇ ПОЛІТИКИ ТА ВРЯДУВАННЯ

ДИПЛОМНА РОБОТА

«Політика впровадження балансуєчої генерації для подолання
зелено-вугільного парадоксу в Україні»

Студент: Давидов В.В.
Науковий керівник: Сологуб І.А.

Для здобуття освітнього ступеня: Магістр
за спеціальністю: 281 Публічне управління та адміністрування

Київ 2021

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ.....	2
ВСТУП.....	3-8
Аналітична проблема.....	3-4
Питання дослідження.....	5-6
Теоретичний підхід.....	6-8
ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ.....	9-11
ДИЗАЙН ДОСЛІДЖЕННЯ.....	12-16
Концептуалізація.....	12
Методологія.....	12-16
РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	17-41
Аналіз кейсів дослідження.....	17-25
Методи збору даних.....	25-32
Результати моделювання.....	32-41
ВИСНОВКИ.....	42-43
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	44-49
ДОДАТКИ.....	50-54
Додаток 1.....	50-52
Додаток 2.....	53-54
Додаток 3.....	54

Анотація.

Ключовою метою Енергетичної стратегії України є скорочення обсягу викидів CO₂ при виробництві електроенергії. До 2035 р. Україна взяла на себе зобов'язання знизити їх на 50% порівняно з 1990 р. та збільшити частку відновлювальної генерації до 25%. Проте чи можливо це зробити? Наразі консенсусу немає. Одна група дослідників та розробників політик вважає, що українська енергосистема здатна прийняти до 25% відновлювальних джерел без потреби в додаткових потужностях. Друга група вказує на те, що через високу залежність ВДЕ від погодних умов система потребуватиме додаткових інвестицій у теплову генерацію для балансування ВДЕ, що призведе до підвищення викидів.

Таке явище отримало назву «зелено-вугільний парадокс».

Грунтуючись на дослідженні досвіду інших країн та моделюванні за допомогою IRENA FlexTool ми з'ясували, що проблема зелено-вугільного парадоксу в Україні не виникне навіть при збільшенні частки ВДЕ до 25% від встановлених потужностей. Отже, Україна зможе досягнути поставлених у Енергетичній стратегії цілей. Хоча це не створить дисбалансів у вигляді нестачі електроенергії, енергосистема все одно потерпає від нестачі гнучкості, яка проявлятиметься у великій кількості примусових обмежень виробництва ВДЕ, що потребуватиме додаткових витрат бюджету. У ході дослідження ми дійшли до висновків, що для збільшення частки ВДЕ і послаблення нестачі гнучкості енергосистеми України потрібно буде інвестувати у накопичення електроенергії (ГАЕС та акумулятори), що дозволить знизити штрафи за обмеження ВДЕ на 82%. Водночас уникнення зелено-вугільного парадоксу потребуватиме збереження високої частки атомної генерації.

Ключові слова: енергетична політика, зелено-вугільний парадокс, відновлювальні джерела енергії

Кількість слів: 9083

ВСТУП

Аналітична проблема

Найбільша частка світової електроенергії генерується корисними копалинами (англ. — fossil-fuels) — понад 63%. На другому місці за обсягами генерації гідроенергетика (16,85%), а також низьковуглецеві станції, до яких відноситься атомна енергетика (10,12%)¹. Решта припадає на альтернативні джерела: комбіновану та відновлювальну енергетику. Також відомо, що атомна енергетика є найдешевшою у своєму виробництві². Теплова є дорожчою за атомну, але дешевша за відновлювальну.

Чому відновлювана енергія (далі — ВДЕ) найдорожча? Адже ресурси, які вона використовує (сонце, вітер та ін.) безкоштовні. На відміну від ВДЕ, тепла та атомна енергетика не передбачають фіксацію інвестицій у ціні генерації, тоді як альтернативні джерела (через нещодавнє впровадження) мають враховувати такі інвестиції в ціні енергії. Проте в перспективі, коли відновлюваних електростанцій буде багато, «зелена» генерація стане найдешевшою. Отже, справа тут у витратах переходу на нові технології, які в даному випадку є високими. Тому для розвитку відновлювальної енергетики уряди багатьох країн запроваджують окремі тарифи, які роблять інвестиції у цю галузь привабливою. Так сталося і у випадку України, де діє окремий «зелений тариф». Більш того, Україна взяла на себе зобов'язання, згідно з Енергетичною стратегією до 2035 року, збільшити частку електроенергії з відновлюваних джерел³ до 25%.

Із початком впровадження політики стимулювання відновлювальних джерел енергії в Україні, в академічній та публічній площині розгорнулася дискусія стосовно того, чи здатна енергетична система України забезпечити потреби балансування нестійкості «зеленої» генерації. Одна група науковців та розробників політик вказує на те, що українська енергосистема здатна залучити великі обсяги ВДЕ без суттєвих потреб в оновленні енергетичного портфоліо^{4,5}. Інша наводить аргумент, що чутливість ВДЕ до змін погоди підвищує потребу в тепловій генерації, тому її частка

¹ Hannah Ritchie, (2021), Electricity Mix, <https://ourworldindata.org/electricity-mix>, Our World in Data

² World Nuclear Association. (n.d.). Economics of Nuclear Power. Retrieved March 2020, from <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>

³ Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 605-р ЕНЕРГЕТИЧНА СТРАТЕГІЯ УКРАЇНИ НА ПЕРІОД ДО 2035 РОКУ «БЕЗПЕКА, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, КОНКУРЕНТОСПРОМОЖНІСТЬ»

⁴ Майснер, Ф., & Штіве, К. (2019, September). Вимушені обмеження виробництва електроенергії з відновлюваних джерел як один з варіантів забезпечення гнучкості Проект для обговорення (Аналітична записка [PP/04/2019]). Low Carbon Ukraine.

⁵ Михайленко, О., & Шпікерманн, Е. (2019). Стабілізація підтримки відновлювальної енергетики в Україні. Low Carbon Ukraine.

зростатиме, а не зменшуватиметься. Таке явище отримало назву «зелено-вугільний парадокс»^{6, 7}.

В теорії, вирішення такого парадоксу немає, проте на практиці багато країн знайшли вихід із ситуації. Ми розглянемо, які інструменти вони використовували та які з них могли б підійти для України. Чому ця проблема важлива?

Підвищення частки «зеленої енергетики» призведе до подорожчання електроенергії. Це відбудеться через три канали.

1) По-перше, «зелені» тарифи є вищими, ніж тарифи на іншу генерацію. Оскільки вся електрика на ринку зливається у спільний «котел» (енергетичну систему), збільшення частки відновлювальної енергетики призведе до зростання тарифів на електроенергію.

2) По-друге, відновлювальна енергетика дуже залежить від погоди і тому потребує маневруючих (балансуючих) потужностей. В Україні наразі основними балансуючими потужностями є теплові електростанції, які не тільки генерують дорожчу електрику, але й збільшують викиди в атмосферу. Основною сировиною для ТЕС є вугілля, проблема доступу до якого в Україні виникла з початку війни на Сході. Імпортне вугілля коштує дорожче, ніж українське, а отже, ціна електроенергії росте.

3) По-третє, якщо росте виробництво електроенергії з ВДЕ та використання ТЕС, доводиться зменшувати базове навантаження АЕС — оскільки попит на електроенергію не росте так швидко, як виробництво, і в системі створюється надлишок пропозиції. Коли ВДЕ витісняють АЕС, електрика стає дорожчою, а викиди в атмосферу ростуть.

Чи не отримаємо ми в результаті стимулювання впровадження ВДЕ ситуацію, коли не лише електроенергія в Україні буде дорожчою, але й викиди CO₂ виростуть?

Аналітична проблема цієї роботи сформульована так: чи зможе Україна досягти цілей енергетичної політики зі зменшення викидів та підвищення частки ВДЕ у генерації, при цьому зберігши збалансованість та гнучкість енергосистеми?

Мета цієї роботи — відповісти на це питання та запропонувати рішення з державної політики, які дозволять зберегти гнучкість енергосистеми.

Питання дослідження

⁶ Wäertsilä (2018), Flexibility to future-proof the Ukrainian power system Solving the Ukrainian Green-Coal paradox 1. Overview of Ukrainian energy.

⁷ Дороніна, І., Криштоф, Н., & Москаленко, С. (2020). ЗЕЛЕНО-ВУГІЛЬНИЙ ПАРАДОКС В УКРАЇНІ ТА СВІТІ ЯК ВИКЛИК ДЛЯ ДЕРЖАВНОГО РЕГУЛЮВАННЯ В ЕНЕРГЕТИЧНОМУ СЕКТОРІ. EUROPEAN JOURNAL OF ECONOMICS AND MANAGEMENT, 6(6), 39–51. <https://doi.org/10.46340/eujem.2020.6.6>

Найпоширенішим методом досягнення балансу в енергосистемі є Demand-side-management (далі — DSM). DSM включає широкий набір засобів, що впливають на закономірності та величину споживання електроенергії кінцевими споживачами⁸. Переважно це зміна тарифної сітки, наприклад, зниження тарифів у нічні години, щоб змістити споживання з пікових ранішніх та вечірніх годин. Такі заходи дозволяють «згладити» піки споживання. Проте використання DSM для балансування відновлювальних джерел є сумнівним, оскільки це не вирішує проблеми їхньої мінливості (яка до того ж є недостатньо передбачуваною). До того ж, поведінка споживачів змінюється повільно, а отже, ефект економії електроенергії спрогнозувати важко.

Тому найбільш оптимальним для балансування є використання допоміжної генерації, тобто таких електростанцій, які дозволяють оперативно компенсувати нестачу навантаження мережі. Впровадження сучасної балансуєчої генерації (сучасних, більш екологічних, ТЕС) є неминучим з огляду на зростання частки відновлювальних джерел, зокрема в Україні, бо подальша підтримка ВДЕ генерації менш мобільними традиційними тепловими електростанціями ставатиме дедалі тяжчою та дорожчою⁹. Втім, економічна доцільність такої політики створює низку викликів, на кшталт потреби у створенні додаткових тарифів на балансуєчу електроенергію, що підвищить загальну її вартість, або необхідність великих державних інвестицій, які можуть бути неспівставно високими порівняно з вигодою від відновлювальних джерел.

Альтернативою може бути обмеження генерації ВДЕ, зокрема через періодичні зменшення їхніх потужностей протягом певного проміжку часу¹⁰, або шляхом створення своєрідних лімітів для підключення нових потужностей. Такими інструментами можуть бути прямі ліміти на будівництво нових сонячних чи вітрових електростанцій або опосередковані: через зменшення тарифів на «зелену енергетику»¹¹. Такий підхід є логічним, проте має певні недоліки. З одного боку, обмеження будівництва нових потужностей ВДЕ може лише відтермінувати потребу у балансуванні. З іншого боку, навіть за умови обмежень фактичної генерації ВДЕ держава має сплачувати за цю електроенергію. В такому випадку з'являється проблема,

⁸ Arabzadeh, V., Pilpola, S., & Lund, P. D. (2019). Coupling Variable Renewable Electricity Production to the Heating Sector through Curtailment and Power-to-heat Strategies for Accelerated Emission Reduction. *Future Cities and Environment*, 5(1), 1. DOI: <http://doi.org/10.5334/fce.58>

⁹ Wärtsilä (2018), Flexibility to future-proof the Ukrainian power system Solving the Ukrainian Green-Coal paradox 1. Overview of Ukrainian energy.

¹⁰ Майснер, Ф., & Штіве, К. (2019, September). Вимушені обмеження виробництва електроенергії з відновлюваних джерел як один з варіантів забезпечення гнучкості Проект для обговорення (Аналітична записка [PP/04/2019]). Low Carbon Ukraine.

¹¹ Михайленко, О., & Шпікерманн, Е. (2019). Стабілізація підтримки відновлювальної енергетики в Україні. Low Carbon Ukraine.

бо держава все одно витрачає кошти на купівлю електроенергії, яка не потрапляє до кінцевого споживача. У випадку нестачі гнучкості системи витрати на обмеження можуть бути завищеними, і фактично вказувати на неефективність оператора, який сплачує за те, щоб електроенергія не вироблялася, через брак технічних можливостей. Тому таке явище хоча й дозволяє упередити примусові відключення або аварії, все одно вказує на проблему відсутності гнучкості системи.

Зазначені вище проблеми ми плануємо розглянути виходячи зі сценарію інтеграції значних обсягів відновлювальних джерел (25%). Тому дослідницьким питанням є: *Як Україні подолати зелено-вугільний парадокс та зберегти гнучкість системи під час інтеграції до енергосистеми 25% встановлених потужностей ВДЕ?*

Теоретичний підхід

Теоретичним підходом дослідження є інституціоналізм раціонального вибору (англ. — Rational choice institutionalism). Цей теоретичний підхід передбачає, що актори є раціональними, і намагаються максимізувати свою вигоду. Втім, інститути встановлюють правила, які обмежують діяльність інших акторів. Ухвалювачі рішень мають власний набір переконань, стосовно потенційної політики, який зазвичай проводиться із врахуванням співвідношення витрат та вигод (англ. — cost-benefit), тобто вони також діють раціонально¹². Аналогічно, гравці на ринку намагаються знаходити максимально вигідні для себе рішення, враховуючи вибір інституціональних акторів (фактично — інститутів)¹³. У нашому випадку важливо пояснити та спрогнозувати поведінку в залежності від зміни політики. Зрозуміло, що приватні компанії та інвестори діють із врахуванням потенційного прибутку, який вони можуть отримати в результаті бізнес-активності на певному ринку. У свою чергу, держава, як інституційний гравець, зацікавлена в найвигіднішому з урахуванням витрат результату — у нашому випадку ним буде зменшення забруднення при виробництві електроенергії, при збереженні можливості стабільно забезпечувати споживачів. Тому вона вдається до регулювання «правил гри», створюючи певні обмеження, або навпаки переваги — якими є спеціальні тарифи на генерацію з відновлювальних джерел, або інші ринкові механізми. Інституціоналізм раціонального вибору якраз аналізує ті аспекти, які найбільше цікавлять нас у ході дослідження: регулюючу політику, а також реакцію на неї.

Мінус інституціоналізму раціонального вибору полягає в тому, що у нашому випадку ми не можемо повноцінно розглядати мотивацію інституціональних гравців.

¹² Knight, Jack; Sened, Itai, eds. (1996). Explaining Social Institutions. Ann Arbor, MI: University of Michigan Press. pp. 95–120. doi:10.3998/mpub.14827.

¹³ Weible, C.M., & Sabatier, P.A. (Eds.). (2018). Theories of the Policy Process (4th ed.). Routledge. <https://doi.org/10.4324/9780429494284>

Зрештою, рішення (зі сторони держави) можуть ухвалюватися не цілком раціонально, на перший погляд. Не варто забувати, що недержавні актори можуть вдаватися до лобіювання, здійснювати тиск на органи влади для того, щоб рішення були ухвалені саме на їхню користь. У цьому випадку ми могли б використовувати теорію кількох потоків (англ. — Multiple Streams Framework) для врахування впливу сторонніх акторів на політику. В такому випадку державна політика розглядається як поєднання трьох різних граней процесу формування політики: проблеми, політики як процесу, а також ухвалення політичних рішень¹⁴. Ця рамка дозволяє охопити різні інтерпретації проблеми політики, які використовують т. зв. «політичні підприємці» (англ. — political entrepreneurs) для аргументації необхідності впровадження потрібних для них рішень. Хоча перші теорії цієї дослідницької рамки пояснювали формування політики незалежно від проблеми, низка теорій вказує, що суб'єкти формують уявлення про суспільні проблеми і працюють над тим, щоб змусити політиків прийняти ці уявлення. Іншими важливими факторами є: наполегливість, доступ до політиків, довіра та готовність еліт до прийняття рішень. Контекст, з точки зору, наприклад, аудиторії та національного настрою, також має вирішальне значення¹⁵. Таким чином ми матимемо чіткіше уявлення про формування енергетичної політики, зокрема із розумінням позицій груп впливу, дискурсу у якому приймаються рішення, мотивацію та поведінку різних акторів.

Втім, насамперед нас цікавить вивчення досвіду інших країн стосовно того, який чином вони виходили із наслідків тих парадоксів, що виникають при впровадженні відновлювальних джерел енергетики, і, відповідно, які policy recommendations ми можемо сформулювати із висновків. Для цього ми маємо розглядати державу, як раціонального актора, який переслідує певну мету. Ринкові гравці діють з окресленого спектру стратегій та правил. Вони враховують інституційні обмеження, реагують на них та беруть до уваги дії інших. Таким чином нам варто використовувати не Multiple Streams Framework, що розглядає процес прийняття рішення, а Rational choice institutionalism, що концентрується на пошуку оптимальних рішень, і оцінці їхнього потенційного впливу. Тому у пошуку інструменту вдалого балансу використання відновлювальних джерел по балансууючій генерації, а також реакції ринкових гравців на інструменти його дотримання, нам варто використовувати саме Rational choice institutionalism.

Відповідно до цього, ми можемо сформулювати дві основні гіпотези дослідження:

¹⁴ King, A. (1985). John W. Kingdon, Agendas, Alternatives, and Public Policies, Boston: Little, Brown, 1984, xi 240 pp., Journal of Public Policy, 5(2), 281-283. doi:10.1017/S0143814X00003068

¹⁵ Knaggård, Å. (2015), The Multiple Streams Framework and the problem broker. Eur J Polit Res, 54: 450-465. <https://doi.org/10.1111/1475-6765.12097>

Н1: При досягненні 25% відновлювальних джерел енергетики та сталого обсягу балансуючих потужностей до 2035 року спостерігатиметься нестача гнучкості енергосистеми.

Н2: Щоб досягти 25% частки ВДЕ у встановлених потужностях генерації до 2035, і скоротити обсяг викидів CO₂ (до рівня 50% 1990 р.) Україні доведеться інвестувати у нові балансуючі енергетичні потужності.

ОГЛЯД ЛІТЕРАТУРИ

Із впровадженням урядами різних країн політики з підтримки розвитку «зеленої» енергетики почали з'являтися дослідження, присвячені «зелено-вугільному парадоксу» та методам його розв'язання.

