

Салашенко Т. І.

**РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ
ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ:
ТЕОРЕТИКО-МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ СТАЛОГО
РОЗВИТКУ В УМОВАХ ЄВРОПЕЙСЬКОЇ ІНТЕГРАЦІЇ**

Монографія

Частина II

Salashenko T.

**DEVELOPING UKRAINE'S COMPETITIVE ELECTRICITY MARKET:
THEORETICAL AND METHODOLOGICAL FRAMEWORK FOR
SUSTAINABLE DEVELOPMENT AMID EUROPEAN INTEGRATION**

Monograph

Part II

**Харків
2026**

УДК 338.45:621.31:339.137.2:502.131.1

С16

Рекомендовано рішенням вченої ради Науково-дослідного центру індустріальних проблем розвитку НАН України (протокол № 7 від 25.05.2026 р.)

Рецензенти: **Пімоненко Тетяна Володимирівна** – доктор економічних наук, професор, завідувач кафедри маркетингу Сумського державного університету (м. Суми);

Запорожець Артур Олександрович – доктор економічних наук, старший дослідник, заступник директора з науково-організаційної роботи Інституту загальної енергетики НАН України (м. Київ);

Гораль Ліліана Тарасівна – доктор економічних наук, професор, професор кафедри фінансів Карпатського національного університету імені Василя Стефаника (м. Івано-Франківськ)

Салашенко Т. І.

С16 Розвиток конкурентного ринку електроенергії України: теоретико-методичні засади сталого розвитку в умовах європейської інтеграції (частина II) : монографія. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2026. 286 с.
Укр. мова

ISBN 978-617-7801-62-6

DOI: <https://doi.org/10.32983/978-617-7801-62-6>

УДК 338.45:621.31:339.137.2:502.131.1

ISBN 978-617-7801-62-6

© Салашенко Т. І., 2026

© ФОП Лібуркіна Л. М., 2026

Анотація

Монографію присвячено теоретичному обґрунтуванню та розробленню методичного забезпечення розвитку конкурентного ринку електричної енергії України з урахуванням національних інтересів сталого розвитку електроенергетичної системи в умовах європейської інтеграції. Узагальнено світовий досвід становлення конкурентних моделей ринку електроенергії та визначено ключові детермінанти їх формування. Розкрито інституційні, організаційно-правові й економічні засади функціонування ринків електричної енергії в країнах ЄС та Україні. У роботі здійснено аналіз тенденцій розвитку електроенергетики України у європейському енергетичному просторі, виявлено структурні протиріччя функціонування національного ринку електроенергії та обґрунтовано методичні підходи до оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем. Проведено діагностику функціонування ринку електричної енергії України в умовах імплементації європейської моделі організації ринкових відносин. Обґрунтовано концепцію конкурентного ринку електричної енергії України та визначено організаційно-економічні складові механізму його функціонування, зокрема розвиток товарного ринку електроенергії та ринку потужностей. Розроблено методичні підходи до оцінки електроенергетичної безпеки, прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей та економічного обґрунтування сталості технологій електрогенерації протягом їх життєвого циклу.

Результати дослідження можуть бути використані органами державної влади та регулювання, учасниками ринку електроенергії, науковими установами та закладами вищої освіти під час формування та реалізації політики розвитку електроенергетики України, удосконалення ринкових механізмів функціонування ринку електричної енергії та забезпечення сталого розвитку електроенергетичної системи.

Ключові слова: ринок електричної енергії; конкуренція; електроенергетична система; сталий розвиток; європейська інтеграція; постнеоліберальна парадигма; декомпозиційний аналіз; багатocільова оптимізація; результативність ринку; електроенергетична безпека; адекватність розвитку; цільове прогнозування; нормована вартість електроенергії; життєвий цикл.

Abstract

The monograph is devoted to the theoretical substantiation and development of methodological support for the development of a competitive electricity market in Ukraine, taking into account the national interests of the sustainable development of the electric power system in the context of European integration. The global experience of establishing competitive electricity market models is summarized, and the key determinants of their formation are identified. The institutional, organizational, legal, and economic foundations of the functioning of electricity markets in the EU countries and Ukraine are revealed. The study analyzes the trends in the development of Ukraine's electric power sector within the European energy space, identifies structural contradictions in the functioning of the national electricity market, and substantiates methodological approaches to assessing the electric power system sustainability. A diagnosis of the functioning of the electricity market in Ukraine under the conditions of implementing the European model of market relations organization is carried out. The concept of a competitive electricity market in Ukraine is substantiated, and the organizational and economic components of the mechanism for its functioning are determined, including the development of the energy-only and the capacity markets. Methodological approaches to assessing electricity security, forecasting the adequacy of generation capacity development, and economically substantiating the sustainability of electricity generation technologies throughout their life cycle are developed.

The results of the research can be used by public authorities and regulatory bodies, electricity market participants, research and higher education institutions in the formation and implementation of policies for the development of Ukraine's electric power sector, the improvement of market mechanisms for the functioning of the electricity market, and the ensuring of sustainable development of the electric power system.

Keywords: electricity market; competition; electric power system; sustainable development; European integration; post-neoliberal paradigm; decomposition analysis; multi-objective optimization; market performance; electricity security; generation adequacy; target forecasting; leveled cost of electricity life cycle.

ЗМІСТ

Частина II

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної енергії України	7
5.1. Концепція конкурентного ринку електричної енергії України.....	7
5.2. Організаційні положення з розвитку товарного ринку електричної енергії України.....	28
5.3. Організаційно-економічні складові механізму функціонування ринку потужностей України	53
Висновки до розділу 5.....	71
Список використаних джерел до розділу 5	74
Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого розвитку електроенергетики в ринкових умовах.....	81
6.1. Методичні положення з оцінки електроенергетичної безпеки України.....	81
6.2. Методичне забезпечення з прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей України.....	98
6.3. Методичний підхід до економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу.....	151
Висновки до розділу 6.....	184
Список використаних джерел до розділу 6	187
ВИСНОВКИ.....	193
ДОДАТКИ.....	201

CONTENTS

Part II

Section 5. Theoretical substantiation of the components of the competitive electricity market in Ukraine.....	7
5.1. Conception of the competitive electricity market in Ukraine.....	7
5.2. Organizational provisions for the development of the energy-only market in Ukraine	28
5.3. Organizational and economic components of the mechanism for the functioning of the capacity market in Ukraine.....	53
Conclusions to Section 5	71
List of references for Section 5.....	74
Section 6. Methodological principles of forecasting and economic substantiation of sustainable development of the electricity sector under market conditions.....	81
6.1. Methodological provisions for assessing Ukraine's electricity security	81
6.2. Methodological support for forecasting the adequacy of the development of generating capacities in Ukraine.....	98
6.3. Methodological approach to the economic assessment of the sustainability of electricity generation technologies throughout the life cycle	151
Conclusions to Section 6	184
List of references for Section 6.....	187
CONCLUSIONS	193
APPENDICES	201

Розділ 5

ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ СКЛАДОВИХ КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

5.1. Концепція розвитку конкурентного ринку електричної енергії

Формування конкурентного РЕЕ є міжнародним зобов'язанням України, що міститься у Договорі до Енергетичної Хартії 1998 р. [1], Договорі про заснування Енергетичного співтовариства 2005 р. [2], Угоді про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони 2014 р. [3], та зафіксовано в Енергетичній стратегії України на період до 2035 р. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» [4; 5]. Це зумовлює необхідність розробки концептуальних засад його розвитку на основі висування та доведення гіпотез на основі методології (методологія - це система принципів та способів організації наукової діяльності [6]). Обґрунтування концепції формування конкурентного РЕЕ потребує вибору наукової парадигми (Т. Кун визначив парадигму як «...визнані всіма науковими досягненнями, які протягом певного часу дають модель постановки проблем та їх вирішення наукової спільноти» [7]).

Вибір наукової парадигми конкурентного РЕЕ спирається на ідею лібералізації економічних відносин у суспільному господарстві. У XX ст. розвивалося декілька течій нелібералізму, з-поміж яких здійснювався вибір особливостей формування економічної політики:

- теорія спонтанного ринкового порядку Ф.-А. фон Хайека [8], яка полягає у абстрактному самостворюваному порядку, який побудований на створених правилах, що впроваджуються окремими людьми незалежно від мети і є однаковими для всіх категорій суспільства і невизначених індивідуально;
- теорія економіки ринків М.-Ф.-Ш. Алле [9], що представляє систему правил, які забезпечують послідовну еволюцію еконо-

міки шляхом реалізації всіх можливих надлишків аж до стану максимальної ефективності;

- монетарна теорія М. Фрідмана [10], яка акцентує увагу на змінах кількості грошей, що перебувають в обороті, як визначальної функції цін, доходів і зайнятості;
- теорія раціональних очікувань Р. Лукаса [11], згідно з якою формування очікувань суб'єктів господарювання відбувається шляхом екстраполяції тенденцій розвитку процесу у минулому;
- теорія непослідовності політики у часі Ф. Кідленда та Е. Прескотта [12], основний постулат якої стверджує, щоб саморегульована ринкова система працювала, необхідна відкритість, транспарентність грошово-кредитної політики та довіра до влади.

Господарюючою науковою парадигмою економічної політики протягом останніх 90 років у світі стала неоліберальна парадигма спонтанного розвитку, яку було сформовано на Ф. Хайєка у 1940-х рр. Так, згідно із визначенням Ф. Хайєка, неолібералізм – це «політика, яка свідомо обирає в якості впорядкованого початку конкуренцію, ринок і ціни і використовує правову рамку, підтримувану силою держави, для того щоб зробити конкуренцію настільки ефективною і благодійною, наскільки можливо» [8]. На відміну від класичного лібералізму, заснованого на абсолютному принципі *laiser faire*, неолібералізм дозволяє державі регулювання економіки, але тільки для встановлення принципів конкуренції та законів вільного ринку [13].

На думку Б. Сехта, основними принципами неолібералізму стали [14]:

- свобода / індивідуальність, що виражається у розумінні власних інтересів, а також здатності їх реалізувати. Особистість є центром, навколо якого обертаються всі інші інститути;
- раціональність – особистість здатна приймати власні раціональні рішення, перетворюючи світ на раціональну структуру;
- конституціоналізм і законність - свободи особистості можуть бути забезпечені та обмежені лише силою конституції;

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

- толерантність – плюралізм у формі морального, культурного та політичного різноманіття є позитивно здоровим.

Загальносвітовий курс неоліберальної політики був визначений у Вашингтонському консенсусі, сформульованому Дж. Уільянсоном у 1989 р., та передбачав макроекономічну та фінансову стабілізацію країн-учасниць МВФ та Світового банку на основі 10 правил [15]: фіскальна дисципліна, перевпорядкування пріоритетів державних видатків, податкова реформа, лібералізація відсоткових ставок, конкурентний обмінний курс, лібералізація торгівлі, лібералізація прямих іноземних інвестицій, приватизація, дерегуляція економіки, захист прав власності.

На думку самого Дж. Уільянсона, до Вашингтонського консенсусу було закладено 3 головні ідеї: макроекономічну стабільність, ринкову економіку та відкритість для всього світу [16].

Європейський же курс неолібералізації економічних відносин було закладено в Римському договорі 1957 р. та підтверджено Маастріхтським договором 1992 р., зокрема у ст. 3 кожного з них визначено, що внутрішній ринок ЄС повинен характеризуватися «скасуванням перешкод вільному пересуванню товарів, осіб, послуг і капіталів між державами-членами» та «сприяти становленню системи, що запобігає порушенням на ньому» [17; 18]. Ці два документи закріпили неолібералізм абсолютно у всіх сферах ЄС та зорієнтували його зовнішню політику на експансію неолібералізму [19]. Однак, як пише У. Годді, самокерований курс європейської економічної політики, який ніколи і за жодних обставин взагалі не потребує управління, був грубим і екстремальним [20].

Ідеологізація неоліберальної парадигми призвела до численної критики серед учених, зокрема серед основних її постулатів звучать такі [21]:

- не існує суспільства, немає культур чи колективних органів, а є лише окремі індивіди;
- жадібність та спрага наживи - це добре, жадібність – це цінність;

- чим багатшими стають багаті, тим краще для всіх, тому що кожен отримає вигоду від цього процесу завдяки ефекту струменя;
- вільна і невикривлена конкуренція на вільних ринках сприймається як єдиний бажаний спосіб координації людської діяльності задля загального блага всіх;
- обмежень немає, завжди чим більше, тим краще;
- альтернативи немає.

У роботі [22] неолібералізм визначається як домінуючий патерн регулюючого реструктурування економіки, що визначається сукупністю соціальних процесів і пов'язаний з поліморфними формами та результатами, які мають деструктивний характер, які проявляються в такому:

- 1) нав'язування теології вільного ринку;
- 2) нерівномірний просторовий соціально-економічного розвитку;
- 3) сукупність локальних траєкторій розвитку, випадкових форм і гібридних поєднань;
- 4) розвиток монопольно-фінансового капіталізму та накопичення фінансового капіталу у спекулятивній формі;
- 5) створення надлишкових потужностей та перенакопичення у світовому господарстві;
- 6) примусове скорочення державних витрат і нав'язування боргів країнам, що розвиваються;
- 7) перекаднення на суспільство приватних ризиків;
- 8) погоні за економічним зростанням.

У зв'язку з неможливістю досягнення повного неолібералізму науковим товариством у XXI ст. формується ідея про зміну наукової парадигми економічного розвитку з неоліберальної на постнеоліберальну. Гостра потреба зміни парадигми виникла після світової фінансової кризи 2008–2009 рр. [23; 24; 25], хоча окремі передумови її становлення співвідносяться з кризами в Латинській Америці та Азії наприкінці 1990-х – на початку 2000-х рр. [26].

Перша згадка про постнеолібералізм у WoS Claritive Database міститься в роботі Е. Р. Т. Чалліс, В. Е. Мюррей 2008 р., які порівнюють домінуючу останні 80 років політико-економічну парадигму неолібералізму, розроблену для підтримки принципів вільного ринку, аналізуються сили, які викликали необхідність зміни її на постнеоліберальну, засновану на неоструктурній економічній політиці на засадах стратегічних торгових партнерствах [27; 28]. Найбільшу популярність цій економічній течії надала праця Дж. Пек, Н. Теодор, Н. Бреннер 2010 р., в якій постнеолібералізм розглядається як стійка форма соціально-просторового перерозподілу, що має соціальну, економічну та екологічну насущність, і представляє форму багатостороннього, наднаціонального економічного співробітництва [22]. У 2015 р. Н. Етлінгер, К. Д. Гартманн довели, що в основі постнеолібералізму лежать соціальні цінності та неексплуатаційний підхід до природи [29].

У 2020 р. 300 інтелектуалами із 33 країн світу було підписано Другий Ковнів'ялістичний Маніфест «До постнеоліберального світу», який визначив 6 керівних принципів постнеолібералізму [21]:

- принцип загальної природності – люди не живуть поза природою, вони є її частиною і взаємозалежні з нею;
- принцип загальної людяності – існує лише одне людство, яке має поважати особистість кожного його члена;
- принцип загальної соціальності - люди є соціальними істотами, і вони зберігаються в асоціаціях, суспільствах чи спільнотах різного розміру та характеру;
- принцип законної індивідуальності - законною є така політика, яка дозволяє кожній людині розвивати свою особистість повною мірою, розвиваючи свої здібності, силу бути і діяти, не завдаючи шкоди іншим, з метою досягнення рівної свободи;
- принцип творчої опозиції - нормально, щоб люди були в опозиції один з одним, але це є законним, якщо це не загрожує рамкам загальної людяності, спільної соціальності та загальної природності, що робить суперництво родючим, а не руйнівним;

- принцип контролю над перевагою пронизує всі інші і покликаний слугувати їм регулятором і захистом.

Постнеоліберальна наукова парадигма стає все більше пріоритетною в умовах загострення екологічних, економічних, фінансових, соціальних, політичних та моральних проблем, пов'язаних зі зростанням антидемократичних тенденцій, наслідками неолібералізму та ефектами економічної та соціальної нерівності, породженими ринковими відносинами [21]. Розвиток постнеолібералізму стає особливо актуальним в епоху антропоцену, оскільки неолібералізм обумовив стрімке збільшення рівня парникових газів в атмосфері, призвів до скорочення біорізноманіття, а надмірного споживання природних ресурсів, що завдало непоправної шкоди довкіллю [30].

Що стосується практичних аспектів прояву постнеолібералізму, то на сьогодні саме ця парадигма дозволяє виявити справжню цінність ЄС як інтеграційному проєкту, яка полягає в гарантуванні в усій Європі принципу верховенства закону, мультинаціональній кооперації в питаннях міграції, змін клімату та глобальних потреб, які окремі держави не можуть вирішити самотужки [19].

Із цієї точки зору реформування енергетичних ринків з позиції постнеолібералізму здатне забезпечити прискорення «зеленого» енергетичного переходу. Термін «енергетичний перехід» було визначено В. Смілом як «зміна складу (структури) первинного енергозабезпечення, поступовий перехід від конкретної схеми енергозабезпечення до нового стану енергетичної системи». На його думку, наразі відбувається 4-й енергетичний перехід, який почався з 2017 р., коли головним енергетичним ресурсом стають відновлювані джерела енергії (ВДЕ) [31]. Однак саме цей перехід принципово відрізняється від попередніх трьох, оскільки, на відміну від останніх, пов'язаний не з максимізацією економічних вигід, а спрямований на вирішення соціально-екологічних проблем (відносин людини з природою), підриваючи економічне здоров'я окремих інститутів та в цілому енергетичних ринків.

Світовий економічний форум наполягає, що успіх «зеленого» енергетичного переходу залежить від збалансування трьох складо-

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

вих: безпеки та доступності, екологічної стійкості та економічного розвитку [32]. Сучасний етап енергетичного переходу є складним та спирається на такі положення: визначається політикою, а не технологіями, порушує процеси лібералізації енергетичних ринків та підриває їх економічну основу, є технологічно неповним, тому потребує нових бізнес-моделей [33].

З метою втілення цих ідей та ініціатив у життя саме наукова парадигма постнеолібералізму має бути основоположною при формуванні державної політики на конкурентних енергетичних ринках.

Лідером такої трансформації прагне бути ЄС, який впровадив найбільшу регіональну угоду про співробітництво – *European Green Deal* - яка має на меті: відсутність чистих викидів парникових газів до 2050 р., економічне зростання, відокремлене від використання ресурсів, щоб жодна людина та жодне місце не залишилося позаду [34]. Для забезпечення досягнення цих цілей було прийнято Четвертий пакет транснаціонального законодавства – «*Clean energy for all Europeans package*». Пакетом документів визначено 7 стратегічних пріоритетів, які знайшли відображення у 4 директивах та 4 регламентах [35]:

- енергетична ефективність в будівлях - створення високоефективного та декарбонізованого будівельного фонду;
- відновлювана енергетика – обов'язковий цільовий показник щодо відновлюваної енергії не менше 32% до 2030 р.;
- енергоефективність – цільовий показник енергоефективності повинен становити 32,5 % до 2030 р. за рахунок енергозбережень у розмірі 0,8 % щорічного річного кінцевого споживання енергії на 2021–2030 рр.;
- регулюванням енергетичний об'єднань – прозорий і передбачуваний механізм управління для забезпечення кліматичних цілей і міжнародних кліматичних зобов'язань;
- проектування РЕЕ – має на меті інтегрувати збільшену частку ВДЕ та нових технологій більш гнучко, не піддаючи ризику безпеку постачання;

- готовність до ризиків – створити систему запобігання, підготовки та управління електричними кризами;
- регулювання – для збільшення транскордонного співробітництва в рамках нового дизайну РЕЕ, ACER (Агентство зі співробітництва регуляторів енергетики) має узгоджувати національні рішення, що мають транскордонне значення.

Тобто можна стверджувати, що розвиток конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі є ключовим завданням «зеленого» енергетичного переходу та має розглядатися як вагома складова нової економічної політики у європейському просторі.

Що стосується практичної проблеми формування конкурентного РЕЕ в Україні, то слід зазначити, що Україна хоча і прийняла європейську модель конкурентного РЕЕ, однак впровадила її у квазі-неоліберальний спосіб - з метою максимізації вигод стейкхолдерів ринку, а не з метою максимізації вигод суспільства та здолаття негативного впливу на довкілля. Як стверджує С. Близнюк, «програма ринкових реформ в Україні не була розроблена на основі власного досвіду, а запроваджувалася келійно» [36, с. 20]. Окрім цього, новітні положення транснаціонального законодавства ЄС не включені урядом України до графіку імплементації європейського законодавства в національну практику. Усе це обумовлює необхідність формування концепції конкурентного РЕЕ України на постнеоліберальних засадах.

Теоретичним підґрунтям концепції конкурентного РЕЕ мають бути:

- теорія галузевих ринків;
- теорія систем та її синергетична парадигма;
- теорія економічних механізмів та її складова теорія аукціонів.

Теорія галузевих ринків пройшла 3 етапи еволюції із якісною зміною предметної галузі та методології дослідження:

- 1) гарвардської школи (Е. Мейсон [37], Дж. Бейн [38]) досліджували зв'язки між структурою галузевого ринку, поведінкою учасників ринку та результативністю його функціонування.

Методологічний інструментарій цього етапу спирався на використання емпіричних даних, що надаються панельними дослідженнями та статистичними джерелами;

- 2) у тулузькій школі (Ж. Тіроль) досліджувалося питання пошуку ефективної структури ринку. У 2014 р. Ж. Тіроля отримав Нобелівську премію «за аналіз ринків і їх регулювання» [39]. У своїх працях Ж. Тіроль розглядає методи державного регулювання ринків із недосконалою конкуренцією. На його думку, монопольні та олігопольні ринки мають право на існування у технологічних та інфраструктурних секторах економіки з метою просування інновацій, але потребують державного регулювання. Таке регулювання повинно виходити з позиції стимулювання інновацій в інтересах суспільства, не завдаючи шкоди довкіллю. Тоді як учасники конкурентних ринків змушені витратити забагато зусиль на конкурентну боротьбу та не в змозі фінансувати потужні науково-дослідницькі проекти самостійно. Держава на недосконалих ринках виступає як регулятор, який встановлює правила гри та компенсує «провали» ринку. Протиставляючи конкурентну та промислову політику держави, Ж. Тіроль доходить висновку про доцільність державного регулювання першої з огляду на доцільність вирішення 4 макроекономічних проблем: клімату, безробіття, фінансів та монетарної політики. Методологічну базу цього етапу склали мікроекономічний аналіз, із розгортанням так званої «теоретико-ігрової революції» з використанням економетричних методів аналізу;
- 3) нова емпірична теорія галузевих ринків (Х. В. де Йонг В. Г. Шеферд [40], Шмаленсі, Уліг [41]) займається вивченням кожного галузевого ринку з урахуванням специфіки попиту, функції витрат та особливостей внутрішньогалузевої конкуренції. Методологічна задача полягала в тому, щоб зберегти системність аналізу ринку, властиву тулузькій школі, подолавши проблему емпіричного аналізу гарвардської школи – ненадійність методів і недосконалість показників.

Розвиток конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі є новим і складним завданням, тому постановка та вирішення завдань, що входять до предметної області теорії галузевих ринків, є особливо актуальними, серед них:

- дослідження внутрішньогалузевої специфіки функціонування РЕЕ;
- забезпечення результативності функціонування РЕЕ;
- запровадження правил РЕЕ в інтересах суспільства та довкілля;
- визначення напрямів інноваційного розвитку РЕЕ.

Об'єкти електроенергетики функціонують в єдиній електроенергетичній системі, порушення рівноваги одного з них матиме неминучі наслідки для інших. Тому другою теорією є теорія систем та її синергетична парадигма. Витоки теорії систем спираються на праці Л. фон Берталанфі [42; 43], який виходить із ізоморфізму функціонування системних об'єктів, які представляють холістські цілісності. Сучасний етап розвитку теорії систем пов'язується із синергетикою, яка дозволяє структурувати динамічно складні системи, що постійно розвиваються. Синергетика претендує на міждисциплінарний статус у галузі досліджень та, як наслідок, впровадження міждисциплінарної методології у сучасній науці [44]. Виділяється 7 методологічних принципів синергетики: 2 принципи буття (що виражають фазу порядку, тобто стабільного функціонування системи) та 5 принципів становлення (що відображають фазу трансформації, тобто оновлення системи) [45], а саме: гомеостатичність – підтримка програми функціонування системи, що дозволяє слідувати їй поставленій меті; ієрархічність – основним змістом структурної ієрархії є складова природа вищих рівнів щодо нижчих; нелінійність – порушення правила суперпозиції: результат суми впливів на систему не дорівнює сумі результатів цих впливів; незамкнутість (відкритість) – неможливість зневаги до взаємодії системи зі своїм оточенням; нестійкість – вибір системою точки свого подальшого функціонування та розвитку; емерджентність – проходження системою точок біфуркацій, її становлення, народження та загибель ієрархічних рівнів; спостережуваність – обмеженість і відносність уявлень про систему у кінцевому експерименті.

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

Синергетичні засади формування конкурентного РЕЕ особливо є актуальними з моменту відкриття конкуренції на ньому. До цього моменту державно регульовані ринки електроенергії функціонували як закриті системи, тобто їх дослідження як простих систем за допомогою синергетичної методології було надмірним. Відкриття конкуренції на РЕЕ обумовило становлення відкритих самоорганізованих систем: зокрема самодиспетчеризація учасників обумовлює неочікувані результати функціонування та багатовекторності розвитку, виникнення електроенергетичних криз.

Із огляду на теорію синергетики постають такі завдання щодо формування конкурентного РЕЕ:

- визначити ступінь та напрями розвитку електроенергетичної системи (принцип гомеостатичності);
- сформувати ієрархічну будову електроенергетичної системи (принцип ієрархічності);
- сформувати системи підготовки до виникнення електроенергетичних криз (принципи незамкнутості та емерджентності);
- розробити сценарії розвитку електроенергетичної системи (принципи нелінійності та спостержуваності);
- стимулювати розвиток електроенергетичної системи (принцип нестійкості).

Третьою складовою теоретичного підґрунтя розвитку конкурентного РЕЕ є теорія економічних механізмів та її складова теорія аукціонів. Теорія економічних механізмів, за яку Л. Гурвіц [46; 47], Р. Майерсон [48; 49] та Е. Маскін [50] отримали Нобелівську премію у 2007 р., намагається вирішити прикладну задачу щодо встановлення єдиних правил стратегічної взаємодії економічних суб'єктів в умовах асиметричної економічної інформації.

Згідно із визначенням Л. Гурвіца, економічний механізм - це взаємодія між суб'єктами та центром, що складається з трьох стадій: кожен суб'єкт у приватному порядку посилає центру повідомлення m_i ; центр, отримавши всі повідомлення, обчислює очікуваний результат:

$Y = f(m_1, \dots, m_n)$; центр оголошує результат Y , та, за необхідності, втілює його в життя [51]. На думку Л. Гурвіца, ключовим компонентом економічних механізмів за умов асиметричної (неповної) інформації є принцип сумісності стимулів, тобто припущення про раціональну поведінку економічних суб'єктів [47; 51].

Своєю чергою, Р. Майєрсон визначив принцип виявлення [48], змістовно який зводиться до вирішення завдання синтезу оптимального механізму при прямих рішеннях учасників ринку, що не маніпулюються, при цьому ситуація, в якій рівновага відповідає недостовірній інформації, виключається. Завданням центру є вибір механізму, у якому рівноважні стратегії елементів забезпечують максимальне значення очікуваної корисності [52]. Спираючись на функції розподілу, Р. Майєрсон формулює теорему про еквівалентність доходів, яка доводить ефективність кінцевого розміщення об'єкта між учасниками: у багатьох ситуаціях не існує навіть теоретично такого механізму перепродажу, який гарантував би передачу об'єкта від того, хто його цінує вище, до того, хто його цінує нижче [48; 53].

Е. Маскін через систему принципів визначає основи справедливого вибору, до яких відносить [54]:

- 1) консенсус – якщо всі згодні, що А краще, ніж В, то В не повинен бути обраний;
- 2) анонімність – переваги учасників мають рахуватися однаково, тобто не має значення, хто обирає;
- 3) нейтральність – не існує переваги у жодного з учасників;
- 4) «*No Nader effect*» – результат не залежить від «неважливих» учасників, тобто при вирішенні, чи переможе А або В, не має значення, що приймає С.

Таким чином, економічний механізм зводиться до сукупності прямих механізмів, у якому існує правдива рівновага, що призводить до максимізації очікуваної корисності. Своєю чергою, прямий механізм задається двома функціями: функцією розподілу, яка визначає, хто отримує товар, та функцією плати, яка визначає, хто і скільки платить [51; 53, 54].

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

Із огляду на теорію економічних механізмів можна зазначити, що перед державою постають завдання щодо формування економічного механізму функціонування РЕЕ, який забезпечить:

- відсутність спроможності учасників маніпулювати інформацією;
- раціональність поведінки учасників ринку;
- ефективність розподілу ЕЕ між учасниками ринку;
- справедливу порівнянність пропозицій учасників ринку;
- анонімність торгів;
- нейтральність учасників ринку;
- об'єктивну значущість результатів торгівлі.

Ґрунтуючись на наведених вище теоретико-методологічних положеннях, можна запропонувати концепцію розвитку конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі (рис. 5.1), опубліковану в праці [55]. Ця концепція виходить із універсального значення ЕЕ на сучасному етапі господарювання. Сьогодні – це єдиний енергетичний продукт, здатний задовольнити усі без винятку енергетичні потреби суспільства. До того ж виробництво ЕЕ можливе в екологічно нейтральним спосіб. На додаток ЕЕ представляє однорідний продукт чітко регламентованої якості, що забезпечується та підтримується електромережами. Із фізичної точки зору не може бути будь-якої її диференціації [56; 57]. Ця властивість визначає можливість створення РЕЕ, наближених до умов чистої конкуренції [58], з усіма властивими цій формі конкуренції принциповими умовами: анонімність, однорідність, досконала інформація, ідеальна мобільність, унікальна ринкова рівноважна конфігурація кількості та ціни [59]. Водночас обмежені можливості зберігання ЕЕ зумовляють складність будови РЕЕ.