В Україні термін «зелено-вугільний парадокс» вперше був використаний у 2018 році тодішнім очільником «Укренерго» Михайлом Бно-Айріяном як пояснення несприятливої ситуації в українській енергосистемі, коли зростання зеленої генерації збільшує навантаження на теплову, яка в свою чергу збільшує рівень викидів в атмосферу¹⁶. Цей термін є співзвучним до теорії Ханса-Вернера Зінна про «Зелений парадокс» — пришвидшення темпів видобутку викопних ресурсів компаніями внаслідок побоювань експансії екологічних обмежень¹⁷.

Дослідження для інших країн свідчать, що збільшення генерації енергії з відновлюваних джерел розбалансовує енергетичну систему країни¹⁸, адже відновлювана генерація дуже залежить від погодних факторів і є непередбачуваною. Дослідження для США¹⁹ показує, що при зростанні частки ВДЕ у генерації до понад 20% гнучкість стає ключовим фактором для дизайну системи забезпечення електроенергією (генерація + транспортування). Ігнорування потреб у гнучкості може спричинити недооцінку викидів парникових газів до 50%.

Гнучкість енергосистеми визначається як здатність енергосистеми надійно та економічно ефективно управляти мінливістю та невизначеністю попиту і пропозиції у всіх відповідних часових масштабах²⁰. Для цього потрібен резервний потенціал (англ. — reserve capacity) — виробничі потужності, які вмикаються, коли попит перевищує пропозицію з інших джерел. Резервні потужності дозволяють забезпечити надійне та економічне постачання електроенергії²¹. Водночас, оптимальна пропорція та портфель резервних потужностей досі викликає суперечки, і різниться залежно від країни.

Лунд та колектив авторів спробували концептуалізувати можливості дотримання балансу через інвестиції в генеруючі потужності. Вони поділяють електростанції на три категорії залежно від їх гнучкості: базового навантаження (англ. — base load),

¹⁶ Зелена інтеграція: Можливості та виклики подальшого розвитку, YouTube, 2018, <https://www.youtube.com/watch?t=840&v=eHoBmo1QfzQ&feature=youtu.be>

¹⁷ Sinn, H. (2012). The Green Paradox: A Supply-Side Approach to Global Warming. Cambridge, Massachusetts; London, England: The MIT Press.

¹⁸ IRENA (2018d), Power system flexibility for the energy transition. Part 1: Overview for policy makers, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

¹⁹ Palmintier, Bryan. (2013). Incorporating operational flexibility into electric generation planning: impacts and methods for system design and policy analysis.

²⁰ Там само, с. 15

²¹ Там само, с. 7

пікового навантаження (англ. — peak load) та допоміжні (англ. — load following) електростанції. Електростанції базового навантаження (наприклад, вугільні, атомні) працюють майже з постійною потужністю, переважно на номінальному рівні. Зупинки електростанцій базового навантаження виникають нечасто, переважно через економічні, а іноді і технічні причини. Пікові електростанції використовуються нерегулярно, наприклад, під час високого попиту²². Допоміжні електростанції використовуються переважно у тих випадках, коли потрібно швидко компенсувати дисбаланс іншого виду генерації (на кшталт ВДЕ). Найшвидший старт, що може забезпечувати допоміжне навантаження, мають станції на викопному паливі: газові та вугільні. Проте вони є найменш екологічними. Водночас, впровадження ВДЕ має чітку мету — знизити викиди парникових газів. І «конвенційна» допоміжна генерація, яка необхідна, щоб "страхувати" ВДЕ, не завжди може відповідати цій меті.

Пошук варіантів політики подолання зелено-вугільного парадоксу для України неодноразово був предметом теоретичних праць. Так Дороніна, Криштоф та Москаленко довели необхідність переформатування політики з підтримки ВДЕ на стимулювання балансуючих механізмів²³. Серед їхніх ключових пропозицій був перехід від «зелених тарифів» до аукціонів ВДЕ (який в Україні відбувся у 2020 році) та створення системи, коли певний обсяг підключених станцій відновлювальної енергетики має забезпечуватися балансуною електростанцією. Втім, конкретне портфоліо засобів балансування або ж пропозиції стимулів не були передбачені.

Альтернативну думку висловили Франк Майснер та Клеменс Штіве (Low Carbon Ukraine у співробітництві із Berlin Economics), які навпаки стверджували про можливість масштабного збільшення ВДЕ в енергосистемі без потреби у створенні нових балансуючих потужностей. Вони акцентують лише на потребі поліпшення диспетчеризації — насамперед тимчасових обмежень генерації ВДЕ протягом дня²⁴. Георг Захманн та Франк Майснер, досліджуючи ринок ВДЕ в Україні, дійшли висновків, що енергосистема здатна прийняти до 15 ГВт встановлених потужностей до 2025 року, а основною проблемою є застаріла теплова генерація, чия здатність підтримувати систему протягом пікових навантажень буде поступово знижуватися.²⁵ Втім, обидва дослідження не роблять прогнозів в перспективі 2035 року, до якого

²² Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity Peter D. Lund, Juuso Lindgren, Jani Mikkola and Jyri Salpakari Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015, vol. 45, issue C, 785-807

²³ Дороніна, І., Криштоф, Н., & Москаленко, С. (2020). ЗЕЛЕНО-ВУГІЛЬНИЙ ПАРАДОКС В УКРАЇНІ ТА СВІТІ ЯК ВИКЛИК ДЛЯ ДЕРЖАВНОГО РЕГУЛЮВАННЯ В ЕНЕРГЕТИЧНОМУ СЕКТОРІ. EUROPEAN JOURNAL OF ECONOMICS AND MANAGEMENT, 6(6), 39–51. <https://doi.org/10.46340/eujem.2020.6.6>

²⁴ Майснер, Ф., & Штіве, К. (2019, September). Вимушені обмеження виробництва електроенергії з відновлюваних джерел як один з варіантів забезпечення гнучкості Проект для обговорення (Аналітична записка [PP/04/2019]). Low Carbon Ukraine. сс. 1-21

²⁵ Захманн, Ф., & Майснер, Ф. (2018, November). Балансування нестійкої генерації з відновлюваних джерел енергії. (Аналітична записка [PP/01/2018]). Low Carbon Ukraine. сс. 1-21

розраховано Енергетичну стратегію України, і заплановані цілі по зменшенню обсягів викидів.

Таким чином, метою цієї роботи є заповнення прогалини у дискусії стосовно майбутніх сценаріїв розвитку української енергосистеми. По-перше, вона покликана з'ясувати, за яких умов українська енергосистема буде збалансованою у довготривалій перспективі (до 2035 року) при розширенні частки ВДЕ до 25%. По-друге, визначити умови досягнення ключової цілі енергостратегії, яка полягає у зменшенні обсягів викидів при виробництві електроенергії до рівня 50% від 1990 року. І, зрештою, визначити заходи державної політики з розв'язання зелено-вугільного парадоксу для України.

ДИЗАЙН ДОСЛІДЖЕННЯ

Концептуалізація

Предметом нашого дослідження є баланс енергосистеми України. Незалежна змінна — це регуляторна політика уряду. Уряд застосовує такі елементи політики як стимулювання чи обмеження «зеленої» чи іншої генерації, інвестиції у побудову балансуєчих потужностей чи стимулювання таких інвестицій (наприклад, податкові стимули).

Залежна змінна — це частка ВДЕ в енергетичній системі, і відповідно, певний обсяг викидів в атмосферу внаслідок виробництва електроенергії. Через те, що учасники ринку реагують на політику уряду, змінюватимуться обсяги відновлюваних генеруючих потужностей та частка електроенергії, яку вони постачають.

Водночас частка ВДЕ у генерації впливає на гнучкість енергосистеми. Гнучкість енергосистеми, у свою чергу, впливає на політику уряду, оскільки уряд прагне забезпечити суспільне благо, а саме — безперебійне постачання електроенергії споживачам. Отже, уряд прагне встановити регуляторні рамки таким чином, щоб система була максимально гнучкою та збалансованою. Коли показник збалансованості системи дорівнює 0, енергосистема є достатньо гнучкою, тобто в ній не виникає ані дефіциту енергії, ані надмірного виробництва. Якщо показник збалансованості відрізняється від нуля, система потребує додаткових балансуєчих потужностей.

Отже, уряд прагне запровадити таку політику, щоб досягнути цільового значення частки ВДЕ у генерації (та відповідно викидів) та водночас максимізувати збалансованість і гнучкість енергосистеми (це обмеження політики).

Методологія

У роботі використовуватиметься поєднання методу case study та окремих методів кількісного дослідження енергетичного ринку. Метод case study використовуватиметься для вивчення досвіду інших країн, а саме — які інструменти вони використовували для досягнення балансу енергосистеми під час збільшення виробництва «зеленої» енергії. Ми застосовуємо Most likely case study, коли країни-кейси дослідження обираються за принципом максимальної схожості з Україною. Відповідно, генеральною сукупністю нашого дослідження є всі країни та їх енергосистеми (195 країн станом на 2021 р.²⁶). Ми відбираємо для порівняння лише ті країни, де частка відновлювальних джерел енергії є не меншою за українську — 8% від загальної електрогенерації, а також є вагома частка атомної та теплової генерації (загалом не менше 40%). У випадку кожної країни розглядається наявність певних

²⁶ Worldometer. (2021). Countries in the World.

<https://www.worldometers.info/geography/how-many-countries-are-there-in-the-world/#:~:text=There%20are%20195%20countries%20in,and%20the%20State%20of%20Palestine.>

політик спрямованих на стимулювання розвитку як відновлюваної генерації, так і балансування енергосистеми. Опції політик, з метою неупередженої та стандартизованої оцінки, розглядаються на основі досліджень профільних інституцій, насамперед Міжнародного енергетичного агентства (орган в рамках Організації економічного співробітництва та розвитку/ОЕСР)²⁷. Дослідження, доповіді або інші аналітичні матеріали використовуються як допоміжні або у випадку відсутності інформації по країні.

Узагальнивши досвід різних країн, ми можемо сформулювати декілька варіантів політик, за допомогою яких досягається гнучкість енергосистеми. Ці варіанти політик розглядатимуться виходячи з потреб української енергосистеми всередині моделі.

Існує кілька методів обчислення необхідних балансуєчих резервів у енергосистемі (тобто тих генеруючих потужностей, які можуть бути у будь-який час використані для покриття дефіциту енергії виробленої ВДЕ). Метод оптимальних резервів Wäertsilä передбачає, що потреба у балансуванні визначається коефіцієнтом 20-30%, і розраховується за формулою²⁸:

$$\text{Reserves} = \text{сонячна генерація}\% \times \text{Максимальна сонячна генерація MW} \times \text{потреба балансування (20-30\%)} = \dots \text{MW}$$

Втім, цей метод є статичним і поверховим, бо не враховує періодичні провали генерації. Інший метод обчислення резервів передбачає обрахунок резервів у перспективі двох діб і визначається за формулою²⁹:

$$\text{Backup ability} = \frac{(MWh)_{\text{conventional}} + (MWh)_{\text{renewable}}}{(MW)_{\text{renewable}} \times 48 \text{ hours}}$$

Ці результати є переважно орієнтованими оптимальними обсягами, і не дозволяють визначати потреби балансування у часовій перспективі енергетичного циклу (8760 годин). Для загальної оцінки гнучкості енергосистеми використовуються три основні методи моделювання. Перший заснований на методі Лагранжа^{30, 31}. Інші передбачають використання методу Монте-Карло³². Втім, найбільш доцільним для

²⁷ IEA, (2021) About. <https://www.iea.org/about>

²⁸ Wäertsilä (2018), Flexibility to future-proof the Ukrainian power system Solving the Ukrainian Green-Coal paradox 1. Overview of Ukrainian energy.

²⁹ Gonzalez-Salazar Miguel; Kirsten Trevor; Prchlik Lubos. (2017). Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 82. 10.1016/j.rser.2017.05.278.

³⁰ Pavić, I., Capuder, T., & Kuzle, I. (2016). Low carbon technologies as providers of operational flexibility in future power systems. Applied Energy, 168, 724–738. doi:10.1016/j.apenergy.2016.01.123

³¹ Gonzalez-Salazar Miguel; Kirsten Trevor; Prchlik Lubos. (2017). Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 82. 10.1016/j.rser.2017.05.278.

³² Kryzia D, Kopacz M, Kryzia K. The Valuation of the Operational Flexibility of the Energy Investment Project Based on a Gas-Fired Power Plant. Energies. 2020; 13(7):1567.

моделювання повноцінної системи є використання спеціальних софт-систем. Найпопулярнішими є: PLEXOS-LT, Opt-Gen, Message, MARKAL/TIMES, SDDP, Power Factory, PSS/E, та FlexTool. Power Factory, PSS/E, SDDP — використовуються для моделювання системного операціонування ринку. Вони знаходять оптимальні частки кожного виду генерації з урахуванням обмежень, які існують на ринку. MARKAL/TIMES та Opt-Gen — моделюють потенціал розширення потужностей в залежності від ситуації на ринку. PLEXOS-LT та FlexTool найкраще підходять, оскільки дозволяють моделювати одразу операціонування та потужності ринку. Різниця між ними полягає в тому, що цикл покриття IRENA FlexTool складає від години до року, коли PLEXOS покриває лише довгострокові проекти, довжиною від 10 до 50 років. Оскільки для нас важливе визначення дисбалансів ринку, пов'язаних з мінливістю ВДЕ, то найкращим буде використання FlexTool, який здатен не тільки визначати необхідність встановлення резервних потужностей, але й капітальні вкладення та вартість їхнього подальшого використання³³.

IRENA FlexTool є продуктом Міжнародного агентства з відновлювальної енергетики спільно з фінським VTT Technical Research Centre. Вона являє собою математичну модель (Додаток 1.) створену у вигляді софту адаптованого для використання у Microsoft Excel. Модель базується на методі лінійної оптимізації (Linear Programming) і передбачає досягнення найліпшого виходу для (1) досягнення енергетичного балансу та (2) мінімізації показника втрати енергії. Модель включає набір математичних обмежень, які імітують реальні технічні обмеження енергетичних систем. Ці обмеження включають: наявний енергетичний баланс, вимоги до резервів, обмеження запуску потужностей, обмеження через мінімальні навантаження, обмеження транспортування та синхронності транскордонних передач. Сценарії вирішуються за допомогою відкритих кодів, таких як GLPK та COIN-OR Clp, що пристосовані для лінійного програмування. Вони допомагають агрегувати інформацію та віднаходити шляхи мінімізації загальносистемних витрат (включаючи оперативне планування системи та різні варіанти інвестицій), одночасно дотримуючись усіх обмежень³⁴.

Користувачем задаються параметри п'яťох типів: системні дані; передача (трансмiсія) електроенергії; потужності генерації; часові ряди; інформація про ціни на

³³ IRENA (2019): IRENA FlexTool methodology provides guidance for technical experts on the use of the underlying assessment tool, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

³⁴ IRENA (2018), Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 2: IRENA FlexTool methodology, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-090-7

паливо^{35, 36, 37, 38} та його витрати на виробництво одиниці енергії. До системних даних відносяться два обов'язкових параметри: попит на електроенергію та імпорту/експорт електроенергії^{39, 40}. Дані про передачу електроенергії передбачають встановлення обсягів потужностей ліній передач, які поєднують різні системи (у моделі — «nodes») всередині об'єднаної енергосистеми країни, якщо такий поділ існує. Потужностями генерації є встановлений обсяг МВт для кожного типу електростанцій, а також обсяг виробництва за видами палива, розмір резервуарів ГАЕС тощо. Часові ряди передбачають використання інформації про погодинний перебіг ситуації в енергосистемі країни⁴¹. Це: фактичне використання ВДЕ від встановленого обсягу виробництва, погодинний попит, притоки ГАЕС. Обмеження моделі є екзогенними та ендогенними. Обмеження (технічні) запуску потужностей, обмеження через мінімальні навантаження, обмеження транспортування та синхронності транскордонних передач — безпосередньо зазначаються користувачем відповідно до існуючих потужностей системи та технічних характеристик її елементів. Вимоги до резервів, якщо потрібно (наприклад якщо існує певне правове їх закріплення) встановлюються користувачем. В іншому випадку (як у нашому дослідженні) вони розраховуються всередині моделі автоматично, на основі даних про види генерації, попит, фактичне використання ВДЕ тощо.

За результатами моделювання користувач отримає результати з семи наборів даних. Першим є показники гнучкості: втрата навантаження, нестача запасів і потреба у примусових обмеженнях випуску ВДЕ. Другий набір — це агреговане погодинне виробництво кожного елемента генерації найбільш оптимальне для збереження балансу та гнучкості системи. Також серед результатів є обсяг перетоків всередині системи, якщо це релевантно (наявність різних систем, енергоостровів тощо). Четвертим набором результатів є обсяг стрибків у виробленні електроенергії: 1-годинний та 4-годинний — який вказує на те, скільки разів, як часто та в яких

³⁵ Петро Кучерук, ВАРТІСТЬ ЗБАГАЧЕННЯ БІОГАЗУ ДО БІОМЕТАНУ, <https://saf.org.ua/news/616/#:~:text=При%20збагаченні%20біогазу%20технологією%20PSA,14.0%20євро-центів%20-%20при%20мембранній,Sustainable Agribusiness Forum>

³⁶ Wärtsilä (2018) Flexibility to future-proof the Ukrainian power system Solving the Ukrainian Green-Coal paradox 1. Overview of Ukrainian energy.

³⁷ IRENA (2019), Innovation landscape brief: Flexibility in conventional power plants, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-148-5

³⁸ Українська Енергетична Біржа (2021) Біржові котирування: Природний газ. Середньо- та довгостроковий ринок, <https://www.ueex.com.ua/exchange-quotations/natural-gas/medium-and-long-term-market/>

³⁹ Національна Енергетична Компанія "УКРЕНЕРГО" (2021) ДОБОВИЙ ГРАФІК ВИРОБНИЦТВА/СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/>

⁴⁰ Державне підприємство "НЕК "УКРЕНЕРГО", (2018) Питання розвитку генерації з ВДЕ в "Острові Бурштинської ТЕС", <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/08/Pytannya-rozvytku-generatsiyi-z-VDE-v-Ostrovi-BuTES.pdf>

⁴¹ Національна Енергетична Компанія "УКРЕНЕРГО" (2021) ДОБОВИЙ ГРАФІК ВИРОБНИЦТВА/СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/>

обсягах доведеться швидко запускати генеруючі потужності для потреб балансу системи. Зрештою, два останні набори даних використовують при оцінці інвестицій. Першим є загальний обсяг інвестицій для потреб досягнення балансу системи. Другий включає витрати на CAPEX та OPEX, на кшталт витрат на паливо, вартості компенсації примусових відключень ВДЕ, обсягу викидів і плати за нього, запланованих інвестицій (якщо такі закладені).

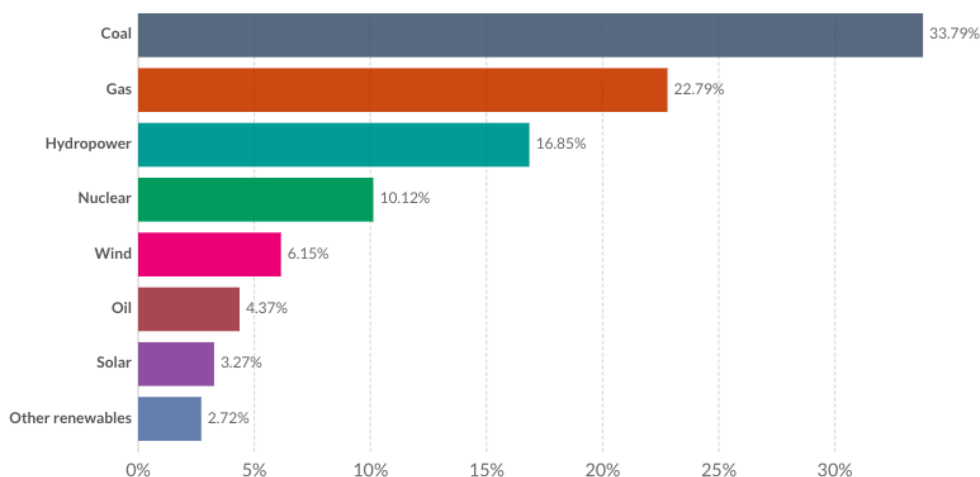
Отже наше моделювання здійснюватиметься до 2035 року із наведеним вище набором даних, які будуть передбачати кілька обов'язкових умов: (1) нарощування ВДЕ відбуватиметься лінійно до 25% від встановлених потужностей у 2035 році; (2) обсяг балансуючих потужностей є незмінним; (3) навантаження на атомну генерацію є незмінним на рівні 2020 року. Відповідно отримані дані дозволять нам побачити, чи є проблеми гнучкості енергосистеми, чи існують там дисбаланси, а також, чи вдається досягти цілі Енергетичної стратегії України зі скорочення обсягів викидів CO₂ під час виробництва електроенергії принаймні до 50% від рівня 1990 року. Якщо ми побачимо дисбаланс чи втрату гнучкості, зможемо змодельовати вирішення цих проблем із використанням опцій політики, що були виокремлені на етапі case-study досвіду інших країн.

РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕННЯ

Аналіз кейсів дослідження

Станом на 2020 рік основним джерелом виробництва електроенергії у світі були теплоелектростанції на вугіллі (рис. 1). Саме вугільна генерація становила 33,79% від загального обсягу у світі. Наступним джерелом є інший вид теплової генерації — природний газ, який становить 22,79%. На третьому місці гідрогенерація — 16,85%, надалі атомна — 10,12%. Найбільший рівень генерації відновлювальних джерел має вітрова генерація, яка становить 6,15% від загального рівня у світі. Загалом на відновлювальні джерела припадає трохи більше десятої частини виробництва електроенергії у світі — 12,14%, де крім ВЕС присутня сонячна генерація — 3,27% та інші види відновлювальних джерел — 2,72%. Крім цього існує значуща частка нафтової генерації у 4,37%⁴².

Рисунок 1. Світова генерація електроенергії (2020)



Джерело: Our World in Data

При цьому обсяги і пропорції генерації суттєво відрізняються за регіонами. Наприклад, в Африці тепла генерація виробляє біля 70 електроенергії з перевагою газу (39,13%) та високою часткою вугільної електроенергії (29,14%). При цьому достатньо невеликою є частка атомної енергії та відновлювальних джерел. Аналогічний рівень проникнення газової генерації спостерігається у країнах Європи, що знаходяться у регіоні Середземномор'я, на кшталт Греції та Італії. Вугільна генерація має перевагу (58,13%) у азійському регіоні. Домінуючим джерелом у Південній та Центральній Америці є гідрогенерація — 53,76%, у той час як атомна становить менше 2%⁴³.

⁴² Hannah Ritchie, (2021), Electricity Mix, <https://ourworldindata.org/electricity-mix>, Our World in Data

⁴³ Там само

Інша ситуація спостерігається у Північній Америці, де при наявності великої частки теплової генерації (36,41% — газ та 20,91% — вугілля) з'являється вагома частка АЕС — 17,76% та ВДЕ — 10,64%. Єдиним регіоном, де атомна генерація залишається домінуючою, є Європа. 23,25% електрогенерації в Європі відбувається за рахунок атомної енергетики. При цьому ВДЕ становлять 20,95% генерації у країнах Європи, і її частки дуже близькі як у ЄС, так і в решті країн.⁴⁴. Багато в чому це й обумовлює фокус цього дослідження на європейському досвіді, оскільки ці країни близькі до України не лише територіально, але й за основними характеристиками виробництва електроенергії: вони мають відносно високу частку відновлювальних джерел, домінуючу частку атомної генерації, а також широкую присутність ТЕС (таблиця 1.).

Таблиця 1. Перелік країн-кейсів								
Країна	АЕС	ТЕС	ТЕЦ (крім нафтових)	Нафтові ТЕЦ	Гідро	СЕС	ВЕС	Біопаливо
Швеція	30,18	0,2	0,23	1,76	44,56	0,24	16,39	6,42
Бельгія	39,33	0,11	30,32	4,13	0,32	5,37	14,42	6,02
Британія	16,96	1,74	36,55	2,45	2,16	4,37	24,15	11,61
Німеччина	11,33	23,66	16,15	3,97	3,3	8,99	23,71	8,9
Іспанія	22,11	2,39	26,01	6,03	12,1	7,87	20,91	2,59
Болгарія	41,25	33,5	5,56	1,1	7,35	3,89	3,66	3,69
Словаччина	53,95	6,91	13,15	0	16,61	2,11	0,03	7,23
Чехія	37,23	39,74	7,22	3,72	2,45	2,71	0,85	6,08
Фінляндія	34,43	5,1	5,67	4,86	22,52	0,13	11,37	15,92
Франція	67,21	0,81	6,48	2,18	11,74	2,5	7,42	1,66
Угорщина	47,52	10,63	26,17	1,03	0,8	4,79	1,94	7,12
США	19,5	19,11	40,23	0,71	7,06	3,27	8,31	1,8
ЄС	24,82	13,22	19,73	4,02	12,74	5,21	14,37	5,89
Україна	25,23	39,83	11,13	0	11,52	9,89	2,02	0,3

Джерело: Our World in Data

У Німеччині тепла енергія, атомна енергетика, гідроенергетика (з гідроакумуляцією) та виробництво енергії з біомаси вважаються контрольованими джерелами генерації, які можуть слугувати підтримкою відновлювальних. Теплові енергоблоки та гідроенергетика є основними джерелами гнучкості та балансування німецької енергосистеми (рис.2) ⁴⁵.

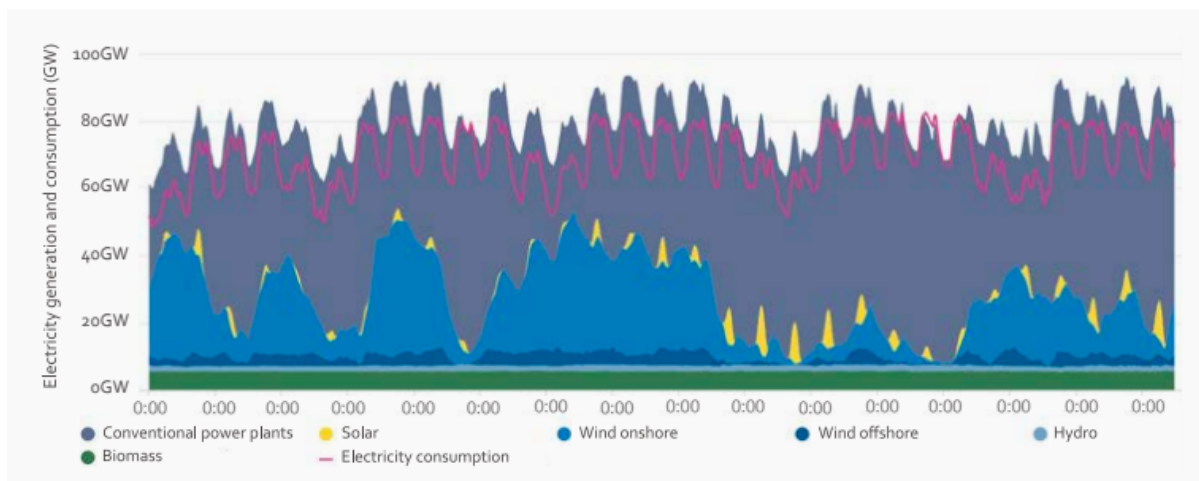
Основою німецького ринку балансування є теплові енергетичні установки, що поділяються на чотири основні категорії: ТЕС на кам'яному вугіллі; ТЕС на бурому вугіллі; газові турбіни відкритого циклу (OCGT) та газові турбіни комбінованого циклу (CCGT). В залежності від типу дисбалансу системи, тепла генерація забезпечує підтримку живлення. Так під час пікових навантажень частіше використовуються

⁴⁴ Hannah Ritchie, (2021), Electricity Mix, <https://ourworldindata.org/electricity-mix>, Our World in Data

⁴⁵ A Yanan, Z., Zheyu, G., Gengyin, L., Hove, A., & Xinnan, W. (2020, August). A QUANTITATIVE COMPARATIVE STUDY OF POWER SYSTEM FLEXIBILITY in Jing-Jin-Ji and Germany. ENERGY RESEARCH INSTITUTE OF THE NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION. p. 13

вугільні ТЕС та ОСТ, а турбіни комбінованого циклу переважно забезпечують баланс системи під час погодних коливань, компенсуючи короткотермінову нестачу електроенергії через нестабільність відновлювальних джерел⁴⁶.

Рисунок 2. Генерація електроенергії та споживання у Німеччині (1-16 серпня 2019)



Джерело: ERI та GIZ, 2020, с. 16

**вісь X — північ кожного дня*

Транскордонна передача електроенергії також відіграє важливу роль. Німеччина є крупним експортером. Коли німецькі ВДЕ генерують надмірну кількість електроенергії, щоб не вдаватися до примусових відключень, вона продається у найближчі країни — Австрію та Люксембург, які, в свою чергу, отримують вигоду у вигляді дешевшої енергії. У 2020 обсяг експорту електроенергії з Німеччини становив 52,5 ТВт-год⁴⁷. Допоміжними для Німеччини виступають перетоки у тому числі з атомних електростанцій у Франції та Бельгії, звідки імпортується електроенергія у випадку нестачі⁴⁸. Наявність у Німеччини кордонів із 9 країнами та інтегрованість у європейську енергосистему ENTSO-E є серйозною перевагою. Транскордонна біржа електроенергії також забезпечує безпечну та стабільну роботу німецької енергосистеми у разі дисбалансів. Наприклад, під час сонячного затемнення 20 березня 2015 року у період між 9 і 10 ранку Німеччина імпортувала з Данії на 169% більше електроенергії, ніж зазвичай, придбала енергію у Швеції та отримала додаткові 423 МВт від Швейцарії⁴⁹. Німецький уряд покладається на торгівлю електроенергією з

⁴⁶ A Yanan, Z., Zheyu, G., Gengyin, L., Hove, A., & Xinnan, W. (2020, August). A QUANTITATIVE COMPARATIVE STUDY OF POWER SYSTEM FLEXIBILITY in Jing-Jin-Ji and Germany. ENERGY RESEARCH INSTITUTE OF THE NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION. p. 13

⁴⁷ Staff, R. (2021, January 4). German power export surplus shrank 46.2% in 2020. Reuters. <https://www.reuters.com/article/germany-electricity-statistics-idUSL8N2JF16X>

⁴⁸ Global Energy Review 2020: The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO2 emissions, International Energy Agency, Paris, July 2020, pp. 52

⁴⁹ Yanan, Z., Zheyu, G., Gengyin, L., Hove, A., & Xinnan, W. (2020, August). A QUANTITATIVE COMPARATIVE STUDY OF POWER SYSTEM FLEXIBILITY in Jing-Jin-Ji and Germany. ENERGY RESEARCH INSTITUTE OF THE NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION. p. 17

іншими країнами для балансування своїх потужностей. Він планує інвестувати у передачу електроенергії від 6 до 11 млрд євро⁵⁰.

Таким чином Німеччина використовує диверсифікований портфель балансуєної генерації для підтримки гнучкості своєї енергосистеми. Наразі газові турбіни та вугільні ТЕС забезпечують фундамент енергосистеми. Водночас, гідроенергетика, зростаючий ринок великих батарейних накопичувачів та інші технології зберігання забезпечують різноманітні можливості для гнучкої роботи енергетичної системи у майбутньому⁵¹.

Сполучені Штати характеризуються великою розбіжністю у генерації між різними штатами. А віддаленість від інших країн не дозволяє забезпечувати універсальний механізм підтримки балансу енергосистеми. Уряд США покладається на ринкові механізми для забезпечення гнучкості системи. Так, Федеральна комісія з регулювання енергетики США (FERC), яка відповідає за оптові ринки електроенергії та високовольтну систему передачі, значно лібералізувала енергетичний ринок. Були скасовані бар'єри для будь-яких видів акумуляції електроенергії в будь-якій точці енергосистеми для участі в організованих FERC торгах з продажу балансуєних потужностей та інших допоміжних послуг⁵². Сьогодні традиційна теплова генерація слугує основним джерелом балансу у більшості штатів (хоча окремі переходять на гідроакумуляцію), але зберігання енергії, насамперед через великі накопичувачі на кшталт батарей, як очікується, буде відігравати важливу роль у найближчі роки⁵³.

Великобританія є одним із прикладів країн, які передбачають введення в експлуатацію нових атомних електростанцій для сприяння декарбонізації⁵⁴. Проте атомні станції не можуть швидко змінювати свої обсяги виробництва, тому їх не можна використовувати для згладжування короткотермінових дисбалансів — наприклад, коли погода не сприяє виробництву з відновлювальних джерел енергії. Британія переглядає свої балансуєні послуги та ринки балансуєних потужностей з акцентом на більш гнучкі та низьковуглецеві газотурбінні станції паралельно зі створенням великих

⁵⁰ IEA (2020), World Energy Outlook 2020, OECD Publishing, Paris, <https://doi.org/10.1787/557a761b-en>

⁵¹ Там само, с. 25

⁵² IEA (December 2019), U.S. regulatory innovation to boost power system flexibility and prepare for ramp up of wind and solar, <https://www.iea.org/commentaries/us-regulatory-innovation-to-boost-power-system-flexibility-and-prepare-for-ramp-up-of-wind-and-solar>

⁵³ IEA (2019), Energy Policies of IEA Countries: United States 2019 Review, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-united-states-2019-review>

⁵⁴ IEA (2019), Energy Policies of IEA Countries: United Kingdom 2019 Review, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-united-kingdom-2019-review>

накопичувачів електроенергії⁵⁵. Так в останні роки ТЕС, що працюють на вугіллі, замінюються на більш сучасні та екологічні газотурбінні електростанції⁵⁶.

Географічне розташування Фінляндії в безпосередній близькості до країн Балтії, а також той факт, що вона має два потужних транскордонних з'єднання з Естонією (Estlink1 та Estlink2), Росією та іншими країнами Скандинавії, роблять цю країну ключовою ланкою для транспортування електроенергії на ринках північних країн, зокрема з ринків країн Балтії до сусідньої Швеції⁵⁷. Водночас, ТЕЦ є домінуючими на ринку балансування фінської енергосистеми. Хоча вони не мають достатньо широкої державної підтримки, разом з імпортом за потреби допомагають робити систему більш гнучкою.⁵⁸

Основним джерелом гнучкості у Швеції є гідроенергетика, а ключовим фактором її функціонування є ринкові умови, на які сезонні аспекти мають сильний вплив. Місцеві ГЕС використовуються для балансування виробництва ВДЕ переважно влітку,⁵⁹ коли гідроенергія відносно дешева. У зимовий період, коли існує сезонний пік попиту й при цьому незначний рівень опадів, Швеція, як правило, є чистим імпортером електроенергії. Так, у 2010 році вона імпортувала 14,9 ТВт-год з сусідніх країн. І навпаки, коли низький попит збігається з низькою доступністю атомної електроенергії у сусідніх країнах та високим рівнем наповнення резервуарів ГЕС, вона, як правило, є експортером енергії. Загалом, поєднання генерації з ГЕС та ядерної енергії значною мірою закриває як потреби Швеції, так і її експорт до сусідніх країн⁶⁰.

Іншим потенційним джерелом гнучкості в Швеції є використання різного роду палива для балансування. Наприклад використання біогазових установок. Вони майже повністю витіснили інші види теплової генерації, такі як ТЕС чи ТЕЦ, які також свого часу генерували значну частину балансуючих потужностей місцевого ринку. Тенденція до зниження частки ТЕС і ТЕЦ спостерігалася незважаючи на те, що для ТЕЦ у Швеції існують стимули у вигляді податкових знижок. Так на ТЕЦ оподатковується лише виробництво тепла, а виробництво електроенергії — ні. Можливим поясненням зменшення ролі ТЕЦ у виробництві електроенергії є старіння ТЕЦ, яким усе складніше

⁵⁵ Response and Reserve Roadmap, National Grid ESO, December 2019, at <https://www.nationalgrideso.com/document/157791/download>

⁵⁶ IEA (2019), Energy Policies of IEA Countries: United Kingdom 2019 Review, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-united-kingdom-2019-review>

⁵⁷ IEA (2018), Energy Policies of IEA Countries: Finland 2018 Review, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-finland-2018-review>

⁵⁸ Boscan, Luis & Rosenlund Soysal, Emilie. (2017). Framework conditions for flexibility in the Gas-Electricity interface of Nordic and Baltic countries A focus on Power-to-Gas (P2G) Flex4RES project summary. 10.13140/RG.2.2.13901.49126. p. 47

⁵⁹ IEA (2019), Energy Policies of IEA Countries: Sweden 2019 Review, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-sweden-2019-review>

⁶⁰ Boscan, Luis & Rosenlund Soysal, Emilie. (2017). Framework conditions for flexibility in the Gas-Electricity interface of Nordic and Baltic countries A focus on Power-to-Gas (P2G) Flex4RES project summary. 10.13140/RG.2.2.13901.49126.