Таким чином, генеральна мета концепції конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі може бути сформульована як запровадження економічного механізму функціонування РЕЕ, який забезпечує стратегічну взаємодію між учасниками ринку та державою щодо результативності його функціонування, енергетичної безпеки постачання ЕЕ та адекватності розвитку електроенергетичної системи в інтересах суспільства та довкілля.

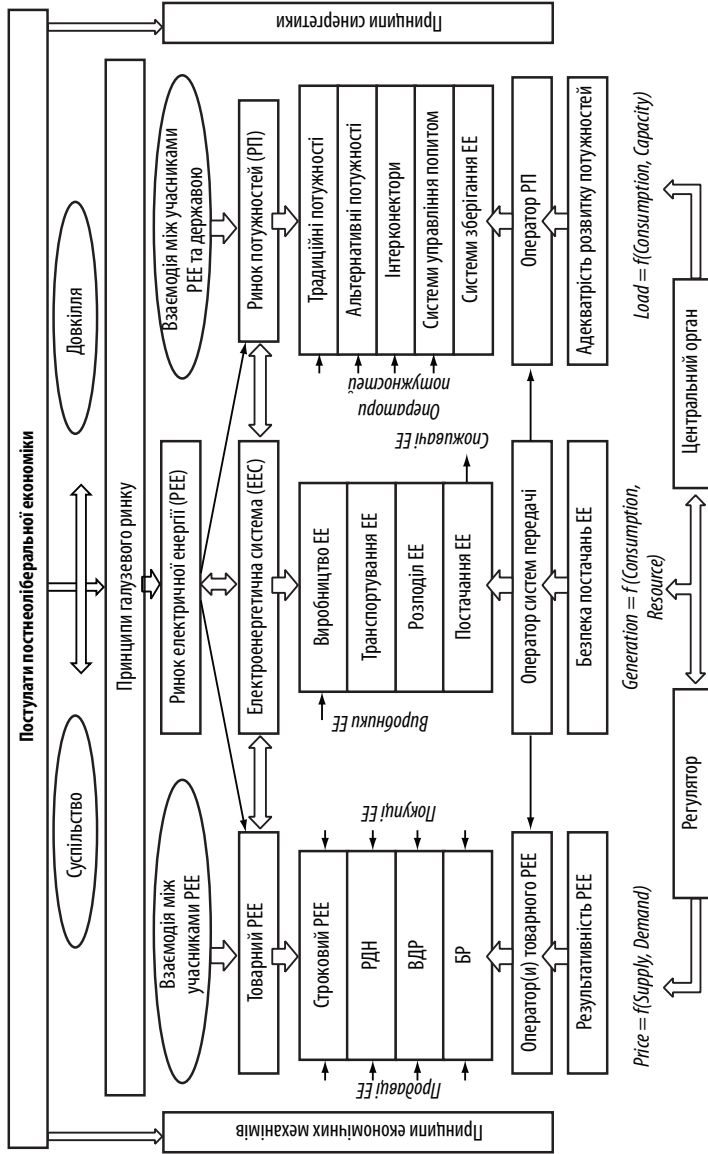


Рис. 5.1. Концептуальна модель РЕЕ на постнеоліберальній основі

Джерело: власна розробка

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

Декомпозиція генеральної мети концепції конкурентного РЕЕ за складовими дозволяє виділити її субконцепції, які зводяться до сукупності прямих механізмів його функціонування:

- механізму взаємодії між учасниками товарного РЕЕ, що забезпечує результативність розподілу комерційних потоків ЕЕ у просторі та часі;
- механізму підтримання енергетичної безпеки постачань ЕЕ та превентивного запобігання електроенергетичним кризам, що збалансовує фізичні потоки ЕЕ в електроенергетичній системі;
- механізму взаємодії між учасниками РЕЕ та державою щодо підтримки обраного вектора розвитку відносно поставленої цілі, тобто механізм ринку потужностей, що скеровує учасників ринку розвивати відповідні потужності в інтересах суспільства та довкілля.

Завданнями розвитку конкурентного РЕЕ є забезпечити безперервність поточного його функціонування за комерційними та фізичними потоками ЕЕ, а також збалансованість строкового розвитку електроенергетичної системи, для чого мають виконуватися функції:

- функція результативності ринку [60], що відбиває поточну збалансованість розподілу комерційних потоків ЕЕ:

$$Price = f(Supply, Demand), \quad (5.1)$$

де *Price* – функція ціни ЕЕ залежно від стану ринкової кон'юнктури;

Supply – пропозиція ЕЕ як складова ринкової кон'юнктури;

Demand – попит ЕЕ як складова ринкової кон'юнктури;

- функція енергетичної безпеки [61], тобто нормального розподілу фізичних потоків ЕЕ в електроенергетичній системі та превентивного запобігання електроенергетичним кризам:

$$Generation = f(Consumption, Resource), \quad (5.2)$$

де *Generation* – функція виробництва ЕЕ як ендогенна складова балансу електроенергетичної системи;

Consumption – споживання ЕЕ як екзогенна складова балансу електроенергетичної системи;

Resource – ресурси для виробництва ЕЕ як екзогенна складова балансу електроенергетичної системи;

- функція адекватного розвитку [62], що передбачає стратегування розвитку потужностей електроенергетичної системи:

$$Adequacy = f(Load, Capacity), \quad (5.3)$$

де *Adequacy* – функція адекватності розвитку електроенергетичної системи;

Load – споживче навантаження в електроенергетичній системі;

Capacity – генеруючі потужності наявно доступні в електроенергетичній системі.

За централізованого підходу функціонування конкурентного РЕЕ здійснюється під єдиним керівництвом, тоді як за децентралізованого підходу комерційні та фізичні потоки ЕЕ розмежовані, що викликає необхідність розмежування повноваженнями відповідних структур.

Держава здійснює регулювання РЕЕ опосередковано через призначених нею операторів:

- операторів товарного РЕЕ, які впроваджують правила торгівлі і взаємодії, встановлені державою, між продавцями і покупцями ЕЕ;
- оператора систем передачі, який регулює фізичний баланс електроенергетичної системи, взаємодіючи із виробниками та споживачами ЕЕ;
- оператора ринку потужностей, який забезпечує відбір інвестиційних проєктів із різними типами потужностей для забезпечення адекватного розвитку електроенергетичної системи.

За централізованого підходу функції всіх трьох операторів об'єднані під єдиним керівництвом оператора системи, тоді як за децентралізованого – вони є розмежованими.

Функції учасників РЕЕ трифуціровані за його механізмами:

- 1) виробники ЕЕ = продавці / покупці ЕЕ = оператори потужностей;
- 2) ЕЕ = покупці / продавці ЕЕ = оператори потужностей.

Формування концепції конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі ґрунтується на доведенні або спростуванні гіпотез та імплементації наступних положень (табл. 5.1).

Для обґрунтування / спростування гіпотез концепції розроблено операційну модель формування конкурентного РЕЕ (рис. 5.2), наведену в роботі [55].

На *першому етапі* здійснюється ідентифікація ключових детермінант (ІКД) формування РЕЕ, якими є: географічна демаркація (ГД), спосіб диспетчеризації (СД), ринкова інфраструктура (РІ), форми торгівлі (ФТ), часові сегменти (ЧС), методи ціноутворення (МЦ) і продуктова диверсифікація (ПД). Теоретичне узагальнення моделей формування РЕЕ (ТУМ) за ключовими детермінантами формування дозволяє виявити їх відмінності. Серед таких моделей розглядаються європейська, американська та австралійська. Порівняльний аналіз досвіду (ПАД) формування РЕЕ за прийнятої моделей дозволяє виявити переваги (П+) та недоліки (Н-) у їх функціонуванні.

На *другому етапі* відбувається аналіз тенденцій розвитку електроенергетичної системи в регіональному просторі (АТРЕЕСРП) та виявлення ризиків (Р-) і можливостей (М+) до її функціонування та розвитку в умовах інтеграції. Такий аналіз передбачає декілька підетапів: визначення та порівняння регіональних (РТР) і національних тенденцій розвитку (НТР), оцінку сталості розвитку (ОСР) електроенергетичних систем та оцінку дисперсії цін (ОДЦ) на ринках електроенергії у регіональному просторі.

Третім етапом є розробка теоретико-методичних положень щодо економічного механізму функціонування РЕЕ (ЕМРЕЕ), що передбачає розробку двох прямих механізмів взаємодії між учасниками щодо поточного функціонування РЕЕ - товарного РЕЕ (ТРЕЕ), - та між учасниками та державою щодо довгострокового функціонування

Таблиця 5.1

Проблеми та гіпотези концепції конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі

Гіпотеза	Теоретична проблема	Практична проблема	Положення концепції
1	2	3	4
Г. 1. РЕЕ взаємопов'язує інтереси учасників ринку, суспільства та довкілля	Неоліберальна економічна політика держави не здатна сприяти функціонуванню РЕЕ в інтересах суспільства та довкілля	Економічні інтереси учасників РЕЕ не збігаються з інтересами суспільства та довкілля	Економічний механізм РЕЕ будується на засадах постнеоліберальної економічної політики, що забезпечує сталий розвиток електроенергетичної системи через сукупність взаємопов'язаних прямих механізмів
Г. 2. Модель конкурентного РЕЕ складається за ключовими детермінантами	Вибір моделі РЕЕ розгалуженим завданням державної економічної політики, яке передбачає множинний вибір за кожною детермінантою її формування	Моделі РЕЕ еволюціонували стійко та на практичній основі, тому «сліпе» переїняття закордонного досвіду неприйнятне	Модель РЕЕ визначається за ключовими детермінантами, вибір з-поміж яких потребує врахування особливостей електроенергетичної системи, національних інтересів суспільства та міжнародних зобов'язань із збереження довкілля
Г. 3. Інтеграція національних РЕЕ у суміжний регіональний простір посилює ризики конкурентної боротьби	Постнеоліберальна модель економічного розвитку ґрунтується на «зеленому» енергетичному переході	Розвиток переривчастої «зеленої» електроенергетики вимагає інтеграції національних РЕЕ у регіональних простір	Забезпечення сталості розвитку електроенергетичної системи посилюють конкурентні переваги учасників ринку в умовах інтеграції
Г. 4. Організація товарного РЕЕ на біржовій	Акумуляування у просторі та часі заявок попиту та пропозиції	Прямі двосторонні домовленості між учасниками РЕЕ	РЕЕ передбачає створення прозорих, недискримінаційних та справедливих умов

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

Продовження табл. 5.1

1	2	3	4
основі наближає його до умов чистої конкуренції	зичії ЕЕ потребує запровадження ефективного механізму визначення результатів функціонування РЕЕ	приводять до маніпулювання ринковою інформацією	біржові торгівлі відповідно до можливостей учасників ринку, в інтересах суспільства при дотриманні балансу електроенергетичної системи
Г. 5. Фінансові інструменти здатні хеджувати ризики строкової дисбалансованості РЕЕ	Довгострокове планування фізичних поставок ЕЕ є складною науковою задачею економіко-математичною моделювання	Споживання ЕЕ є варіабельним, тому довгострокові контракти не відбивають його специфіки	Строкова торгівля на РЕЕ здійснюється на фінансовій основі із можливістю конвертації у фізичні продукти у міру наближення до реального часу постачання ЕЕ
Гіпотеза	Теоретична проблема	Практична проблема	Положення концепції
Г. 6. Розвиток конкуренції на РЕЕ відбувається через підвищення результативності його функціонування	Конкурентний РЕЕ передбачає мінімізацію втручання держави в діяльність його учасників, проте не гарантує стабільності роботи ринку	Концентрація учасників РЕЕ надає можливості маніпулювання результатами торгів	Результативність функціонування РЕЕ визначається за кон'юнктурними його складовими (попитом і пропозицією), взаємопов'язаними через ціну ЕЕ
Г. 7. РЕЕ є джерелом загроз електроенергетичної безпеки	РЕЕ є системним об'єктом, що має бути взаємоузгодженим за підсистемами забезпечення, перетворення та споживання ЕЕ	Дії учасників РЕЕ щодо максимізації вигід / мінімізації збитків можуть порушувати безпеку функціонування електроенергетичної системи	Електроенергетична безпека передбачає дотримання рівноваги між підсистемами забезпечення, перетворення та споживання у системі

Закінчення табл. 5.1

1	2	3	4
Г. 8. Стратегування РЕЕ здійснюється за прогнозом адекватності розвитку потужностей електроенергетичної системи	Збалансованість розвитку електроенергетичної системи потребує поглибленого планування балансу електроенергетичної системи на довгострокову перспективу	Учасники РЕЕ мають приймати превентивні управлінські рішення щодо подальшого розвитку потужностей	Стратегічний розвиток РЕЕ передбачає перехід від базового до цільового сценарію адекватності розвитку потужностей електроенергетичної системи
Г. 9. Стратегічний розвиток РЕЕ забезпечує ринок потужностей	Підтримка цільового розвитку електроенергетичної системи потребує додаткових фінансових стимулів для учасників РЕЕ	Учасники РЕЕ не в змозі самостійно визначити довгострокові інтереси суспільства та довкілля	Ринок потужностей як окремий продуктовий сегмент РЕЕ, скеровує учасників до обраного стратегічного вектора розвитку електроенергетичної системи
Г. 10. Оцінка інвестиційної привабливості потужностей електроенергетики взаємозв'язує економічну ефективність генерації ЕЕ, із її цінністю для суспільства та впливом її генерації на довкілля	Сталий розвиток електроенергетичної системи потребує компромісу між екологічними, соціальними та економічними цілями	Кожен існуючий / потенційний оператор потужностей самостійно приймає рішення щодо напрямків розвитку об'єкта електроенергетики, що йому належить	Перехід до цільового сценарію розвитку електроенергетичної системи забезпечується за рахунок відбору найкращих інвестиційних проєктів у площині «вартість-цінність-чистота» ЕЕ

Джерело: власна розробка

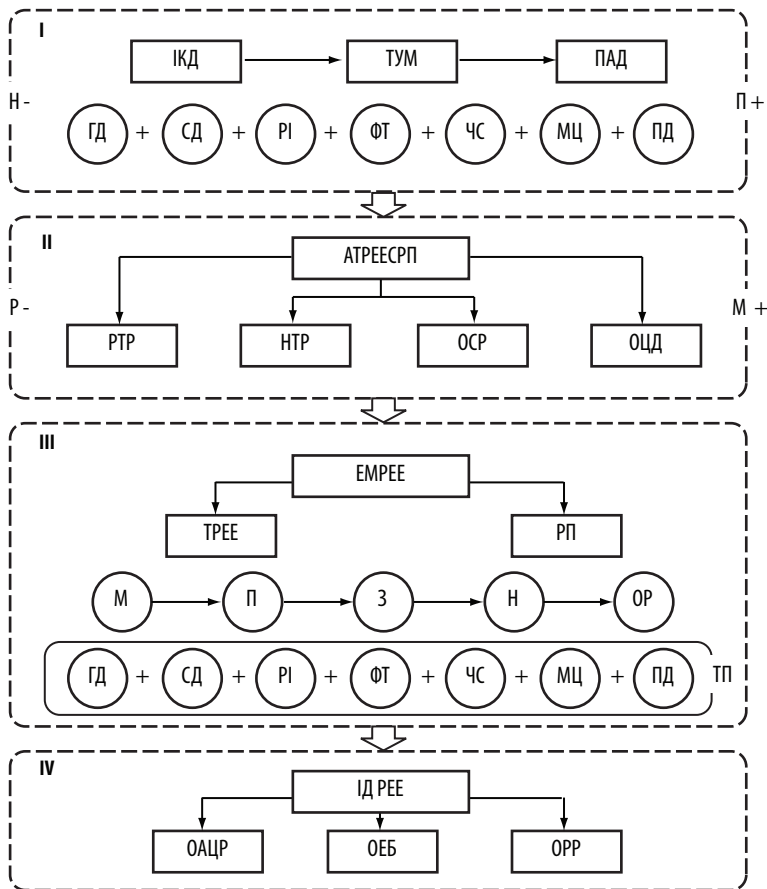


Рис. 5.2. Операційна модель розвитку конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі

Джерело: власна розробка

РЕЕ - ринку потужностей (РП). Для кожного прямого механізму визначаються мета (М), принципи (П), завдання (Н) та напрями (Н) функціонування та очікувані результати (ОР). Обґрунтування кожного прямого механізму передбачає визначення технологічного ре-

гласменту (ТП) його функціонування, за ключовими детермінантами його формування.

На *четвертому етапі* обґрунтовується запровадження інструментів діагностики РЕЕ (ІДРЕЕ). Оскільки за децентралізованого підходу формування РЕЕ фізичні та комерційні потоки ЕЕ є розмежованими, то і інструменти діагностики повинні бути розмежовані, але взаємоузгодженими між собою. Кожна функція регулювання передбачає оцінку поточного стану (ОПС) та вибір регуляторного впливу (ВРВ) на учасників РЕЕ. Інструментами операційної діагностики РЕЕ є оцінювання електроенергетичної безпеки (ОЕБ) за фізичними потоками ЕЕ та оцінювання результативністю ринку (ОРР), а інструментом стратегічної діагностики є оцінювання адекватності цільового розвитку (ОАР).

Отже, формування конкурентного РЕЕ полягає у доведенні висунутих гіпотез щодо спроможності його функціонування на постнеоліберальній основі шляхом запровадження прямих прозорих, недискримінаційних та справедливих механізмів та дотримання електроенергетичної безпеки, адекватного розвитку потужностей та результативності ринку.

5.2. Організаційні положення з розвитку товарного ринку електричної енергії України

Прийняті у Законі України № 2019-VIII [5] норми організації національного конкурентного РЕЕ мали за мету його перехід до неоліберальної конкурентної моделі. Однак відсутність рефлексії методологічних засад його формування обумовило неефективність, дисбалансованість та неліквідність його функціонування. Встановлені правові рамки функціонування українського РЕЕ спотворили його європейський прототип та підкреслили вади національної електроенергетичної системи. Недоліками українського РЕЕ є:

- РДД є лише однією з форм (позабіржовою) торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі, нормативно-правове нововведення

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

щодо обов'язковості продажу виробниками ЕЕ на електронних аукціонах лише частково вирішує цю проблему;

- покладення спеціальних обов'язків урізає конкуренцію серед продавців та покупців ЕЕ;
- штучно створений державний трейдер в особі ДП «Гарантований покупець» концентрує переважну більшість комерційних потоків ЕЕ, набуваючи монопольного положення на ринку;
- маржинальний метод ціноутворення на РДН як індикативний для РЕЕ обумовлює значну цінову волатильність у різні часові періоди;
- жорсткі цінові обмежень на РДН та ВДР призводять до маніпулювання ринковою владою крупними учасниками ринку;
- встановлені цінові обмеження для БР роблять його комерційно привабливим для торгівлі та не сприяють дестимулюванню учасників за небаланси ЕЕ;
- запроваджена модель самодиспетчеризації на БР не дозволяє ОСП вчасно та ефективно збалансувати електроенергетичну систему;
- стрімкий розвиток ВДЕ та занижена фінансова відповідальність у виробників ЕЕ з ВДЕ призводить до частого надання аварійних та економічно неоднозначних команд ОСП;
- низька культура розрахунків сприяє зростанню заборгованості в учасників РЕЕ.

Отже, наразі РЕЕ України функціонує за квазіконкурентною європейською неоліберальною моделлю в умовах як високої концентрації пропозиції, так і високої концентрації попиту ЕЕ, низької маневровості електрогенерації та високого ступеня ізольованості електроенергетичної системи, що провокує цінові маніпуляції і кон'юктурні диспропорції на ринку. Тому потрібна розробка альтернативної моделі товарного РЕЕ України, яка виправить ці недоліки та забезпечить його спрямованість до сталого розвитку на постнеоліберальній основі. Теоретичне обґрунтування організаційних положень формування товарного РЕЕ України потребує визначення мети, завдань, принци-

пів і напрямів, а також цільових орієнтирів реформування, узагальнено які наведені на *рис. 5.3*, опубліковані автором в [66; 67].

Мета ототожнюється з кінцевим результатом, на досягнення якого спрямовані дії [68]. У преамбулі Закону України № 2019-VIII визначено його спрямованість на «забезпечення надійного та безпечного постачання ЕЕ споживачам з урахуванням інтересів споживачів, розвиток ринкових відносин, мінімізацію витрат на постачання ЕЕ та мінімізацію негативного впливу на навколишнє природне середовище» [5]. Враховуючи означене та критерії цілепокладання, мета товарного РЕЕ України визначена як створення системи вільної торгівлі ЕЕ між учасниками ринку, враховуючи національні інтереси та цінності, а також вимоги довілля при дотриманні балансу електроенергетичної системи. Кожна складова цієї мети набуває змістового наповнення:

- система представляє сукупність елементів, що знаходяться у відносинах і зв'язках один з одним, яка утворює певну цілісність, єдність [67]. Згідно зі ст. 92 п. 5 Конституції України «виключно законами України визначаються засади ... організації та експлуатації енергосистеми» [64], тому система торгівлі ЕЕ потребує законодавчого оформлення;
- вільна торгівля має за мету зняття державних перешкод, що заважають нормальному функціонуванню ринку. Україна, підписавши Договір про заснування Енергетичного співтовариства [3] та Угоду про асоціацію з ЄС [2], взяла на себе зобов'язання щодо розвитку вільної торгівлі на енергетичних ринках, тому вільна конкуренція є вінцем реформування РЕЕ України;
- інтереси характеризують активні потреби споживачів, які виступають мотивацією їх поведінки [69; 70]. Оскільки ЕЕ є критично значущим товаром сучасного суспільства, то інтереси споживачів ЕЕ відносяться до національних інтересів та підпадають під дію Закону України «Про основи національної безпеки» від 19.06.2003 № 964-IV [70];
- цінності визначають відношення між поданням суб'єкта про те, яким повинен бути оцінюваний об'єкт, і самим об'єктом [69–70]. Національні цінності визначають вектор розвитку суспіль-

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

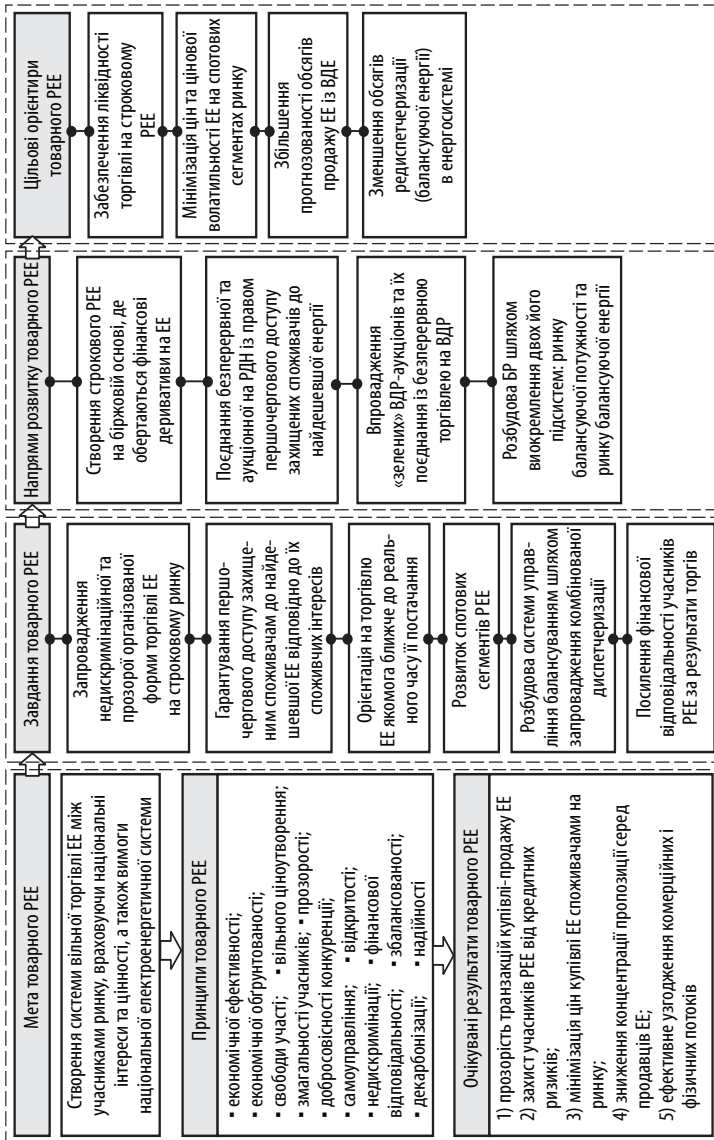


Рис. 5.3. Концептуальна схема організаційних положень функціонування товарного РЕЕ України

Джерело: власна розробка

ства, однак наразі чітко не визначені в Україні. Опосередковано національні цінності можна визначити за пріоритетами розвитку науки і техніки, серед яких є енергоефективність та раціональне природокористування [73];

- вимоги електроенергетичної системи співвідносяться із її перманентною спроможністю підтримувати фізичний баланс попиту та пропозиції ЕЕ, згідно із встановленими у національних стандартах та технічних умовах вимогами.

Нерозривно із метою формування конкурентного товарного РЕЕ України пов'язані очікувані результати його реформування, якими є:

- 1) прозорість транзакцій купівлі-продажу ЕЕ;
- 2) захист учасників РЕЕ від кредитних ризиків;
- 3) мінімізація цін купівлі ЕЕ споживачами на ринку;
- 4) зниження концентрації попиту і пропозиції на РЕЕ;
- 5) взаємоузгодження комерційних і фізичних потоків ЕЕ.

Принципи функціонування РЕЕ, як вихідні нормативні вимоги до його організації [67], складають науковий базис та забезпечують розвиток конкуренції на РЕЕ. Принципами товарного РЕЕ України визначено такі:

- свободи участі – учасники РЕЕ самостійно приймають рішення щодо участі у його часових сегментах;
 - вільного ціноутворення – учасники РЕЕ вправі самостійно визначати ціну ЕЕ;
 - змагальності учасників – учасники РЕЕ конкурують між собою на окремих часових сегментах РЕЕ, пропонуючи найкращу ціну для споживачів;
 - прозорості – торгівля ЕЕ відбувається у організованій формі на основі спеціалізованих електронних торговельних платформах;
 - добросовісності конкуренції – будь-які дії учасників РЕЕ, що спотворюють конкуренцію, забороняються;
 - самоуправління – продавці та покупці ЕЕ самостійно управляють ризиками цінової волатильності на РЕЕ;
-

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

- відкритості – результати торгів на РЕЕ є публічними, систематично оприлюднюються та легко перевіряються;
- недискримінаційності – рівноправність учасників РЕЕ;
- економічної ефективності – форми та методи торгівлі на РЕЕ сприяють вибору найефективніших видів генерації, уникаючи надприбутків для їх виробників;
- економічної обґрунтованості – цінові обмеження на РЕЕ можуть застосовуватися енергетичним регулятором для запобігання електроенергетичним кризам, але їх рівень повинен бути ґрунтовним та підкріплюватися результатами світової практики;
- фінансової відповідальності – всі учасники РЕЕ несуть пряму фінансову відповідальність за результати діяльності на РЕЕ;
- збалансованості – підтримання поточного та майбутнього балансу попиту та пропозиції на РЕЕ;
- декарбонізації – пріоритетність використання низьковуглецевих, у т.ч. відновлюваних, та високоенергоєфективних типів електрогенерації;
- надійності – гарантування параметрів якості ЕЕ.

Завдання формують план досягнення мети, вони мають бути логічно взаємопов'язані та узгоджені з нею [67; 69]. Головним завданням товарного РЕЕ в Україні є обґрунтування ключових детермінант його функціонування із урахуванням особливостей національної електроенергетичної системи при збереженні ключових елементів європейської моделі. Останнє необхідно для інтеграції РЕЕ України в європейський енергетичний простір. Такими ключовими елементами європейської моделі є:

- 1) чотири сегментарна модель будови, тобто послідовність таких часових сегментів товарного РЕЕ, як строковий ринок (СР), ринок на добу наперед (РДН), внутрішньодобовий ринок (ВДР) та балансуючий ринок (БР);

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

- 2) збереження часу закриття воріт, методів ціноутворення та інших норм Четвертого енергопакета для транскордонної торгівлі ЕЕ;
- 3) пріоритетність споживання ЕЕ, виробленої з ВДЕ.

У запропонованій альтернативній моделі товарного РЕЕ України підтримує децентралізований підхід до формування товарного РЕЕ, що загальноприйнятий в ЄС, але враховуються найуспішніші елементи конкурентних РЕЕ інших країн світу з урахуванням європейських наднаціональних нормативних вимог та із огляду на специфіку функціонування національної електроенергетичної системи України. З огляду на це, ключові детермінанти конкурентного РЕЕ України за альтернативної моделі набувають наступного визначення (табл. 5.2).

Таблиця 5.2

Ключові детермінанти моделі товарного РЕЕ України

Детермінанта	Характеристика детермінанти	Особливості застосування
1	2	3
Географічна демаркація	Зональний підхід із потоковими ринковими зв'язками	Визначення критичних ліній в енергосистемі
Спосіб диспетчеризації	Комбінований спосіб	Розбудова ринку балансуючих потужностей (РБП) та участь ОСП у ВДР задля попередньої диспетчеризації низькомагнетрових ГП
Ринкова інфраструктура	ОСП + ОР	ОР виконує комерційні функції на всіх сегментах товарного РЕЕ. ОСП відповідає за фізичне балансування електроенергетично системи
Форми торгівлі	Організована біржова торгівля	Інші форми торгівлі виключаються
Часові сегменти	СР, РДН, ВДР, БР	Різні часові сегменти послідовно змінюють один одного у часі. Кожен сегмент поділяється на декілька сесій

Закінчення табл. 5.2

1	2	3
Методи ціноутворення	Заявлені та маржинальні ціни	СР орієнтується на заявлені ціни, РДН та ВДР використовують обидва методи ціноутворення, БР орієнтується на індикативну ціну РДН
Продуктова диверсифікація	Блочні та одиничні продукти	У мір наближення до реального часу споживання ЕЕ відбувається розукрупнення ринкових продуктів

Джерело: власна розробка

Головне завдання товарного РЕЕ підрозділяється на такі складові:

- запровадження організованої форми торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі;
- гарантування першочергового доступу захищеним споживачам до найдешевшої ЕЕ відповідно до їх споживчих інтересів;
- орієнтація на торгівлю ЕЕ якомога ближче до реального часу її постачання;
- розвиток спотових сегментів РЕЕ за рахунок ефективного поєднання різних форми торгівлі та методів ціноутворення;
- розбудова системи управління балансуванням шляхом запровадження комбінованої диспетчеризації;
- посилення фінансової відповідальності учасників РЕЕ

За аналогією з Польщею та Австралією пропонується, що товарний РЕЕ України буде функціонувати виключно на організованій основі (прямі договори між учасниками РЕЕ виключаються).