отримувати відповідні «зелені» сертифікати від місцевих регулюючих органів. Отже, Швеція використовує для балансування як теплові станції, так і імпорту/експорту електроенергії⁶¹.

Приклад Іспанії є доволі цікавим з огляду на темпи нарощування відновлювальних джерел. З 2007 року Іспанія активізувала підтримку ВДЕ одночасно зі скороченням теплової генерації, насамперед вугільної, яка 2020-го року сягнула свого мінімуму. Водночас атомна генерація лишається стабільною, і посідає сукупно третє місце (якщо рахувати ВДЕ разом) після «зеленої» енергії та генерації з газу. Газотурбінні генератори відіграють важливу роль у дотриманні балансу. Проте тісний зв'язок із Францією є одним із головних інструментів балансування іспанської енергосистеми⁶². Іспанія має від'ємний торговельний баланс електроенергії: у 2019 році при експорті 11,86 ТВт-год імпорту становив 18,72 ТВт-год, переважно з французьких АЕС⁶³.

Чехія зіштовхнулася з проблемою нестабільності енергосистеми одразу після масштабного підключення СЕС. Коли у 2010 сонячні електростанції перевищили 9% генерації, виявилось, що достатньо швидких газових установок у країні замало. Довгий час країна була одним із найбільших імпортерів електроенергії у Центральній Європі та у межах власного регіону системи ENTSO-E. Компенсація дисбалансів здійснювалася за рахунок спочатку німецької генерації, а згодом польської⁶⁴. Наявна проблема збільшила обсяги інвестицій у більш гнучкі станції. Наприклад у Чеській Республіці був запущений проект агрегатора гнучкості енергосистеми, який працює як віртуальна електростанція, що об'єднує виробників електроенергії та управляє їхнім виробництвом на основі зібраних даних та складних математичних моделей. Вона була створена із потужністю на першому етапі близько 20 МВт-год від декількох когенераційних установок (біогаз). Завдяки точності прогнозування та наявності комбінованої системи балансування на основі теплової генерації Чехія має можливість балансувати відновлювальні джерела⁶⁵.

⁶¹ Boscan, Luis & Rosenlund Soysal, Emilie. (2017). Framework conditions for flexibility in the Gas-Electricity interface of Nordic and Baltic countries A focus on Power-to-Gas (P2G) Flex4RES project summary. 10.13140/RG.2.2.13901.49126. с. 69

⁶² Spain will hit 68% renewable power in 2030, but needs more flexibility - BNEF, Renewables Now, december 2019, [athttps://renewablesnow.com/news/spain-will-hit-68-renewable-power-in-2030-but-needs-more-flexibility-bnef-679379/](https://renewablesnow.com/news/spain-will-hit-68-renewable-power-in-2030-but-needs-more-flexibility-bnef-679379/)

⁶³ Spain: Electricity imports, The Global Economy, 2019, at https://www.theglobaleconomy.com/Spain/electricity_imports/

⁶⁴ IEA (2016), Energy Policies of IEA Countries: Czech Republic 2016 Review, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-czech-republic-2016-review>

⁶⁵ World Today News (March 2021), The flexibility aggregator shakes the energy market, claims the Czech company, <https://www.world-today-news.com/the-flexibility-aggregator-shakes-the-energy-market-claims-the-czech-company/>

У Франції гнучкі та швидкі системи балансування, насамперед теплові, підтримують зростання відновлюваних джерел енергії. Французький оператор атомної енергетики EDF протягом багатьох років інвестував у розвиток теплової генерації, зокрема OCGT та CCGT установок. Сьогодні він має встановлену потужність понад 27 ГВт, і є світовим лідером у виробництві теплової електроенергії. Газові установки можна запустити доволі швидко, особливо газотурбінні установки з комбінованим циклом. У той час, коли звичайна вугільна ТЕС потребує вісім годин, щоб вийти на повну потужність, установка CCGT — близько години. Так, наприклад, передова французька станція CCGT Bouchain, введена в експлуатацію влітку 2016 року, потребує менше 30 хвилин для виходу на максимальну потужність⁶⁶.

Водночас Франція наразі робить основний акцент на атомній електроенергії. Зокрема у середині 2021 року Франція планує запустити новий ядерний реактор⁶⁷.

Сусідня Бельгія є одним із імпортерів атомної енергії з Франції. Хоча Бельгія довгий час балансувала за рахунок власних атомних електростанцій⁶⁸, потреба в погодинному задоволенні попиту та компенсації нестачі ВДЕ внаслідок похибок прогнозу спричинила потребу інвестувати в транспортування енергії. Коли уряд Бельгії поставив ціль вивести з роботи у 2025 році всі місцеві АЕС, він зрозумів, що не зможе досягнути мети зі зниження викидів, оскільки викиди CO₂ вирости через збільшення виробництва тепловими станціями. Аналогічні наслідки мала інтеграція ВДЕ до енергосистеми Бельгії. У зимовому сезоні 2015/2016 років уряд Бельгії вимушений був створити додатковий резерв потужностей, у тому числі за рахунок старих законсервованих теплоелектростанцій. В результаті Бельгія також вирішила розширити транскордонну торгівлю електроенергією.⁶⁹

Болгарія впроваджувала активну політику із розвитку потужностей для балансування. З метою зменшення ризиків виникнення диспропорцій та зменшення їх розміру у 2014 був створений спеціальний балансуючий ринок. Система передбачає широкий портфель генерації розбитий на окремі групи. Кожна балансуюча група має свого координатора, який відповідає за управління графіками роботи груп та інформування про встановлені потужності⁷⁰.

⁶⁶ EDF, FOSSIL-FIRED GENERATION: SUBSTANTIAL ADVANTAGES, <https://www.edf.fr/en/edf/flexible-responsive-energy>

⁶⁷ Reuters (October 2020), EDF plans to announce new EPR nuclear reactor by mid-2021, <https://www.reuters.com/article/us-edf-nuclear-idUSKBN2701B8>

⁶⁸ Global Energy Review 2020: The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO₂ emissions, International Energy Agency, Paris, July 2020, pp. 52

⁶⁹ IEA (2016), Energy Policies of IEA Countries: Belgium 2016 Review, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-belgium-2016-review>

⁷⁰ Mateina & Grunova (January 2020), The Bulgarian National Electricity Company sanctioned for abuse of dominance on the market of balancing energy of renewables. Wolters Kluwer, competitionlawblog.kluwercompetitionlaw.com/2020/01/07/the-bulgarian-national-electricity-company-sanctioned-for-abuse-of-dominance-on-the-market-of-balancing-energy-of-renewables/

Угорщина та Словаччина для балансування покладаються на експорт⁷¹. Словаччина експортує електроенергію до Чехії, Угорщина — до Австрії⁷². Тим не менш, Угорщина й понині покриває значну частину дисбалансу швидкими газовими генераторами. У цій країні газова генерація у 2008 досягла піку і почала скорочуватися. Але з 2014 відбувся сплеск її частки⁷³ через збільшення обсягів генерації ВДЕ⁷⁴. Крім того, Угорщина успішно замінює газові ТЕС аналогічними генераторами, що працюють на біогазі і виробляють менший обсяг викидів⁷⁵. Протягом останнього року Угорщина також суттєво змінила політику у сфері накопичення енергії. Наприклад, державна підтримка наразі спрямовується на субсидіювання розвитку технологій накопичення, насамперед батарей^{76, 77}.

Таким чином у більшості випадків стратегія досягнення балансу та гнучкості системи при інтеграції відновлювальних джерел енергії фокусується на трьох основних напрямках: (1) розгалуженні транскордонної системи передачі електроенергії; (2) інвестиціях у нарощування балансуючих потужностей (у тому числі CCGT та OCGT станцій); та (3) створення систем накопичення електроенергії (таблиця 2). При цьому низка країн, як-от Німеччина чи Швеція, поєднують кілька методів. Отже, наявні приклади можна представити таким чином:

Таблиця 2. Політика досягнення гнучкості енергосистеми			
Країна	Імпорт/експорт	Накопичення (акумулятори, ГАЕС)	Балансуючі потужності (ТЕС, ТЕЦ, біогаз)
Швеція	+	+	+
Бельгія	+		+
Британія		+	+

⁷¹ IEA (2018), *Energy Policies of IEA Countries: Slovak Republic 2018 Review*, IEA, Paris
<https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-slovak-republic-2018-review>

⁷² Child, M., Kemfert, C., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2019). Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Renewable Energy*.
doi:10.1016/j.renene.2019.02.077

⁷³ Hannah Ritchie (2021), Electricity Mix. Our World in Data, <https://ourworldindata.org/electricity-mix>

⁷⁴ IEA (2017), *Energy Policies of IEA Countries: Hungary 2017 Review*, IEA, Paris
<https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-hungary-2017-review>

⁷⁵ Там само.

⁷⁶ Там само

⁷⁷ Hungary joins the race for a 250 billion worth EU battery market. (2020). Innoenergy.
<https://www.innoenergy.com/news-events/hungary-to-a-play-key-role-in-europes-250b-battery-market/>

Німеччина	+	+	+
Іспанія	+		+
Болгарія			+
Словаччина	+		
Чехія			+
Фінляндія	+	+	
Франція*			+
Угорщина	+		

Джерело: власна концептуалізація

**на відміну від Німеччини, яка експортує надлишкову енергію вироблену ВДЕ, Франція експортує переважно енергію АЕС та заробляє на цьому*

Методи збору даних

Для успішного моделювання з використанням FlexTool необхідний вичерпний набір даних про енергосистему країни, для якої проводиться аналіз (таблиця 3). Основний набір даних для моделі включає у себе часовий ряд (англ. — time series) генерації енергосистеми країни за певний період. Актуальна диспетчерська інформація доступна на сайті оператора — Національної енергетичної компанії «Укренерго», де міститься Добовий графік виробництва та споживання електроенергії за кожен годину починаючи з 2014 року⁷⁸. Розподіл між двома системами (ОЕС України та Бурштинський енергоострів) відбувається виходячи з наявної інформації про частку Бурштинського острова (5,29%) у загальному попиті⁷⁹. Ми розглядаємо Бурштинський енергоострів окремо, бо він не сполучається з об'єднаною енергетичною системою України.

Таблиця 3. Джерела збору даних	
Вид даних	Джерело
Попит, імпорт/експорт, втрати та запас потужності	«НЕК «УКРЕНЕРГО»
Потужності передачі та з'єднання	«НЕК «УКРЕНЕРГО»

⁷⁸ Національна Енергетична Компанія "УКРЕНЕРГО (2021) ДОБОВИЙ ГРАФІК ВИРОБНИЦТВА/СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ, ", <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/>

⁷⁹ Питання розвитку генерації з ВДЕ в "Острові Бурштинської ТЕС", Державне підприємство "НЕК "УКРЕНЕРГО", 2018 at

<https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/08/Pytannya-rozvytku-generatsiyi-z-VDE-v-Ostrovi-BuTES.pdf>

Встановлена потужність, технічні дані	<i>IRENA, World Coal Association, STEAG Energy Services, Южно-Українська АЕС, Alejandro Hoese (2016), Wartsilla, Agora Energiewende</i>
Дані часових рядів (8 760 годин)	<i>«НЕК УКРЕНЕРГО»</i>
Попит на електроенергію, припливи гідроенергії, виробництво ВЕС та СЕС	<i>«НЕК УКРЕНЕРГО», Єдиний державний портал відкритих даних</i>
Ціна палива та рівень викидів	<i>Українська Енергетична Біржа, Wärtsilä, IRENA, Sustainable Agribusiness Forum</i>

Дані у нашому випадку — це погодинне виробництво та споживання електроенергії за 2020 рік. Таким чином ми маємо набір 8784 годин. Враховуючи той факт, що модель не бере до уваги наявність високосних років — часовий проміжок 29 лютого 2020 року у нашій роботі виключений, щоб не зсувати серію даних. Ми маємо дані про погодинну генерацію АЕС, ТЕЦ, ТЕС, ГЕС та ГАЕС, закачку води на ГАЕС, транскордонні перетоки (імпорт та експорт) та споживання (попит). Важливо зауважити, що інформація по генерації ВДЕ є комбінованою та включає сукупне виробництво сонячної та вітряної генерації.

Для моделювання використання ВДЕ необхідна погодинна інформація про ефективність цих джерел. Ефективність — це фактичний обсяг генерації поділений на встановлені потужності відновлювальних джерел. Ці дані ми розраховуємо виходячи з заявлених потужностей відновлювальних джерел на відповідний час⁸⁰. Щоб забезпечити релевантну інформацію, позбавлену великих розривів у значеннях ефективності, приріст відновлювальних джерел розраховується лінійно із погодинним зростанням (таблиця 4). Таке згладжування необхідне, оскільки обсяг встановлених потужностей ВДЕ відомий лише на кінець місяця. Тому ми заповнюємо дані зі встановлених потужностей ВДЕ за кожну годину між початком і кінцем місяця за допомогою лінійної екстраполяції.

Таблиця 4. Встановлені потужності генерації ВДЕ в Україні (2020)												
	01.20	02.20	03.20	04.20	05.20	06.20	07.20	08.20	09.20	10.20	11.20	12.20
СЕС	3792,8	3966,8	4231,3	4368,3	4515,4	4593,3	4683,8	4911	4938,3	5005,7	5061,6	5362,6

⁸⁰ Національна Енергетична Компанія "УКРЕНЕРГО" (2021), Встановлена потужність енергосистеми України, <https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/>

ВЕС	1036,5	1036,5	1036,5	1050	1064,7	1064,7	1070,7	1070,7	1070,7	1070,7	1070,7	1111,2
ВДЕ загалом	4829,3	5003,3	5267,8	5418,3	5580,1	5658	5754,5	5981,7	6009	6076,4	6132,3	6473,8
Денний приріст	0,33454	0,25	0,35551	0,20903	0,21747	0,10819	0,12970 4	0,305376 3	0,03791 7	0,09059 1	0,07763 9	0,4590054
Денний приріст	0,01393 9	0,01041 7	0,01481 3	0,00871 0	0,00906 1	0,00450 8	0,00540 4	0,012724	0,00158 0	0,00377 5	0,00323 5	0,019125

Джерело: ДП НЕК «Укренерго», власні розрахунки (розрахункові дані — останні два рядки таблиці)

Таким чином, генерація ВДЕ розраховується як фактична генерація СЕС та ВЕС поділена на встановлену потужність, адже таким чином дозволяє врахувати нестабільність «зеленої» генерації через погодні та часові умови, а також факти примусових відключень через операційні вимоги її обмеження. Обсяги генерації інших джерел включаються до моделі у фактичних одиницях (МВт-год).

Інші операційні змінні потрібні для моделі розраховують через технічні характеристики електростанцій або згідно з чинним законодавством. Так змінна податку на вуглецеві викиди «co2_cost» встановлена на рівні близько 12 гривень за тону, або в перерахунок 0,43 долари за тону CO₂, станом на 2021 рік⁸¹. Штраф за втрату напруги «loss of load penalty» або вживаний у ширших джерелах термін VoLL встановлений як нижня межа на зв'язаних європейських ринках. Такий штраф на європейських ринках встановлений на рівні 3000 € (або 3531 дол.) за 1 МВт-год втрати напруги. Це початкова межа, яка фіксується при укладанні договорів для транскордонних перетоків на європейських біржах, зокрема EPEX SPOT^{82, 83}. Ми припускаємо, що оскільки Україна планує приєднатися до європейської енергосистеми ENTSO-E, вона теж запровадить такий штраф з метою гармонізації законодавства.⁸⁴ Штраф за втрату резервів — «loss of reserves penalty», який передбачає штрафи за відсутність домовлених балансуємих потужностей, передбачений нещодавніми змінами у законодавстві, і становитиме 100% «зеленого» тарифу або аукціонної ціни вартості врегулювання небалансу гарантованого покупця⁸⁵. Відповідно, він розрахований як 100% середньої вартості електроенергії на ринку: 53 долари за МВт-год.

⁸¹ Економічна Правда (2021) Механизмы уменьшения выбросов CO₂, <https://www.epravda.com.ua/rus/projects/ekonomika-bez-vykydiv/2021/03/31/672462/>

⁸² E. Bucaj. 278/10 - VALUE OF LOST LOAD REVIEW PROCESS, ELEXON, BSC Panel Meeting 278. 2018

⁸³ S. Ambec & C. Crampes, The Value of Lost Load, Toulouse School of Economics, at https://fsr.eui.eu/the-value-of-lost-load/#_ftn1

⁸⁴ The new electricity market arrangements in Ukraine, ECS Project Office, Descriptive document Final Draft, April 2016, p. 27

⁸⁵ ЗАКОН УКРАЇНИ Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії (Відомості Верховної Ради (ВВР), 2020, № 50, ст.456)

«Curtailment penalty» — компенсація вартості непоставленої електроенергії через обмеження диспетчером енергосистеми (примусові обмеження ВДЕ) наразі регулюється відповідними нормативно-правовими актами, і передбачають розрахунок вартості у кожному випадку окремо через відповідні формули. Втім, із відкритих джерел ми знаємо, що середня вартість компенсації на початок 2021 року становила 4 гривні за непоставлений КВт-год (143 дол. За МВт-год), які ДП «Гарантований покупець» компенсувало виробникам ВДЕ.⁸⁶ Показник штрафів за нестачу генерації («lack of capacity penalty») у цьому дослідженні прирівняний до «loss of load penalty», оскільки фактично вони "карають" одне й те саме — відсутність подачі електроенергії.

Характеристики окремих елементів енергосистеми «Unit type» розраховуються за встановленими технічними характеристиками українських джерел генерації або виходячи із максимально подібних типових джерел у світі. Кожен представляє собою окремий вид генерації доступний в українській енергосистемі: ST_coal — ТЕС (вугілля); ST_gas — ТЕС (газ); CHP_gas — ТЕЦ (газ); CHP_coal — ТЕЦ (вугілля); Hydro — ГЕС; Nuclear — АЕС; VRE — СЕС та ВЕС; battery — батарейні накопичувачі енергії (наразі недоступні, але використовуватимуться до моделювання інвестицій); pumpHydro — гідроакумуючі станції накопичення (використовуватимуться до моделювання інвестицій).

Виходячи із наявної інформації, їхні технічні характеристики розраховані таким чином (таблиця 5):

Таблиця 5. Технічні характеристики джерел генерації.					
unit type	efficiency	min load	eff at min load	ramp up (p.u. per min)	ramp down (p.u. per min)
ST_coal	0,33	0,33	0,31	0,03	0,03
ST_gas	0,37	0,33	0,29	0,03	0,30
CHP_coal	0,55	0,45	0,47	0,03	0,02

⁸⁶ Информационное агентство Интерфакс-Украина (2021) В ОЭС Украины "зеленая" генерация продолжает наращивать производство э/э в условиях начавшихся ограничений ВИЭ и АЭС, <https://interfax.com.ua/news/greendeal/730654.html>

CHP_gas	0,60	0,45	0,45	0,03	0,02
Nuclear	0,33	0,25	0,33	0,02	0,15
Hydro	1,00			0,20	0,20
VRE	1,00			1,00	1,00
Battery	0,85			1,00	1,00
PumpHydro	0,90			0,20	0,20
Biogas	0,37	0,45	0,47	0,20	0,20

Джерело: розрахунки автора на основі даних IRENA, World Coal Association, STEAG Energy Services, Южно-Українська АЕС, Alejandro Hoese (2016)

Візуалізація: FlexTool

Основою для фіксації технічних характеристик є доповідь агентства IRENA про основні види генерації електроенергії у світі⁸⁷. У випадку вугільних ТЕС вони також уточнювалися з урахуванням інших досліджень^{88, 89, 90}. Розрахунок характеристик АЕС виходив із доступних розрахунків потужностей реактора ВВЕР-1000, що встановлений на енергоблоках українських АЕС⁹¹, а також типових для АЕС показників швидкостей розігріву⁹². Для окремих джерел, таких як ГЕС, ВДЕ, батарейних накопичувачів та ГАЕС, береться базове припущення про відсутність обмежень з навантаження, 100% рівень ефективності та нерелевантність обрахунку ефективності при мінімальному навантаженні через їхню постійну доступність, а також здебільшого майже миттєві проміжки запуску.

Аналогічно, виходячи із базових параметрів кожного окремого елемента системи розраховується вид палива, витрати палива на генерацію та обсяг викидів CO₂ на 1 КВт-год. У дослідженні використовується чотири основних види палива, що використовують для генерації в Україні: вугілля, природний газ, біогаз та уран. Вартість природного газу розраховується як середня вартість на Українській енергетичній біржі⁹³. Вартість вугілля дорівнює середній зведений вартості згідно з дослідженням українського енергоринку компанією Wartsilla, з огляду на те, що для вугільних ТЕС потрібні дві основні марки: Антрацит та вугілля газової групи. Вартість

⁸⁷ IRENA (2019), Innovation landscape brief: Flexibility in conventional power plants, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-148-5, p.7

⁸⁸ P. Hitchin (2018), High-Efficiency, Low-Emissions Coal Plants: Come HELE or High Water, TransForm, <https://www.ge.com/power/transform/article.transform.articles.2018.mar.come-hele-or-high-water#:~:text=Figures%20from%20the%20World%20Coal,rates%20are%20around%2040%20percent>

⁸⁹ Mid-Load Operation of Large Coal-Fired Power Plants, Dr. Hendrik Lens STEAG Energy Services GmbH Germany, Power-Gen Europe, 2014, pp. 1-16

⁹⁰ Dimitri Pescia, Agora Energiewende. (2017) - Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants, Agora Energiewende, pp. 115

⁹¹ Технические характеристики, Южно-Украинская АЭС, <https://www.sunpp.mk.ua/ru/energocomplex/sunpp/technical>

⁹² Hoese, Alejandro. (2016). Re: What is the typical MW/minute ramping capability for each type of reserve?. Retrieved from:

https://www.researchgate.net/post/What_is_the_typical_MW_minute_ramping_capability_for_each_type_of_reserve/5707e05c93553bf792274751/citation/download.

⁹³ Українська Енергетична Біржа (2021) Біржові котирування: Природний газ. Середньо- та довгостроковий ринок, <https://www.ueex.com.ua/exchange-quotations/natural-gas/medium-and-long-term-market/>

ядерного палива взято з цього самого джерела. Для обрахунку вартості біогазу були взяті медіанні значення вартості в перерахунку на 1 МВт-год енергії біометану виробництва через використання технологій PSA, водяного скрубера, амінового скрубера та мембранної сепарації⁹⁴.

Обсяги викидів були взяті із двох джерел: дослідження IRENA та компанії Wärtsilä⁹⁵ (безпосередньо для України). З огляду на те, що результати двох джерел сходяться до десятих — їх можна вважати цілком релевантними⁹⁶. Таким чином, ми отримали такі дані (таблиця 6):

Таблиця 6. Характеристики видів палива		
fuel	fuel (price, \$/MWh)	CO2 content (t/MWh)
coal	11,50	0,34
nat_gas	9,11	0,20
biogas	15,00	0,25
uranium	2,54	0

Джерело: розрахунки автора на основі даних Української Енергетичної Біржі, Wärtsilä, IRENA, Sustainable Agribusiness Forum

Візуалізація: FlexTool

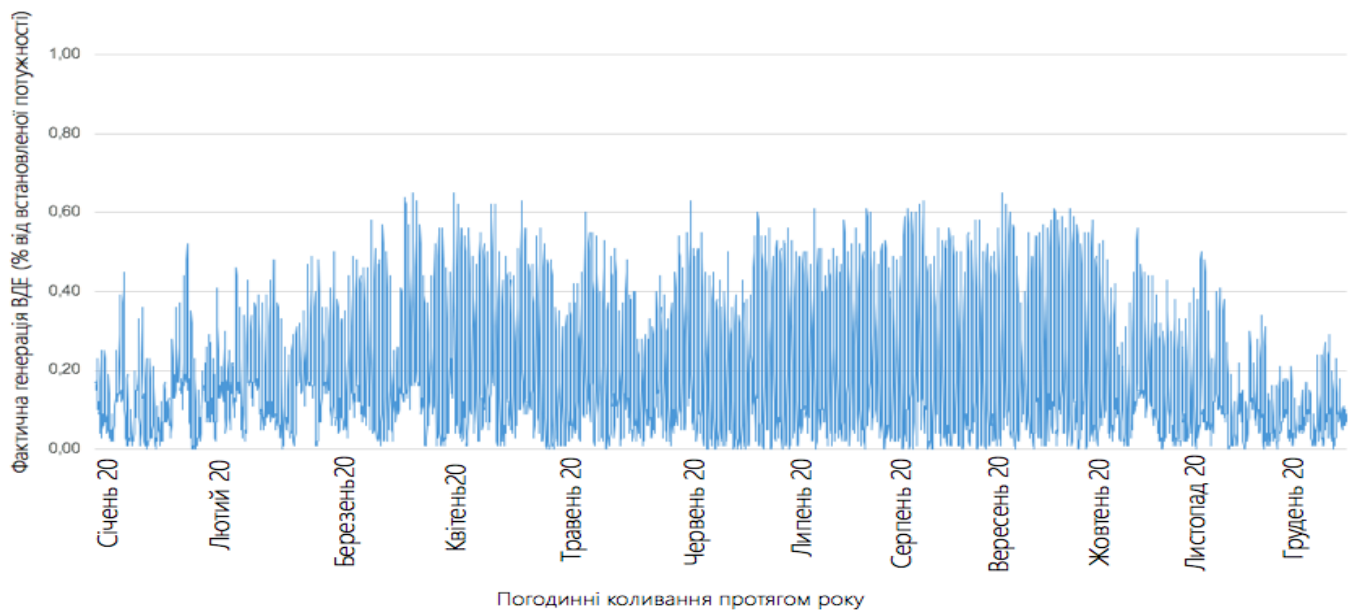
Отже, маючи вихідний набір даних, ми можемо переходити до моделювання. FlexTool автоматично опрацьовує дані часових серій реальної потужності відновлювальних джерел енергетики, та вибудовує графік, який дозволяє вже візуально виокремити тенденції генерації (графік 1). Наприклад, можна побачити, що фактична генерація ВДЕ від загального обсягу своїх потужностей у зимовий період менша, що є логічним з огляду на коротший світовий день. Вона демонструє сезонну тенденцію до збільшення навесні (через більший світовий день та достатній обсяг потоків вітру), і дещо зменшується влітку (через зменшення потоків вітру).

Графік 1. Динаміка генерації ВДЕ в Україні за 2020 рік (від встановлених потужностей)

⁹⁴ Петро Кучерук, ВАРТІСТЬ ЗБАГАЧЕННЯ БІОГАЗУ ДО БІОМЕТАНУ, <https://saf.org.ua/news/616/#:~:text=При%20збагаченні%20біогазу%20технологією%20PSA,14.0%20євро-центів%20-%20при%20мембранній,Sustainable Agribusiness Forum>

⁹⁵ Wärtsilä (2018) Flexibility to future-proof the Ukrainian power system Solving the Ukrainian Green-Coal paradox 1 . Overview of Ukrainian energy.

⁹⁶ IRENA (2019), Innovation landscape brief: Flexibility in conventional power plants, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-148-5

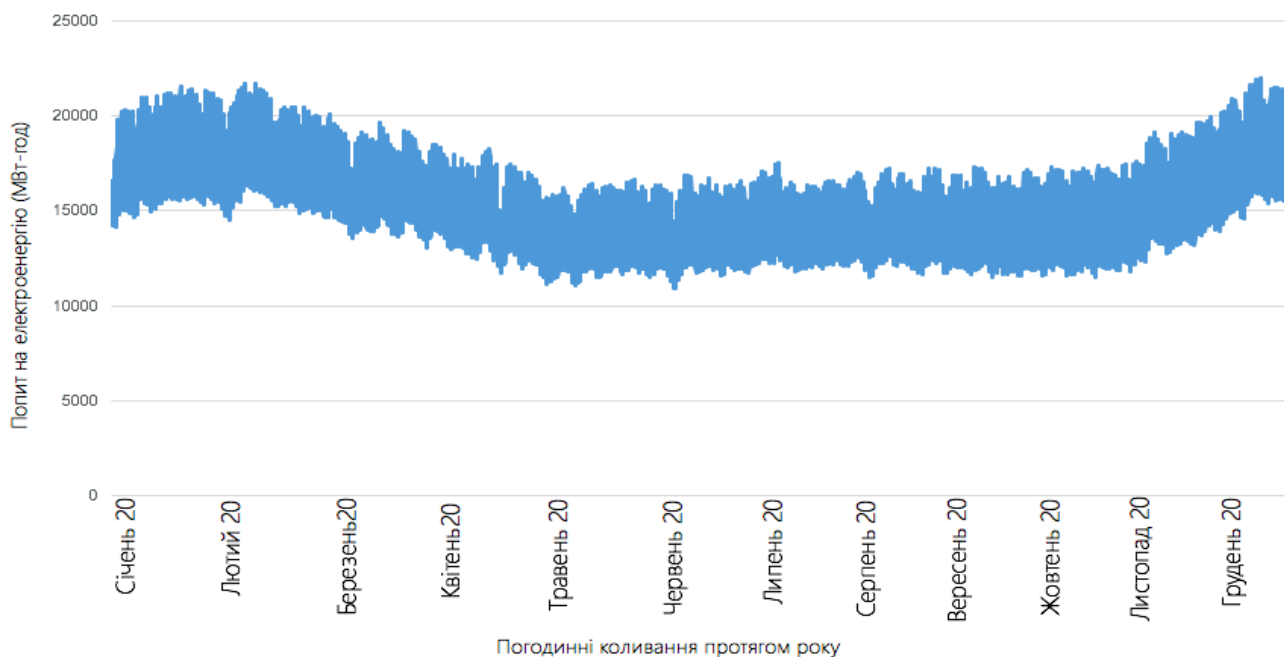


*Джерело: ДП «НЕК «Укренерго», власна візуалізація
Візуалізація: FlexTool*

Так само модель опрацьовує дані по річному попиту (графік 2) із погодинними коливаннями, і також вибудовує графік. Для успішного моделювання до 2035 року ми маємо передбачити відповідні зміни в обсягах попиту на електроенергію. Погодинні дані за 2020 рік беруться за основу подальших розрахунків. Існує два основних підходи прогнозування збільшення попиту. Перший виходить із припущення, що відсоток зростання попиту пропорційний до відсотка зростання економіки. Відповідно, потрібно передбачати, на скільки зросте економіка України до 2035 року. Другий підхід передбачає фіксацію відсотка зростання. Згідно з методологією ДП «НЕК «Укренерго»⁹⁷, яка використовується для будь-якого моделювання чи прогнозування, зростання попиту відбувається лінійно, із приростом 1% на рік. Оскільки використання першого підходу повинно передбачати макропрогноз на 15 років (який відсутній) або використання усереднених темпів за попередні роки (які також включатимуть періоди рецесії) — оптимальним є використання другого підходу. Це обумовлено також тим, що моделювання передбачає фактично пошук оптимальної диспетчеризації системи, а отже в цьому випадку краще базуватися на методиці оператора системи. Тому ми закладаємо у свою модель тренд зростання кінцевого попиту на 1% на рік. При зміні попиту на 1% (за незмінних інших умов моделі), допускається зміна окремих значень не більш ніж на 0,53%, та загальних результатів моделі не більш ніж на 0,076%.

Графік 2. Динаміка попиту на електроенергію за 2020 рік

⁹⁷ ДП "НЕК "УКРЕНЕРГО", АНАЛІТИЧНИЙ ЗВІТ ДО ПИТАННЯ РОЗВИТКУ ВЕС ТА СЕС В СКЛАДІ ОЕС УКРАЇНИ (за результатами досліджень проблем та перспектив прискореного зростання потужностей ВЕС та СЕС в ОЕС України), <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/06/ANALITYCHNYI-ZVIT-2.pdf>



Джерело: ДП «НЕК «Укренерго», власна візуалізація
Візуалізація: FlexTool

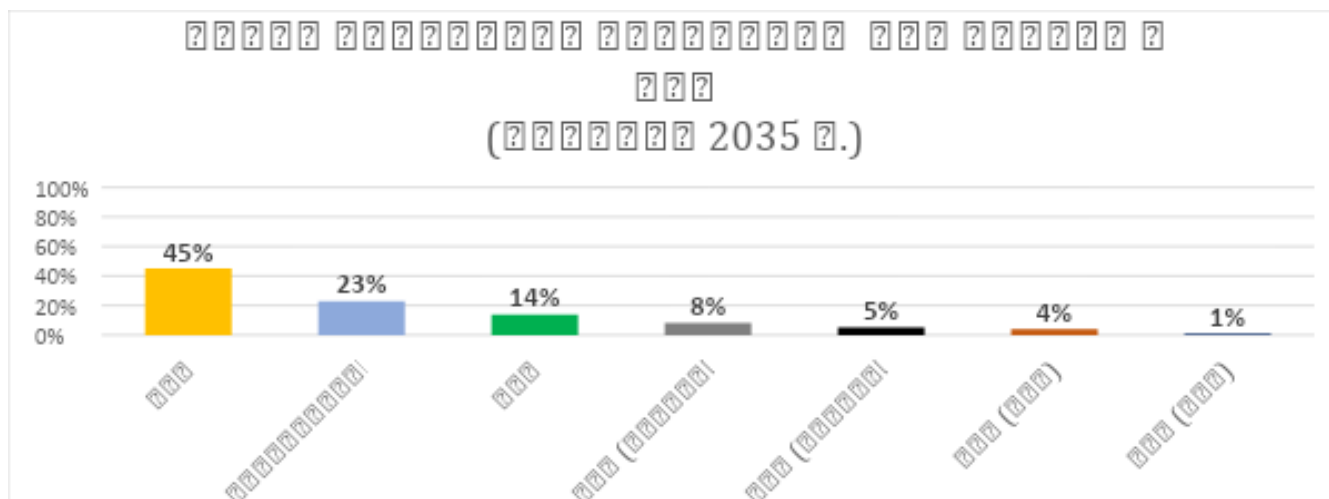
Результати моделювання

Отже, результати моделювання до 2035 року показують, що об'єднана енергосистема України здатна прийняти 25% відновлювальних джерел електроенергії без збільшення обсягів викидів CO₂ та без дисбалансів у вигляді втрат електроенергії. Викиди в еквіваленті CO₂ становили 20,44 мегатонни. Враховуючи те, що станом на 1990 р. обсяг викидів при виробництві електроенергії становив орієнтовно 133,57 мт^{98, 99}, досягнутий обсяг викидів у 2035 р. складатиме 15,3% в еквіваленті CO₂ від 1990 р. Таким чином критерій Стратегії у зниженні обсягів викидів при генерації електроенергії (50% від 1990 р.) навіть перевиконаний. Протягом року не відбувалося жодних втрат електроенергії (loss of load), аварій тощо. Функціонування системи здійснюється коштом шести основних видів генерації: атомної, гідроенергії, ВДЕ, вугільних ТЕС, газових та вугільних ТЕЦ. Загальний баланс електроенергії виглядає таким чином:

Рисунок 4. Обсяг фактичної генерації в об'єднаній енергосистемі України (прогноз на 2035 рік)

⁹⁸ Джагін Е. Фелт (2011), "Прогнози викидів ПГ в Україні: шляхи до 2050 року" - Thomson Reuters Point Carbon, с. 32

⁹⁹ United Nations Climate Change Secretariat, Summary of GHG Emissions for Ukraine, United Nations Climate Change Secretariat, https://unfccc.int/files/ghg_emissions_data/application/pdf/ukr_ghg_profile.pdf

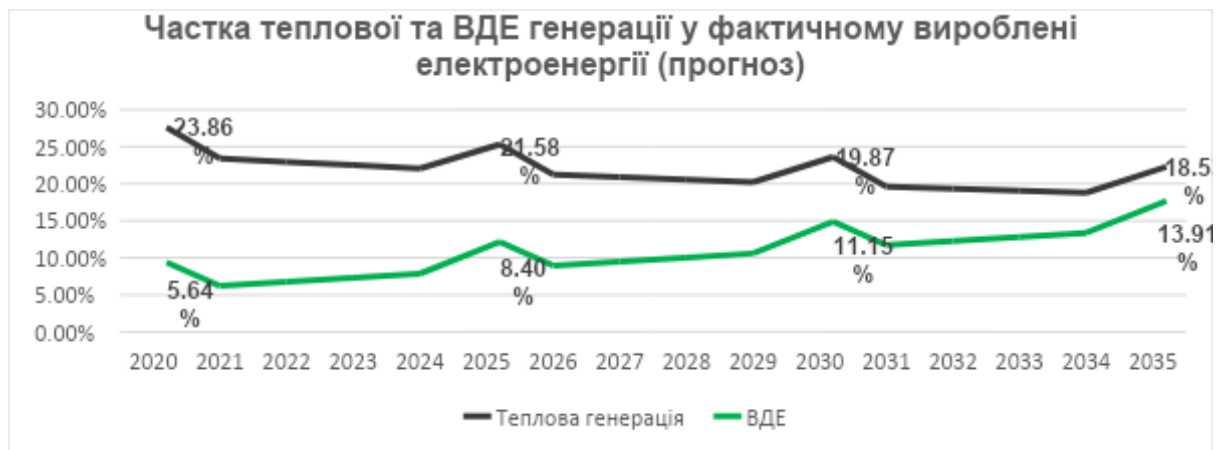


Джерело: власні розрахунки

Як бачимо з рис. 4, більша частина енергетичного балансу забезпечується за рахунок атомної генерації (45,29%). При цьому успіхом може вважатися те, що 36,2% електроенергії забезпечується генерацією, яка взагалі не передбачає наявності відходів. У ній переважає ГЕС — 22,32%. При обсягах 25% від встановлених потужностей, ВДЕ у фактичній генерації займає 13,90%. 18,54% передбачено на теплову генерацію — переважно вугільну. Тобто наявні обсяги дозволяють зменшити використання теплової генерації, де є найбільший обсяг викидів. Наприклад, з обігу можуть бути частково виведені ТЕС на газу, який є дорогим ресурсом.