Напрями розвитку товарного РЕЕ України визначаються для кожного з його часових сегментів, кожен з яких має специфічні особливості.

1. *Строковий ринок (СР) електроенергії України.* Метою організації СР в Україні має стати забезпечення прозорості та економічної ефективності торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі.

Зазначену мету може бути досягнуто за рахунок вдалого поєднання форм організованої торгівлі фінансовими деривативами та фізичною ЕЕ на організованому біржовому ринку [71]. Для чого пропонується впровадити такі ринкові продукти: опціони та форвардні на ЕЕ, різниця між ними полягає у тому, що:

- опціони на ЕЕ - це контракт-право на купівлю-продаж ЕЕ у майбутньому за заявленою страйковою ціною, який на дату експірації може бути конвертовано у фізичну ЕЕ, фінансово врегульований або каскадовано на коротші календарні інтервали;
- форвардний на ЕЕ – це контракт-зобов'язання на поставку ЕЕ у майбутньому за фіксованою заявленою ціною на дату його укладання, який завершується фізичною поставкою ЕЕ у майбутньому.

Тобто, як передбачається, функціонувати СР має бути у формі фінансової енергетичної біржі, на якій відбувається торгівля фінансовими деривативами на ЕЕ. На першому етапі торгівля ведеться виключно опціонами із подальшим розвитком інших фінансових інструментів. Торгівля на СР відбувається блочними продуктами: річними, кварталними, місячними, тижневими та добовими опціонами для базового та пікового навантажень. Опціони повинні бути підкріплені фізичними потужностями: генеруючими потужностями або правами на пропускну потужність. Опціони можна конвертувати у форвардні контракти до дати їх терміну погашення, каскадувати на коротші періоди або вимагати фінансових розрахунків за ними (*табл. 5.3*).

Залежно від терміну дії фінансові деривативи доцільно поділити на річні, кварталні, місячні, тижневі та добові для базового (для кожної із 24 год), пікового (із 08 до 22 год), напівпікового (із 9 год по 11 год), денного навантаження ВДЕ (із 11 год по 17 год) та позапікового (із 0 до 7 год) навантаження, що відповідає добовій циклічності споживання ЕЕ в Україні. Можливе виокремлення фінансових деривативів робочого та неробочого дня.

Кожний учасник РЕЕ, який зареєстрований оператором ринку, може стати учасником строкової торгівлі на РЕЕ.

Таблиця 5.3

Особливості продуктів на СР України

Характеристика ринку	Тип продуктів	
	Опціон на ЕЕ	Форварди на ЕЕ
Тип продуктів	Блочні продукти базового, пікового, напівпікового та поза-пікового, а також денного навантаження ВДЕ	
Період погашення	Рік, квартал, місяць, тиждень, доба	
Відкриття воріт	За 2 роки до фізичної поставки	За 1 рік до фізичної поставки
Закриття воріт	За 2 доби до доби фізичної поставки	
Метод ціноутворення	За заявленою ціною	
Механізм каскадування	Існує	Не існує
Можливість конвертації у фізичну ЕЕ	У форвардні контракти, реєстрація за системною ціною РДН	–
Керуючий орган	Оператори ринку	
Кліринг та врегулювання	Уповноважений банк	
Фінансове розрахунки	Протягом 5 робочих днів після доби фізичної поставки	
Зони передачі	Визначені торгові зони національним ОСП	

Джерело: власна розробка

Строковий РЕЕ відкривається за 2 роки (Р-2), а закривається за 2 доби до початку операційної періоду (рік, квартал, місяць, тиждень, доба) фізичної поставки ЕЕ (Д-2). Протягом цього часу оптові продавці (виробники та імпортери ЕЕ) можуть запропонувати весь максимально можливий та технічно осяжний обсяг ЕЕ, який може бути згенеровано в межах кожної години фізичної поставки з урахуванням планового графіку зупинок і проведення ремонтів, а також за результатами явних аукціонів на розподіл трансграничної пропускної потужності.

Строковий РЕЕ України функціонує як двостороння енергетична біржа, де проходять безперервні аукціони за заявленими цінами. По-

чаткову ціну фінансового деривативу оптовий продавець ЕЕ визначає самостійно виходячи із цілей ефективності функціонування об'єкта електрогенерації, а оптовий покупець вирішує, чи згоден він купити необхідну кількість активу за заявленою ціною. Із перебігом часу ролі учасників строкового РЕЕ можуть змінюватися: оптовий покупець «фінансової» ЕЕ може виступити як її оптовий продавець та перепродати дериватив, встановлюючи ціну самостійно. Новий тримач фінансового деривативу на ЕЕ сплачує першому активу різницю у ціні купівлі-продажу. По завершенню періоду обертання фінансовий дериватив підлягає погашенню за системною ціною РДН за 2 доби до фізичної поставки ЕЕ (для контрактів вихідного дня, за останньою ціною РДН вихідного дня).

Учасники фінансового РЕЕ зобов'язані вносити фінансові гарантії на маржеві рахунки оператора строкового РЕЕ у відсотковому відношенні до обсягу купівлі-продажу фінансових деривативів, розмір яких визначається оператором строкового РЕЕ за погодженням із регулятором.

У випадку реєстрації контрактів на фізичну поставку ЕЕ (форвардів) тримач фінансового деривативу на ЕЕ надсилає оператору строкового РЕЕ заявку-вимогу щодо його фізичного виконання, а останній видуває законтраковані обсяги із подальшого обігу на строковому РЕЕ та подає ОСП узгоджені номінації щодо законтракованих обсягів. ОСП направляє повідомлення підписнику фінансового деривативу на ЕЕ щодо зареєстрованих номінацій, і той повинен прийняти такі номінації або сплатити оптовому покупцю неустойку у виді подвійної позитивної маржі за останньою розрахунковою ціною фінансового деривативу на весь обсяг законтракованих позицій (розрахунковою ціною для добових деривативів є системна ціна РДН).

Опціони на ЕЕ вільно обертаються на строковому РЕЕ, або їх можна каскадувати, конвертувати або погасити :

- каскадування - розукрупнення опціонів на ЕЕ на коротші періоди;
- конвертація – перевід опціонів на ЕЕ у форварди на ЕЕ;

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

- погашення – фінансове врегулювання зобов'язань за опціонами контрактами на дату їх експірації за системною ціною РДН, яка склалася за 2 доби до фізичної поставки ЕЕ.

За бажанням тримач опціону на ЕЕ може конвертувати їх у форвардні контракти із вимогою фізичної поставки ЕЕ. Граничний термін конвертації опціонів на ЕЕ настає за 2 доби до фактичного операційного періоду (року, кварталу, місяця, тижня або доби фізичної поставки ЕЕ), до якого тримач фінансового деривативу надсилає заявку-вимогу про його конвертацію.

У випадку прийняття рішення про конвертацію фінансової ЕЕ у фізичну оптовий покупець вносить відповідне рішення до торговельної платформи ОР (заявку-вимогу), але не пізніше, ніж закриття воріт строкового РЕЕ, тобто за 2 доби до фактичного операційного періоду (рік, квартал, місяць, тиждень, доба). Зазначені обсяги підлягають фізичному виконанню продавцем ЕЕ.

ОР надсилає автоматичне повідомлення ОСП щодо обсягів зареєстрованих форвардних контрактів, тоді як останній перевіряє відповідність поданих даних та сповіщає учасників форвардного контракту про законтраковані обсяги, не пізніше ніж за 2 доби до фізичної поставки (до відкриття воріт РДН). У випадку невідповідності даних інформації, поданої ОСП, учасники торгів мають право їх скорегувати до кінцевого часу (окрім ціни договору), інакше законтраковані обсяги відхиляються, а опціони на ЕЕ підлягають фінансовому врегулюванню.

У протилежному випадку опціони на ЕЕ підлягають каскадуванню з урахуванням індексів відносної волатильності цін, які встановлюються для кожного кварталу, місяця, тижня або доби на основі ретроспективних даних розрахункових цін за останній операційний період.

Механізм каскадування опціонів розпочинається за 2 доби до настання фактичного операційного періоду (квартал, місяць, тиждень, доба) та у випадку відсутності фактичних кроків зі сторони учасників РЕЕ річні опціони розділяються на кварталні, кварталні – на місяч-

ні, місячні – на тижневі, а тижневі – на добові (рис. 5.4). Добові опціони не каскадуються, а відбувається розрахунок остаточної маржі за опціоном порівняно із системною ціною РДНЗ.

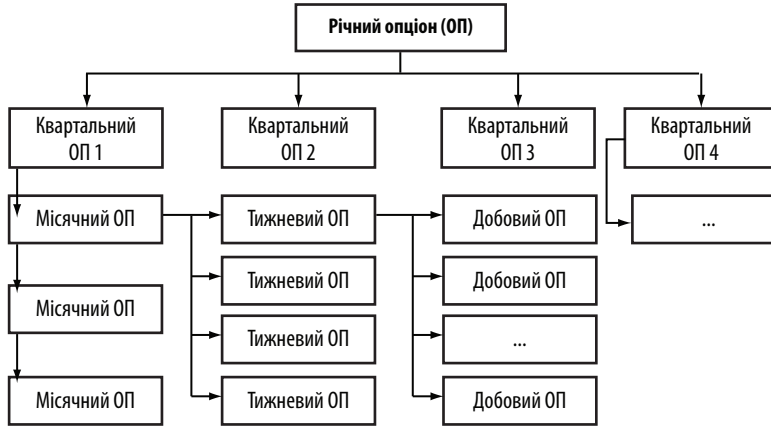


Рис. 5.4. Схема каскадування опціонів на строковому РЕЕ

Джерело: власна розробка

Після каскадування опціони на ЕЕ продовжують вільний обіг на строковому РЕЕ до моменту їх конвертації або остаточного погашення.

Остаточне погашення добових опціонів на ЕЕ відбувається за 2 доби до фізичної поставки ЕЕ за системною ціною РДН, яка визначається як середньоарифметична ціна останнього РДН-аукціону.

Оптові продавці ЕЕ, які мають незаконтрактовані обсяги за форвардними договорами, можуть їх запропонувати на РДН.

Запропоновану схему функціонування строкового фінансового РЕЕ наведено на рис. 5.5.

Згідно з Законом України № 2019-VIII оператор ринку відповідальний тільки за діяльність на організованих сегментах ринку (РДН та ВДР), тоді як строкові угоди на РЕЕ здійснюються на власний ризик учасників, а ОСП реєструє лише узгоджені номінації. Створення організованого строкового РЕЕ передбачає наділення оператора рин-

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

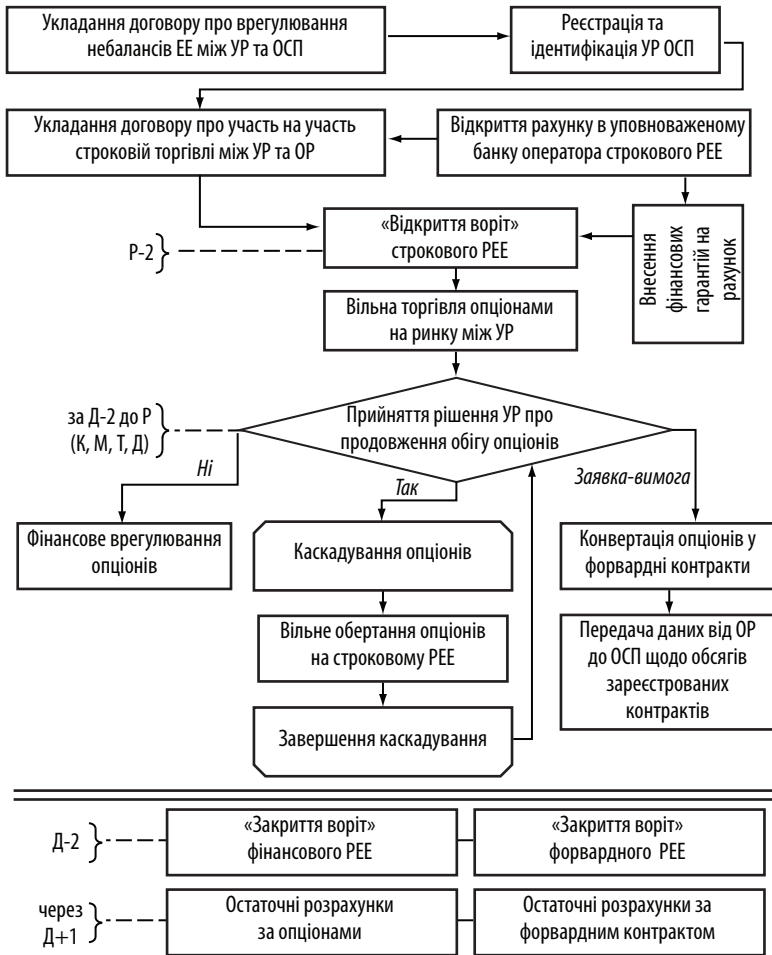


Рис. 5.5. Схема функціонування строкового РЕЕ України на біржовій основі

Примітка: УР – учасники ринку, ОР – оператор ринку, ОСП – оператор систем передачі

Джерело: власна розробка

ку додатковими функціями щодо оперування торговельною платформою строкового сегмента. У європейській практиці наявний досвід як щодо функціонування єдиного оператора для строкового, так і спотового РЕЕ з відокремленими підрозділами (IPEX, TGE), так і створення двох самостійних бірж в межах однієї компанії (EEX Group, яка оперує двома біржами Erex Spot – для торгів на РДН та ВДР та EEX – для фінансової торгівлі), так і відокремленого функціонування двох бірж (Nord Pool та Nasdaq Commodities) без їх операційного об'єднання. Останнє можливо лише у випадку пропозиції фінансових деривативів на ЕЕ без можливості фізичного виконання.

Враховуючи загальноєвропейську тенденцію щодо інтегрування різних сегментів під єдиним керівництвом, доцільно в Україні створити на базі єдиного оператора ринку два відокремлені самостійні підрозділи, що будуть оперувати строковим та спотовими сегментами РЕЕ із налагодження ефективного обміну даними між ними та з ОСП. Аналіз нормативно закріплених функцій за оператора ринку у ст. 51 Законі України № 2019-VIII [79] дозволяє встановити єдине управління різними сегментами ринку єдиним оператором, що запобігає дублюванню деяких функцій в межах різних підприємств (табл. 5.4).

За рахунок поєднання різних часових сегментів під єдиним керівництвом ОР спрощується процес клірингу, тобто взаємоврахування фінансових вимог і зобов'язань учасників ринку за договорами купівлі-продажу ЕЕ. Фінансові ризики, як за строковими, так і спотовими угодами, проходять через уповноважений банк або клірингову установу, в яких учасники РЕЕ відкривають маржевий рахунок ЕСКРОУ, з двома окремими субрахунками для строкової та спотової торгівлі ЕЕ.

Цінових обмежень на СР не існує, і ціноутворення відбувається за заявленою ціною, а виконання опціонів – за системними маржинальними цінами РДН-аукціонів на час їх погашення.

Фінансова форма організації СР спростить торгівлю ЕЕ на строкових часових інтервалах, а можливість конвертації фінансових деривативів у форвардні контракти дозволить управляти ризиками цінової волатильності.

Таблиця 5.4

Функції ОР на різних часових сегментах РЕЕ

Функція ОР за [262]	Строковий РЕЕ	Спотовий РЕЕ
Забезпечення рівних умов участі	Єдині правила	
Реєстрування учасників ринку та введення відповідного реєстру	Єдиний реєстр	
Забезпечення дотримання учасниками надання гарантій виконання фінансових зобов'язань	Субрахунок фінансових гарантій за опціонами та форвардними контрактами окремо	Єдиний субрахунок фінансових гарантій для РДН і ВДР
Визначення результатів торгів	Визначення маржі опціо-нами, каскадування цін; реєстрація форвардних контрактів	Аукціони на РДН та торги по заявленій ціні на ВДР
Запровадження клірингу	Єдиний кліринг	
Передача даних щодо законтрактованих обсягів ОСП	Єдина база обміну даними	
Оприлюднення результатів торгів	Єдина інформаційна платформа	
Консультативно-інформаційна підтримка учасників	Єдине вікно	
Співпраця із Регулятором	Єдиний формат	
Забезпечення конфіденційності інформації	Єдиний формат	

Джерело: власна розробка

2. Ринок на добу наперед (РДН), за аналогією із РЕЕ Польщі та Чехії, може поєднувати безперервну і аукціонну форми організованої торгівлі. Така модель забезпечує нівелювання ризиків стрімкого зростання ціни ЕЕ до рівня маржинального енергоблоку для покупців ЕЕ.

2.1. Безперервна торгівля на РДН передбачає торгівлю ЕЕ за заявленими цінами блочними продуктами (базового, пікового, напівпікового та позапікового навантажень). Виробники ЕЕ у межах

неакцептованих обсягів на СР та інші учасники ринку добровільно пропонують блочні продукти для різних режимів навантажень. Заявлені ціни для безперервних торгів встановлюються в межах цінових обмежень для маржинального енергоблоку для аукціонів на РДНЗ, тоді як постачальники / прямі споживачі конкурують між собою, пропонуючи вигіднішу ціну купівлі ЕЕ.

2.2. Аукціони на РДН проходять за алгоритмом об'єднання цін на основі маржинального методу ціноутворення, на яких торгуються погодинні продукти. Виробники ЕЕ державної форми власності можуть запропонувати на РДН-аукціоні неакцептовані обсяги ЕЕ, решта учасників самостійно приймають рішення щодо участі в торгах.

В умовах надвисокої концентрації виробників на РЕЕ для спотових сегментів (РДН та ВДР) встановлюються цінові обмеження, які дорівнюють економічно обґрунтованій ціні – короткостроковим маржинальним витратам маржинального енергоблоку з урахуванням встановленого відсотка рентабельності, розрахованим за даними середньострокового прогнозу адекватності ENTSO-E. Маржинальним визнається енергоблок, який бере участь у покритті навантаження за найтяжчих умов роботи електроенергетичної системи (часу максимального навантаження) у визначеному періоді – для зимового, весняного, літнього, осіннього максимумів. Вибір маржинального енергоблоку відбувається на основі звіту з оцінки адекватності розвитку генеруючих потужностей на відповідний рік, розробленим ОСП та затвердженому регулятором.

Таким чином, поєднання безперервної та маржинальної торгівлі на РДН відкриє доступ до дешевої ЕЕ для постачальників.

3. *Внутрішньодобовий ринок (ВДР)*. Поточна модель функціонування ВДР в Україні зорієнтована на залишкові обсяги заявленої та неакцептованої ЕЕ на попередніх сегментах ринку. Однак хаотичність подання заявок учасниками ВДР-торгів обумовлює незначні обсяги, а різка погодинна цінова волатильність – значну ризикованість, – все це разом призводить до низької ліквідності цього сегмента РЕЕ. виправити цю ситуацію пропонується за прикладами Великої Британії, Італії та Іспанії, на

яких впроваджено як аукціонну, так і безперервну торгівлю у декілька сесій, що пропонується і запозичити Україні. Таким чином, в Україні пропонується запровадити дві форми торгівлі на ВДР – сліпі аукціонні торги та безперервну торгівлю ВДР у декілька сесій. Внутрішньодобова торгівля ЕЕ в Україні ведеться півгодинними продуктами з урахування встановлених верхніх цінових обмежень для аукціонів РДН.

3.1. ВДР-аукціони ведуться за маржинальним методом ціноутворення, які проходять у 6 сесій: кожна тривалістю 4 години, за 4 години до фізичної поставки та на період поставки 4 години.

За аналогією із Австрією, де впроваджено зелені РДН-аукціони, учасниками ВДР-аукціонів є виключно виробники ЕЕ із ВДЕ, які продають весь прогнозований обсяг виробництва ЕЕ. Постачальники ЕЕ зобов'язані брати участь на ВДР та викупити ЕЕ із ВДЕ у відсотковому розмірі від обсягу їх акцептованих заявок на РДН.

3.2. ВДР-торги у формі безперервної торгівлі за заявленими цінами, яка закривається за 1 годину до фізичної поставки ЕЕ.

У ВДР-торгах можуть брати участь всі зареєстровані учасники РЕЕ. Особливим учасником ВДР-торгів є ОСП, який бере участь у безперервних ВДР-торгах з метою раннього балансування попиту та пропозиції ЕЕ. ОСП публічно звітує за всі торговельні операції, здійснені на ВДР із зазначенням причин придбання. Грошові потоки ОСП, пов'язані із участю у ВДР, включаються при розрахунку цін небалансів ЕЕ.

4. Балансуючий ринок (БР). Прототипами для українського БР можуть виступати американський РМ з огляду на можливості впровадження комбінованої диспетчеризації, італійський GME щодо багатосесійності торгівлі, а також французький RTE щодо особливостей ціноутворення за спотовими цінами РДН. Обов'язково необхідно враховувати положення Регламенту ЄС 2017/2195.

Отже, за альтернативної моделі БР в Україні функціонує за двома підсистемами: ринок баланруючої потужності (РБП) та ринок

балансуючої енергії (РБЕ). Учасниками БР є усі виробники ЕЕ, які номіновані для навантаження за результатами торгів на СР, РДН та ВДР в межах залишкового навантаження та максимального рівня розвантаження, а також генеруючі потужності швидкого старту незалежно від результатів торгів на попередніх сегментах РЕЕ. Кожен виробник ЕЕ повинен пройти обов'язкову сертифікацію для набуття статусу ППБ, набуття такого статусу споживачами ЕЕ є добровільним зобов'язанням.

4.1. Ринок балансуючої потужності (РБП) є складовою ринку потужностей, однак функціонує нерозривно та у складі товарного РЕЕ. Після оголошення результатів торгів на РДН ОСП визначає відповідність фізичних та комерційних потоків ЕЕ та, не очікуючи результатів торгів ВДР, проводить аукціони на балансуючу потужність на наступну добу.

РБП представляє односторонній аукціон, де ОСП закуповує прогнозний її обсяг у визначеному періоді за методом маржинального ціноутворення. Учасники БР подають ОСП покрокову функцію завантаження / розвантаження, а ОСП на основі оптимізаційної функції мінімізації витрат визначає переможців аукціонів на балансуючу потужність. Аукціони на балансуючу потужність проходять у формі 6 сесій кожна тривалістю по 4 години, за 6 годин до фізичної поставки та на період поставки 4 години.

На кожен період часу ОСП проводить два аукціони на закупівлю балансуючої потужності на завантаження та на розвантаження. ППБ гарантовано отримує дохід на БР, незалежно, чи буде ця потужність активована / дезактивована, чи ні. Для переможців РБП-аукціону ОСП може дати диспетчерську команду для розвантаження / завантаження, не очікуючи закриття воріт ВДР та відкриття воріт РБЕ, здійснюючи тим самим раннє балансування – централізовану диспетчеризацію. Учасники РБП, яким надано команду на завантаження / розвантаження, отримують плату / сплачують за обсяг балансуючої енергії за індикативною ціною РДН-аукціонів у відповідному періоді.

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

Ринок балансуєної енергії (РБЕ) відкривається після закриття воріт ВДР. Кожен ППБ, номінований до завантаження за результатами торгів на СР, РДН та ВДР, а також виробники ЕЕ із потужностями швидкого старту (незалежно від результатів торгів на попередніх сегментах ринку) повинні подавати покровоку функцію на завантаження та на розвантаження для кожного операційного періоду часу (на кожні 15 хвилин). ОСП приймає рішення та надає диспетчерські команди необхідним учасникам для підтримання операційної безпеки енергосистеми та перманентного збалансування попиту та пропозиції. Задля недопущення цінових маніпуляцій на РБЕ всі розрахунки за балансуєного енергію відбуваються виходячи із ціни РДН-аукціонів із додаванням для завантаження або відніманням для розвантаження встановленого коефіцієнта – α (табл. 5.5).

Таблиця 5.5

Напрями розрахунку цін балансуєної енергії на РБЕ

Учасник ринку із спеціальними обов'язками	Дефіцит ЕЕ	Профіцит ЕЕ
Постачальники / прямі споживачі ЕЕ	Ціна РДН $3 + \alpha$ (купівля)	Ціна РДН $3 - \alpha$ (продаж)
Виробники / імпортери ЕЕ	Ціна РДН $3 - \alpha$ (купівля)	Ціна РДН $3 + \alpha$ (продаж)

Джерело: власна розробка

Узагальнено концептуальну модель організації товарного РЕЕ в Україні наведено на рис. 5.6, а її технологічний регламент функціонування товарного РЕЕ наведено у табл. 5.6.

Таким чином, розбудова товарного РЕЕ України на постнеоліберальній основі потребує визначення цільових орієнтирів його розвитку (у класичному розумінні цього терміна І. Ансоффом [73]), якими можуть виступати:

- 1) забезпечення ліквідності торгівлі на СР. Ліквідність торгівлі ЕЕ на строковому часовому інтервалі визначається за рівнем чорна, який характеризує співвідношення між обсягом торгів та рівнем попиту на ЕЕ. Строкові РЕЕ ЄС вважаються ліквідни-

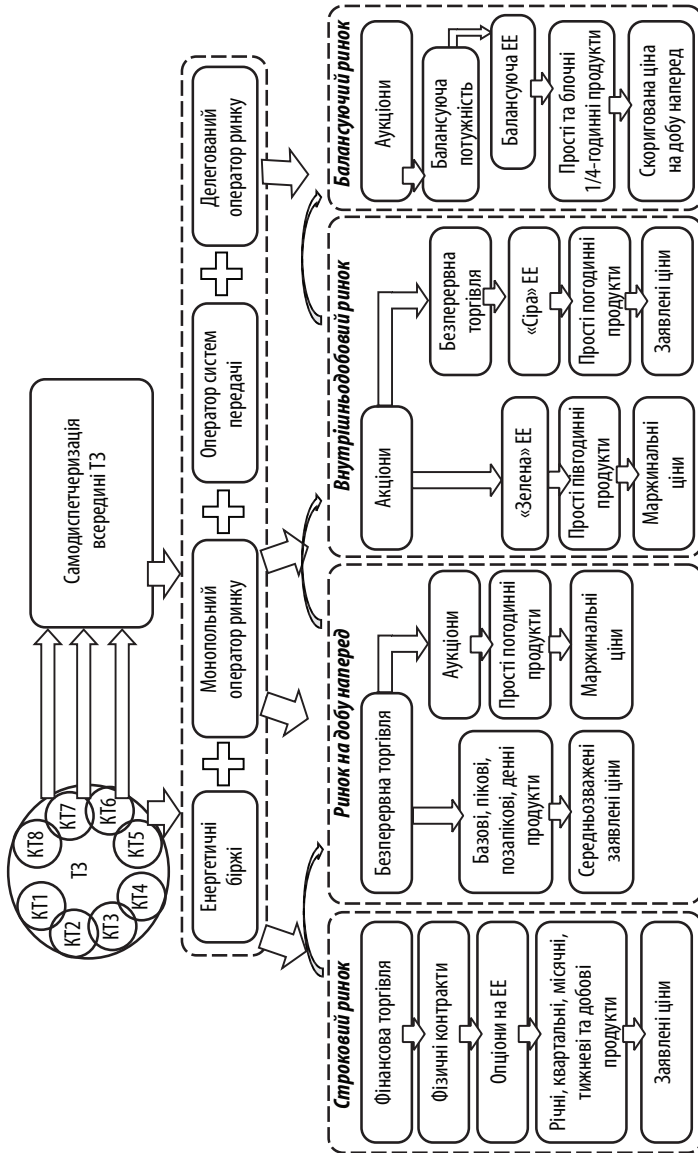


Рис. 5.6. Організаційна модель товарного РЕЕ України

Джерело: власна розробка [75]

Таблиця 5.6

Технологічний регламент товарного РЕЕ України

Час відкриття воріт	Час закриття воріт	Сесія	Учасники	Метод ціноутворення	Період поставки
1	2	3	4	5	6
<i>Строковий ринок (ДР)</i>					
Y-2	D-2 до Y	Річні торги	усі за бажанням	заявлена ціна	Y
HY-2	D-2 до HY	Піврічні торги	усі за бажанням	заявлена ціна	HY
Q-2	D-2 до Q	Квартальні торги	усі за бажанням	заявлена ціна	Q
M-2	D-2 до M	Місячні торги	усі за бажанням	заявлена ціна	M
W-2	D-2 до W	Тижневі торги	усі за бажанням	заявлена ціна	W
<i>Ринок на добу наперед (РДН)</i>					
D-1 8:00	D-1 10:00	Безперервні торги РДН	Виробники ЕЕ, інші учасники, окрім ВДЕ	заявлена ціна	D
D-1 10:00	D-1 13:00	Аукціони РДН	усі за бажанням, окрім ВДЕ; виробники-державні підприємства в межах залишкового навантаження	маржинальна ціна	D
<i>Внутрішньодобовий ринок (ВДР)</i>					
D-1 16:00	D-1 20:00	ВДР-аукціон 1	виробники ЕЕ із ВДЕ	маржинальна ціна	D 00:00-04:00

Продовження табл. 5.6

1	2	3	4	5	6
D-1 20:00	D 0:00	ВДР-аукціон 2	виробники ЕЕ із ВДЕ	маржинальна ціна	D 04:00-8:00
D 0:00	D 4:00	ВДР-аукціон 3	виробники ЕЕ із ВДЕ	маржинальна ціна	D 8:00-12:00
D 4:00	D 8:00	ВДР-аукціон 4	виробники ЕЕ із ВДЕ	маржинальна ціна	D 12:00-16:00
D 8:00	D 12:00	ВДР-аукціон 5	виробники ЕЕ із ВДЕ	маржинальна ціна	D 16:00-20:00
D 12:00	D 16:00	ВДР аукціон 6	виробники ЕЕ із ВДЕ	маржинальна ціна	D 20:00-0:00
D t-3 год.	D t-1 год.	ВДР-торги	учасники, включаючи ОСП	заявлена ціна	D t - t+4
Балансуючий ринок					
D-1 14:00	D-1 18:00	РБП1	сертифіковані ППБ	маржинальна ціна	D 0:00-4:00
D-1 18:00	D-1 22:00	РБП2	сертифіковані ППБ	маржинальна ціна	D 4:00-8:00
D-1 22:00	D 02:00	РБП3	сертифіковані ППБ	маржинальна ціна	D 8:00-12:00
D 02:00	D 06:00	РБП4	сертифіковані ППБ	маржинальна ціна	D 12:00-16:00

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

Закінчення табл. 5.6

1	2	3	4	5	6
D 06:00	D 10:00	РБП5	сертифіковані ППБ	маржинальна ціна	D 16:00-20:00
D 10:00	D 14:00	РБП6	сертифіковані ППБ	маржинальна ціна	D 20:00-0:00
D t-1 год.	D t-15 хв.	БР	номіновані учасники до завантаження за результатами торгів на СР, РДН, ВДР, постачальники балансуючих потужностей	індикативна ціна РДН	D на кожні 15 хв.

У, НУ, Q, M, W, D – рік, півріччя, квартал, місяць, тиждень, доба, час фізичної поставки ЕЕ

Джерело: власна розробка

ми якщо рівень чорна перевищує 3, тобто продана ЕЕ повинна пройти 3 оберти на ринку [74];

- 2) мінімізація цін та цінової волатильності ЕЕ на спотових сегментах РЕЕ. Відкриття конкуренції на РЕЕ має за основну мету зниження цін ЕЕ під пресом конкуренції, однак, враховуючи різну цінність ЕЕ у різні періоди часу та добову, тижневу та місячну циклічність її споживання, бажаною є тенденція постійного зниження цін ЕЕ та її цінової волатильності в межах окремих періодів часу;

Отже, запропоновані організаційні положення розвитку конкурентного РЕЕ мають істотні переваги порівняно із наявними, якими є:

- збільшення прогнозованості обсягів продажу ЕЕ із ВДЕ. Виробництво ЕЕ із ВДЕ є пріоритетним напрямом розвитку електроенергетики сучасності, однак створює значні ризики для роботи енергосистеми, здолати які на першому етапі можливо за рахунок збільшення точності прогнозування. Зменшення обсягів небалансів ЕЕ із ВДЕ сприятиме сталій роботі енергосистеми та збалансованості роботи РЕЕ;
- зменшення обсягів балансуєної енергії в енергосистемі пов'язується із узгодженням комерційних та фізичних потоків ЕЕ, тому чим меншою є частка БР, тим збалансованішою є його ринкова кон'юнктура, орієнтація на торгівлю якомога ближче до реального часу;
- впровадження біржової торгівлі на СР забезпечує прозорість транзакцій купівлі-продажу та захист від кредитних ризиків, а фінансова її форма спрощує фізичне планування строкових поставок ЕЕ;
- ліквідується штучно створений учасник ринку – ДП «Гарантований покупець»;
- ПУП самостійно визначають прогнозований графік навантаження на визначеній території, закуповують її на безперервних торгах РДН та несуть відповідальність за небаланси на БР;

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

- виробники ЕЕ з ВДЕ самостійно торгують виробленою продукцією виключно на ВДР, визначаючи прогнозований графік виробництва та несучи фінансову відповідальність за небаланси на БР;
- ОСП здатний провести раннє балансування, закупивши фізично необхідний обсяг ЕЕ на завантаження або розвантаження на ВДР та завчасно активуючи закуплені обсяги балансуючої потужності на БР;
- на балансуючу енергію встановлюються індикативні ціни на завантаження та розвантаження виходячи із ціни РДН-аукціонів, тому учасники ринку більше не зацікавлені у маніпулюванні її обсягами;
- використання безперервних торгів та ціноутворення за заявленою ціною на РДН дозволяє закуповувати дешеві обсяги ЕЕ АЕС, ГЕС за нижчими цінами, ніж маржинальні;
- використання маржинального методу ціноутворення на ВДР-аукціонах забезпечує ефективність виробництва ЕЕ з ВДЕ та сприяє зниженню витрат на оплату «зелених» тарифів та/або премій;
- тариф на розвиток ВДЕ відокремлюється від тарифу на передачу, а суми платежів виробникам ЕЕ з ВДЕ пропорційно розподіляються між споживачами згідно з їх обсягами споживання.

5.3. Організаційно-економічні складові механізму функціонування ринку потужностей України

Сучасні виклики електроенергетичної системи України – масові руйнування генеруючих потужностей внаслідок військової агресії рф, високі темпи деградації наявного обладнання, зростання погодинної волатильності попиту, збільшення частки негарантованої генерації з ВДЕ та суттєве зростання собівартості традиційного виробництва ЕЕ на фоні дефіциту паливних ресурсів – все це загострює питання сталого, відновлюваного та структурно збалансованого її розвитку. За відсутності в оператора систем передачі (ОСП), оператора рин-

ку, Кабінету Міністрів України, Міністерства енергетики України та енергетичного регулятора повноважень і механізмів прямого впливу на інвестування в нові генеруючі потужності, можливим шляхом розв'язання цих проблем є розвиток організованого конкурентного ринку потужностей (РП), який дозволить через цінові сигнали та гарантоване повернення капіталовкладень стимулювати розвиток необхідних обсягів і типів генерації відповідно до стратегічних потреб енергосистеми.

Згідно з чинними нормативно-правовими положеннями (Постанови КМУ від 10.072019 № 677) конкурсні процедури на ринку потужностей застосовуються для: будівництва нової генеруючої потужності (ГП), проведення реконструкції (модернізації) діючої ГП, продовження строку експлуатації енергоблоків атомних електростанцій (АЕС), а також виконання заходів з управління попитом [76]. Розпорядження КМУ від 13.08.2024 № 756-р акцентує увагу саме на будівництві нової високоманеврової потужності із можливістю здійснення швидкого пуску/зупинення із здатністю не менш 4 рази на добу забезпечувати пуск-старт з максимальним допустимим часом простою 15 хвилин та діапазоном регулювання не менш як 80 % потужності та часом активації не більш як 15 хв від моменту отримання відповідної команди оператора системи передачі та можливостями black start [77].

Цільовий підхід до формування РП в Україні націлений на поступове оновлення та розширення адекватності електроенергетичної системи. Однак він є недостатнім для ефективного реагування на сучасні критичні виклики та здатен створювати суттєві дисбаланси на РЕЕ. Конкурсні процедури розбудови потужностей орієнтовані на довгострокове інвестиційне планування та не здатні забезпечити швидке та масштабне відновлення генеруючих потужностей, які зазнали масових руйнувань внаслідок військової агресії. Обсяги, що закуповуються, є лише частиною загального попиту на потужності в конкретному операційному періоді. Прямої підтримки операційної спроможності та фінансової стійкості діючих генеруючих потужностей, які не беруть участь у конкурсі, не існує. Це залишає значний сег-

мент генерації вразливим в умовах зростання експлуатаційних витрат та потреби в інвестиціях для підтримання надійної роботи. Як наслідок, це може призвести до викривлення конкуренції на товарному РЕЕ. Компенсація постійних витрат для нових (реконструйованих/ модернізованих) потужностей через плату за послугу із забезпечення розвитку генеруючої потужності обумовлює те, що вони можуть пропонувати ЕЕ на товарному РЕЕ за цінами, наближеними до їхніх маржинальних витрат. Водночас діючі генеруючі потужності, які не отримують таку плату, змушені встановлювати ціну на ЕЕ виходячи з повної собівартості ЕЕ (змінні і постійні витрати). Окрім цього, відбувається «розмиття функцій» та перекладання витрат на споживача, оскільки плата за послугу з розвитку потужності включається у тариф на передачу. Це свідчить про те, що система фінансування розвитку потужностей не є повністю ринковою та ефективною, а цільовий підхід потребує заміни на обсягоорієнтований, щоб адекватно реагувати на поточні виклики та усувати ринкові спотворення, які негативно впливають на стабільність і конкурентоспроможність системи.

Таким чином, метою впровадження цієї складової механізму РЕЕ має бути підтримання операційної безпеки постачання ЕЕ в короткостроковому періоді та забезпечення адекватного рівня розвитку потужностей в середньо- та довгостроковому періодах. Концептуальні положення формування РП наведені на *рис. 5.7*, опубліковані в [78; 79].

В основі формування РП України закладено обсягоорієнтований підхід, згідно з яким всі переможці аукціонів на РП отримують плату за потужність виходячи із прогнозного рівня адекватного навантаження в електроенергетичній системі. Як наслідок, інвестори та / або оператори потужностей отримують змогу гарантованого повернення капіталовкладень на пропорційній щорічній основі та можливість нівелювати ризики короткострокової волатильності цін на товарному РЕЕ.

Пропонується, що РП функціонуватиме виключно в організованій формі через спеціальні електронні торговельні платформи. РП поділяється на три продуктові сегменти – ринок балансуєвої потужності (РБП), ринок традиційної потужності (РТП) та ринок альтер-

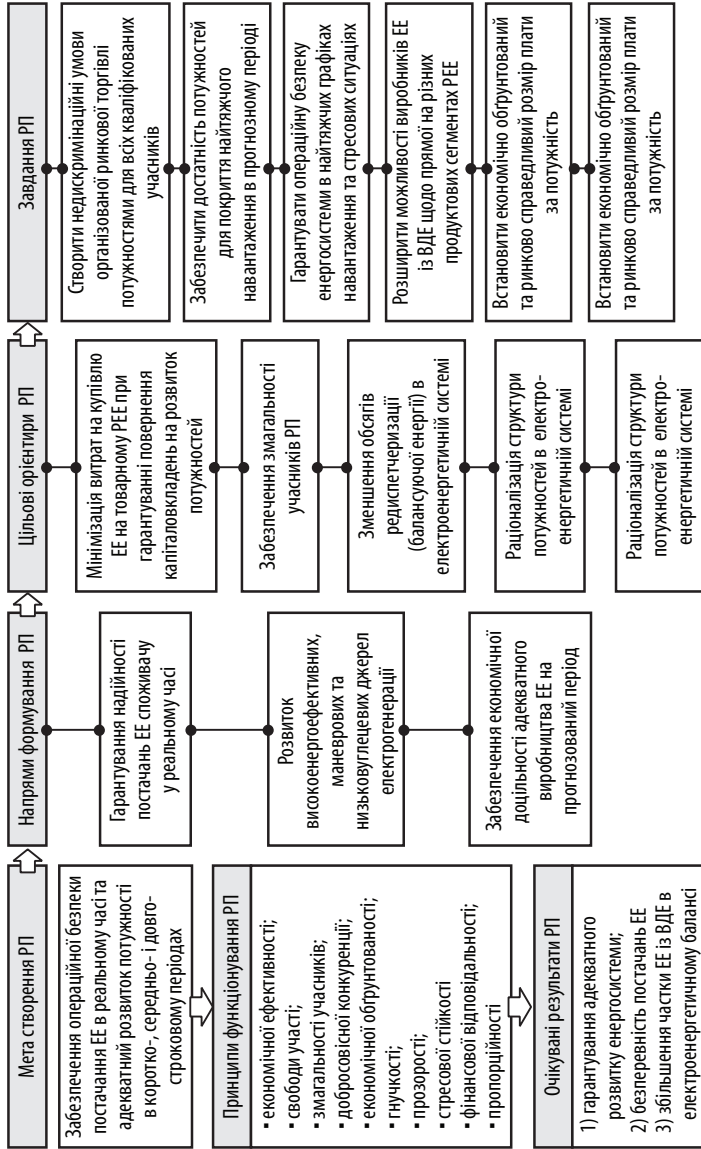


Рис. 5.7. Концептуальна схема організаційних положень функціонування РП України

Джерело: власна розробка

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

нативної потужності (РАП). РБП є спотовим, тоді як РТП та РАП – строковими сегментами ринку.

Ринок балансуєної потужності (РБП) представляє односторонній аукціон, де ОСП закуповує внутрішньодобовий обсяг балансуєної потужності. Після оголошення результатів торгів на РДН, ОСП визначає відповідність фізичних та комерційних потоків ЕЕ та, не очікуючи результатів торгів ВДР, проводить закупівлю балансуєної потужності. Аукціони на РБП проходять у формі 6 сесій, кожна тривалістю 4 години, за 6 годин до фізичної поставки та на період поставки 4 години. На кожен період часу ОСП проводить два аукціони – окремо на завантаження та на розвантаження, та визначає на основі оптимізаційної функції мінімізації витрат переможців аукціонів на балансуєну потужність. Переможці РБП-аукціону гарантовано отримують дохід, незалежно від того, чи буде потужність активована або дезактивована на РБЕ.

РБП функціонує за маржинальним методом ціноутворення під дією верхніх цінових обмежень, які дорівнюють витратам на завантаження маржинального енергоблоку із холодного стану.

Ринок традиційної потужності (РТП) функціонує у формі односторонніх аукціонів, які проводить ОСП щорічно після оприлюднення та затвердження звіту з оцінки адекватності розвитку потужностей, за ініціативою центрального органу, відповідального за проведення стратегічної політики в енергетичній сфері за операційним планом (технологічним регламентом), затвердженим Кабінетом Міністрів України.

Для забезпечення балансування попиту та пропозиції ЕЕ аукціони на традиційну потужність мають проходити окремо для потужності базового, напівпікового та пікового навантажень. Цільовий обсяг закупівлі потужності базового навантаження повинен визначатися виходячи із мінімального навантаження, напівпікового – різниці коливань між мінімальним та середньодобовим рівнями, а для пікового навантаження – виходячи із діапазону коливань середньодобового та максимального навантаження для найтяжчих умов роботи електроенергетичної системи.

Враховуючи дуальність цілі функціонування РТП та часовий лаг між інвестиціями та виробництвом ЕЕ для різних технологій електрогенерації, доцільно запропонувати строкові аукціони на РТП (табл. 5.7).

Таблиця 5.7

Порівняльна характеристика аукціонів на традиційну потужність

Характеристика	Вид аукціону		
	A+1	A+3	A+5
Цільове призначення аукціону	забезпечення адекватного рівня розвитку потужностей в енергосистемі		
	в короткостроковому періоді (на 1-й прогнозний рік)	в середньостроковому періоді (на 3-й прогнозний рік)	в довгостроковому періоді (на 5-й прогнозний рік)
Термін дії договорів	1 рік	Залежно від типу учасника: від 1 до 10 років	
Метод ціноутворення	За заявленими цінами конкурсних торгів		
Тип учасників	Всі наявні та нові генеруючі потужності, транскордонні інтерконектори, системи управління попитом, системи зберігання ЕЕ		
Доступність потужностей для товарного РЕЕ	Учасники аукціонів можуть торгувати ЕЕ на товарному РЕЕ, покриваючи короткострокові витрати електрогенерації		
Плата за потужність	Покриває виключно постійні капітальні витрати		

Джерело: власна розробка

Строковими аукціонами на РТП є: однорічні (A+1), які спрямовані на забезпечення готовності електроенергетичної системи до функціонування до найтяжчого навантаження у короткостроковому періоді (на 1-й прогнозний рік прогнозу адекватності); середньострокові (A+3) – на адекватний розвиток потужностей в середньостроковому періоді (на 3-й прогнозний рік); довгострокові 5-річні (A+5) – на адекватний розвиток потужностей в довгостроковому періоді (на 5-й прогнозний рік).

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

Таблиця 5.8

Технологічний регламент функціонування РТП України

Вид аукціону		Процедура	Термін виконання	Відповідальні особи
1		2	3	4
A+1	A+3	A+5	Оприлюднення звіту з оцінки адекватності розвитку потужностей	ОСП
A+1	A+3	A+5	Затвердження звіту з оцінки адекватності розвитку потужностей	Регулятор
A+1	A+3	A+5	Затвердження та оприлюднення цільового обсягу закупівлі потужності та критеріїв оцінки учасників РП	КМУ за поданням Мінекоенерго
A+1	A+3	A+5	«Відкриття воріт» кваліфікації учасників	Конкурсна комісія
A+1	A+3	A+5	Потенційні учасники надають дані щодо відповідності кваліфікаційним вимогам до участі в РП	Потенційні учасники РП
A+1	A+3	A+5	«Закриття воріт» кваліфікації. Оголошення результатів кваліфікації	Конкурсна комісія
A+1	A+3	A+5	Апеляція результатів кваліфікації учасників	Учасники ринку, конкурсна комісія
A+1	A+3		«Відкриття воріт» аукціонів на потужність	ОСП
A+1	A+3		Перший раунд. Подання цінових пропозицій кваліфікованими учасниками	Учасники РП

Продовження табл. 5.8

1		2	3	4
A+1	A+3	Поетапне пониження цінових пропозицій	+1 робочий день від попереднього раунду торгів	Учасники РП
A+1	A+3	Кліринговий (10-й) раунд. Визначення клірингової ціни потужності*	10 робочий день травня місяця Т року	Учасники РП
A+1	A+3	«Закриття воріт» аукціонів. Повідомлення результатів торгів	10 робочий день травня місяця Т року	ОСП
A+1	A+3	Оприлюднення результатів торгів	до 20/05 Т року	ОСП, Мінекоенерго
A+1	A+3	Укладання договорів на потужність	до 01/06 Т року	Учасники РП, ОСП
	A+5	Визначення та оприлюднення скорегованого довгострокового обсягу закупівлі потужності	до 01/06 Т року	ОСП
	A+5	«Відкриття воріт» аукціону	1 робочий день червня місяця Т року	ОСП
	A+5	Поетапне пониження цінових пропозицій	+1 робочий день від попереднього раунду торгів	Учасники РП
	A+5	Кліринговий (10-й) раунд. Визначення клірингової ціни потужності*	10 робочий день червня місяця Т року	Учасники РП
	A+5	«Закриття воріт» аукціонів. Повідомлення результатів торгів	10 робочий день червня місяця Т року	ОСП

Закінчення табл. 5.8

1		2	3	4
	A+5	Оприлюднення результатів торгів	до 15/06 Т року	ОСП, Мінекоенерго
	A+5	Укладання договорів на потужність	до 15/06 Т року	Учасники РП, ОСП
A+1	A+3 A+5	Враховання результатів торгів на потужність при розробці наступного звіту з оцінки адекватності розвитку потужності	до 01/11 Т	ОСП

Примітка: Т – поточний рік; Т-1 – попередній рік; Т+1 – перший прогнозовий рік; * – може існувати можливість раннього завершення аукціону, якщо обсяг пропозицій учасників стає меншим, ніж цільовий обсяг закупівлі.

Джерело: власна розробка

Учасниками традиційного РП можуть бути як наявні, так і нові генеруючі потужності, інтерконектори, системи зберігання та управління попитом на ЕЕ. Строкові угоди на потужність мають різний термін дії: для існуючих об'єктів – 1 рік; для реконструйованих об'єктів – 5 років; для нових об'єктів – 10 років.

Аукціони на потужність мають проводитися щорічно після оприлюднення прогностичних даних. Вихідною базою для визначення обсягу закупівлі генеруючих потужностей є дані цільового сценарію адекватного розвитку енергосистеми за торговими зонами, а також обсяги договірних потужностей, законтракованих у попередні роки.

Ціноутворення на РТП відбувається за заявленими цінами, які враховують тільки інвестиційні витрати (Сапех). При цьому учасники товарного РЕЕ не зобов'язані брати участь у РТП, а можуть продавати ЕЕ виключено на товарних часових сегментах, беручи на себе ризик покриття інвестиційних витрат самостійно. До потенційних учасників повинні пред'являтися кваліфікаційні вимоги, які перевіряються конкурсною комісією до відкриття аукціону, зокрема, такими вимогами вважаються:

- наявність залишкового паркового ресурсу обладнання для роботи у прогностичному періоді для існуючих об'єктів електрогенерації;
- наявність затвердженого техніко-економічного обґрунтування нового будівництва або реконструкції існуючого, розроблених згідно із міжнародними стандартами проектування;
- відповідність сучасним екологічним вимогам для нових об'єктів або графіку скорочення викидів для існуючого або реконструйованого об'єкта;
- оснащення інженерно-технічним захистом від безпекових загроз;
- фінансова стійкість оператора потужності.

Разом із кваліфікаційними характеристиками до конкурсної комісії доцільно подати технічні характеристики об'єкта, що включають:

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

- встановлена потужність об'єкта, потужність за мінімального навантаження, чиста номінальна потужність;
- операційна гнучкість об'єкта, що включає час запуску із холодного та гарячого станів, швидкість нарощування потужності;
- термін експлуатації потужності;
- енергоефективність об'єкта, яка вимірюється за чистим коефіцієнтом корисної дії;
- вуглецемісткість електрогенерації;
- види основного та резервного палива.

Із метою підтримання високого рівня конкуренції та враховуючи різні техніко-еколого-економічні характеристики енергоблоків, функціонує РТП на поблочній основі. Мінімальний розмір заявки на потужність для участі у торгах не може бути меншим від чистої номінальної потужності найменшого енергоблоку, що працює в енергосистемі, а максимальний – дорівнювати чистій номінальній потужності найбільшого енергоблоку в енергосистемі. А для нових об'єктів – без обмеження за потужністю.

Затвердження звіту з оцінки адекватності розвитку потужностей здійснюється за ініціативою центрального органу, відповідального за формування та реалізацію стратегічної політики в енергетичній сфері, відповідно до операційного плану (технологічного регламенту), затвердженого КМУ. Орієнтовний технологічний регламент функціонування РТП може мати такий вигляд (табл. 5.8).

Під час аукціонів на потужність визначається зважена нормована вартість ЕЕ у площині критеріїв «цінність – вартість – чистота» ЕЕ, що дозволяє провести зважену енергетичну політику, яка забезпечує поточну ефективність функціонування потужності на товарному РЕЕ та сталий розвиток електроенергетичної системи у середньостроковому майбутньому.

Торги на РТП відбуваються у 10 раундів, якщо раніше не буде досягнуто цільового обсягу потужності. Під час торгів учасники аукціону можуть змінювати тільки ціну 1 МВт потужності, а інші техніко-

економічні параметри потужності незмінні. Переможці аукціону на потужність укладають з ОСП строковий договір, у якому фіксується ставка потужності за ціною, запропонованою оператором під час клірингового раунду, і ця ставка виплачуватиметься йому протягом строку, визначеного договором.

Для забезпечення прозорості, недискримінаційності та нейтральності розвитку РТП України аукціони на потужність мають проводитися в електронному форматі. Зокрема, вбачається можливість створення аналогічного програмного продукту, який використовується у сфері публічних закупівель. Відбір учасників-переможців здійснюється системою автоматично серед учасників, які пройшли попередню кваліфікацію та подали цінові пропозиції для участі в аукціонах.

Оператором РТП доцільно визнати ОСП, оскільки на нього згідно з Законом України № 2019-VIII покладені обов'язки підтримання балансу попиту та пропозиції в електроенергетичній системі як в поточному, так і прогнозованому періодах.

Розрахунки за потужність доцільно здійснювати подекадно на основі фактичних даних комерційного обліку. У разі невиконання зобов'язань за договорами на потужність переможцями аукціонів ОСП повинен накладати штрафні санкції. Надалі ОСП перекладає витрати на потужність на постачальників та прямих споживачів ЕЕ пропорційно обсягам їх споживання.

Враховуючи вищенаведене, можна запропонувати таку концептуальну модель РП України (рис. 5.8).

Представлена концептуальна модель функціонування РП України дозволить збудувати інвестиційно привабливу, технологічно нейтральну та техніко-екологічно прийнятну модель розвитку електроенергетичної системи в Україні на основі трьох контрольних точок (видів аукціонів): на короткостроковий (A+1), середньостроковий (A+3) та довгостроковий (A+5) періоди. Такий механізм функціонування РП має спонукати та зобов'язати операторів потужностей діяти згідно із намченим стратегічним вектором розвитку електроенергетики.

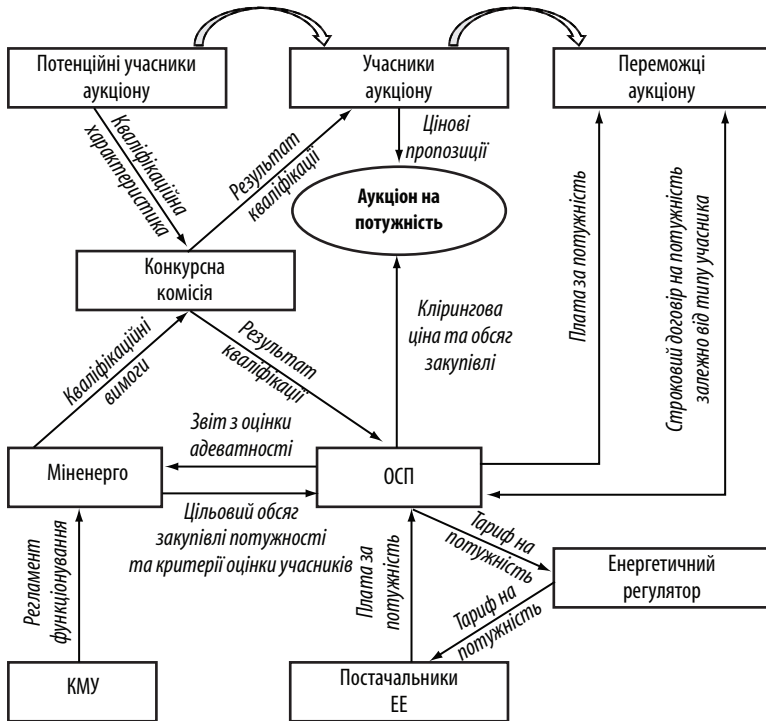


Рис. 5.8. Концептуальна модель функціонування РТП України

Джерело: власна розробка

Ринок альтернативної потужності (РАП) спрямований на покриття постійних витрат та гарантування інвесторам повернення їх капіталовкладень у розвиток потужностей на основі ВДЕ. Мета створення такого сегмента РЕЕ полягає у стимулюванні до інтеграції ЕЕ із ВДЕ в РЕЕ у ринково відповідальний спосіб, уникаючи зайвих спотворень ринку, враховуючи можливі витрати на їх інтеграцію, не порушуючи стабільності електроенергетичної системи. Мета нерозривно пов'язана із очікуваними результатами, якими в процесі формування РЕЕ є: збільшення частки ЕЕ із ВДЕ в електроенергетичному балансі та гарантування адекватного розвитку електроенергетичної системи.

Взаємообумовленість і взаємозалежність цих двох результатів і визначатиме ефективність функціонування всього механізму РАП.

РАП є складовою такого сегмента, як ринок відновлюваної електроенергії (РВЕ), який також охоплює внутрішньодобові аукціони «зеленої» ЕЕ. На РАП торгуються контракти на будівництво альтернативної потужності, тоді як на товарному РВЕ відбувається торгівля обсягами виробленої ЕЕ з ВДЕ. Товарний РВЕ покликаний покрити короткострокові витрати виробників ЕЕ із ВДЕ та забезпечити їм необхідний дохід від здійснення комерційної діяльності, тоді як ринок альтернативної потужності (РАП) спрямований на покриття постійних витрат та гарантування інвесторам повернення їх капіталовкладень. Функціонування товарного РВЕ повинно відбуватися на організованій основі на часових сегментах, якомога ближчих до реального часу постачання ЕЕ, тобто на ВДР. Таким чином, РВЕ України пропонується поділити на 2 продуктові сегменти:

- 1) РАП, як спеціальний сегмент РП, де відбувається торгівля потужностями ЕЕ із ВДЕ. Згідно з класифікацією РП, такий сегмент ринку будується за цільовим обсягоорієнтованим підходом, тобто для нових потужностей (наявні потужності на час впровадження аукціонів на альтернативну потужність вже фінансуються за «зеленими» тарифами);
- 2) «зелені» ВДР-аукціони, де виробники ЕЕ із ВДЕ можуть конкурувати один із одним за короткостроковими операційними витратами, а також безперервна ВДР-торгівля, де відбувається продаж неакцептованих залишків, або купівля надлишково проданої «зеленої» ЕЕ на ВДР-аукціонах.

Отже, пропонується така модель функціонування РВЕ в Україні (рис. 5.9), яка охоплює сегменти товарного РЕЕ та ринку потужностей.

«Відкриття воріт» РАП відбувається після «закриття воріт» РТП. Цільовий обсяг закупівлі альтернативної потужності визначається із запасу гнучкості енергосистеми при найтяжчих умовах її роботи. РАП функціонує у формі односторонніх аукціонів, серед яких пріоритет віддається технологічно нейтральним аукціонам

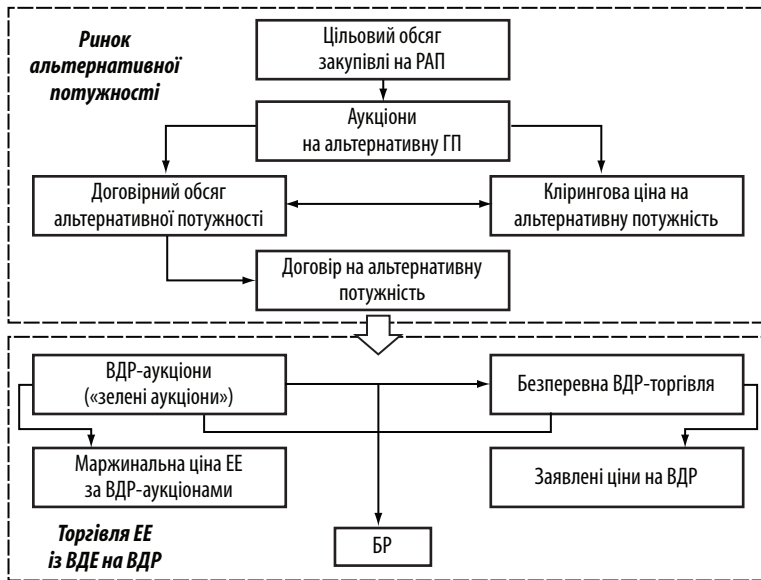


Рис. 5.9. Концептуальна модель функціонування РВЕ в Україні

Джерело: власна розробка

(табл. 5.9). Торгівля альтернативною потужністю відбувається за лотами із якомога меншим порогом за обсягом:

- лот 1 – добре освоєні потужності негарантованої відновлюваної генерації;
- лот 2 – мало освоєні технології негарантованої відновлюваної генерації;
- лот 3 – гарантовані маневрові (пікові та напівнікові) потужності відновлюваної електрогенерації.