Результати моделювання не показують зростання теплової генерації у відповідь на збільшення СЕС та ВЕС. Навпаки, відновлювана генерація більшою частиною заміщує обсяг виробництва теплової. Результати нашого дослідження вказують, що збільшення частки відновлювальних джерел у фактичній генерації на 1% зменшує частку теплової на 0,84% (графік 4). Також ми можемо побачити, що генерація ВДЕ за рік складе 23,3042 ТВт-год (23304200 МВт-год). Тобто середня фактична генерація становить близько 2660 МВт «зеленої» енергетики при встановлених потужностях 16033 МВт. Це означає, що для генерації одного МВт-год знадобиться мінімум 6 МВт встановлених «зелених» потужностей. Відповідно, для заміщення 1 МВт теплової генерації потрібно буде орієнтовно 7,14 МВт встановлених потужностей ВДЕ. При досягненні 25% встановлених потужностей ВДЕ баланс виглядатиме таким чином: АЕС становитиме базове навантаження, яке задовольнятиме (залежно від часу доби) майже половину попиту. Решта задовольнятиметься ВДЕ, ГЕС та частково тепловою енергетикою, яка перебуватиме у періоди поза піком у «сплячому» стані на мінімальних обсягах. Вдень, коли спостерігається пік виробництва, СЕС, ГАЕС накопичуватимуть електроенергію, що буде витрачатися під час піків споживання — вранці та ввечері. Також у цей час буде тимчасове підвищення потужностей теплових електростанцій.

Графік 4. Частка теплової генерації та генерації відновлювальних джерел у фактичному балансі виробництва електроенергії по роках

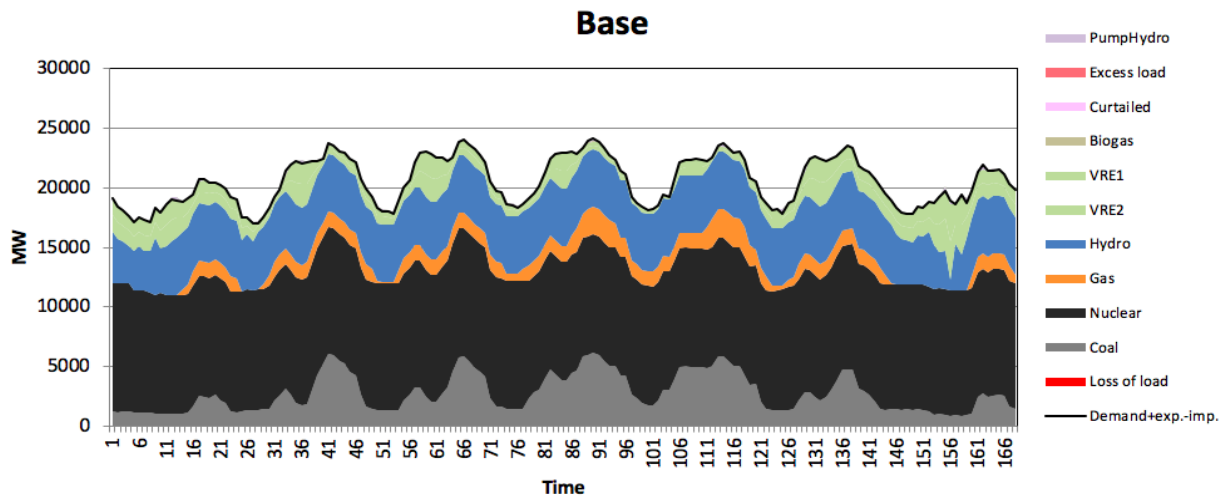


Джерело: власні розрахунки

При такому сценарії можна уникнути втрат напруги, однак система все одно не матиме гнучкості, що призведе до високого обсягу примусових відключень ВДЕ. Наявна система передбачає існування 0,09 ТВт-годин примусових обмежень на рік, що є значним обсягом. Як було зазначено вище у роботі, обмеження випуску ВДЕ не є такою значною проблемою, оскільки вони можуть постійно вирішуватися диспетчеризацією, на відміну від втрат напруги, які можуть призводити до аварій. Проблема полягає в тому, що враховуючи існування системи штрафів, щороку через примусові обмеження необхідно буде витрачати близько 12 мільйонів 893 тисячі доларів на виплати компенсацій виробникам ВДЕ. Тобто система є збалансованою, але негнучкою.

Таким чином було з'ясовано, що при досягненні 25% відновлювальних джерел енергетики за сталого обсягу балансуючих потужностей до 2035 року спостерігатиметься нестача гнучкості енергосистеми. Нестача гнучкості полягає у 113467,626 МВт-год обмежень перевиробництва відновлювальних джерел. Попри те, що така ситуація не створює значної загрози — вона вказує на той факт, що система є недостатньо гнучкою і потребує додаткових накопичувань. Отже, *перша гіпотеза — підтверджена.*

Графік 4. Прогнозований графік виробництва та споживання електроенергії (1-7 січня 2035 р.)



Джерело: власні розрахунки

Візуалізація: FlexTool

**на вісі X вказані години з початку року (1-7 січня)*

Особливості побудови української енергосистеми значно впливають на тенденції ВДЕ та значення фактичної генерації. Так теплова генерація в загальному обсязі виробництва електроенергії представлена значною мірою через Бурштинський енергоострів. Незважаючи на те, що в енергосистемі України він займає трохи більше 5%, на нього припадає близько половини теплової генерації ОЕС України (20 499 597 МВт-год проти 10 556 089 МВт-год). Фактично, саме на Бурштинському енергоострові яскраво проявляється обмежене портфоліо генерації системи. При наявності 320,66 МВт відновлювальних джерел енергетики на «Острові» теплова генерація та ГЕС працюють на виснаження для підтримки попиту та балансування ВДЕ у цій системі. Тут існує повноцінне залучення ТЕЦ та гідроелектростанції протягом всього року. Водночас в Об'єднаній енергосистемі України найбільший рівень використання потужностей ГЕС — 88%.

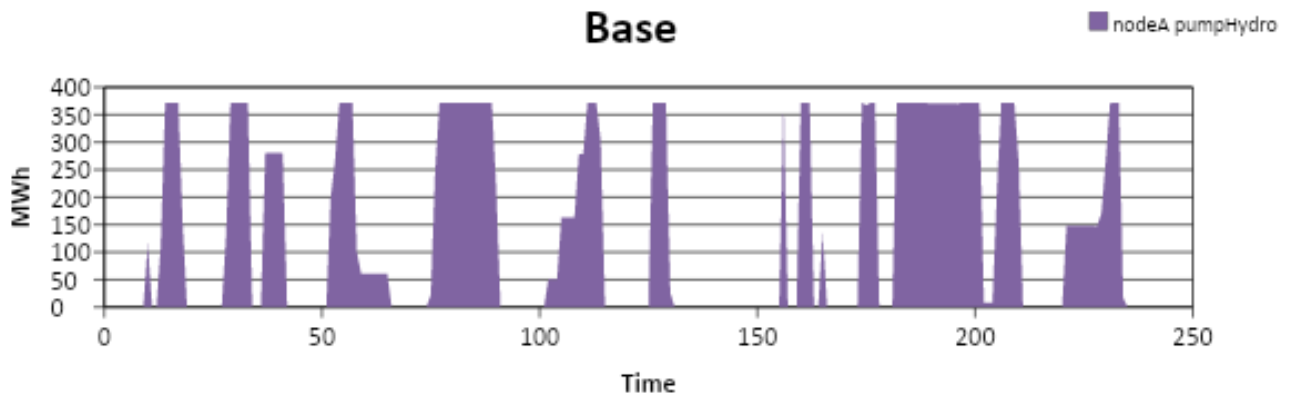
Таблиця 7. Прогноз за видами генерації електроенергії в енергетичних системах України (2035 р.)

Система	Генерація	Встановлена потужність (МВт)	Річна генерація (МВт-год)	% від потужності (3/2)
	1	2	3	4
ОЕС України	ТЕС (вугілля)	14906	2490,93	0,0019
	ТЕС (газ)	4600	1920183,6	4,76
	ТЕЦ (вугілля)	4606	11603221	28,75
	ТЕЦ (газ)	1282	6973703	62,09
	АЕС	13835	75883906	62,61
	ГЕС	4816	37286361	88,38
	ВДЕ	7856	22838074	16,59
	ГАЕС	1488	217194,18	1,66
	Біогаз	200	24406,58	1,39
Бурштинський енергоострів	ТЕС (вугілля)	2334	8655169,8	42,33
	ТЕЦ (вугілля)	217	1900920	100
	ГЕС	13	113880	100
	ВДЕ	320,66	466082,52	16,59

Джерело: власні розрахунки

Таким чином прослідковується нестача гнучкості, яка існує в Об'єднаній енергосистемі, та нестача резервів гнучкості безпосередньо у Бурштинському енергоострові. Якщо в ОЕС України підтримка ВДЕ у періоди піку їхнього виробництва здійснюється шляхом накопичення, і лише певна частка надлишку відключається через перевиробництво, то на Бурштинському енергоострові внаслідок відсутності можливостей накопичення єдиним можливим рішенням є постійне зниження потужностей ТЕС. В ОЕС практика накопичення через використання ГАЕС відіграє одночасну функцію підтримки перевиробництва ВДЕ у періоди найменшого попиту (вночі — коли споживання менше, а ВЕС продовжують виробництво; і пообідді — коли теж скорочується споживання, але СЕС продукують свої найбільші обсяги). Надалі наявність ГАЕС дозволяє витратити накопичення на піках вранці та ввечері.

Графік 4. Прогноз періодів накопичення електроенергії ГАЕС протягом 1-10 січня 2035 року (ОЕС України).



Джерело: власні розрахунки

Візуалізація: FlexTool

**на вісі X вказані години з початку року (1-10 січня)*

Враховуючи наявність у нас даних про прогнозований обсяг генерації електроенергії, встановлені потужності та їхні технічні характеристики, можемо пропонувати безпосередньо шляхи подолання проблем системи. Як було зазначено вище у роботі, беручи до уваги відсутність втрат напруги, можемо відкинути необхідність інвестицій у балансуєчі потужності, адже вона передбачається для випадків компенсації втрат напруги. Оскільки проблемою є гнучкість системи, то основним варіантом політики, що пропонується під час моделювання у FlexTool, є інвестиції у накопичення. Теоретично, у випадку Бурштинського енергоострову потреба в резерві може компенсуватися коштом експортних/імпортних операцій з електроенергією, оскільки пропускні обсяги транскордонних перетоків не використовувалися на максимальну потужність протягом року. Так, наприклад, у Бурштинському енергоострові лишається резерв перетоків щонайменше на рівні 159 МВт. У випадку ОЕС України зберігається інша проблема — відсутність синхронізації з ENTSO-E. Якщо Бурштинський острів функціонує паралельно з європейською енергосистемою, то частина ОЕС України досі працює паралельно з енергооб'єднанням країн СНД та Балтії. Хоча інтеграція у спільну мережу дозволяє поліпшити ефективність роботи системи та запобігати аварійним явищам, це не є умовою гарантованого збуту електроенергії. Втім, беручи до уваги, що ми не можемо прогнозувати успіх збуту української електроенергії в кожному конкретному випадку, було б неправильно стверджувати про повноцінне забезпечення гнучкості лише коштом транскордонних перетоків.

Враховуючи достатній обсяг потужностей для експорту, мова лише йтиме про повноцінну інтеграцію в ENTSO-E. Як показує досвід інших країн, транскордонне сполучення є перевагою, але не панацеєю, тому у країні повинні існувати власні можливості балансування. Також, беручи до уваги мету збільшення самозабезпечення

української енергосистеми, варто враховувати потреби створення власних потужностей для забезпечення гнучкості.

Таблиця 8. Максимальні величини транскордонних перетоків України при експорті			
Система	Країна експорту	Максимальна величина перетоку	Сумарно
Бурштинський енергоострів	Угорщина	450	1050 МВт
	Словаччина	400	
	Румунія	200	
ОЕС України	РФ	2200	4035 МВт
	Білорусь	900	
	Молдова	700	
	Польща	235	

Джерело: «НЕК «УКРЕНЕРГО»¹⁰⁰, БізнесЦензор¹⁰¹

Хоча примусові відключення відновлювальних джерел енергетики практикуються в обох системах, у випадку ОЕС вони обумовлені не стільки нестачею резервів, скільки потребою ефективної диспетчеризації системи. У випадку Бурштинського енергоострову, існує принципова потреба у створенні резервів накопичення енергії. В районі ОЕС України річний обсяг обмежень становить 90163,542 МВт-годин. Враховуючи, що середня вартість примусового відключення становить 143 долари за МВт-годину, то річні витрати на підтримку диспетчеризації складають 12 млн 900 тис доларів. Сукупні витрати на обмеження ВДЕ до 2035 року очікуються на рівні 42 млн 686 тис доларів.

Отже, ми можемо порівнювати різні сценарії інвестицій у накопичення. Основними варіантами є інвестиції у ГАЕС (які у випадку Бурштинського енергоострову взагалі відсутні) та промислові накопичувачі енергії на основі технологій батарей. Вони відрізняються, перш за все, показником збереження енергії. Жоден із існуючих накопичувачів не здатен зберегти 100% електроенергії. У будь-якому випадку при завантаженні, розвантаженні або зберіганні у накопичувачі існуватиме втрата певного відсотку енергії. У випадку ГАЕС показник збереження становить в середньому 90% від електроенергії, що була спрямована на накопичення. Батареї, в свою чергу, відрізняються за технічними характеристиками. Сучасні

¹⁰⁰ ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО» (2021), ТРАНСКОРДОННІ ПЕРЕТОКИ, <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/peretoky/#1547799203785-86e2a4ca-17eb>

¹⁰¹ Вікторія Войцицька (2019), «Як монополія ДТЕК в електроенергетиці знищує економіку західної України», БізнесЦензор, https://biz.censor.net/resonance/3158426/yak_monopolya_dtek_v_elektroenergetits_znischu_ekonomku_zahidno_ukrani

літій-іонні батареї, що є найбільш популярними для використання накопичення (9 з 10 встановлених батарей у світі¹⁰²), мають середній показник зберігання 85%¹⁰³. Водночас варто враховувати тривалість життя кожного з видів накопичення. Якщо тривалість експлуатації ГАЕС може становити від 30 до 60 років, то максимальний час користування батареями становить до 10 років.

Середня вартість встановлення 1 МВт-години накопичення — 251 долар для літій-іонних батарей або 2 млн. 176 тис за один МВт потужностей¹⁰⁴. Вартість інвестицій у ГАЕС становить близько 2 млн 100 тис за один МВт потужностей. Так ми можемо здійснити розрахунки двох опцій інвестицій у збереження електроенергії.

Таблиця 9. Оцінка вартості інвестицій у потужності накопичення електроенергії.						
	Обмеження (МВт-год)	Потреба в резерві (МВ)	Потреба потужностей ГАЕС	Потреба потужностей батарей	Інвестиції ГАЕС (доларів)	Інвестиції у батареї (доларів)
ОЕС України	90163,5	10,29	10,29	10,29	21 609 000	22 391 040
Бурштинський енергоострів	23304,126	2,66	2,66	2,66	5 586 000	5 788 160
Загалом	113467,626	12,95	12,95	25,9	27 195 000	28 179 200

Джерело: власні розрахунки

Враховуючи ці результати ми можемо з'ясувати, що обсяг інвестицій у ГАЕС менший, і з урахуванням також терміну експлуатації вони є ліпшими, ніж батареї. Обсяг збереження енергії в них також є дещо вищим, що створює цінову перевагу для накопичувачів під час балансування на піці, у тому числі у випадках постачання електроенергії на зовнішні ринки (таблиця 9). Як було зазначено вище, накопичивши певну кількість енергії, ГАЕС, так само як і батареї генерують меншу кількість, оскільки частина втрачається під час зберігання. Економічна вигода полягає у тому, що накопичення здійснюється за менших цін, а постачання відбувається під час піків, коли ціна навпаки більша. Відповідно, чим більше коефіцієнт збереження, тим вигідніше здійснювати накопичення. У Таблиці 9 наведено приклад того, якими можуть бути операції з накопичувачами. Якщо ми виходимо із факту, що ГАЕС зберігає 90%, а батареї — 85%, то відповідно енергії під час піків буде продаватися менше. Вартість купівлі електроенергії під час накопичення вказана у колонці OffPeak, тоді коли у колонці Peak зазначена цінова вартість електроенергії, яка залишиться після

¹⁰² IRENA (2019), Innovation landscape brief: Utility-scale batteries, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Pp. 24

¹⁰³ Environmental and Energy Study Institute (EESI), & Zablocki, A. (2019). Fact Sheet | Energy Storage (2019) | White Papers | EESI. Environmental and Energy Study Institute (EESI). <https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019>

¹⁰⁴ IRENA (2019), Innovation landscape brief: Utility-scale batteries, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Pp. 24

накопичення із врахуванням втрати від зберігання. Відповідно, чим більшим є коефіцієнт зберігання, тим більше електроенергії лишатиметься під час накопичення, і тим більший прибуток може отримувати власник накопичувальних потужностей. Цим обумовлений пріоритет вибору ГАЕС для інвестора. Для користувачів, у свою чергу, це означатиме збільшення обсягів накопичення дешевшої енергії.