Поділ цільового обсягу закупівлі на лоти необхідний, оскільки різні технології ЕЕ із ВДЕ мають різний ступінь комерціалізації та значущість для роботи енергосистеми. З метою підтримання принципів економічної ефективності, змагальності учасників та добросовісної конкуренції та враховуючи різні техніко-економічні характеристики різних виробників ЕЕ із ВДЕ, торгівля альтернативною ГП має від-

Таблиця 5.9

Характеристика аукціонів на альтернативну потужність в Україні

Характеристика	Визначальні особливості
Цільове призначення аукціону	Підтримання нового будівництва та реконструкції існуючих альтернативних ГП
Термін дії договорів	До 10 років
Метод ціноутворення	За маржинальною ціною конкурсних торгів
Ціна потужність	Вираховується у євро/МВт
Тип учасників	Всі нові та існуючі існуючі виробники ЕЕ із ВДЕ, з якими НЕ укладено договори на закупівлю ЕЕ за фіксованим «зеленим» тарифом та які не отримують плату за альтернативну потужність за результатами попередніх аукціонів
Доступність потужностей для товарного РЕЕ	Учасники аукціонів на альтернативну потужність зобов'язані приймати участь у торгівлі на ВДР-аукціонах на «зелену» ЕЕ, покриваючи операційні витрати на електрогенерацію
Платіж за потужність	Покриває постійні капітальні витрати, а змінні покриваються на товарних сегментах РЕЕ

Джерело: власна розробка

буватися на багатолотовій основі із якомога меншим порогом за обсягом.

ОСП щороку визначає обсяги закупівлі ГП на ВДЕ за кожним лотом.

Однак, якщо прогнозується, що технологічно нейтральні аукціони можуть призвести до неоптимальних результатів роботи електроенергетичної системи, то впроваджуються технологічно спеціалізовані аукціони, з розподілом квот за видами електрогенерації. Так, наразі для адекватного розвитку енергосистеми України технологічно необхідно впроваджувати розподіл лоту 1 на квоти: обмежити розвиток сонячного фотоелектричної електрогенерації, тоді як розвиток вітрової наземної генерації доки що має запас міцності.

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

Як і на РТП, доцільно запровадити на РАП аукціони на 1-й, 3-й та 5-й прогностичні роки виходячи із наявних можливостей щодо забезпечення гнучкості електроенергетичної системи. Брати участь в РАП мають право всі альтернативні потужності, які не беруть участь в інших механізмах фінансової підтримки.

Торги на РАП відбуваються у 10 раундів, якщо раніше не буде досягнуто цільового обсягу потужності. В основу РАП закладено маржинальний метод ціноутворення, де всі переможці аукціонів отримують оплату за потужність за маржинальною ціною клірингового раунду. Орієнтований технологічний регламент функціонування РАП має такий вигляд (табл. 5.10).

Таблиця 5.10

Технологічний регламент функціонування РАП України

№ з/п	Процедура	Термін виконання	Відповідальні особи
1	2	3	4
1	Оприлюднення результатів торгів на традиційну потужність	до 15/06 Т року	ОСП, Мінекоенерго
2	Затвердження та оприлюднення цільового обсягу закупівлі альтернативної ГП та критеріїв оцінки учасників РП	до 01/07 Т	КМУ за поданням Міненерго
3	«Відкриття воріт» кваліфікації учасників РАП	01/08 Т	Конкурсна комісія
4	Потенційні учасники надають дані щодо відповідності кваліфікаційним вимогам до участі в РАП та вносять гарантійне фінансове забезпечення	протягом серпня Т року	Потенційні учасники РАП
5	«Закриття воріт» кваліфікації. Оголошення результатів	01/09 Т	Конкурсна комісія
6	Апеляція результатів кваліфікації	до 01/10 Т року	Учасники РАП, конкурсна комісія
7	«Відкриття воріт» аукціонів. Відкриття стартових цінових пропозицій учасників	1 робочий день жовтня місяця Т року	Оператор РАП

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Закінчення табл. 5.10

1	2	3	4
8	Перший раунд. Подання цінових пропозицій кваліфікованими учасниками	+1 робочий день від попереднього раунду торгів	Учасники РАП
9	Поетапне пониження цінових пропозицій	+1 робочий день від попереднього раунду торгів	Учасники РАП
10	Кліринговий (10-й) раунд. Визначення клірингової ціни потужності*	10 робочий день жовтня місяця Т року	Учасники РАП
11	«Закриття воріт» аукціонів. Повідомлення результатів торгів учасникам	10 робочий день жовтня місяця Т року	Оператор РАП
12	Оприлюднення результатів торгів	до 20/10 Т року	Оператор РАП, Мінекоенерго
13	Укладання договорів на альтернативну потужність	до 01/11 Т року	Учасники РАП, ОСП
14	Врахування результатів торгів на альтернативну при розробці наступного звіту з оцінки адекватності розвитку потужності	до 01/11 Т року	ОСП

Примітка: Т – поточний рік; Т-1 – попередній рік; Т+1 – перший прогностичний рік

Джерело: власна розробка

Виробники ЕЕ із ВДЕ стають повноправними гравцями товарного РЕЕ, беручи на себе фінансову відповідальність за небаланси ЕЕ в електроенергетичній системі. Небаланси ЕЕ із ВДЕ врегульовуються на БР. У випадку збільшення фізичного відпуску ЕЕ виробниками ЕЕ із ВДЕ ОСП зобов'язаний викупити цю ЕЕ, а у випадку зменшення фізичного відпуску ЕЕ виробники ЕЕ із ВДЕ зобов'язані повернути / сплатити фінансові зобов'язання ОСП виходячи із індикативної ціни РДН у відповідному періоді.

ОСП за результатами аукціонів на РТП та РАП визначає річну місткість РП України, яку розподіляє помісячно. Постачальники /

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

споживачі ЕЕ щомісячно отримують рахунки за потужність, окремо від послуг передачі та балансування.

Таким чином, запропоновані концептуальні положення функціонування РВЕ дозволяють сформулювати його конкурентну модель, зокрема, через:

- 1) створення недискримінаційних умов організованої ринкової торгів ЕЕ із ВДЕ для всіх усіх кваліфікованих учасників. Передбачається впровадження організованої електронної торговельної платформи, єдиних правил її функціонування та рівноправного доступу до неї учасників;
- 2) розширення можливостей виробників ЕЕ із ВДЕ щодо прямої участі у товарних сегментах РВЕ. Передбачається ліквідація штучних посередників торгівлі ЕЕ із ВДЕ та пряма торгівля ЕЕ із ВДЕ на спеціалізованих сегментах РЕЕ;
- 3) встановлення фінансової відповідальності виробників ЕЕ із ВДЕ за результати торгів;
- 4) встановлення обґрунтованого розміру єдиної плати за розвиток потужностей із ВДЕ, яка є фіксованою на визначений період;
- 5) забезпечення пропорційного розподілу витрат на виробництво ЕЕ із між споживачами. Передбачається, що ЕЕ із ВДЕ, що продається на товарному РЕЕ, має бути повністю розподілена між споживачами.

Висновки до розділу 5

Згідно з проведеним у цьому розділі дослідженням отримано такі результати:

1. Уперше розроблено концепцію розвитку конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі, що передбачає трансформацію неоліберальної парадигми економічної політики у ціннісно-орієнтований підхід, який заснований на стратегічному партнерстві між учасниками ринку та державою, що інтегрує результативність ринку, енергетичну безпеку та адекватність розвитку електроенергетичної системи. Наукова новизна концепції полягає у такому:

- сформовано триєдину теоретико-методологічну основу розвитку конкурентного РЕЕ, що поєднує: теорію галузевих ринків – для дослідження конкурентних взаємодій; синергетичну теорію систем – для забезпечення системної рівноваги та адекватності розвитку; теорію економічних механізмів і аукціонів – для формування справедливих і стимулюючих правил взаємодії між учасниками ринку та державою;
- сформульовано 10 гіпотез функціонування конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі, які розкривають фундаментальні суперечності між інтересами ринку, суспільства та довкілля, та запропоновано концептуальні положення щодо їх подолання через впровадження прозорих, недискримінаційних і ціннісно узгоджених прямих механізмів;
- розроблено операційну модель формування конкурентного РЕЕ, яка включає: ідентифікацію ключових детермінант його побудови; аналіз регіональних і національних тенденцій розвитку електроенергетичних систем; побудову прямих механізмів функціонування товарного ринку та ринку потужностей; а також запровадження інструментів діагностики фізичних і комерційних потоків ЕЕ за цільовими параметрами розвитку.

Концепція розвитку конкурентного РЕЕ на постнеоліберальній основі формує інноваційну парадигму енергетичної політики, що забезпечує узгодження ринкових механізмів із засадами сталого розвитку.

2. Обґрунтовано організаційні положення розвитку товарного РЕЕ України на біржовій основі, які, на відміну від наявних, передбачають багатосесійність торгів з використанням різних методів ціноутворення, а також часовому масштабуванні ринкових продуктів у міру наближення до фізичної поставки ЕЕ та інтегрують вимоги транс'європейського законодавства, специфіку національної електроенергетичної системи та передові практики функціонування конкурентних РЕЕ у світі. Ключовими інституційно-організаційними елементами цієї моделі є:

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

- встановлення правил біржової торгівлі фінансовими деривативами та товарами в межах строкового РЕЕ;
- поділ спотових сегментів (РДН і ВДР) на сесії з диференціацією механізмів ціноутворення та рівнів продуктової диверсифікації;
- виокремлення ЕЕ з ВДЕ як спеціального продукту, що торгується виключно на ВДР;
- делегування комерційних функцій балансуючого ринку оператором системи передачі;
- визнання ринку балансуючої потужності окремим структурним сегментом БР.

3. Удосконалено організаційно-економічні складові механізму функціонування ринку потужностей України, які, на відміну від наявних, поєднують обсягоорієнтований підхід до розвитку генерації з диференціацією ринку на балансууючу, традиційну та альтернативну потужність і передбачають поетапну реалізацію трирівневої системи строкових аукціонів, що забезпечує адекватний розвиток електроенергетичної системи на конкурентних засадах. Ключовими аспектами цього механізму є:

- на відміну від цільового підходу, застосування обсягоорієнтованого підходу до визначення обсягу закупівлі потужностей забезпечує відповідність структури генерації прогнозованому попиту та критеріям адекватності та надійності електроенергетичної системи;
- уперше розроблено продуктовий поділ РП на три сегменти – РВП, РТП і РАП, що враховує відмінності у функціональному призначенні різних типів потужностей та інструментах підтримки їх розвитку;
- запропоновано трирівневу систему строкових аукціонів (А+1, А+3, А+5) з урахуванням часових лагів інвестиційних процесів, що дає змогу збалансувати короткострокову операційну спроможність та адекватність електроенергетичної системи;

- удосконалено механізм розподілу плати на потужність, який передбачає пропорційне перенесення її вартості між усіма споживачами, що забезпечує підвищення прозорості та недискримінаційність;
- структуровано модель взаємодії суб'єктів ринку потужностей, що забезпечує узгодження процедур відбору потужностей, оцінки, закупівлі та моніторингу виконання зобов'язань за договорами на потужність.

Такий механізм забезпечує узгодження інвестиційних процесів із потребами сталості, гнучкості та адекватності розвитку електроенергетичної системи в коротко- та середньостроковій перспективі.

Список використаних джерел до розділу 5

1. Договір до Енергетичної Хартії та Заключний акт до неї від 06.02.1998 р. // Законодавство України. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/995_056#Text

2. Договір про заснування Енергетичного співтовариства // Законодавство України. URL: http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/994_926/print

3. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони (ратифіковано із заявою Законом № 1678-VII від 16.09.2014) // Законодавство України. URL: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_011#Text

4. Про схвалення Енергетичної стратегії України на період до 2035 р. «Безпека, енергоефективність, конкурентоспроможність» : Розпорядження Кабінету Міністрів України від 18.08.2017 № 605-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/605-2017-%D1%80#Text>

5. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>

6. Основи методології та організації наукових досліджень : навч. посіб. для студентів, курсантів, аспірантів і ад'юнтів / за ред. А. Є. Конверського. Київ : Центр учб. літ., 2010. 352 с.

7. Kuhn T. S., Hacking I. The structure of scientific revolutions. Chicago : University of Chicago press, 1970. Vol. 2, No. 2. 310 p. URL: <https://www.lri.fr/~mbl/Stanford/CS477/papers/Kuhn-SSR-2ndEd.pdf>

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

8. Hayek F. A. Individualism and economic order. University of Chicago Press, 1980. URL: [https://books.google.com.ua/books?hl=uk&lr=&id=iONMIDMmgoMC&oi=fnd&pg=PA1&dq=Hayek,+F.+A.+\(1980\).+Individualism+and+economic+order.+University+of+chicago+Press.+&ots=hk5-t4MErJ&sig=QjJAIWTV4T_kYXyGjqjUKRfmhvs&redir_esc=y#v=onepage&q=Hayek%2C%20F.%20A.%20\(1980\).%20Individualism%20and%20economic%20order.%20University%20of%20chicago%20Press.&f=false](https://books.google.com.ua/books?hl=uk&lr=&id=iONMIDMmgoMC&oi=fnd&pg=PA1&dq=Hayek,+F.+A.+(1980).+Individualism+and+economic+order.+University+of+chicago+Press.+&ots=hk5-t4MErJ&sig=QjJAIWTV4T_kYXyGjqjUKRfmhvs&redir_esc=y#v=onepage&q=Hayek%2C%20F.%20A.%20(1980).%20Individualism%20and%20economic%20order.%20University%20of%20chicago%20Press.&f=false)

9. Allais M. An outline of my main contributions to economic science. *The American Economic Review*. 1997. Vol. 87 (6). P. 1–12. URL: <https://www.nobelprize.org/uploads/2018/06/allais-lecture.pdf>

10. Friedman M. Quantity theory of money. *The new Palgrave dictionary of economics*. London : Palgrave Macmillan, 2008. P. 1–31.

11. Lucas R. Econometric Policy Evaluation: A Critique. *Carnegie Rochester Conference Series on Public Policy*. 1976. No. 1. URL: https://econpapers.repec.org/article/eeecrcspp/v_3a1_3ay_3a1976_3ai_3a_3ap_3a19-46.htm (дата звернення: 22.08.2025)

12. Kydland F. E., Prescott E. C. Rules Rather than Discretion: The Inconsistency of Optimal Plans. *Journal of Political Economy*. 1977. Vol. 85. No. 3. URL: <https://www.journals.uchicago.edu/doi/abs/10.1086/260580>

13. Іванішин П. Неолібералізм як імперська ідеологія: вступ до націософського тлумачення. *Українські студії стратегічних досліджень*. URL: <https://ussd.org.ua/2021/05/06/neoliberalizm-yak-imperska-ideologiya-vstup-donatsiosofskogo-tlumachennya/>

14. Sehta B. Basic Principles of Liberalism. URL: https://brabu.edu.in/counseling_lecture/Political%20Science:%20Basic%20principles%20of%20Liberalism.pdf

15. Williamson J. The Washington Consensus and Beyond. *Economic and Political Weekly*. 2003. Vol. 38. No. 15. P. 1475–1481. URL: <https://www.jstor.org/stable/4413431>

16. Williamson J. Did the Washington Consensus Fail? *Peterson Institute for International Economics*, 2002. URL: <https://www.piie.com/commentary/speeches-papers/did-washington-consensus-fail>

17. European Union. Consolidated version of the Treaty establishing the European Community. *Official Journal of the European Communities*. 2012. C 326/13. 34 p. URL: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:2bf140bf-a3f8-4ab2-b506-fd71826e6da6.0023.02/DOC_1&format=PDF

18. Treaty on European Union. *EUR-Lex*. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:11992M/TXT>
19. Fazi T., Mitchell W. The EU cannot be democratised – here’s why. *Brave New Europe*. 2018. 8 February. URL: <https://braveneweuropa.com/thomas-fazi-and-william-mitchell-the-eu-cannot-be-democratised-heres-why>
20. Godley W. Maastricht and All That. *LRB*. 1992. Vol. 14. No. 19. URL: <https://www.lrb.co.uk/the-paper/v14/n19/wynne-godley/maastricht-and-all-that>
21. The Second Convivialist Manifesto: Towards a Post-Neoliberal World. *Civic Sociology*. 2020. Vol. 1. No. 1. P. 12721. URL: <https://doi.org/10.1525/001c.12721>
22. Peck J., Theodore N., Brenner N. Postneoliberalism and its Malcontents. 2010. Vol. 41. Issues 1. P. 94–116. URL: <https://doi.org/10.1111/j.1467-8330.2009.00718.x>
23. Altvater E. Postneoliberalism or postcapitalism? The failure of neoliberalism in the financial market crisis. *Development Dialogue*. 2009. Vol. 51. P. 73–86.
24. Bond P. Realistic postneoliberalism - a view from South Africa. *Development Dialogue*. 2009. Vol. 51. P. 193–211.
25. Brand U., Sekler N. Postneoliberalism: catch-all word or valuable analytical and political concept? *Development Dialogue*. 2009a. Vol. 51. P. 5–13.
26. Riggiozzi P., Grugel J. Neoliberal disruption and neoliberalism’s afterlife in Latin America: What is left of post-neoliberalism? *Critical Social Policy*. 2018. P. 1–20. DOI: <https://doi.org/10.1177/0261018318765857>
27. WoS Claritive Database. URL: <https://www.webofscience.com/wos/woscc/full-record/WOS:000257513900007>
28. Challies E. R. T., Murray W. E. Towards post-neoliberalism? The comparative politico-economic transition of New Zealand and Chile. *Asia Pacific Viewpoint*. 2008. Vol. 49. No. 2. P. 228–243. DOI: [10.1111/j.1467-8373.2008.00372.x](https://doi.org/10.1111/j.1467-8373.2008.00372.x)
29. Ettlinger N., Hartmann C. D. Post/neo/liberalism in relational perspective. *Political Geography*. 2015. Vol. 48. P. 37–48. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.polgeo.2015.05.009>
30. Issberner L., Léna P. Anthropocene: The vital challenges of a scientific debate // ЮНЕСКО. URL: <https://courier.unesco.org/en/articles/anthropocene-vital-challenges-scientific-debate>
31. Smil V. Energy and Civilization. A History. 2017. URL: <https://mitpress.mit.edu/books/energy-and-civilization>
32. Economic Forum. URL: <https://www.weforum.org/agenda/2020/07/a-beginners-guide-to-the-energy-transition/>

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

33. Blazquez J., Fuentes R., Manzanoc B. On some economic principles of the energy transition. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421520305267?via%3Dihub>

34. European Green Deal. URL: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en

35. Clean energy for all Europeans package. URL: https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans_en

36. Близнюк С. В. Теорії економічної політики сучасної держави у контексті її впливу на джерела формування капіталу. *Інвестиції: практика та досвід*. 2011. № 8. С. 18–20. URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/ipd_2011_8_8

37. Mason E. S. The Current Status of the Monopoly Problem in the United States. *Harvard Law Review*. 1949. Vol. 62, no. 8 (June). P. 1265–1285.

38. Bain J. S. *Barriers to New Competition: Their Character and Consequences in Manufacturing Industries*. Cambridge, MA : Harvard University Press, 1956. 329 p.

39. The Prize in Economic Sciences 2014. Press Release, 13 October 2014. URL: http://www.nobelprize.org/nobel_prizes/economic-sciences/laureates/2014/press.pdf

40. Jong H. W. de, Shepherd W. G. *Mainstreams in Industrial Organization*. Book I. Theory and International Aspects. Book II. Policies: Antitrust, Deregulation and Industrial. 1986. URL: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-94-017-0493-9>

41. Schmalensee R., Willig R. *Handbook of Industrial Organization*. 1st Edition. September 11, 1989. URL: <https://www.elsevier.com/books/handbook-of-industrial-organization/schmalensee/978-0-444-70434-4>

42. Bertalanffy L. von. General System Theory – A Critical Review. *General Systems*. 1962. Vol. VII. P. 1–20. URL: https://monoskop.org/images/7/77/Von_Bertalanffy_Ludwig_General_System_Theory_1968.pdf

43. Ravetz J. The no-nonsense guide to science. *New Internationalist*, 2006. URL: https://books.google.com.ua/books/about/The_No_nonsense_Guide_to_Science.html?id=jEsI8lugefIC&redir_esc=y

44. Arshinov V., Fuchs C. Causality, emergence, self-organisation. NIA-Priroda, 2003. URL: <http://www.self-organization.org/results/book/EmergenceCausality-Self-Organisation.pdf>

45. Wischert W., Wunderlin A. On the Application of Synergetics to Social Systems. *Interdisciplinary Approaches to Nonlinear Complex Systems*. Springer Series in Synergetics. Berlin, Heidelberg : Springer, 1993. Vol. 62. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-642-51030-4_6

46. Hurwicz L. Optimality and informational efficiency in resource allocation processes // *Mathematical Methods in the Social Sciences*. Stanford : Stanford University Press, 1960.
47. Hurwicz L. On informationally decentralized systems // *Decision and Organization*. Amsterdam : North-Holland, 1972.
48. Myerson R. Optimal auction design. *Mathematics of Operations Research*. 1981. Vol. 6. No. 1. P. 58-73.
49. Myerson R., Satterthwaite M. Efficient mechanisms for bilateral trading. *Journal of Economic Theory*. 1983. Vol. 29. P. 265-281.
50. Maskin E. Nash equilibrium and welfare optimality. *Review of Economic Studies*. 1999. Vol. 66. No. 1. P. 23-38.
51. Ěihák M. The 2007 Nobel prize in economics: Mechanism design theory. *Czech Journal of Economics and Finance (Finance a uver)*. 2008. Vol. 58 (01-02). P. 82–89. URL: <https://ideas.repec.org/a/fau/fauart/v58y2008i1-2p82-89.html>
52. Myerson R. Optimal coordination mechanisms in generalized principal-agent problems. *J. of Math. Econ.* 1982. Vol. 10. N. 1. P. 67–81.
53. Janssen M. C. Reflections on the 2020 Nobel Memorial Prize Awarded to Paul Milgrom and Robert Wilson. *Erasmus Journal for Philosophy and Economics*. 2020. Vol. 13 (2). P. 177–184.
54. ΔFoley E. B. Maximum Convergence Voting: Madisonian Constitutional Theory and Electoral System Design. *Fla. L. Rev.* 2024. Vol. 76. 1751. URL: <https://scholarship.law.ufl.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=4183&context=flr>
55. Салашенко Т. І. Концепція конкурентного ринку електричної енергії України на постнеоліберальній основі. *Проблеми економіки*. 2022. № 3. С. 70–83.
56. Hoang L. N. Regulation of Electricity markets. URL: <https://www.science4all.org/article/electricity-markets/> (accessed on 1st June 2021)
57. Erdmann G. Economics of electricity. *Proceedings of the EPJ Web of Conferences*. Germany : Berlin University of Technology, 27 August, 2015, 06001.
58. Cramton P. Electricity market design. *Oxford Review of Economic Policy*, 2017, Vol. 33. No. 4. P. 589–612.
59. Chindarkar N., Thampapillai D. J. Rethinking Teaching of Basic Principles of Economics from a Sustainability Perspective. *Sustainability* 2018. Vol. 10. 1486.
60. Салашенко Т. І. Оцінка результативності ринку електричної енергії України. *Бізнес Інформ*. 2022. № 7. С. 234–246. URL: <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2022-7-234-246>

Розділ 5. Теоретичне обґрунтування складових конкурентного ринку електричної ...

61. Кизим М. О., Шпілевський В. В., Салашенко Т. І., Борщ Л. М. Ідентифікація національної моделі енергетичної безпеки України: системні складові та пріоритетні напрями. *Бізнес Інформ*. 2016. № 6. С. 79–89. URL: http://www.business-inform.net/_inc/kachka_pdf.php?year=2016&volume=6_0&pages=79_89&qu=%D0%A1%D0%B0%D0%BB%D0%B0%D1%88%D0%B5%D0%BD%D0%BA%D0%BE

62. Губарева І. О., Салашенко Т. І. Сценарії прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей і механізми підтримки розвитку електроенергетики ЄС. *Проблеми економіки*. 2022. № 4. С. 4–12. DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-0712-2022-4-4-12>

63. Chindarkar N., Thamrapillai D. J. Rethinking Teaching of Basic Principles of Economics from a Sustainability Perspective. *Sustainability*. 2018. Vol. 10. 1486.

64. Конституція України від 28.06.1996 № 254к/96-ВР. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/254%D0%BA/96-%D0%B2%D1%80>

65. Кизим М. О., Салашенко Т. І. Альтернативна модель конкурентного ринку електроенергії України (частина 1). *Бізнес Інформ*. 2020. № 8. С. 115–124. DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2020-8-115-124>

66. Салашенко Т. І. Наукове забезпечення лібералізації ринку електричної енергії України : монографія. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2020. 432 с. (31,6 ум. друк. арк.)

67. Кизим М. О., Дороніна М. С., Хаустова В. Є. Методологія і технологія наукових досліджень. Економічні науки (у схемах, визначеннях, прикладах) : навч. посіб. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2022. 56 с.

68. Cherp A., Jewell J. The concept of energy security: Beyond the four As. *Energy policy*. 2014. Vol. 75. P. 415–421. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.09.005>

69. Sætra H. S. The ethics of trading privacy for security: The multifaceted effects of privacy on liberty and security. *Technology in Society*. 2022. Vol. 68. 101854. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2021.101854>

70. Шинкарук В. І. Філософський енциклопедичний словник. Київ : Абрис, 2002. URL: https://archive.org/details/filosofskiy_entsyklop

71. Салашенко Т. І. Механізм функціонування довгострокового ринку електричної енергії України. *Науковий погляд: економіка та управління*. 2018. № 2 (60). С. 50–60. URL: http://scientificview.umsf.in.ua/archive/2018/2_60_2018/9.pdf

72. Про пріоритетні напрями розвитку науки і техніки : Закон України від 11.07.2001 № № 2623-III. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2623-14-#Text>

73. Ansoff I. H. *Strategic Management: Classic Edition*. Hampshire, UK. 2007. URL: https://www.researchgate.net/publication/309583072_Strategic_management_Classic_edition

74. Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets // ACER. 2017. URL: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/MMR%202017%20-%20ELECTRICITY.pdf

75. Osińska M., Kyzym M., Khaustova V., Ilyash O., Salashenko T. Does the Ukrainian electricity market correspond to the European model? *Utilities Policy*. 2022. Vol. 79. 101436. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2022.101436> (**Scopus, Q1**)

76. Про затвердження Порядку проведення конкурсу на будівництво генеруючої потужності та виконання заходів з управління попитом : Постанова КМУ від 10.07.2019 № 677. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/677-2019-%D0%BF#Text>

77. Деякі питання проведення конкурсу на будівництво генеруючої потужності та виконання заходів з управління попитом : Розпорядження КМУ від 13.08.2024 № 756-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/756-2024-%D1%80#Text>

78. Кизим М. О., Салашенко Т. І. Альтернативна модель конкурентного ринку електроенергії України (частина 2). *Бізнес Інформ*. 2020. № 9. С. 117–127. URL: <https://doi.org/10.32983/2222-4459-2020-9-117-127>

79. Афанасьев М. В. Салашенко Т. І. Теоретико-прикладні аспекти сталого розвитку електроенергетики України : монографія. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2022. 224 с. (16,4 ум. друк. арк.)

Розділ 6

МЕТОДИЧНІ ЗАСАДИ ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ЕКОНОМІЧНОГО ОБҐРУНТУВАННЯ СТАЛОГО РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИКИ В РИНКОВИХ УМОВАХ

6.1. Методичні положення з оцінки електроенергетичної безпеки України

Операційне регулювання є однією з трьох функцій державної регуляторної політики на РЕЕ України та полягає в управлінні електроенергетичною безпекою на основі її моніторингу. Питання електроенергетичної безпеки наскрізно пронизує Закон України № 2019-VIII [1]. Так, у преамбулі цього Закону однією з цілей реформування РЕ зазначено «забезпечення надійного та безпечного постачання ЕЕ споживачам з урахуванням інтересів споживачів». Електроенергетична безпека також багатоаспектно розглядається з-поміж принципів (ст. 3 Закону) та напрямів державної політики (ст. 5 Закону) на РЕЕ України. Окрім цього, Україна зобов'язалася дотримуватися європейських стандартів електроенергетичної безпеки та імплементувати Директиву 2005/89/ЄС (ст. 2 Закону) [1; 2]. На вимогу виконання цих міжнародних зобов'язань у Законі № 2019-VIII [1] було визначено, що підтримання електроенергетичної безпеки покладено на національного ОСП – ПрАТ «НЕК Укренерго», – який слідкує за дотриманням меж операційної безпеки мережі за стандартами, визначеними у Кодексі систем передачі (ст. 17 Закону), тоді як її регулювання здійснюється центральним органом виконавчої влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі, який розробляє та затверджує правила про безпеку постачання ЕЕ (ст. 16 Закону). Проте єдиний звіт з моніторингу безпеки постачань ЕЕ було опубліковано Міністерством енергетики України за 2019 р. 26.01.2021 [3], який містив опис загальних тенденцій та не передбачав визначення рівня безпеки постачань ЕЕ.

Проблема полягає також у тому, що Директива 2005/89/ЄС про заходи для забезпечення безпеки інвестування до системи електропостачання та інфраструктури мала перехідні положення між нормами Другого та Третього енергопакетів та сплутала межі ефективності функціонування та перспективності розвитку електроенергетичних систем. Згідно з її положеннями безпека постачань ЕЕ складається із двох компонентів – операційної безпеки енергомереж та балансу попиту та пропозиції ЕЕ. Країни повинні звітувати про стан безпеки електропостачань, що охоплює загальну адекватність електроенергетичної системи для забезпечення поточних і прогнозованих потреб у ЕЕ [1]. Водночас на момент провадження нової моделі РЕЕ в Україні, 01.07.2019, у ЄС уже був прийнятий Регламент № 2019/941 від 05.06.2019 про готовність до ризиків в електроенергетиці, який повністю скасував Директиву 2005/89/ЄС. Наразі забезпечення електроенергетичної безпеки розглядається через її здатність попередити, підготуватися та управляти електроенергетичними кризами. Безпосередньо процес оцінювання ризиків електроенергетичної безпеки включає такі складові, як системну адекватність, систему безпеку та паливну безпеку (ст. 5 Регламенту), та здійснюється на короткострокову перспективу (ст. 8 – 9 Регламенту) [4]. Однак положення цього Регламенту залишаються й досі нереалізовані в Україні. Означене доводить необхідність постановки завдання щодо розроблення методичного підходу до оцінки електроенергетичної безпеки, враховуючи актуальні положення енергетичних *acquis communaties* ЄС.

Поштовхом для розвитку всього спектра досліджень із проблематики енергетичної безпеки можна вважати нафтову кризу 1973 р. Із того часу й дотепер це питання залишається в центрі уваги науковців. У 2017 р. А. Аззуні і К. Брейер провели систематизацію більше 100 теоретико-методичних підходів до оцінки енергетичної безпеки та визначили, що загалом вченими виділяється 15 компонентів енергетичної безпеки та здебільшого оцінка енергетичної безпеки проводиться за інтегральним методом [5]. Проблема оцінки енергетичної безпеки актуальна для різних міжнародних організацій, серед яких можна виділити: Міжнародне енергетичне агентство [6; 7], Органі-

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

зацію Об'єднаних Націй (ООН) [8], Світову енергетичну раду [9], Світовий банк [10], Всесвітній економічний форум [11], Міжурядову групу експертів зі зміни клімату [12] та інших, які пропонують методичні підходи із різним складом компонент та показників енергетичної безпеки, використовуючи методи таксономії. У цьому дослідженні не спростовується можливість включення різних компонент до складу енергетичної безпеки та її індексна оцінка, але вважається, що така оцінка не може робитися ретроспективно, що не відповідає завданню моніторингу електроенергетичної безпеки. Оцінка енергетичної безпеки має бути як кількісною, так і якісною.

У цій роботі вважається, що енергетична безпека є системним поняттям, співвідноситься із існуванням енергетичних систем, тому її модель оцінювання має бути побудована на загальній теорії систем (А. фон Берталанфі [13]), теорії організації систем і їх життєздатності (А. С. Бір [14]). На основі системного підходу і визначається електроенергетична безпека, під якою розуміється стан електроенергетичної системи, що забезпечує її існування та гарантує задоволення електроенергетичних інтересів її елементів. Забезпечити електроенергетичну безпеку означає досягти такого системного стану, за якого споживачі ЕЕ усвідомлюють ефективний рівень власного споживання, що забезпечує їм обраний варіант функціонування, а виробники ЕЕ здатні задовольнити їх електроенергетичні інтереси в необхідних обсягах. Можна виділити ряд принципів тверджень, які обґрунтовують системний підхід до дослідження електроенергетичної безпеки [15; 16]:

- 1) її об'єктами виступають електроенергетичні інтереси елементів;
- 2) представляє внутрішній стан електроенергетичної системи;
- 3) імпорт і експорт апіорі розглядаються як ентропійні процеси, що виступають в ролі небезпеки для цілісності існування системи;
- 4) оцінювання передбачає визначення кількісних і якісних характеристик;
- 5) процес вимірювання має зворотний порядок щодо напрямку руху енергетичних потоків в електроенергетичній системі;

- б) кожна підсистема і системи загалом характеризуються трьома контрарними станами: нормальним, ризиковим і кризовим;
- 7) кількісний стан системи оцінюється адитивно за сумою станів її підсистем, а якісний – синергетично, виходячи із ефективності їх взаємодії.

Оцінка електроенергетичної безпеки має проводитися безперервно (щоденно) та носити оперативно-превентивний характер з метою швидкого виявлення ризиків і реагування на загрози виникнення електроенергетичних криз, для чого пропонується наступний методичний підхід (рис. 6.1).

Декомпозиція електроенергетичної системи (блок 1) передбачає виокремлення таких її підсистем: паливозабезпечення, електрогенерації та електроспоживання. У кожній з цих підсистем виділяється власна безпекова компонента, а також кількісні та якісні показники, які її характеризують [17]:

- споживча безпека (блок 2.1) характеризує підсистему електроспоживання та відображає здатність електроенергетичної системи збалансувати попит та пропозицію ЕЕ – споживчі інтереси із виробничими можливостями. Оцінювання запасу адекватності передбачає кількісний (МВт) та якісний (%) вимір дефіциту (-) / профіциту (+) покриття потреби в регулюванні споживчого навантаження електроенергетичної систем;
- виробнича безпека (блок 2.2) співвідноситься із підсистемою електрогенерації та відповідає за доступність генеруючих потужностей для задоволення інтереси споживачів ЕЕ. Визначення цієї компоненти здійснюється шляхом розрахунку дефіциту (-) / профіциту (+) запасу надійності в кількісному (МВт) або якісному (%) вимірах виходячи зі споживчих потреб у максимальному навантаженні;
- паливна безпека (блок 2.3) відповідає за підсистему паливозабезпечення та характеризує достатність запасів палива для генерації необхідного обсягу ЕЕ. Оціночними показниками є дефіцит (-) / профіцит (+) запасів потужності, забезпе-

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

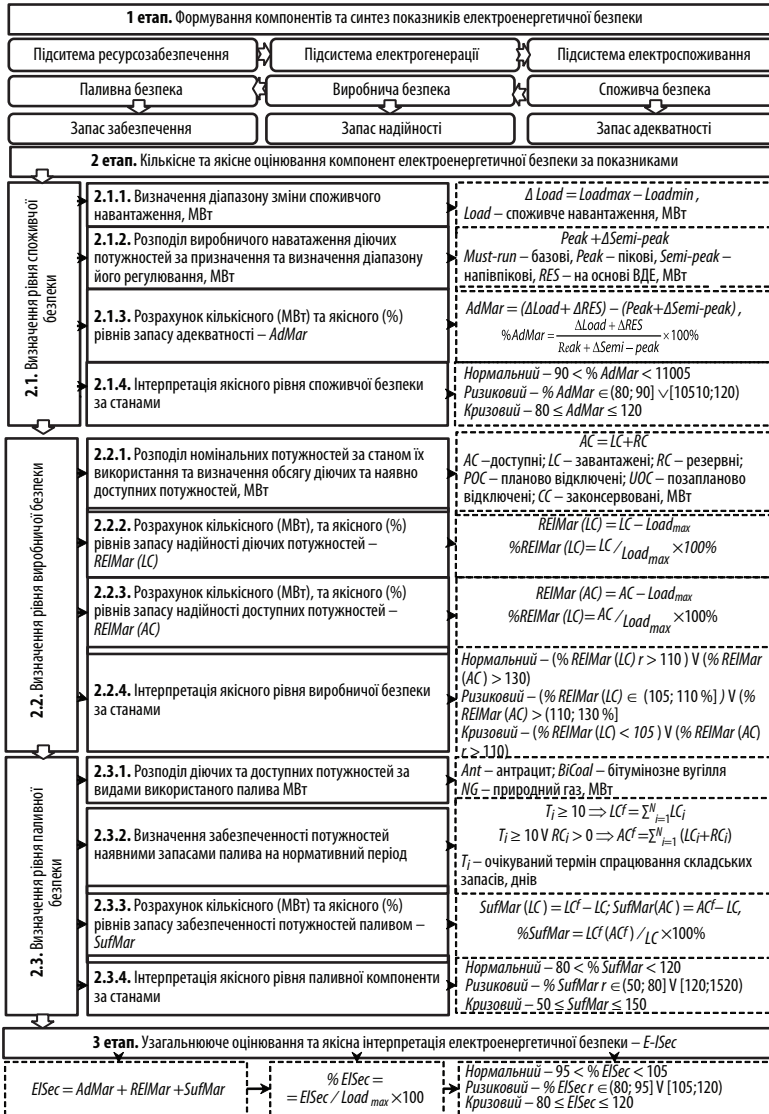


Рис. 6.1. Методичний підхід до оцінки електроенергетичної безпеки

Джерело: власна розробка

них наявними запасами палива, що виражені як в кількісному (МВт), так і якісному рівнях (%).

Для кожної компоненти та для електроенергетичної безпеки загалом передбачається якісна інтерпретація її станів виходячи із можливостей транскордонних пропускних потужностей для регулювання споживчого навантаження, потужностей максимального енергоблоку (електростанцій) для здолання збоїв у роботі генеруючих потужностей, нормативів накопичення палива на складах електростанцій.

Апробацію запропонованого методичного підходу було проведено за замірну добу – 27 січня 2021 р. Інформаційною базою для дослідження споживчої компоненти електроенергетичної безпеки виступає добовий графік електроенергетичного навантаження, який щоденно складається національним ОСП (рис. 6.2). На його основі визначаються максимум і мінімум споживчого навантаження, а діючі генеруючі потужності розподіляються за призначенням для електроенергетичної системи на базові, пікові, напівпікові та негарантовані ВДЕ-потужності (генерація останніх залежить від погодних умов).

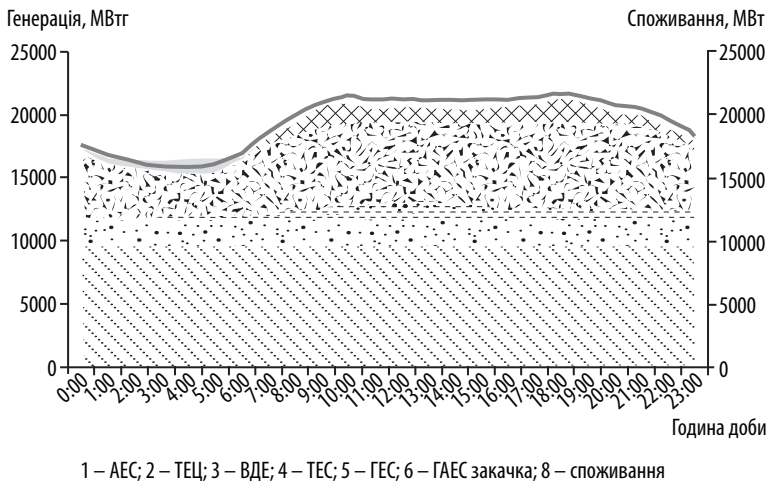


Рис. 6.2. Добовий графік виробництва-споживання ЕЕ за 27.01.2021

Джерело: складено на основі даних [18]

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

Різниця та співвідношення між діапазоном зміни споживчого навантаження з урахуванням діапазону регулювання негарантованих ВДЕ-потужностей і діапазоном регулювання пікових та напівпікових потужностей вимірює кількісний та якісний запас адекватності електроенергетичної системи відповідно (табл. 6.1).

Виходячи із рис. 6.2 і табл. 6.1 діапазон зміни споживчого навантаження 27.01.2021 склав 5,8 ГВт, а негарантованої генерації – 1 ГВт. Тобто необхідний діапазон регулювання споживчого навантаження становив 6,8 ГВт, що дорівнювало 31 % від максимального добового споживчого навантаження. Для регулювання цього діапазону було використано напівпікові потужності ТЕС обсягом 2,4 ГВт, пікові потужності ГЕС і ГАЕС – 0,9 ГВт та 2,1 ГВт. Однак цього діапазону регулювання було недостатньо. Протягом цієї доби в електроенергетичній системі України спостерігався дефіцит адекватності у розмірі 1,4 ГВт, що складає 21 % від потреби. Покриття дефіциту адекватності здійснювалося за рахунок розвантаження ТЕЦ на 0,5 ГВт, а також за рахунок імпорту, максимальна величина імпорту складала 0,7 ГВт, а також зовнішньоекономічної торгівлі зі Бурштинського енергоострова – транскордонні перетоки були завжди позитивні, максимальний обсяг яких склав 0,3 ГВт.

Криза адекватності виникає у випадку обмеження транскордонних пропускних потужностей, згідно з рівнем яких і визначається якісний стан споживчої компоненти електроенергетичної безпеки (рис. 6.3): нормальний стан – дефіцит / профіцит запасу адекватності коливається в межах пропускних потужностей з країнами Енергетичного співтовариства (Україна-Молдова – 300 МВт, Україна ЄС – 650 МВт), ризиковий – знаходиться в межах пропускних спроможностей міждержавних перетинів між Україною та країнами, які не є сторонами Енергетичного Співтовариств, кризовий – у випадку імпорту/експорту ЕЕ між країнами, які є сторонами конфлікту.

Виходячи із рис. 6.3 споживча компонента електроенергетичної безпеки знаходиться в ризиковому стані, для регулювання навантаження в електроенергетичній системі необхідним був імпорт ЕЕ з країн, що не є сторонами Енергетичного співтовариства.

Таблиця 6.1

Оцінка споживчої компоненти електроенергетичної безпеки України

Показник	Навантаження, МВт		
	Макс.	Мін.	Зміна
Споживання	21704	15888	5816
Генерація ВДЕ	1337	331	1006
<i>Діапазон регулювання споживчого навантаження</i>			6822
Генерація ТЕС	6638	4238	2400
Генерація ГЕС	1063	142	921
Генерація/закачка ГАЕС	954	-1104	2058
<i>Діапазон регулювання виробничого навантаження</i>			5379
Запас адекватності, МВт			-1443
%			21

Джерело: розраховано автором за [18]

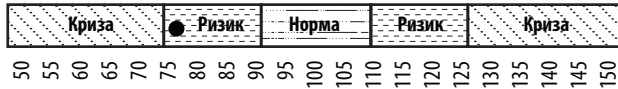


Рис. 6.3. Інтерпретація рівня споживчої компоненти електроенергетичної безпеки України

Джерело: авторські розрахунки

Для оцінки виробничої компоненти електроенергетичної безпеки використовуються дані ОСП щодо стану енергоблоків на годину максимального навантаження. Усі потужності розділяються за станом використання на діючі, резервні, відключені, у т. ч. із планових і позапланових причин, і законсервовані (табл. 6.2). Максимальні потужності ГЕС, ГАЕС визначаються гідротехнічними умовами річок України, а ТЕЦ – графіком покриття теплового навантаження, тоді як негарантовані потужності ВДЕ приймаються на мінімальному рівні. Виходячи з максимального споживчого навантаження визначається кількісний та якісний запаси надійності діючих і доступних потужностей (табл. 6.3).

Таблиця 6.2

Стан блоків АЕС і ТЕС за номінальною потужністю на вечірній максимум

ТЕС	Потужність блоків														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
РАЕС	415п	420 д	1000 п	1000 д											
ЗАЕС	1000 п	1000 д	1000 д	1000 д	1000 д										
ПУАЕС	1000 д	1000 д	1000 п												
ХАЕС	1000 д	1000 п													
ЛуТЕС									200к	210д	200к		210 д	200 д	200р
Сп ТЕС			80 д				720а								
ВуТЕС	300р	300р	300 д	300 д	800 к	800 р	800 р								
КуТЕС			200 а	210 д	225 д	225 а	225 д	225 д	225 д						
КрТЕС	282 а	300 а	300 д	300 а	282 д		282 к		300 а						
ПдТЕС							150 к	150 а	150 д	150 д	310 п				
ЗаТЕС	325 д	300 д	325 д	300 д	800 р		800 р								
ЗмТЕС	215 а	215 д	180 д	180 р	185 д	185 д	290 к	325 а	280 п						
ТрТЕС	300р	325 к	325 д	325 д	300 р	300 п									
ЛаТЕС	300 д	300 д	300 д	300 а	300 к	300 к									
ДоТЕС					100 а	100 д	150 д	160 д							
БуТЕС	195 р	185 к	185 р	195 р	215 д	195 р	206 д	195 д	195 д	195 д	195 д				

Примітка: ^а – діючі, ^р – у резерві, ^п – на плановому ремонті, ^а – аварійний ремонт, ^о – обмеження за паливом, ^к – на консервації
Джерело: за даними [19]

Таблиця 6.3

Оцінка виробничої компоненти електроенергетичної безпеки

Вид	Номінальні	Недіючі	Резервні	Діючі
АЕС	13835	4415	0	9420
ТЕС	21842	5017	5550	8663
ТЕЦ	6070	X	X	2095
ГЕС	4813	X	X	1063
ГАЕС	1488	X	X	954
ВДЕ	6452	X	X	331
Всього	54500	9432	5550	22526
Максимальне споживання				21704
Запас надійності діючих потужностей, МВт			X	822
%			X	104
Запас надійності доступних потужностей, МВт			7382	
%			129	

Джерело: розраховано автором за [18; 19]

На основі табл. 6.2 та табл. 6.3 можна зробити висновок, що в електроенергетичній системі України використовувалися 41 % від номінальних потужностей. У роботі перебували 9,4 ГВт потужностей АЕС, а ще 4,4 ГВт знаходилися на плановому ремонті. Серед 21,7 ГВт потужностей ТЕС задіяні були лише 8,7 ГВт, а 5,6 ГВт перебували в резерві, 0,9 ГВт – на плановому ремонті, 3,7 ГВт – в аварійному стані, а 3 ГВт – на консервації. Запас надійності діючих потужностей склав 0,8 ГВт, що лише на 4 % перевищувало максимальне добове навантаження, тоді як запас надійності доступних потужностей був 7,4 ГВт, що на 29 % вище споживання на час добового максимуму.

Інтерпретація якісного стану виробничої безпеки робиться за критерієм N-1, тобто здатності енергосистеми протистояти втраті найпотужнішого елемента [20]. Таким елементом в електроенергетичній системі України є енергоблоки АЕС потужністю 1 ГВт, ви-

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

ходячи із якого обрано нормальний стан запасу діючих та доступних потужностей відповідно (рис. 6.4).



Рис. 6.4. Інтерпретація рівня виробничої компоненти електроенергетичної безпеки України

Джерело: авторські розрахунки

Як видно з рис. 6.4, запас надійності діючих потужностей вже знаходився на кризовому рівні, тобто не здатний покрити втрату навантаження найбільшого енергоблоку, тоді як відповідний показник для доступних потужностей майже відповідає нормальному.

Паливну компоненту електроенергетичної безпеки доцільно оцінювати за інформаційною базою Міністерства енергетики України, яке проводить щоденний моніторинг стану накопичення викопний ПЕР на електростанціях України, визначаючи наявні запаси, поставки і витрату палива, у підсумку розраховуючи очікуваний термін спрацювання складів. Зіставлення діючих (доступні) потужностей в електроенергетичній системі із запасами палива на складах електростанцій дає можливість визначити кількісний та якісний рівні запасу забезпечення за паливом (табл. 6.4). Цей запас визначено для 10-денного періоду, 5-денного періоду і 3-денного періодів [21].

Інтерпретацію рівня паливної компоненти електроенергетичної безпеки України наведено на рис. 6.5.

Як бачимо із табл. 6.4 і рис. 6.5, паливна компонента електроенергетичної безпеки України станом на 27.01.2021 року перебувала на кризовому рівні. Спостерігався дефіцит палива як для 10-денного, так і для 3-денного періодів, що обумовило дефіцит потужностей для 10-денного періоду на рівні 90 %, а для 3-денного – на рівні 40 %.

Таблиця 6.4

Оцінка паливної компоненти електроенергетичної безпеки

Станція	Марка вугілля	Потужності, МВт		Запаси, тис. т	Очікуваний термін спрацювання , днів	Запас забезпечення потужностей паливом, МВт														
		Д	Р			3 днів			5 днів			10 днів								
						Д	НД	НД	Д	НД	НД	Д	НД	НД						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12									
ЛуТЕС	А	620	200	113,3	30,3	620	820	620	820	620	820									
СпТЕС	А	80	0	17,9	4,2	80	80	80	80	80	80									
	ГВ			87,4	43,7															
ВуТЕС	ГВ	600	600	21,4	5,7	600	600	600	600	600	0	0								
КуТЕС	ГВ	1110	0	51,0	4,4	1110	1110	0	0	0	0									
КрТЕС	ГВ	0	0	22,9	9,1	0	0	0	0	0	0									
	А	582	0	3,9	1,6	0	0	0	0	0	0									
ПдТЕС	ГВ	300	0	24,1	11,7	300	300	300	300	300	300									
ЗаТЕС	ГВ	1250	180	23,0	3,2	1250	1430	0	0	0	0									
ЗміТЕС	А	0	300	3,5	1,7	0	0	0	0	0	0									
	ГВ	765	0	9,6	3,8	765	765	0	0	0	0									
ІрТЕС	А	0	0	3,6	1,4	0	0	0	0	0	0									
	ГВ	650	0	6,9	2,1	0	0	0	0	0	0									

Закінчення табл. 6.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ЛаТЕС	ГВ	900	770	16,5	2,4	0	0	0	0	0	0
ДоТЕС	ГВ	410	0	14,4	4,8	410	410	0	0	0	0
БуТЕС	ГВ	1396	2050	42,3	3,8	0	0	0	0	0	0
Всього		8663	4100	461,7		5135	5515	1600	1800	920	1 200
Запас забезпечення потужності за паливом, МВт											
%											
						-3528	-3148	-7063	-6663	-7 743	-7 463
						59,3	63,7	18,5	20,8	10,6	14,8

Примітка: Д – діючі потужності; Р - резервні; НД - наявно доступні

Джерело: розраховано автором за [19; 22]

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Означене становило загрозу для споживачів застосування графіків обмеження споживання потужностей або навіть відключення ЕЕ.

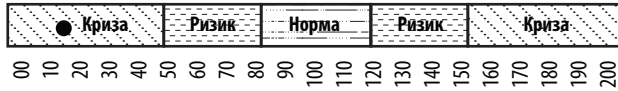


Рис. 6.5. Інтерпретація рівня паливної компоненти електроенергетичної безпеки України

Джерело: авторські розрахунки

Узагальнене оцінювання кількісного рівня електроенергетичної безпеки України проведено за сумою компонентів: вважається, дефіцит / профіцит певного запасу потужності може бути перекрито за рахунок інших компонентів, тоді як якісного – у співвідношенні із максимальним навантаженням в енергосистемі. Оцінка визначається для реального і номінального станів, за діючими та доступними потужностями відповідно (табл. 6.5).

Таблиця 6.5

Узагальнена оцінка електроенергетичної безпеки України

Компонента	3-денний період		5-денний період		10-денний період	
	Р	Н	Р	Н	Р	Н
Паливна безпека, МВт	-3528	-3148	-7 063	-6663	-7 743	-7 463
Виробнича безпека, МВт	-178	6382	-178	6382	-178	6382
Споживча безпека, МВт	-1443	-1443	-1443	-1443	-1443	-1443
Електроенергетична безпека, МВт	-5149	1791	-8684	-1724	-9364	-2524
%	76.3	108.3	60.0	92.1	56.9	88.4

Примітка: Р - реальна; Н - номінальна

Джерело: авторські розрахунки

Якісна інтерпретація загального рівня електроенергетичної безпеки України робиться виходячи із припущення, що нормальним є відхилення на $\pm 10\%$, тоді як відхилення на $\pm 25\%$ є ризиковим, а

вищим можемо діагностувати кризу електроенергетичної системи (рис. 6.6).

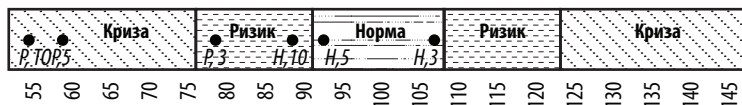


Рис. 6.6. Інтерпретація рівня електроенергетичної безпеки України

Джерело: авторські розрахунки

Як бачимо з рис. 6.6, станом на 27.01.2021 реальна електроенергетична безпека на 3-денний період перебувала на межі ризикового і кризового станів, переважно за рахунок дефіциту потужностей за паливом та за адекватністю, тоді як у перерахунку на 5-денний та 10-денний періоди – у кризовому стані. Водночас номінальна електроенергетичної безпеки перебувала на нормальному рівні у 3-денний і 5-денний періоди, та ризиковому, але близькому до нормального рівні на 10-денний періоди. Тобто запас доступних потужностей можна вважати практично достатнім для здолаття дефіциту палива та дефіциту адекватності, але для цього треба перевести на резервне паливо, природний газ, діючі вугільні енергоблоки та завантажити резервні газомазутні енергоблоки ТЕС.

Таким чином, запропонований методичний підхід до моніторингу електроенергетичної безпеки передбачає щоденне оцінювання кількісного та якісного стану електроенергетичної безпеки за споживчою (запас адекватності), виробничою (запас надійності) та паливною (запас забезпечення) компонентами, що дає змогу оперативно визначати та реагувати на ризики, уникаючи електроенергетичних криз.

Операційне регулювання електроенергетичної безпеки на РЕЕ України повинно здійснюватися постійно діючою експертною комісією при центральному органі влади, що забезпечує формування та реалізацію державної політики в електроенергетичному комплексі [23]. За результатами моніторинг електроенергетичної безпеки комісією має приймати рішення щодо регуляторного впливу:

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

- нормальний стан – вплив відсутній. Врегулювання балансу електроенергетичної системи відбувається через механізми балансуючого ринку, тобто внутрішньодобові аукціони на балансуєчу потужність та балансуєчу енергію;
- ризиковий стан – ОСП врегулює баланс потужностей самостійно через вжиття системних команд;
- кризовий стан – центральний орган приймає рішення щодо регуляторного впливу на баланс потужностей в електроенергетичній системі через закупівлю системних резервів.

Можливі 3 групи рішень щодо варіантів регуляторного впливу на баланс потужностей в електроенергетичній системі (табл. 6.6). Перші дві групи заходів представляють внутрішні джерела, тоді як третя представляє зовнішнє джерело збалансування електроенергетичної системи. Остання група впливу застосовуються лише у випадку вичерпання всіх можливостей перших двох груп.

Таблиця 6.6

Варіанти регуляторного впливу на баланс потужностей в електроенергетичній системі

Група	Варіант впливу	Складова балансу, що змінюється
I. Наявні можливості	Збільшення / зменшення діючих потужностей ТЕС	Генерація ТЕС
	Регулювання навантаження ГЕС	Генерація ГЕС
	Регулювання режиму закачка-генерація ГАЕС	Генерація ГАЕС
II. Потенційні можливості	Регулювання навантаження АЕС	Генерація АЕС
	Регулювання навантаження ТЕЦ	Генерація ТЕЦ
	Обмеження потужностей ВДЕ	Генерація ВДЕ
III. Виняткові заходи	Аварійні транскордонні перетоки ЕЕ	Імпорт / експорт ЕЕ
	Обмеження споживчих потужностей	Споживання
	Аварійні відключення ЕЕ	Споживання

Джерело: власна розробка

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

Для забезпечення електроенергетичної безпеки (внутрішні джерела) створюється ринок системних резервів, які включають резерв адекватності, резерв надійності та резерв забезпечення. Закупівля системних резервів проводиться централізовано ОСП на вимогу центрального органу влади. Можливі два формати централізованого аукціону:

- аукціон на добу наперед - за наявності можливості оперативного коригування балансу електроенергетичної системи;
- тижневий аукціон - за потреби строкового коригування балансу електроенергетичної системи.

Оператори всіх наявно доступних потужностей можуть взяти участь у ринку системних резервів, але кожен оператор системних резервів повинен бути постачальником послуг з балансування, тобто пройти сертифікацію.

Резерв адекватності представляє непокритий диференціал навантаження в електроенергетичній системі. Постачальники такого типу резервів можуть брати участь у товарному РЕЕ, але на вимогу ОСП повинні змінити своє навантаження в разі отримання системних команд.

Резерв надійності – непокритий запас діючих потужностей для здолавання аварійної ситуації. Ці потужності обираються з обсягу резервно доступних генеруючих потужностей та вивільняються із товарного РЕЕ, але перебувають в електроенергетичній системі у гарячому стані.

Резерв забезпечення - не забезпечений паливом необхідний запас потужностей. Ці резерви обираються з обсягу наявно доступних потужностей та вивільняються із товарного РЕЕ, перебувають в холодному стані та активуються ОСП у випадку обмежень за паливом для інших енергоблоків.

Один тип потужностей може бути номінований лише на один тип системних резервів.

«Закриття воріт» ринку системних резервів повинно передувати «закриттю воріт» РДН, для того щоб учасники ринку могли планувати графік відпуску товарної ЕЕ на наступну добу.

У випадку активації всіх типів резервів їх оператори отримають плату за ціною балансуєної енергії.

Плата за резерви визначається за заявленим методом ціноутворення і встановлюється у грошових одиницях за 1 МВт на добу.

Переможці аукціонів системних резервів не можуть брати участь у ринку балансуєної потужності, тоді як переможці ринку потужностей не можуть брати участь в ринку системних резервів, окрім резервів адекватності.

У випадку невиконання оператором потужностей вимог щодо системних резервів з них повинні стягуватися штрафні санкції у розмірі подвійної вартості резерву та подвійної вартості неактивованої балансуєної енергії.

Таким чином, для замірного дня 27.01.2021 доцільно було б провести таке операційне регулювання РЕЕ: закупити резерви адекватності у розмірі 1,1 ГВт, резерви надійності у розмірі 0,2 ГВт та резерви забезпечення у розмірі 3,1 ГВт. Таке регулювання здатне забезпечити безперебійність роботи електроенергетичної системи та нівелювати ризики збоїв в електропостачанні.

6.2. Методичне забезпечення з прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей України

Відкриття конкуренції на РЕЕ зумовлює збільшення невизначеності щодо можливості балансування попиту та пропозиції ЕЕ як в середньостроковому, так і довгостроковому періодах. Ані держава, ані будь-який учасник РЕЕ окремо не може гарантувати надійності поставки ЕЕ в майбутньому, це можливо лише шляхом об'єднання спільних зусиль держави та учасників ринку на досягнення загальної мети – сталості розвитку електроенергетичної системи. На державному рівні можуть бути визначені механізми координації дій учасників ринку, спрямовані на забезпечення балансу попиту та пропозиції ЕЕ у майбутньому. Передую впровадженню таких механізмів оцінка (прогнозування) адекватності розвитку генеруючих потужностей (ГП) електроенергетики, тобто здатності наявних джерел електрогенера-

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

ції покривати споживчі інтереси в ЕЕ. Загалом під адекватністю розвитку розуміється взаємозв'язок між наявними ресурсами генерації та попитом на ЕЕ, збалансовані через мережеву інфраструктуру [24]. Адекватність розвитку електроенергетики відображає можливість постійного задоволення попиту на ЕЕ, що гарантує безпеку її постачання в поточному та майбутньому. Оцінка адекватності ГП будується на детерміністичному прогнозі попиту та пропозиції ЕЕ в поєднанні зі стохастичною невизначеністю (кліматичними змінними та ризиками збоїв в електропостачанні) [25]. Узагальнено адекватність може бути наведена на рис. 6.7.