Таблиця 10. Порівняння вартості продажу накопиченої енергії в Україні та країнах ENTSO-E							
Вартість купівлі 1 МВт-год при низькому попиті та реалізації збереженої енергії за пікового навантаження							
	OffPeak	Peak (продаж)					
	Купівля	Україна	БуОС	Польща	Словаччина	Угорщина	Румунія
ОЕС України	38,05	49,8	n/a	61,36	n/a	n/a	n/a
Бурштинський енергоострів	38,89	n/a	59,98	61,36	61,99	63,45	66,5
Фактична ціна продажу при зберіганні ГАЕС							
	OffPeak	Peak (продаж)					
	Купівля	Україна	БуОС	Польща	Словаччина	Угорщина	Румунія
ОЕС України	38,05	44,82	n/a	55,22	n/a	n/a	n/a
Бурштинський енергоострів	38,89	n/a	53,98 2	55,22	55,791	57,105	59,85
Фактична ціна продажу при зберіганні батареями							
	OffPeak	Peak (продаж)					
		Україна	БуОС	Польща	Словаччина	Угорщина	Румунія
ОЕС України	38,05	34,86	n/a	52,15	n/a	n/a	n/a
Бурштинський енергоострів	38,89	n/a	50,98	52,15	52,69	53,93	56,52

Джерело: ДП «Оператор Ринку»

Водночас, лише частина з примусових обмежень випуску буде компенсована впровадженням накопичувачів електроенергії. Протягом 10 годин року спостерігались аномальні стрибки у генерації ВДЕ (Додаток 2), що загалом становить 16496 МВт-годин, які не можуть бути компенсовані накопичуванням. Обсяг обмежень є завеликим, але створення окремих потужностей накопичення для нього є недоцільним. Витрати на ці обмеження складатимуть 2 359 037 доларів, що становить 18,3% від загальних витрат на примусове обмеження випуску ВДЕ. Таким чином наведений обсяг інвестицій дозволить скоротити обсяги обмежень ВДЕ та їхні витрати на 81,7%. У перспективі до 2035 року, враховуючи сумарний ефект від обмежень, з 42 млн 686 тис доларів буде зекономлено біля 34 млн 874 тисячі, що на 7 млн 679 000 тисяч більше ніж потреба у витратах на встановлення гідроаккумуляції. Враховуючи, що біля 90% накопиченої енергії може продаватися потім під час піків, ще й за вищою ціною, то вигода є ще більшою.

Таким чином ми з'ясували, щоб досягти 25% частки ВДЕ у встановлених потужностях генерації до 2035 і скоротити обсяг викидів CO₂ (до рівня 50% 1990 р.), Україні **не** доведеться інвестувати у нові балансуючі енергетичні потужності. Наявний обсяг балансуючих потужностей дозволяє Україні прийняти 25% ВДЕ у перспективі до 2035 року без дисбалансу системи. Водночас, це дозволить досягти критерія Енергетичної стратегії України (скорочення викидів CO₂ до рівня 50% від 1990 р.) і навіть перевиконати його. Інвестиції у нові балансуючі енергетичні потужності дозволять замінити «традиційні» засоби балансування, але це не є необхідною умовою інтеграції 25% ВДЕ. Таким чином, **друга гіпотеза — спростована.**

ВИСНОВКИ

За результатами проведеного дослідження були отримані відповіді на задані питання та гіпотези. Перш за все було з'ясовано, що *при досягненні 25% відновлювальних джерел енергетики за сталого обсягу балансуючих потужностей до 2035 року спостерігатиметься нестача гнучкості енергосистеми. Отже, перша гіпотеза — підтверджена.*

По-друге, щоб досягти 25% частки ВДЕ у встановлених потужностях генерації до 2035 і скоротити обсяг викидів CO₂ (до рівня 50% 1990 р.), Україні *не доведеться інвестувати у нові балансуючі енергетичні потужності.* Наявний обсяг балансуючих потужностей дозволяє Україні прийняти 25% ВДЕ у перспективі до 2035 року без дисбалансу системи. Водночас, це дозволить досягти критерія Енергетичної стратегії України (скорочення викидів CO₂ до рівня 50% від 1990 р.) і навіть перевиконати його. Таким чином, *друга гіпотеза — спростована.*

Крім цього було визначено, що гнучкості української енергосистеми може бути досягнуто за умови інвестицій у накопичення електроенергії. До 2035 року Україна має створити додатково 113467,626 МВт-год накопичення на рік або 12,95 МВт у встановлених потужностях (10,29 МВт в ОЕС та 2,66 МВт у Бурштинському енергоострові). Для цього потрібно інвестувати 27 195 000 доларів у гідроакумулюючі електростанції або 28 179 200 доларів у випадку обрання основним накопичувачем літій-іонних батарей. Такі інвестиції дозволять знизити витрати на обмеження ВДЕ на 81,7%, але не виключити таку опцію повною мірою. На нашу думку, з огляду на довготривалість експлуатації та економічну доцільність вибір має бути зосереджений на будівництві саме ГАЕС в ОЕС України та Бурштинському енергоострові.

Для досягнення цілі Енергетичної стратегії у зменшенні обсягів викидів при виробництві електроенергії до рівня 50% від 1990 року потрібно продовжити практику декарбонізації системи, а саме зробити акцент на (1) збереженні значних обсягів базового навантаження АЕС; (2) продовжити політику стимулювання та заохочення встановлення нових потужностей ВДЕ; (3) інвестувати у створення додаткових потужностей накопичення.

Зрештою, ми з'ясували, що твердження про існування зелено-вугільного парадоксу є значно перебільшеним. Хоча ВДЕ нерівнозначною мірою заміщують теплову генерацію (1% ВДЕ компенсує 0,84% ТЕС/ТЕЦ, а для заміщення 1 МВт теплової генерації потрібно близько 7,14 МВт «зелених» потужностей), за умови наявності стабільного та суттєвого навантаження АЕС — проблема зелено-вугільного парадоксу не проявляється в енергосистемі.

У подальшому, дослідження повинні додатково фокусуватися на особливостях української енергосистеми, а саме на Бурштинському енергоострові, де через значну роль ТЕС та максимізацію видобутку ТЕЦ, можуть спостерігатися потреби балансу системи. Особливо це стосуватиметься випадків, коли обсяг впроваджених відновлювальних джерел буде більшим, ніж у нашому дослідженні, або часові рамки будуть розтягнуті на довший проміжок часу. Також у майбутньому потрібно буде врахувати ефект граничної віддачі, коли по мірі ще більшого зростання ВДЕ ступінь їх заміщення покриватиме все менше теплової генерації. Так само варто звернути увагу і на застарілості теплової генерації, що має бути предметом досліджень технічної галузі.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Вікторія Войцицька (2019), «Як монополія ДТЕК в електроенергетиці знищує економіку західної України», БізнесЦензор, https://biz.censor.net/resonance/3158426/yak_monopolya_dtek_v_elektroenergetits_znischu_ekonomku_zahdno_ukrani
2. Державне підприємство "НЕК "УКРЕНЕРГО", (2018) Питання розвитку генерації з ВДЕ в "Острові Бурштинської ТЕС", <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/08/Pytannya-rozvytku-generatsiyi-z-VDE-v-Ostrovi-BuTES.pdf>
3. Джастін Е. Фелт (2011) , "Прогнози викидів ПГ в Україні: шляхи до 2050 року" - Thomson Reuters Point Carbon, с. 32
4. Дороніна, І., Криштоф, Н., & Москаленко, С. (2020). ЗЕЛЕНО-ВУГІЛЬНИЙ ПАРАДОКС В УКРАЇНІ ТА СВІТІ ЯК ВИКЛИК ДЛЯ ДЕРЖАВНОГО РЕГУЛЮВАННЯ В ЕНЕРГЕТИЧНОМУ СЕКТОРІ. EUROPEAN JOURNAL OF ECONOMICS AND MANAGEMENT, 6(6), 39–51. <https://doi.org/10.46340/eujem.2020.6.6>
5. ДП "НЕК "УКРЕНЕРГО", АНАЛІТИЧНИЙ ЗВІТ ДО ПИТАННЯ РОЗВИТКУ ВЕС ТА СЕС В СКЛАДІ ОЕС УКРАЇНИ (за результатами досліджень проблем та перспектив прискореного зростання потужностей ВЕС та СЕС в ОЕС України), <https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/06/ANALITYCHNYJ-ZVIT-2.pdf>
6. ДП «НЕК «УКРЕНЕРГО» (2021), ТРАНСКОРДОННІ ПЕРЕТОКИ, <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/peretoky/#1547799203785-86e2a4ca-17eb>
7. Економічна Правда (2021) Механизмы уменьшения выбросов CO2, <https://www.epravda.com.ua/rus/projects/ekonomika-bez-vykydiv/2021/03/31/672462/>
8. ЗАКОН УКРАЇНИ Про внесення змін до деяких законів України щодо удосконалення умов підтримки виробництва електричної енергії з альтернативних джерел енергії (Відомості Верховної Ради (ВВР), 2020, № 50, ст.456)
9. Захманн, Ф., & Майсснер, Ф. (2018, November). Балансування нестійкої генерації з відновлюваних джерел енергії. (Аналітична записка [PP/01/2018]). Low Carbon Ukraine. сс. 1-21
10. Зелена інтеграція: Можливості та виклики подальшого розвитку, YouTube, 2018, <https://www.youtube.com/watch?t=840&v=eHoBmo1QfzQ&feature=youtu.be>
11. Информационное агентство Интерфакс-Украина (2021) В ОЭС Украины "зеленая" генерация продолжает наращивать производство э/э в условиях

- начавшихся ограничений ВИЭ и АЭС,
<https://interfax.com.ua/news/greendead/730654.html>
12. Майснер, Ф., & Штіве, К. (2019, September). Вимушені обмеження виробництва електроенергії з відновлюваних джерел як один з варіантів забезпечення гнучкості Проект для обговорення (Аналітична записка [PP/04/2019]). Low Carbon Ukraine.
13. Михайленко, О., & Шпікерманн, Е. (2019). Стабілізація підтримки відновлювальної
14. Національна Енергетична Компанія "УКРЕНЕРГО" (2021) ДОБОВИЙ ГРАФІК ВИРОБНИЦТВА/СПОЖИВАННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ,
<https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/>
15. Національна Енергетична Компанія "УКРЕНЕРГО" (2021), Встановлена потужність енергосистеми України,
<https://ua.energy/vstanovlena-potuzhnist-energosityemy-ukrayiny/>
16. Петро Кучерук, ВАРТІСТЬ ЗБАГАЧЕННЯ БІОГАЗУ ДО БІОМЕТАНУ,
<https://saf.org.ua/news/616/#:~:text=При%20збагаченні%20біогазу%20технологією%20PSA,14.0%20євро-центів%20-%20при%20мембранній,Sustainable Agribusiness Forum>
17. Питання розвитку генерації з ВДЕ в "Острові Бурштинської ТЕС", Державне підприємство "НЕК "УКРЕНЕРГО", 2018 at
<https://ua.energy/wp-content/uploads/2018/08/Pytannya-rozvytku-generatsiyi-z-VDE-v-Ostrovi-BuTES.pdf>
18. Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18 серпня 2017 р. № 605-р ЕНЕРГЕТИЧНА СТРАТЕГІЯ УКРАЇНИ НА ПЕРІОД ДО 2035 РОКУ «БЕЗПЕКА, ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ, КОНКУРЕНТОСПРОМОЖНІСТЬ»
19. Технические характеристики, Южно-Украинская АЭС,
<https://www.sunpp.mk.ua/ru/energocomplex/sunpp/technical>
20. Українська Енергетична Біржа (2021) Біржові котирування: Природний газ. Середньо- та довгостроковий ринок,
<https://www.ueex.com.ua/exchange-quotations/natural-gas/medium-and-long-term-market/>
21. A Yanan, Z., Zheyu, G., Gengyin, L., Hove, A., & Xinnan, W. (2020, August). A QUANTITATIVE COMPARATIVE STUDY OF POWER SYSTEM FLEXIBILITY in Jing-Jin-Ji and Germany. ENERGY RESEARCH INSTITUTE OF THE NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION. p. 13
22. Arabzadeh, V., Pilpola, S., & Lund, P. D. (2019). Coupling Variable Renewable Electricity Production to the Heating Sector through Curtailment and Power-to-heat Strategies for Accelerated Emission Reduction. Future Cities and Environment, 5(1), 1. DOI: <http://doi.org/10.5334/fce.58>

23. Boscan, Luis & Rosenlund Soysal, Emilie. (2017). Framework conditions for flexibility in the Gas-Electricity interface of Nordic and Baltic countries A focus on Power-to-Gas (P2G) Flex4RES project summary. 10.13140/RG.2.2.13901.49126.
24. Child, M., Kemfert, C., Bogdanov, D., & Breyer, C. (2019). Flexible electricity generation, grid exchange and storage for the transition to a 100% renewable energy system in Europe. *Renewable Energy*. doi:10.1016/j.renene.2019.02.077
25. Dimitri Pescia, Agora Energiewende. (2017) - Flexibility in thermal power plants – With a focus on existing coal-fired power plants, Agora Energiewende, pp. 115
26. E. Bucaj. 278/10 - VALUE OF LOST LOAD REVIEW PROCESS, ELEXON, BSC Panel Meeting 278. 2018
27. EDF, FOSSIL-FIRED GENERATION: SUBSTANTIAL ADVANTAGES, <https://www.edf.fr/en/edf/flexible-responsive-energy>
28. Environmental and Energy Study Institute (EESI), & Zablocki, A. (2019). Fact Sheet | Energy Storage (2019) | White Papers | EESI. Environmental and Energy Study Institute (EESI). <https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019>
29. Global Energy Review 2020: The impacts of the Covid-19 crisis on global energy demand and CO2 emissions, International Energy Agency, Paris, July 2020, pp. 52
30. Gonzalez-Salazar Miguel; Kirsten Trevor; Prchlik Lubos. (2017). Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 82. 10.1016/j.rser.2017.05.278.
31. Hannah Ritchie (2021), Electricity Mix. Our World in Data, <https://ourworldindata.org/electricity-mix>
32. Hannah Ritchie, (2021), Electricity Mix, <https://ourworldindata.org/electricity-mix>, Our World in Data
33. Hoese, Alejandro. (2016). Re: What is the typical MW/minute ramping capability for each type of reserve?. Retrieved from: https://www.researchgate.net/post/What_is_the_typical_MW_minute_ramping_capability_for_each_type_of_reserve/5707e05c93553bf792274751/citation/download.
34. Hungary joins the race for a 250 billion worth EU battery market. (2020). Innoenergy. <https://www.innoenergy.com/news-events/hungary-to-a-play-key-role-in-europe-250b-battery-market/>
35. IEA (2016), Energy Policies of IEA Countries: Belgium 2016 Review, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-belgium-2016-review>
36. IEA (2016), Energy Policies of IEA Countries: Czech Republic 2016 Review, IEA, Paris

- <https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-czech-republic-2016-review>
37. IEA (2017), *Energy Policies of IEA Countries: Hungary 2017 Review*, IEA, Paris
<https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-hungary-2017-review>
38. IEA (2018), *Energy Policies of IEA Countries: Finland 2018 Review*, IEA, Paris
<https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-finland-2018-review>
39. IEA (2018), *Energy Policies of IEA Countries: Slovak Republic 2018 Review*, IEA, Paris
<https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-slovak-republic-2018-review>
40. IEA (2019), *Energy Policies of IEA Countries: Sweden 2019 Review*, IEA, Paris
<https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-sweden-2019-review>
41. IEA (2019), *Energy Policies of IEA Countries: United Kingdom 2019 Review*, IEA, Paris
<https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-united-kingdom-2019-review>
42. IEA (2019), *Energy Policies of IEA Countries: United States 2019 Review*, IEA, Paris
<https://www.iea.org/reports/energy-policies-of-iea-countries-united-states-2019-review>
43. IEA (2020), *World Energy Outlook 2020*, OECD Publishing, Paris,
<https://doi.org/10.1787/557a761b-en>
44. IEA (December 2019), *U.S. regulatory innovation to boost power system flexibility and prepare for ramp up of wind and solar*,
<https://www.iea.org/commentaries/us-regulatory-innovation-to-boost-power-system-flexibility-and-prepare-for-ramp-up-of-wind-and-solar>
45. IEA, (2021) *About*. <https://www.iea.org/about>
46. IRENA (2018), *Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 2: IRENA FlexTool methodology*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-090-7
47. IRENA (2018d), *Power system flexibility for the energy transition. Part 1: Overview for policy makers*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
48. IRENA (2019), *Innovation landscape brief: Flexibility in conventional power plants*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-148-5
49. IRENA (2019), *Innovation landscape brief: Utility-scale batteries*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Pp. 24