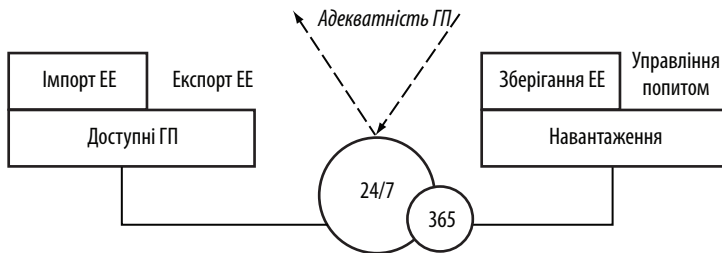


Рис. 6.7. Узагальнене тлумачення адекватності ГП

Джерело: складено на основі [24]

В основу оцінки адекватності розвитку ГП в ЄС покладено вимогу Регламенту № 714 / 2009 щодо необхідності розробки 10-річного плану розвитку систем передачі кожні 2 роки [26]. Однак внутрішніми стандартами ENTSO-E визначено необхідність розробки такого плану на щорічній основі [24; 27] з метою якнайскорішого вжиття заходів щодо подолання невідповідності. Оцінка адекватності розвитку ГП передує плануванню розвитку систем передачі та слугує вихідними даними для нього. Вона проводиться оператором системи передачі (ОСП), хоча безпосередня реалізація напрямів розвитку ГП перебуває поза його компетенцією. Останній виступає лише агрегатором даних та аналітико-моделюючого центру для визначення майбутнього балансу попиту-пропозиції ЕЕ за різних режимів навантаження. Згідно з п. 8.4 Регламенту № 714/2009, прогноз адекватності розвитку ГП

повинен охоплювати оцінку адекватності пропозиції електроенергії в електроенергетичній системі для задоволення поточного та майбутнього попиту, як у період до 5 років, так і у проміжку від 5 до 15 років від дати складання такого прогнозу [26].

З метою виконання п. 8.3 (б) та п. 8.4 Регламенту № 714 / 2009 ENTSO-E розробила методологічний підхід до прогнозування адекватності розвитку ГП, основу якого складає розподіл за різними категоріями використання (рис. 6.8).

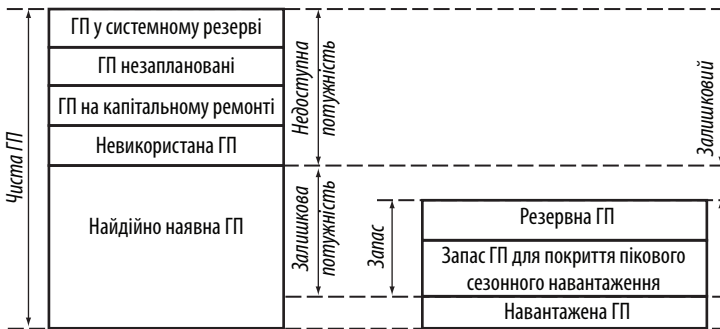


Рис. 6.8. Складові елементи оцінки адекватності розвитку ГП за методичним підходом ENTSO-E

Джерело: складено на основі [24]

Розробивши цей методологічний підхід, ENTSO-E запровадив оцінку та прогнозування розвитку ГП на різних часових горизонтах: довгостроковому – на 20 років; середньостроковому – на 10 років; короткостроковому – на наступні 6 місяців. Означені часові рамки відбивають різні ризики безпеки функціонування електроенергетичної системи: операційні – у короткостроковому періоді, інвестиційні – у середньостроковому та політико-економічні – у довгостроковому [24; 25; 27].

Для оцінки адекватності розвитку ГП використовуються тільки коротко- та середньострокові прогнози, тоді як довгостроковий є кількісним відображенням задекларованих цілей стратегічного розвитку (табл. 6.7).

Таблиця 6.7

Особливості прогнозування адекватності розвитку ГП на різних часових інтервалах за методологічним підходом ENTSO-E

Прогноз	Часовий горизонт	Генеруючі потужності	Сценарії
Коротко-строковий	6 міс.	Загальна ГП визначається для кожного виду палива та ВДЕ. Враховується планова недоступність ГП та надійність ВДЕ-генерації	2-й сценарій – для нормальних та найтяжчих умов
Середньо-строковий	10 років	Передбачається поділ електростанцій за категоріями, із врахування деяких операційних обмежень, таких як технічне обслуговування	3-й сценарій – стратегічний, консервативний, цільовий
Довго-строковий	20 років	Оцінка можливості досягнення національних, європейських, глобальних цілей розвитку електроенергетики	3-й сценарій – сталого переходу, розподільчої енергетики, глобальних кліматичних змін

Джерело: складено на основі [24]

Прогнозування адекватності розвитку ГП на середньостроковому часовому інтервалі будується на трьох основних сценаріях [24; 30]:

- сценарій А «Консервативний» (базовий), який враховує всі попередньо прийняті інвестиційні рішення щодо будівництва нових та виводу із експлуатації старих ГП, спираючись на їх життєвий цикл. Прогноз навантаження враховує зміни в електроспоживанні, спираючись на прогнозну динаміку демографічних та економічних чинників та енергоефективності;
- сценарій В «Найкраща оцінка» (цільовий), який передбачає розвиток додаткових нових ГП, навіть якщо відповідні рішення ще не прийняті, виходячи із точки зору ОСП щодо техніко-економічної доцільності;

- сценарій С (стратегічний) передбачає прогнозування розвитку ГП на кінець стратегічного періоду виходячи із заявлених цілей в енергетичній стратегії.

Методологічний підхід ENTSO-E до прогнозування адекватності розвитку ГП охоплює такі ключові етапи [24; 30]:

1 етап. Прогнозування попиту та пропозиції ЕЕ будується на основі ряду припущень та національних прогнозів, які ENTSO-E акумулює від окремих ОСП. Основу прогнозування адекватності розвитку ГП складає принцип «зустрічних потоків», що дозволяє поєднати національні детермінанти розвитку національних електроенергетичних систем із загальноєвропейським баченням довгострокового енергетичного розвитку майбутнього. Кожний ОСП самостійно здійснює прогнозування попиту на ЕЕ, ГП та інших елементів, які є вихідною базою для розробки загального прогнозу адекватності розвитку ГП.

2 етап. Прогноз погодинного навантаження в електроенергетичній системі передбачає прогнозування річного середнього попиту на ЕЕ. Для прогнозування базового тренду в електроспоживанні використовуються дані ОСП, на основі яких розробляється середньостроковий консервативний сценарій та довгостроковий сценарій сталого переходу. Решта сценаріїв є похідними від них та враховують корегування для досягнення поставлених цілей.

3 етап. Визначення ймовірнісних характеристик електрогенерації. Таке моделювання спрямовано на визначення оптимального завантаження електрогенерації за ринковими зонами, а не на моделювання поведінки учасників РЕЕ. Головним припущенням є досконалість функціонування РЕЕ.

4 етап. Оцінка гнучкості електроенергетичної системи введена як додатковий елемент прогнозування розвитку ГП на вимогу розвитку ВДЕ електрогенерації, які залежать від погодних умов. Така оцінка здійснюється з метою визначення швидкої адаптації гарантованих ГП до зміни виробництва ЕЕ негарантованими ГП. Крива навантаження, яку мають обслуговувати диспетчерські теплові та гідро-генератори, визначається як залишкове навантаження (Residual Load,

RL) і являє собою різницю між фактичним навантаженням (L) та виробітком вітрової (W), сонячної (S) генерації, а також неманеврових генеруючих потужностей (mustrun).

$$RL = L - W - S - \text{mustrun}. \quad (6.1)$$

5 етап. Прогноз розвитку транскордонних перетоків ЕЕ враховує національні та узгоджує із загально регіональними плани розвитку щодо транскордонних потужностей із передачі ЕЕ з метою утворення єдиного європейського РЕЕ на території інтеграційного об'єднання та поза його межами.

6 етап. Завершується прогноз адекватності розвитку ГП оцінкою якісних індексів адекватності розвитку ГП, які відображають здатність електроенергетичної системи забезпечити споживчий попит необхідними ГП з урахуванням її операційних обмежень. Зазначена оцінка передбачає розрахунок таких критеріїв [24; 27]:

- 1) критерій недопоставленої енергії (Energy Not Supplied or Unserved Energy – EENS) виражається у МВт·год/рік та відображає кількість недопоставленої ЕЕ через дефіцит ГП і потужностей транскордонних інтерконекторів порівняно з годинним попитом.
- 2) критерій ймовірності втрати навантаження (Loss Of Load Expectation – LOLE) – кількість годин за певний період (рік), коли доступні ГП плюс імпорт не може покривати навантаження на певній контрольній території чи ринковій зоні;
- 3) імовірність втрати навантаження (Loss of load probability – LOLP) виникає щоразу, коли навантаження в системі перевищує доступну ГП, тобто відображає нездатність системи задовольнити щоденне пікове навантаження.

Хоча методологія прогнозування розвитку електроенергетики на основі оцінки її адекватності, розроблена ENTSO-E, продемонструвала високу релевантність, однак вона спирається на функціонування РЕЕ в умовах нормального стану та поступової структурної трансформації електрогенерації, що дозволяє екстраполювати історичні дані для побудови сценаріїв на коротко-, середньо- та довгостроко-

ву перспективу. Водночас українська електроенергетика опинилася у форс-мажорних обставинах, зумовлених повномасштабною агресією та масовим руйнуванням ГП, що унеможливує застосування ретроспективного підходу до визначення адекватності її розвитку.

У зазначених умовах відсутні об'єктивні передумови для побудови екстраполяційного прогнозу, оскільки історичні тренди втратили прогностичну цінність. Значна частина генерації була зруйнована або окупована, а централізована інфраструктура зазнала критичних ушкоджень. Це унеможливує формування достовірної траєкторії розвитку системи на основі існуючої методології ENTSO-E. У зв'язку з цим пропонується зміна методичного підходу з ретроспективно екстраполяційного на цільовий інтерполяційний.

Для післявоєнного відновлення цільове прогнозування розвитку електроенергетики має ґрунтуватися на структурованих етапах досягнення цільової структури генерації, орієнтованої на гнучкість, сталість і адекватність її розвитку. Інтерполяційний підхід дозволяє врахувати стратегічно задані параметри та сформувані сценарії відбудови з урахуванням технічних, соціально-економічних і безпекових факторів.

Якісні сценарії цільової структури генерації для України було побудовано за локальними показниками сталості розвитку електроенергетичної системи (LPSS-індикаторами) в підрозділі 3.3 за допомогою багатоцільової оптимізації електроенергетичної системи України. Ці якісні цільові показники можуть бути закладені як вихідні параметри для побудови інтерполяційного прогнозу розвитку ГП. На відміну від класичних сценаріїв ENTSO-E, що ґрунтуються на ймовірнісному моделюванні попиту та генерації, інтерполяційний підхід базується на заздалегідь визначеній цільовій траєкторії розвитку електроенергетичної системи та передбачає послідовне впровадження заходів для її досягнення. Такий підхід забезпечує можливість обґрунтованого визначення обсягів інвестицій, етапів відновлення генерації та інтеграції новітніх технологій у межах заданого часово-просторового горизонту розвитку.

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

Агреговану схему методичного підходу до цільового прогнозування розвитку електроенергетики України наведено на рис. 6.9, а також представлено в роботах [31; 32; 33].

Першим етапом забезпечення адекватності розвитку ГП є прогнозування споживання ЕЕ, що передбачає визначення річного тренду попиту на ЕЕ (брутто електроспоживання). Розрахунок брутто електроспоживання будується на основі кінцевого (нетто) електроспоживання, яке визначається з урахуванням інтерпольованих цільових значень побутового електроспоживання на душу населення (HEC_{capita}) та комерційного електроспоживання на одиницю ВВП (SEC_{GDP}). До цих параметрів додаються прогнози зміни чисельності населення (за даними ООН [28]) та темпів зростання реального ВВП (за оцінками МВФ [29]), що дозволяє розрахувати кінцеві обсяги електроспоживання в побутовому (добуток HEC_{capita} на прогноз зміни чисельність населення) та в комерційному (добуток SEC_{GDP} на прогнозний рівень ВВП) секторах. Сума цих двох складових становить прогнозний обсяг кінцевого електроспоживання (6.2):

$$E_{netto}(t) = HEC_{capita}(t) \cdot POP(t) + SEC_{GDP}(t) \cdot GDP(t), \quad (6.2)$$

де $E_{netto}(t)$ – кінцеве (нетто) електроспоживання в t -му прогнозному періоді, ГВтг;

t – прогнозний рік;

$HEC_{capita}(t)$ – побутове електроспоживання на душу населення у рік t , кВт·год/особа;

$POP(t)$ – чисельність населення у рік t , осіб;

$SEC_{GDP}(t)$ – комерційне електроспоживання на одиницю ВВП у рік t , кВт·год/євро;

$GDP(t)$ – реальний ВВП у рік t , євро.

До розрахованого кінцевого споживання додаються втрати ЕЕ в мережах, які визначаються як добуток інтерпольованого значення цільових питомих втрат ЕЕ при транспортуванні ($Losses_{TR}$) та кінцевого електроспоживання. Отримане значення визначає обсяг ЕЕ, який має бути доступний до споживання (6.3):

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

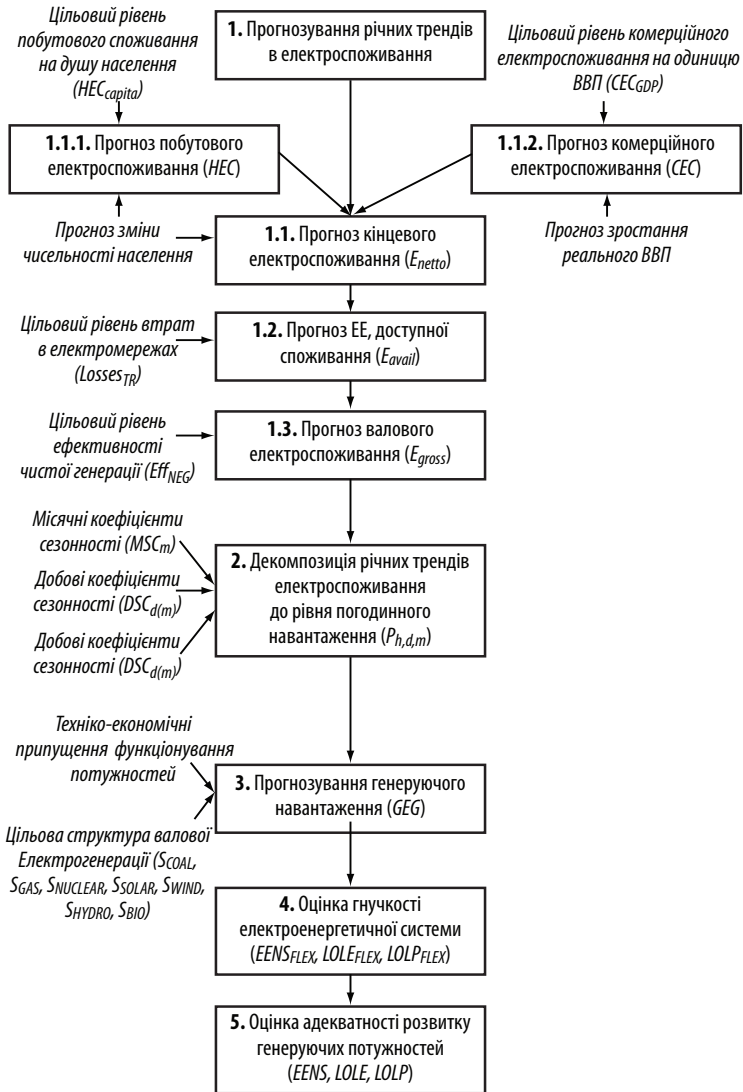


Рис. 6.9. Схема методичного забезпечення прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей

Джерело: авторська розробка

$$E_{avail}(t) = E_{netto}(t) \cdot (1 + Losses_{TR}(t)), \quad (6.3)$$

де $E_{avail}(t)$ – ЕЕ, доступна до споживання у рік t , ГВтг;

$Losses_{TR}(t)$ – частка втрат ЕЕ у мережах у рік t , коеф.

До цього значення треба додати обсяг ЕЕ, необхідний для покриття власних потреб електростанцій, який розраховується через ділення доступної до споживання ЕЕ на інтерпольоване значення чистого коефіцієнта енергоефективності електрогенерації (Eff_{NEG}). Таким чином, брутто електроспоживання визначається як сумарний обсяг ЕЕ, що має бути вироблений в електроенергетичній системі для повного задоволення попиту з усіх споживачів (6.4):

$$E_{gross}(t) = E_{avail}(t) / Eff_{NEG}(t), \quad (6.4)$$

де $E_{gross}(t)$ – брутто електроспоживання, ГВтг;

$Eff_{NEG}(t)$ – чиста ефективність електрогенерації, коеф.

Другим етапом прогнозування адекватності є декомпозиція річного обсягу електроспоживання до рівня погодинного навантаження в електроенергетичній системі. Така декомпозиція здійснюється на основі ретроспективного аналізу сезонності електроспоживання, що дозволяє врахувати місячні, добові та погодинні коливання навантаження. З цією метою будуються коефіцієнти сезонності навантаження, які включають:

- місячні коефіцієнти сезонності (MSC_m), що відображають відношення середнього електроспоживання у місяці $m=1, \dots, 12$ до середньомісячного електроспоживання за рік (6.5):

$$MSC_m = \frac{\overline{E_{gross_m}}}{\frac{1}{12} \sum_{j=1}^{12} \overline{E_{gross_j}}}, \quad (6.5)$$

- добові коефіцієнти сезонності ($DSC_{d(m)}$), які характеризують відносне навантаження в кожен день тижня $d=1, \dots, 7$ у межах місяця m та визначаються як відношення середнього електроспоживання у відповідний день до середньодобового навантаження в цьому місяці (6.6):

$$DSC_{d(m)} = \frac{\overline{E_{grossd(m)}}}{\frac{1}{D_m} \sum_{i=1}^{D_m} E_{i(m)}}, \quad (6.6)$$

де D_m — кількість днів у місяці m .

- погодинні коефіцієнти сезонності ($HSC_{h,d(m)}$), що відображають профіль навантаження протягом доби та визначаються як відношення середнього навантаження в годину $h=1, \dots, 24$ у день $d(m)$ до середнього годинного навантаження за цю добу (6.7):

$$HSC_{h,d(m)} = \frac{\overline{E_{grossh,d(m)}}}{\frac{1}{24} \sum_{k=1}^{24} \overline{E_{grossk,d(m)}}}. \quad (6.7)$$

Сукупне застосування цих коефіцієнтів дозволяє провести послідовну декомпозицію прогнозованого річного обсягу бруutto електроспоживання $E_{gross}(t)$ до погодинного навантаження $P_{h,d,m}(t)$, яке обчислюється як:

$$P_{h,d,m}(t) = E_{gross}(t) + MSC_m + DSC_{d(m)} + HSC_{h,d(m)} \quad (6.8)$$

Таким чином, забезпечується формування погодинного графіка навантаження з урахуванням історичних патернів сезонності та специфіки кожного прогнозного періоду.

Третім етапом прогнозування розвитку електроенергетичної системи є оцінка цільового генеруючого навантаження, що передбачає визначення наявно доступних генеруючих потужностей із подальшою ідентифікацією потреби у цільовому розвитку генерації для забезпечення прогнозованого попиту. На цьому етапі здійснюється облік фактично існуючих генеруючих потужностей з урахуванням їх технічної доступності та фізичного стану, що зазнав суттєвих змін внаслідок масштабних руйнувань, спричинених військовою агресією.

Прогнозування розвитку генеруючих потужностей побудовано на основі таких припущень:

- 1) строк експлуатації атомних енергоблоків складає 50 років (як рекомендовано МЕА для європейської атомної енергетики [36]). Тобто для тих енергоблоків, строк експлуатації яких спливає протягом прогнозного періоду, передбачається додаткова переоцінка безпеки їх експлуатації із продовження їх використання на наступні 10 років (окрім 1-го та 2-го енергоблоків РАЕС, та 1-го енергоблоку ПуАЕС, які у прогнозному періоді досягнуть 50-річного терміну експлуатації). Передбачається добудова та прийняття в експлуатацію 3-го блоку ХАЕС на 7-й прогнозний рік та 4-го енергоблоку ХАЕС на 10-й прогнозний рік. Завантаження наявно доступних атомних енергоблоків припускається на рівні 85–90 % з урахуванням щорічного обслуговування атомних енергоблоків у 75 днів;
- 2) застарілі потужності ТЕЦ виводяться із експлуатації згідно з графіком, затвердженим Національним планом із скорочення викидів великими спалювальними установками [36];
- 3) розвиток потужностей ВДЕ є основним фактором невизначеності у прогнозному періоді. Завантаження потужностей ВДЕ визначається кліматичними умовами за погодинними ретроспективними даними за останній 8-річний період;
- 4) передбачається, що генеруючі потужності ТЕС залишаться в електроенергетичній системі з урахування їх екомодернізації згідно з НПСВ [36]. Теплові енергоблоки є маржинальними в електроенергетичній системі, тому їх завантаженість визначається на передостанньому етапі, що може коливатися від 50 % (мінімальний рівень) до 90 % (максимальний рівень);
- 5) завантаження гідроенергетичних потужностей визначається гідротехнічними режимами річок, тому за ретроспективними даними прийнято обмеження мінімального та максимального рівнів для кожного місяця року, в межах яких вони можуть змінювати свою потужність для балансування електроенергетичної системи;
- 6) покрити небалансу електроенергетичної системи можливо за рахунок транскордонних перетоків ЕЕ. Припускається, що

Україна зможе розвивати свої транскордонні потужності в рамках ENTSO-E згідно з ENTSO-E Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) [38].

Враховуючи зазначені припущення, а також цільову структуру валової електрогенерації, формується узгоджена модель розвитку генерації на прогностичний період. Обсяги генерації за кожним типом джерел визначаються методом інтерполяції між поточним станом електроенергетичної системи та бажаним стратегічним рівнем на кінцевий рік прогнозу. Такий підхід дозволяє оцінити темпи нарощування нових потужностей, потребу в інвестиціях, обсяги резерву, а також ступінь відповідності прогнозованої структури критеріям гнучкості, адекватності та сталості розвитку.

Четвертим етапом прогнозування є оцінка гнучкості електроенергетичної системи, що здійснюється шляхом порівняння залишкового навантаження з прогнозованим завантаженням маневрових джерел генерації, передусім теплових та гідроенергетичних потужностей. Залишкове навантаження визначається відповідно до рівняння (6.1) як різниця між погодинним попитом на ЕЕ та виробітком із ВДЕ та неманеврових генеруючих потужностей. На основі отриманого профілю залишкового навантаження проводиться зіставлення з доступною маневровою генерацією, що здатні адаптуватися до погодинних коливань попиту. Для кожної години прогностичного періоду обчислюється різниця між залишковим навантаженням та сумою максимально можливого погодинного завантаження ТЕС і ГЕС:

$$\Delta(t) = RL(t) - (TPP_{avail}(t) + HPP_{avail}(t)), \quad (6.9)$$

де $TPP_{avail}(t)$, $HPP_{avail}(t)$ – доступне до завантаження теплове та гідроенергетичне навантаження відповідно.

Значення $\Delta(t) > 0$ оцінюється як дефіцит гнучкості системи, тобто нездатність теплових і гідроенергетичних потужностей оперативно покрити залишкове навантаження. Натомість $\Delta(t) < 0$ свідчить про профіцит гнучкості, що може бути використаний для резервування, акумулювання або експорту ЕЕ. Оцінка гнучкості може бути виражена в індикаторах *EENS*, *LOLE*, *LOLP*.

П'ятим етапом прогнозування є узагальнююча оцінка адекватності розвитку потужностей електроенергетичної системи, яка базується на застосуванні класичних індикаторів, запропонованих у методології ENTSO-E – EENS, LOLE, LOLP, з урахуванням специфіки функціонування національної енергосистеми України. У національному контексті зазначені індикатори розраховуються з урахуванням доступних транскордонних пропускних потужностей для імпорту та експорту ЕЕ, які відіграють роль компенсаторів у разі профіциту/дефіциту внутрішньої генерації.

Баланс електроенергетичної системи в кожен годину моделюється як різниця між прогнозованим споживчим навантаженням та загальним завантаженням наявних генеруючих потужностей. Якщо результат балансу є позитивним (тобто попит перевищує пропозицію), передбачається покриття дефіциту за рахунок імпорту ЕЕ. Однак у випадку, коли пропускна здатність транскордонних потужностей з імпорту недостатня для повного покриття дисбалансу, система стикається з наслідками: позачергове залучення додаткових, часто неефективних, потужностей або вимушене обмеження окремих категорій споживачів і у крайніх випадках – збої в електропостачанні та аварійні відключення споживачів. У випадку, коли баланс електроенергетичної системи є негативним, тобто система перебуває у стані профіциту, то надлишок ЕЕ може бути експортований до суміжних електроенергетичних систем. Однак у випадку обмеженої пропускної здатності транскордонних з'єднань з експорту ця ЕЕ не може бути повністю реалізована на зовнішніх РЕЕ, що обумовлює зниження завантаження базових потужностей та вимушене обмеження певних типів генерації.

Таким чином, удосконалений методичний підхід до прогнозування адекватності розвитку електроенергетичної системи України, побудований на засадах цільового інтерполяційного моделювання, дозволяє сформулювати узгоджену послідовність дій для досягнення стратегічно заданої структури генерації з урахуванням масштабних потреб у відновленні генеруючих потужностей, забезпечення гнучкості та транскордонної інтеграції. На відміну від екстраполяційного

підходу, цей метод дає змогу адаптивно формувати сценарії розвитку, ідентифікувати критичні дефіцити та профіцити, оптимізувати поетапне введення нових потужностей і забезпечувати сталість електроенергетичної системи в умовах високої невизначеності.

Апробацію цього методичного забезпечення було проведено на основі: а) наявних генеруючих потужностей електроенергетичної системи України, зареєстрованих на платформі ENTSO-E Transparency Platform [39]; б) відкритих джерел щодо стану цих потужностей у період військової агресії РФ проти України; в) сезонних погодинних коливань попиту та пропозиції ЕЕ, розрахованих за ретроспективними даними національного оператора системи передачі за 2014–2021 роки. Основним обмеженням цього набору даних є відсутність офіційної інформації за 2022–2024 рр. щодо наявних генеруючих потужностей і погодинної диспетчерської інформації, оскільки такі дані є закритими з питань національної безпеки в умовах воєнного стану. Його апробація проведена за сценаріями №1, № 5 та № 13 підрозділу 3.3, які оцінюються як найбільш реалістичні для забезпечення сталого розвитку електроенергетичної системи України.

Прогноз адекватності розвитку електроенергетичної системи будеться на середньострокову перспективу, 2025–2035 рр.

Сценарій №1 представляє консервативну траєкторію відновлення електроенергетичної системи України в післявоєнний період, орієнтовану на збалансоване поєднання цілей відновлення, сталого розвитку, декарбонізації та інтеграції до європейського енергетичного простору. Його реалізація передбачає поетапне відновлення зруйнованих генеруючих потужностей та мережевої інфраструктури з урахуванням принципів модернізації та підвищення надійності. В основі сценарію лежить збереження провідної ролі атомної енергетики, цільова частка якої у структурі валового електрогенерації становитиме 32,4%. Значну підтримку в балансі відіграє гідроенергетика (12,2%), яка виступає як джерело швидкоманеврових потужностей для балансування системи. Генерація на основі ВДЕ охоплює сонячну генерацію – 6,0%, вітрову генерацію – 5,6%, та біоенергетику – 11,3%.

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

У структурі теплової генерації передбачається збереження обмежених обсягів вугільної генерації (19,8%), а газові ТЕЦ (12,7%) залишаються джерелом покриття теплового навантаження у централізованих мережах тепlopостачання. З боку попиту очікується зростання середньорічного побутового електроспоживання на одну особу з 0,88 до 1,37 МВт-год/особу/рік, що відображає поступове відновлення якості життя, зростання комфортності побуту та електрифікацію різних сфер життєдіяльності населення. Одночасно комерційна електроємність ВВП знижується з 0,15 до 0,10 кВт-год./євро, що вказує на тренд підвищення енергоефективності економіки. З технічного боку передбачається зниження втрат в електромережах до 10,95% (з $\approx 13\%$ у базовому періоді); зростання ефективності перетворення первинної енергії до 44,3% (порівняно з 33,7% у базовому періоді) та зменшення питомої вуглецеємності електрогенерації на 36% – з 583 до 370,8 кг CO₂/МВт-год.

Прогноз річного електроспоживання за консервативним сценарієм відображає поступове відновлення попиту на ЕЕ в Україні після глибокого падіння у 2022 році, спричиненого повномасштабною війною (рис. 6.10).

Кінцеве електроспоживання зростає з 90,3 ТВт-год у 2022 р. до 109,5 ТВт-год у 2035 р., демонструючи помірний середньорічний приріст близько 1,5%, тоді як валове електроспоживання досягає 127,7 ТВт-год, залишаючись нижчим за довоєнний максимум через скорочення втрат у мережах і підвищення енергоефективності. Це свідчить про структурно якісне відновлення споживання електроенергії на основі електрифікації побутового сектора та зниження питомої електроємності економіки.”

Декомпозиція річного тренду до рівня погодинного навантаження дозволяє визначити прогнозований рівень електроенергетичного навантаження з урахуванням цільових значень електроспоживання (табл. 6.8). Мінімальний рівень навантаження інтерпретується як позапіковий обсяг попиту, до якого доцільно розвантажувати генеруючі потужності в години “провалів” в електроспоживанні. Середній



Рис. 6.10. Прогноз споживання ЕЕ за консервативним сценарієм розвитку на 2024–2035 рр.

Джерело: авторські розрахунки

рівень навантаження розглядається як базове навантаження, на якому працює більшість активної генерації впродовж доби. Максимальний рівень відповідає піковому навантаженню, до якого необхідно завантажити генеруючі потужності в години високого попиту на ЕЕ: додаткові генеруючі або акумулюючі потужності.