50. IRENA (2019): IRENA FlexTool methodology provides guidance for technical experts on the use of the underlying assessment tool, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
51. King, A. (1985). John W. Kingdon, *Agendas, Alternatives, and Public Policies*, Boston: Little, Brown, 1984, xi 240 pp., *Journal of Public Policy*, 5(2), 281-283. doi:10.1017/S0143814X00003068
52. Knaggård, Å. (2015), The Multiple Streams Framework and the problem broker. *Eur J Polit Res*, 54: 450-465. <https://doi.org/10.1111/1475-6765.12097>
53. Knight, Jack; Sened, Itai, eds. (1996). *Explaining Social Institutions*. Ann Arbor, MI: University of Michigan Press. pp. 95–120. doi:10.3998/mpub.14827.
54. Kryzia D, Kopacz M, Kryzia K. The Valuation of the Operational Flexibility of the Energy Investment Project Based on a Gas-Fired Power Plant. *Energies*. 2020; 13(7):1567.
55. Mateina & Grunova (January 2020), The Bulgarian National Electricity Company sanctioned for abuse of dominance on the market of balancing energy of renewables. Wolters Kluwer, competitionlawblog.kluwercompetitionlaw.com/2020/01/07/the-bulgarian-national-electricity-company-sanctioned-for-abuse-of-dominance-on-the-market-of-balancing-energy-of-renewables/
56. Mid-Load Operation of Large Coal-Fired Power Plants, Dr. Hendrik Lens STEAG Energy Services GmbH Germany, Power-Gen Europe, 2014, pp. 1-16
57. P. Hitchin (2018), High-Efficiency, Low-Emissions Coal Plants: Come HELE or High Water, TransForm, <https://www.ge.com/power/transform/article.transform.articles.2018.mar.come-hele-or-high-water#:~:text=Figures%20from%20the%20World%20Coal,rate%20are%20around%2040%20percent>
58. Palmintier, Bryan. (2013). Incorporating operational flexibility into electric generation planning: impacts and methods for system design and policy analysis.
59. Pavić, I., Capuder, T., & Kuzle, I. (2016). Low carbon technologies as providers of operational flexibility in future power systems. *Applied Energy*, 168, 724–738. doi:10.1016/j.apenergy.2016.01.123
60. Response and Reserve Roadmap, National Grid ESO, December 2019, at <https://www.nationalgrideso.com/document/157791/download>
61. Reuters (October 2020), EDF plans to announce new EPR nuclear reactor by mid-2021, <https://www.reuters.com/article/us-edf-nuclear-idUSKBN2701B8>
62. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity Peter D. Lund, Juuso Lindgren, Jani Mikkola and Jyri Salpakari *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, vol. 45, issue C, 785-807

- 63.S. Ambec & C. Crampes, The Value of Lost Load, Toulouse School of Economics, at https://fsr.eui.eu/the-value-of-lost-load/#_ftn1
- 64.Sinn, H. (2012). The Green Paradox: A Supply-Side Approach to Global Warming. Cambridge, Massachusetts; London, England: The MIT Press.
- 65.Spain will hit 68% renewable power in 2030, but needs more flexibility - BNEF, Renewables Now, december 2019, at <https://renewablesnow.com/news/spain-will-hit-68-renewable-power-in-2030-but-needs-more-flexibility-bnef-679379/>
- 66.Spain: Electricity imports, The Global Economy, 2019, at https://www.theglobaleconomy.com/Spain/electricity_imports/
- 67.Staff, R. (2021, January 4). German power export surplus shrank 46.2% in 2020. Reuters. <https://www.reuters.com/article/germany-electricity-statistics-idUSL8N2JF16X>
- 68.Taibi, E., Nikolakakis, T., Gutierrez, L., Fernandez, C., Kiviluoma, J., Rissanen, S., & Lindroos, T. J. (2018). Power system flexibility for the energy transition: Part 2, IRENA FlexTool methodology. International Renewable Energy Agency IRENA. Pp. 69-73
- 69.The new electricity market arrangements in Ukraine, ECS Project Office, Descriptive document Final Draft, April 2016, p. 27
- 70.United Nations Climate Change Secretariat, Summary of GHG Emissions for Ukraine, United Nations Climate Change Secretariat, https://unfccc.int/files/ghg_emissions_data/application/pdf/ukr_ghg_profile.pdf
- 71.Wärtsilä (2018) Flexibility to future-proof the Ukrainian power system Solving the Ukrainian Green-Coal paradox 1 . Overview of Ukrainian energy.
- 72.Weible, C.M., & Sabatier, P.A. (Eds.). (2018). Theories of the Policy Process (4th ed.). Routledge. <https://doi.org/10.4324/9780429494284>
- 73.World Nuclear Association. (n.d.). Economics of Nuclear Power. Retrieved March 2020, from <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>
- 74.World Today News (March 2021),The flexibility aggregator shakes the energy market, claims the Czech company, <https://www.world-today-news.com/the-flexibility-aggregator-shakes-the-energy-market-claims-the-czech-company/>
- 75.Worldometer. (2021). Countries in the World. <https://www.worldometers.info/geography/how-many-countries-are-there-in-the-world/#:~:text=There%20are%20195%20countries%20in,and%20the%20State%20of%20Palestine.>

76. Yanan, Z., Zheyu, G., Gengyin, L., Hove, A., & Xinnan, W. (2020, August). A QUANTITATIVE COMPARATIVE STUDY OF POWER SYSTEM FLEXIBILITY in Jing-Jin-Ji and Germany. ENERGY RESEARCH INSTITUTE OF THE NATIONAL DEVELOPMENT AND REFORM COMMISSION. p. 17

ДОДАТКИ

Додаток 1. Закладені у модель рівняння¹⁰⁵

Рівняння що узагальнює всі витрати, включаючи можливі інвестиційні витрати та штрафи. Воно додає всі витрати, включаючи можливі інвестиційні витрати та штрафи за порушення певних обмежень.

$\forall \{t\} \in T :$

$$v^{obj} = \sum_t \left(v_t^{omCost} + v_t^{fuelCost} + v_t^{startupCost} + v_t^{penalties} \right) \times h + v^{investmentCost}$$

Де

$$v_t^{omCost} = \sum_{\{g,n,u\} \in U_{g,n,u}} [p_u^{omCosts} \times v_{g,n,u,t}^{gen}]$$

$$v_t^{fuelCost} = \sum_{\{n,u,F\} \in F_{n,u,F}} (v_{F,u,t}^{fuelUse} \times p_F^{fuelCost})$$

$$v_t^{startupCost} = \sum_{u \in U_u^{startup}} (v_{u,t}^{startup} \times p_u^{startCost})$$

$$v^{investmentCost} = \sum_{\{g,n,u\} \in U_{g,n,u}} [p_u^{investmentCost} \times v_{g,n,u}^{investedCapacity}]$$

$$v_t^{penalties} = \sum_n \left(v_{n,t}^{lossOfLoad} \times p_n^{lossOfLoadPenalty} + v_{n,t}^{lossOfReserve} \times p_n^{lossOfReservePenalty} + v_{n,t}^{curtail} \times p_n^{curtailmentPenalty} + v_n^{capacityInadequacy} \times p_n^{capacityInadequacyPenalty} \right)$$

$$p_{F,n,t}^{fuelCost} = p_{F,n,t}^{fuelPrice} + \sum_{e \in E_F} p_{F,e}^{fuelEmission} \times p_{n,e}^{emissionTax}$$

Енергетичний баланс повинен підтримуватися у всіх системах. Це включає умови виробництва, споживання, втрати навантаження, екзогенно встановлені обсяги імпорту/експорту, ендогенних передач і переходів з/в інші енергетичні мережі.

$$v_{g,n,t}^{gen} + v_{g,n,t}^{convertIn} + p_{g,n,t}^{import-export} + v_{g,n,t}^{lossOfLoad} = p_{g,n,t}^{demand} + v_{g,n,t}^{charge} + v_{g,n,t}^{transfer} + v_{g,n,t}^{convertOut}$$

Де

¹⁰⁵ Taibi, E., Nikolakakis, T., Gutierrez, L., Fernandez, C., Kiviluoma, J., Rissanen, S., & Lindroos, T. J. (2018). Power system flexibility for the energy transition: Part 2, IRENA FlexTool methodology. International Renewable Energy Agency IRENA. Pp. 69-73

$$v_{g,n,t}^{\text{gen}} = \sum_{u \in U^{\text{nonVRE}}} v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} + \left(\sum_{u \in U^{\text{VRE}}} p_{u,t}^{\text{cf}} \times \left[p_{g,n,u}^{\text{capacity}} + v_{g,n,u}^{\text{invest}} \right] \right) - v_{g,n,t}^{\text{curtail}}$$

$$v_{g,n,t}^{\text{transfer}} = \sum_{n2 \in N_n} \left(v_{n2,n,t-h_t}^{\text{transfer}} \times p_{n2,n}^{\text{transferEff}} - v_{n,n2,t-h_t}^{\text{transfer}} \right)$$

$$v_{g,n,t}^{\text{convertIn}} = \sum_{\{g2,n2,u\} \in U_{g2,n2,u,g,n}^{\text{convert}}} v_{g2,n2,u,g,n}^{\text{convert}} \times p_u^{\text{conversionEff}}$$

$$v_{g,n,t}^{\text{convertOut}} = \sum_{\{g2,n2,u\} \in U_{g,n,u,g2,n2}^{\text{convert}}} v_{g,n,u,g2,n2}^{\text{convert}}$$

Рівняння пошуку балансу обсягів зберігання електроенергії

$$\begin{aligned} \forall u \in U^{\text{storage}} : v_{g,n,u,t}^{\text{state}} &= v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{state}} + p_{u,t-h_t}^{\text{influx}} \\ &+ \left(v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{charge}} - v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{gen}} - v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{spill}} - v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{state}} \times p_u^{\text{selfDischargeLoss}} \right) \times h \end{aligned}$$

Обмеження резерву системи:

$$\begin{aligned} \sum_{\{g,n,u,r\} \in U_{r,u}^{\text{reserve}}} v_{r,u,t}^{\text{reserve}} + \sum_{n2 \in N_n^{\text{reserve}}} \left(v_{r,n2,n,t}^{\text{reserveTransfer}} \times p_{n2,n}^{\text{transferEff}} \right) \\ = p_{r,n,t}^{\text{reserveDemand}} + \sum_{n2 \in N_n^{\text{reserve}}} \left(v_{r,n,n2,t}^{\text{reserveTransfer}} \times p_{n,n2}^{\text{transferEff}} \right) \end{aligned}$$

Обмеження передачі між електромережами всередині моделі:

$$\forall \{n, n2\} \in NN : v_{n,n2,t}^{\text{transfer}} \leq p_{n,n2}^{\text{transferCap}} + v_{l \in L}^{\text{transferInvest}}$$

Розрахунок використання палива:

$$v_{g,n,u,t}^{\text{fuelUse}} = v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} \times p_u^{\text{slope}} + v_{g,n,u,t}^{\text{online}} \times p_u^{\text{section}}$$

Потреба у стартах генерації

$$\forall u \in U^{\text{noOnline}} : v_{g,n,u,t}^{\text{online}} = p_{g,n,u}^{\text{capacity}} + v_{g,n,u}^{\text{invest}}$$

$$\forall u \in U^{\text{online}} : v_{g,n,u,t}^{\text{online}} = v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{online}} + v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{startup}}$$

$$\forall u \in U^{\text{nonVRE}} : v_{g,n,u,t}^{\text{online}} \leq p_{g,n,u}^{\text{capacity}} + v_{g,n,u}^{\text{invest}}$$

$$\forall u \in U^{\text{VRE}} : v_{g,n,u,t}^{\text{online}} \leq p_{u,t}^{\text{cf}} \times \left(p_{g,n,u}^{\text{capacity}} + v_{g,n,u}^{\text{invest}} \right)$$

Максимальні та мінімальні ліміти генерації та споживання:

$$v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} - v_{g,n,u,t}^{\text{charge}} + v_{g,n,u,t}^{\text{reserve}} \leq v_{g,n,u,t}^{\text{online}}$$

$$\forall u \in U^{\text{charge}}: v_{g,n,u,t}^{\text{charge}} \leq v_{g,n,u,t}^{\text{online}}$$

Обмеження стрибків виробництва:

$$v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} - v_{g,n,u,t}^{\text{charge}} + v_{g,n,u,t}^{\text{reserve}} \leq v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{gen}} - v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{charge}} - p_u^{\text{rampUpCapability}}$$

$$v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} - v_{g,n,u,t}^{\text{charge}} \geq v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{gen}} - v_{g,n,u,t-h_t}^{\text{charge}} + p_u^{\text{rampDownCapability}}$$

Мінімальне навантаження:

$$v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} + v_{g,n,u,t}^{\text{reserve}} \leq v_{g,n,u,t}^{\text{online}} \times p_u^{\text{minLoad}}$$

Ліміт обмеження ВДЕ:

$$v_{g,n,t}^{\text{curtail}} \leq \sum_{u \in U^{\text{VRE}}} p_{u,t}^{\text{cf}} \times (p_{g,n,u}^{\text{capacity}} + v_{g,n,u}^{\text{invest}})$$

Максимальний ліміт накопичення:

$$\forall u \in U^{\text{storage}}: v_{g,n,u,t}^{\text{state}} \leq p_{g,n,u}^{\text{capacityStorage}} + v_{g,n,u}^{\text{investStorage}}$$

Ліміт використання резервів при зростанні попиту:

$$\forall u \in U^{\text{demandIncrease}}: v_{g,n,u,t}^{\text{reserve}} \leq v_{u,t}^{\text{charge}} \times p_{g,n,u}^{\text{reserveCapability}}$$

Обмеження фактичної потужності накопичення з фіксованим обсягом резерву:

$$\forall u \in U^{\text{storageWithFixedPowerEnergyRatio}}: v_{g,n,u}^{\text{invest}} \leq v_{g,n,u}^{\text{investStorage}} \times p_{g,n,u}^{\text{fixed_kW_per_kWh_ratio}}$$

Обмеження конверсії:

$$\forall u \in U^{\text{convert}} : v_{g,n,u,t}^{\text{convert}} \leq p_{g,n,u}^{\text{capacity}} + v_{g,n,u}^{\text{invest}}$$

$$\forall u \in U^{\text{convert}} : v_{g,n,u,t}^{\text{reserve}} \leq v_{g,n,u,t}^{\text{convert}} \times p_{g,n,u}^{\text{reserveCapability}}$$

$$\forall u \in U^{\text{convert}} : v_{g,n,u,t}^{\text{convert}} \geq v_{g,n,u,t}^{\text{online}} \times p_{g,n,u}^{\text{minLoad}}$$

Потреба в резервах:

$$v_{g,n,t}^{\text{reserveVRE}} + v_{g,n,t}^{\text{lackOfReserves}} + \sum_{u \in U^{\text{nonVRE}}} v_{g,n,u,t}^{\text{reserve}} \geq p_{g,n,t}^{\text{reserveNeed}}$$

Динамічні обмеження зростання генерації відновлювальних джерел:

$$v_{g,n,t}^{\text{reserveVRE}} + v_{g,n,t}^{\text{lackOfReserves}} + \sum_{u \in U^{\text{nonVRE}}} v_{g,n,u,t}^{\text{reserve}} \geq \sum_{u \in U^{\text{VRE}}} v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} \times p_{g,n,u}^{\text{reserveIncreaseFraction}}$$

Резерви ВДЕ:

$$v_{g,n,t}^{\text{reserveVRE}} \leq v_{g,n,t}^{\text{curtail}} \times \max_{u \in U^{\text{VRE}}} p_{g,n,u}^{\text{maxReserveFraction}}$$

Обмеження накопичувачів:

$$\forall u \in U^{\text{storage}} : v_{g,n,u,t}^{\text{reserve}} \leq v_{g,n,u,t}^{\text{state}} \div p^{\text{reserveDuration}}$$

Моделювання рівняння співвідношення попиту з потребами балансування та використання запасів потужностей, із застосуванням часових рядів:

$$\begin{aligned} & \sum_{u \in U^{\text{nonVREnonStorage}}} p_{g,n,u}^{\text{availability}} \times (p_{g,n,u}^{\text{capacity}} + v_{g,n,u}^{\text{invest}}) + \sum_{u \in U^{\text{storage}}} v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} + \sum_{u \in U^{\text{VRE}}} v_{g,n,u,t}^{\text{gen}} \\ & + v_{g,n,t}^{\text{convertIn}} + p_{g,n,t}^{\text{import-exportFull}} + v_{g,n,t}^{\text{inadequateCapacity}} + v_{g,n,t}^{\text{lossOfLoad}} \\ & \geq p_{g,n,t}^{\text{demandFull}} + p_{g,n}^{\text{capacityMargin}} + \sum_{u \in U^{\text{storage}}} v_{g,n,u,t}^{\text{charge}} + v_{g,n,t}^{\text{transfer}} + v_{g,n,t}^{\text{convertOut}} \end{aligned}$$

Додаток 2. Прогноз примусових обмежень випуску ВДЕ (2035 р.)

Година	Обмеження випуску (МВт)
2290	-2454,2232

2291	-2955,993
2292	-3284,423
2293	-2675,4632
2294	-2105,9252
2295	-517,6628
2315	-85,4496
2316	-923,4432
2317	-704,026
2318	-790,1552
Загалом	-16496,7644

Джерело: власні розрахунки

Додаток 3. Прогноз виробництва по періодам до 2035 р.

Система	Вид	2025		2030		2035	
		Фактична генерація	% від встановленої потужності	Фактична генерація	% від встановленої потужності	Фактична генерація	% від встановленої потужності
ОЕС України	ТЕС (вугілля)	3241,1093	0,0025%	2827,5527	0,0022%	2490,9377	0,0019%
	ТЕС (газ)	2499708,9	6,20%	2189025,1	5,43%	1920183,6	4,76%
	ТЕЦ (вугілля)	14339487	35,54%	12808985	31,75%	11603221	28,76%
	ТЕЦ (газ)	8583943,2	76,44%	7639554,3	68,02%	6973703	62,09%
	АЕС	75974092	62,69%	75968480	62,68%	75883906	62,61%
	ГЕС	41268006	97,82%	39542839	93,73%	37286361	88,38%
	ВДЕ	13787646,2	16,60%	18314052,4	16,59%	22838074	16,59%
	ГАЕС	214555,95	1,65%	238549,62	1,83%	217194,18	1,66%
	Біогаз	18922,887	1,08%	21493,717	1,23%	24406,586	1,39%
Бурштинський енергоострів	ТЕС (вугілля)	8838527,5	43,23%	8746711,9	42,78%	8655169,8	42,33%
	ТЕЦ (вугілля)	1900920	100	1900920	100%	1900920	100%
	ГЕС	113880	100	113880	100%	113880	100%
	ВДЕ	282725,14	16,60%	374540,46	16,59%	466082,52	16,59%

Джерело: власні розрахунки