Консервативний сценарій розвитку електроенергетичної системи України передбачає поступове зростання навантаження в умовах відновлення економіки та підвищення енергоспоживання. Базове навантаження підвищується з 17,2 ГВт у 2024 р. до 18,9 ГВт у 2035 р., пікове – з 19,4 до 21,3 ГВт, а позапікове – з 12,4 до 13,6 ГВт. Найвищий рівень навантаження припадає на 1-й квартал, що зумовлює підвищені вимоги до наявності резервів генеруючих потужностей. 2-й квартал фіксує найнижчі значення навантаження і є критичним для балансування системи. 3-й та 4-й квартали демонструють поступове сезонне нарощування навантаження.

Така триступенева градація навантаження створює основу для оперативного прогнозування валової електрогенерації, визначен-

Таблиця 6.8

Прогнозний рівень погодинного навантаження в електроенергетичній системі України на 2024–2035 рр. за консервативним сценарієм

Рік	Кв. 1			Кв. 2			Кв. 3			Кв. 4		
	Мін	Сер	Макс	Мін	Сер	Макс	Мін	Сер	Макс	Мін	Сер	Макс
2024	12,38	17,18	21,94	8,23	10,92	14,12	8,53	10,52	11,94	10,19	15,26	19,40
2025	12,52	17,36	22,19	8,32	11,05	14,28	8,63	10,64	12,07	10,30	15,43	19,62
2026	12,80	17,75	22,69	8,51	11,30	14,61	8,82	10,87	12,35	10,54	15,78	20,06
2027	13,00	18,03	23,04	8,64	11,47	14,83	8,96	11,04	12,54	10,70	16,02	20,37
2028	13,15	18,27	23,32	8,74	11,60	15,01	9,07	11,17	12,68	10,82	16,21	20,61
2029	13,27	18,41	23,53	8,82	11,71	15,14	9,15	11,28	12,80	10,92	16,36	20,80
2030	13,36	18,53	23,69	8,88	11,80	15,25	9,21	11,36	12,89	11,00	16,48	20,95
2031	13,45	18,65	23,85	8,94	11,88	15,35	9,27	11,43	12,97	11,07	16,58	21,08
2032	13,52	18,78	23,96	8,98	11,93	15,42	9,32	11,48	13,04	11,12	16,66	21,18
2033	13,56	18,82	24,04	9,02	11,97	15,48	9,35	11,52	13,08	11,16	16,72	21,26
2034	13,59	18,86	24,09	9,03	11,99	15,51	9,37	11,55	13,11	11,19	16,76	21,30
2035	13,60	18,86	24,11	9,04	12,00	15,52	9,37	11,56	13,12	11,19	16,77	21,31

Джерело: авторські розрахунки

ня необхідного рівня базових і маневрових потужностей, інтеграції ВДЕ. У *табл. 6.9* дано прогноз забезпечення електроенергетичного навантаження з урахуванням цільової структури електрогенерації та встановлених припущень. Різниця між валовим електроспоживанням та усіх типів валової електрогенерації визначає зовнішні потоки ЕЕ.

Прогноз валової електрогенерації на 2024–2035 рр. відображає поетапну трансформацію електроенергетичної системи України від стану глибокої післявоєнної кризи до експортоорієнтованої моделі. У 2024 р. власне виробництво ЕЕ на 9,9 ТВтг менше за прогнозоване валове споживання, що зумовлює суттєву залежність від імпорту (19,9 ТВтг) для покриття дефіциту, викликаного руйнуванням генеруючих потужностей і мереж. У подальші роки відбувається стале нарощування внутрішньої генерації, яка до 2030 р. практично повністю покриває внутрішній попит, а у 2035 році – перевищує його на 0,9 ТВтг, забезпечуючи експортний потенціал на рівні 13,2 ТВтг.

У структурі генерації зберігається провідна роль атомної енергетики з обсягом 48,2 ТВтг у 2035 р., що забезпечує надійне базове навантаження. ВДЕ демонструють стале зростання з 9,3 ТВтг у 2024 р. до 30,0 ТВтг у 2035 р., відображаючи пріоритет декарбонізації. Гідроенергетика збільшує виробіток з 6,7 до 16,5 ТВтг, відіграючи важливу роль у покритті пікових і сезонних навантажень. Теплові електростанції, незважаючи на екологічні виклики, залишаються важливими джерелами гнучкості та балансування, забезпечуючи в 2035 р. сукупну генерацію вугільних і газових ТЕС на рівні 44,5 ТВтг, що вимагає їх системної екомодернізації.

Таким чином, за консервативного сценарію електроенергетична система України поступово переходить від дефіцитного імпортозалежного стану до експортоспроможної моделі з високою часткою низьковуглецевої генерації.

На основі прогнозу валової електрогенерації можливо розрахувати прогноз розвитку генеруючих потужностей з урахуванням середнього рівня завантаження та кількості днів експлуатації протягом року з урахування графіків планово-попереджувальних ремонтів та обслуговування (*рис. 6.10*).

Таблиця 6.9

Прогноз валової електрогенерації у електроенергетичній системі України
на 2024–2035 рр. за консервативним сценарієм

Рік	Валове споживання	Валова електрогенерація						Зовнішні потоки ЕЕ	
		Вугільні ТЕС	Газові ТЕЦ	АЕС	ВДЕ	ГЕС/ГАЕС	Імпорт	Експорт	
2024	118304	20401	14345	47691	9266	6735	19892	-26	
2025	119198	20823	14679	47503	11164	7588	17619	-177	
2026	121875	21302	15096	47497	13084	8470	16936	-509	
2027	123771	21783	15503	47500	14981	9360	15764	-1121	
2028	125722	22355	16012	47689	16825	10291	14464	-1914	
2029	126357	22761	16332	47509	18684	11142	12887	-2957	
2030	127244	23254	16761	47508	20612	12016	11267	-4173	
2031	128074	23753	17186	44850	22547	12887	11720	-4869	
2032	129217	24313	17709	42358	24521	13829	12107	-5620	
2033	129144	24712	17997	42196	26292	14670	10284	-7008	
2034	129415	25198	18411	42203	28130	15563	8506	-8596	
2035	129488	25688	18837	48233	30025	16451	3485	-13231	

Джерело: авторські розрахунки

Таблиця 6.10

Прогноз розвитку генеруючих потужностей у електроенергетичній системі України на 2024–2035 рр. за консервативним сценарієм

Рік	Вугільні ТЕС	Газові ТЕЦ	АЕС	СЕС	ВЕС	ГЕС/ГАЕС	БЕС	Всього ГП
2024	3642	2198	7880	5063	706	4840	258	24587
2025	3729	2262	7880	5133	939	5478	662	25998
2026	3817	2327	7880	5202	1171	6115	1067	27410
2027	3904	2391	7880	5272	1404	6753	1471	28821
2028	3992	2456	7880	5342	1636	7390	1875	30233
2029	4079	2520	7880	5411	1869	8028	2279	31644
2030	4167	2585	7880	5481	2101	8665	2684	33056
2031	4254	2649	7440	5550	2334	9303	3088	34467
2032	4342	2714	7000	5620	2566	9940	3492	35879
2033	4429	2778	7000	5690	2799	10578	3896	37290
2034	4517	2843	7000	5759	3031	11215	4301	38702
2035	4604	2907	8000	5829	3264	11853	4705	40113

Джерело: авторські розрахунки

Прогноз розвитку генеруючих потужностей на 2024–2035 рр. відображає стратегічну переорієнтацію електроенергетичної системи України на зростання частки ВДЕ та маневрової генерації. Загальна встановлена потужність зростає з 24,6 ГВт у 2024 р. до 40,1 ГВт у 2035 р., що становить приріст на 63%. Найбільш динамічно зростають потужності ГЕС та ГАЕС – з 4,8 до 11,9 ГВт, що свідчить про акцент на системній гнучкості та балансуванні нерегулярного навантаження.

Водночас суттєвого розширення зазнають потужності біоенергетики, які збільшуються майже з 0,26 ГВт у 2024 р. до 4,7 ГВт у 2035 р., відображаючи розвиток сталої генерації з місцевих ресурсів. Сонячна та вітрова енергетика стабільно нарощують обсяги: СЕС з 5,1 до 5,8 ГВт, ВЕС – з 0,7 до 3,3 ГВт, що вказує на зміцнення ВДЕ-сегмента як основи довгострокової декарбонізації.

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

Атомна енергетика, незважаючи на зниження потужності з 7,9 до 7,0 ГВт, зберігає свою базову роль у системі, що узгоджується з планами продовження ресурсу частини енергоблоків та добудови ХАЕС. Потужності вугільних ТЕС зростають помірно – з 3,6 до 4,6 ГВт, а газових ТЕЦ – з 2,2 до 2,9 ГВт, залишаючись важливим інструментом покриття пікових навантажень та потреб централізованого теплопостачання відповідно.

Таким чином, прогнозована структура генеруючих потужностей демонструє зміщення в бік децентралізованої, низьковуглецевої та ресурсно диверсифікованої енергетики, де біоенергетика, гідрогенерація та ВДЕ формують основу для забезпечення сталості, енергонезалежності та інтеграції України до європейського енергетичного простору. У *табл. 6.11 (табл. И.1 – табл. И.4 Додатка И)* наведені результати прогнозування генеруючого навантаження в електроенергетичній системі України для різних періодів – зима, весна (паводок), літо (сонячна інсаляція), осінь (посуха). Результати розрахунків дозволяють зробити такі висновки.

У 2024–2026 рр. електроенергетична система України продовжуватиме функціонувати в умовах глибокого дефіциту, що зумовлює значну залежність від імпорту ЕЕ. У середньому імпорт становить від 2,0 ГВт до 3,2 ГВт у години вечірнього максимуму через обмеженість доступних генеруючих потужностей та втрати інфраструктури. Основу покриття навантаження формують атомні електростанції ($\approx 5,4$ ГВт), а також ТЕС, що забезпечують гнучке регулювання у вечірні та нічні години. Водночас ВДЕ (сонячні, вітрові та біоелектростанції) мають обмежену роль у структурі генерації. Експорт можливий епізодично лише у денні години (з 12:00 до 17:00), коли сукупна генерація ВДЕ тимчасово може перевищувати навантаження.

Починаючи з 2027–2029 рр. баланс електроенергетичної системи поступово стабілізується. Обсяг імпорту ЕЕ знижується до 1,5–2,7 ГВт у вечірні години, тоді як генерація ВДЕ зростає в денні години, формуючи умови для появи перших ознак профіциту (у 2027 р. ВДЕ досягають 3,5 ГВт о 14:00).

Таблиця 6.11

Усереднений прогноз покриття споживчого навантаження генерацією в електроенергетичній системі України у 2024–2035 рр. за консервативним сценарієм

Сла- дкові	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
	2024																								
Спож	12,7	12,0	11,7	11,5	11,5	11,6	12,1	12,8	13,3	14,0	14,2	14,3	14,2	14,2	14,2	14,2	14,3	14,4	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,2	13,4
ТЕС	2,3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,4
ТЕЦ	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
АЕС	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	
ВДЕ	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	1,0	1,4	1,8	2,0	2,2	2,1	2,0	1,8	1,5	1,2	0,8	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	
ГЕС/ГАЕС	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,6	0,7	1,0	1,0	0,9	0,9	0,8	0,9	0,9	0,9	1,0	1,1	1,2	1,2	1,3	1,0	0,6	
Імпорт	2,5	2,0	1,8	1,7	1,7	1,8	2,2	2,4	2,3	2,2	2,0	1,9	1,8	1,9	1,9	2,0	2,3	2,6	3,0	3,2	3,2	3,1	2,9	2,6	
Експорт												-0,1	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1									
2025																									
Спож	12,8	12,2	11,8	11,7	11,6	11,8	12,2	13,0	13,5	14,1	14,4	14,5	14,4	14,3	14,4	14,3	14,4	14,6	14,8	14,8	14,7	14,7	14,3	13,5	
ТЕС	2,3	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	
ТЕЦ	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	
АЕС	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	
ВДЕ	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,8	1,2	1,7	2,1	2,5	2,6	2,6	2,5	2,2	1,8	1,4	1,0	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7	
ГЕС/ГАЕС	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,4	0,6	0,8	1,1	1,1	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3	1,3	1,3	1,4	1,2	0,7	

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

Продовження табл. 6.11

Складові	2026												2027											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Імпорт	2,3	1,9	1,7	1,6	1,6	1,7	2,0	2,3	2,1	1,8	1,6	1,7	1,7	1,6	1,7	1,8	1,9	2,3	2,7	2,9	3,0	2,9	2,7	2,5
Експорт										-0,1	-0,4	-0,6	-0,6	-0,5	-0,4	-0,2								
Спож	13,1	12,4	12,1	11,9	11,9	12,0	12,5	13,3	13,8	14,5	14,7	14,8	14,7	14,7	14,7	14,6	14,7	14,9	15,1	15,1	15,1	15,1	14,6	13,8
ТЕС	2,4	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6	2,5
ТЕЦ	1,7	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
АЕС	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
ВДЕ	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9	1,0	1,0	1,4	1,9	2,5	2,9	3,1	3,0	2,9	2,6	2,1	1,7	1,2	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8
ГЕС/ГАЕС	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,7	0,9	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5	1,6	1,3	0,8
Імпорт	2,4	1,9	1,7	1,6	1,6	1,7	2,1	2,2	2,1	1,7	1,6	2,1	2,1	2,1	2,2	2,1	1,9	2,1	2,6	2,9	2,9	2,8	2,7	2,5
Експорт									-0,2	0,0	-0,3	-0,5	-0,7	-0,7	-0,6	-0,5	-0,3							
Спож	13,3	12,6	12,3	12,1	12,1	12,2	12,7	13,5	14,0	14,7	14,9	15,0	14,9	14,9	14,9	14,9	15,0	15,1	15,3	15,4	15,3	15,3	14,9	14,0
ТЕС	2,4	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,3	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,6
ТЕЦ	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
АЕС	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
ВДЕ	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,1	1,6	2,2	2,9	3,3	3,5	3,5	3,3	2,9	2,4	1,9	1,4	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. 6.11

Скла- дові	2028												2029											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ГЕС/ГАЕС	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,8	1,0	1,3	1,4	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,3	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,5	0,9
Імпорт	2,3	1,9	1,6	1,5	1,5	1,7	2,1	2,1	2,0	1,4	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,6	1,9	2,4	2,7	2,8	2,7	2,5	2,4
Експорт						0,0	-0,2		-0,4	-0,3	-0,5	-1,0	-1,2	-1,1	-1,1	-0,9	-0,4	-0,1						
Спож	13,5	12,8	12,4	12,3	12,2	12,4	12,8	13,6	14,1	14,9	15,1	15,2	15,1	15,1	15,1	15,1	15,2	15,3	15,5	15,6	15,5	15,5	15,1	14,2
ТЕС	2,5	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,6
ТЕЦ	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
АЕС	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
ВДЕ	0,9	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,3	1,8	2,5	3,2	3,7	3,9	3,9	3,7	3,3	2,7	2,1	1,5	1,1	1,0	1,0	1,0	1,1
ГЕС/ГАЕС	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	0,9	1,0	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,6	1,7	1,8	1,8	1,9	1,6	1,0
Імпорт	2,2	1,7	1,5	1,5	1,5	1,7	2,0	2,1	1,8	1,6	1,9	1,8	2,0	2,2	2,2	2,2	2,4	2,2	2,2	2,2	2,5	2,6	2,5	2,2
Експорт				-0,1	-0,1	-0,2	-0,4	-0,3	-0,8	-0,3	-0,9	-1,5	-1,7	-1,6	-1,5	-1,3	-0,8	-0,2						
Спож	13,6	12,9	12,5	12,4	12,3	12,5	12,9	13,7	14,3	15,0	15,2	15,3	15,2	15,2	15,2	15,2	15,3	15,5	15,6	15,7	15,6	15,6	15,2	14,3
ТЕС	2,5	2,3	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,4	2,5	2,6	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,8	2,7
ТЕЦ	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
АЕС	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

Продовження табл. 6.11

Складові	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ВДЕ	1,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,4	2,0	2,8	3,6	4,1	4,4	4,3	4,1	3,7	3,0	2,4	1,7	1,2	1,1	1,1	1,2	1,2
ГЕС/ГАЕС	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,9	1,1	1,6	1,6	1,6	1,5	1,4	1,5	1,4	1,6	1,7	1,9	2,0	2,0	2,1	1,7	1,1
Імпорт	2,1	1,7	1,5	1,4	1,5	1,5	2,0	2,0	1,6	1,9	1,7	1,7	1,7	1,8	2,0	2,1	2,2	2,5	2,0	2,3	2,3	2,2	2,1	2,0
Експорт	-0,2	-0,1	-0,3	-0,3	-0,4	-0,5	-0,5	-0,5	-1,2	-0,6	-1,4	-1,9	-2,3	-2,3	-2,1	-1,7	-1,3	-0,5	-0,1			-0,1		
2030																								
Спож	13,6	13,0	12,6	12,4	12,4	12,5	13,0	13,8	14,4	15,1	15,4	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,4	15,6	15,7	15,8	15,7	15,7	15,3	14,4
ТЕС	2,6	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,5	2,6	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,7
ТЕЦ	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9
АЕС	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
ВДЕ	1,1	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,6	2,2	3,1	4,0	4,5	4,8	4,8	4,5	4,0	3,3	2,6	1,9	1,4	1,2	1,2	1,3	1,3
ГЕС/ГАЕС	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	1,0	1,2	1,7	1,7	1,7	1,6	1,5	1,6	1,6	1,7	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	1,9	1,2
Імпорт	1,9	1,6	1,4	1,3	1,3	1,4	1,8	1,8	1,4	1,8	1,6	1,3	1,3	1,4	1,6	2,0	2,1	2,3	2,0	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9
Експорт	-0,4	-0,4	-0,6	-0,6	-0,7	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-1,0	-1,8	-2,6	-3,0	-2,9	-2,7	-2,2	-1,7	-1,0	-0,3	-0,2	-0,4	-0,6	-0,1	-0,2
2031																								
Спож	13,7	13,1	12,7	12,5	12,5	12,6	13,1	13,9	14,5	15,2	15,5	15,5	15,4	15,4	15,4	15,4	15,5	15,7	15,8	15,9	15,8	15,8	15,4	14,5
ТЕС	2,7	2,4	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,5	2,6	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	2,9	2,8
ТЕЦ	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
АЕС	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Складові	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
2032																									
ВДЕ	1,2	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,7	2,4	3,3	4,3	5,0	5,3	5,2	5,0	4,4	3,6	2,8	2,0	1,5	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4
ГЕС/ГАЕС	0,8	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	1,1	1,3	1,8	1,9	1,8	1,7	1,6	1,7	1,7	1,8	2,0	2,2	2,3	2,3	2,4	2,0	1,2	1,2
Імпорт	2,0	1,7	1,5	1,4	1,5	1,6	2,0	1,9	1,5	1,8	1,7	1,4	1,3	1,4	1,6	2,0	2,1	2,3	2,1	2,0	2,1	2,0	1,9	2,0	2,0
Експорт	-0,5	-0,5	-0,7	-0,7	-0,7	-0,8	-1,1	-1,1	-1,0	-1,2	-2,0	-2,8	-3,4	-3,4	-3,1	-2,6	-2,0	-1,2	-0,4	-0,2	-0,5	-0,4	-0,1	-0,2	-0,2
2033																									
Спож	13,8	13,2	12,8	12,6	12,6	12,7	13,2	14,0	14,5	15,3	15,5	15,6	15,5	15,5	15,5	15,5	15,6	15,8	15,9	16,0	15,9	15,9	15,9	15,5	14,6
ТЕС	2,7	2,4	2,4	2,4	2,3	2,4	2,4	2,6	2,7	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,0	3,0	3,0	2,9
ТЕЦ	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0
АЕС	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
ВДЕ	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,8	2,6	3,6	4,7	5,4	5,7	5,7	5,4	4,8	3,9	3,1	2,2	1,6	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5
ГЕС/ГАЕС	0,9	0,8	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	1,2	1,4	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,8	1,8	1,9	2,2	2,3	2,4	2,4	2,6	2,1	1,3	1,3
Імпорт	2,2	1,8	1,7	1,6	1,6	1,7	2,1	2,0	1,7	1,8	1,7	1,4	1,2	1,3	1,6	2,0	2,1	2,3	2,1	2,1	2,2	2,0	2,0	2,1	2,1
Експорт	-0,7	-0,6	-0,8	-0,8	-0,8	-1,0	-1,2	-1,3	-0,9	-1,4	-2,3	-3,1	-3,8	-3,8	-3,6	-2,9	-2,3	-1,5	-0,5	-0,2	-0,4	-0,4	-0,2	-0,2	-0,4
2033																									
Спож	13,9	13,2	12,8	12,6	12,6	12,7	13,2	14,1	14,6	15,3	15,6	15,7	15,6	15,5	15,6	15,5	15,6	15,8	16,0	16,0	15,9	15,9	15,5	14,6	14,6
ТЕС	2,8	2,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,6	2,7	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	2,9	2,9
ТЕЦ	2,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
АЕС	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

Продовження табл. 6.11

Складові	2034													2035												
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23		
ВДЕ	1,4	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,7	2,0	2,8	3,9	5,1	5,8	6,1	6,1	5,8	5,1	4,2	3,3	2,4	1,7	1,5	1,6	1,6	1,7		
ГЕС/ГАЕС	0,9	0,9	0,7	0,7	0,6	0,7	0,7	1,2	1,5	2,1	2,1	2,1	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	2,3	2,5	2,6	2,6	2,7	2,3	1,4		
Імпорт	2,0	1,6	1,5	1,4	1,4	1,5	1,9	1,7	1,6	1,5	1,4	1,1	1,0	1,0	1,1	1,6	2,0	2,1	1,9	1,8	1,9	1,8	1,9	2,0		
Експорт	-0,9	-1,0	-1,2	-1,1	-1,3	-1,6	-1,8	-1,1	-1,9	-2,8	-3,5	-4,0	-4,3	-4,2	-4,2	-3,6	-2,6	-1,8	-0,9	-0,6	-0,7	-0,5	-0,3	-0,6		
Спож	13,9	13,2	12,8	12,7	12,6	12,8	13,2	14,1	14,6	15,3	15,6	15,7	15,6	15,6	15,6	15,5	15,6	15,8	16,0	16,1	16,0	16,0	15,5	14,6		
ТЕС	2,8	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4	2,5	2,7	2,8	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,1	3,0		
ТЕЦ	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,1		
АЕС	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8		
ВДЕ	1,5	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,9	2,1	3,0	4,2	5,4	6,2	6,6	6,5	6,2	5,5	4,5	3,5	2,6	1,9	1,6	1,7	1,7	1,8		
ГЕС/ГАЕС	1,0	0,9	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1,3	1,6	2,2	2,3	2,2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,2	2,4	2,6	2,7	2,7	2,9	2,4	1,5		
Імпорт	1,7	1,4	1,3	1,2	1,3	1,3	1,7	1,5	1,5	1,2	1,0	0,9	0,9	0,9	1,0	1,4	1,7	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,8		
Експорт	-1,3	-1,3	-1,1	-1,0	-1,0	-1,7	-2,0	-1,8	-1,3	-2,3	-3,2	-3,8	-4,1	-4,2	-4,3	-3,9	-3,0	-2,2	-1,0	-0,4	-0,4	-0,6	-0,6	-0,7		
Спож	13,9	13,2	12,8	12,7	12,6	12,8	13,3	14,1	14,6	15,4	15,6	15,7	15,6	15,6	15,6	15,6	15,7	15,8	16,0	16,1	16,0	16,0	15,5	14,7		
ТЕС	2,9	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,7	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,0		
ТЕЦ	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2		
АЕС	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5		

Закінчення табл. 6.11

Складові	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
ВДЕ	1,6	1,9	1,9	1,9	1,8	1,9	2,0	2,3	3,2	4,5	5,8	6,6	7,0	7,0	6,6	5,9	4,8	3,8	2,7	2,0	1,7	1,8	1,9	1,9
ГЕС/ГАЕС	1,0	1,0	0,8	0,8	0,7	0,8	0,8	1,4	1,7	2,3	2,4	2,3	2,2	2,1	2,2	2,1	2,3	2,6	2,8	2,9	2,9	3,1	2,6	1,6
Імпорт	1,0	0,8	0,7	0,6	0,7	0,7	0,9	1,0	0,8	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,5	0,6	1,1	0,9	1,2	0,9	0,9	1,1	1,2	1,2
Експорт	-0,3	-0,8	-0,8	-0,9	-0,8	-0,9	-1,3	-1,3	-1,7	-2,7	-3,7	-4,3	-4,7	-4,6	-4,4	-4,4	-3,5	-2,9	-1,6	-1,1	-1,1	-1,1	-1,0	-1,0

Джерело: авторські розрахунки

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

Починаючи з 2027–2029 рр. баланс електроенергетичної системи поступово стабілізується. Обсяг імпорту ЕЕ знижується до 1,5–2,7 ГВт у вечірні години, тоді як генерація ВДЕ зростає в денні години, формуючи умови для появи перших ознак профіциту (у 2027 р. ВДЕ досягають 3,5 ГВт о 14:00). ГЕС та ГАЕС відіграють значку роль у покритті ранкових та вечірніх піків, забезпечуючи до 2,1 ГВт пікової потужності у періоди підвищеного попиту (2,1 ГВт о 21:00–23:00 у 2029 р.).

У 2030–2032 рр. електроенергетична система України досягає переломного моменту: внутрішня генерація покриває прогнозне навантаження практично в усі години доби, за винятком окремих пікових періодів. У денні години формується стабільний профіцит, що дозволяє експортувати до 3,8 ГВт ЕЕ (у 2032 р. о 15:00–16:00), переважно завдяки розвитку ВДЕ (максимальна генерація до 5,7 ГВт у 2032 р.) та зростанню гнучкості системи. Імпорт ЕЕ зводиться до менших обсягів, але може сягати до 2,3 ГВт у пікові періоди, що використовується епізодично для балансування.

У 2033–2035 рр. електроенергетична система набуває ознак експортоорієнтованості. Денний профіцит досягає 4,5–4,7 ГВт, що забезпечує стабільний експорт до ENTSO-E (у 2035 р. о 15:00). У цей період зростає роль біоенергетики та гідроенергетичних потужностей, які гарантують гнучкість та операційну стійкість системи, забезпечуючи до 3,1 ГВт генерації (у 2035 р. о 23:00). ТЕС виконують резервну функцію, тоді як атомна генерація продовжує виконувати роль базового навантаження, складаючи 4,8 ГВт у 2033–2034 рр. та 5,5 ГВт у 2035 р.

Таким чином, погодинний прогноз демонструє поступовий перехід України від імпортозалежної моделі з гострим дефіцитом у 2024 р. до енергетично самодостатньої та експортоспроможної системи у 2035 р.

Деталізація прогнозу покриття споживчого навантаження за періодами року дозволяє виявити специфічні умови функціонування електроенергетичної системи України під впливом різних кліматичних умови (зимові холоди, весінній паводок, літня спека та осіння посуха).

Зимовий період. Протягом 2024–2026 рр. електроенергетична система України продовжує функціонувати в умовах гострого зимового дефіциту, що особливо відчутно у пікові години. Споживання у вечірні максимуми (17:00–21:00) перевищує 20 ГВт та критично залежить від імпорту ЕЕ, обсяги якого в пікові години коливаються від 3,4 ГВт до 4,2 ГВт. Атомна генерація забезпечує базове навантаження на рівні приблизно 6,9 ГВт, тоді як ТЕС мають ключову роль у гнучкому регулюванні вечірніх максимумів, досягаючи до 3,7 ГВт. Внесок ВДЕ, особливо в темну пору доби, є обмеженим через короткий світловий день та нестабільну вітрову активність, їхня генерація у вечірні/нічні години складає близько 0,4-0,6 ГВт.

У 2027–2029 рр. спостерігається поступове, але відчутне поліпшення балансу в зимовій енергосистемі. Хоча імпорт ЕЕ залишається значним, його обсяг у вечірній максимум скорочується до 2,8–3,8 ГВт⁷, що свідчить про зростання внутрішньої стійкості. Генерація ВДЕ в денні години зростає (до 1,7 ГВт о 12:00 у 2027 р.), але у вечірні години система все ще значною мірою залежить від традиційних потужностей та імпорту ЕЕ.

У 2030–2032 рр. електроенергетична система України наближається до енергетичної самодостатності. Внутрішня генерація вже практично повністю покриває прогнозне навантаження у більшість годин доби, значно зменшуючи потребу в імпорті. Генерація ВДЕ в денні години зростає до 2,7 ГВт (о 12:00-13:00 у 2032 р.). Імпорт ЕЕ у вечірній максимум зберігається, але його обсяги зменшуються до 3,1 ГВт, використовується переважно як інструмент фізичного балансування.

У 2033–2035 рр. електроенергетична система набуває ознак стабільної. Завдяки подальшому розвитку гнучких потужностей ГЕС/ГАЕС, які забезпечують до 3,4 ГВт у пікові вечірні години (о 18:00-19:00 у 2035 р.), вона здатна підтримувати баланс без значного залучення імпорту (який скорочується до 0,3-0,9 ГВт). Виникає денний профіцит генерації за рахунок інтеграції потужностей на ВДЕ, що дозволяє здійснювати експорт до 1,2 ГВт (о 12:00-13:00 у 2035 році). ТЕС зберігають свою маневрову функцію.

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

Весняний період. Прогноз покриття споживчого навантаження генерацією в електроенергетичній системі України у весняний період 2024–2035 рр. демонструє поступове подолання дефіциту та формування потенціалу для експорту, враховуючи специфіку сезону (паводок і збільшення світлового дня).

У 2024–2026 рр. весняний період в електроенергетичній системі України характеризується помірним навантаженням та збереженням дефіциту у вечірні години. Середній рівень споживання коливається від 10,5 ГВт до 14,2 ГВт, з помітними піками вранці (07:00–09:00) та ввечері (18:00–21:00). Основу генерації формує атомна енергетика ($\approx 5,1$ ГВт), тоді як ТЕС збільшують навантаження у вечірні та нічні години, забезпечуючи до 2,2 ГВт. На відміну від зимового періоду, вже спостерігається суттєве збільшення спроможності генерації ЕЕ з ВДЕ, демонструють значний внесок у денні години – до 3,3 ГВт у 2026 р. (о 12:00–14:00). Однак у цей період гідрогенеруючі потужності змушені зменшити діапазон маневрування через паводок, хоча їхня генерація залишається важливою – до 2,7 ГВт (21:00 у 2026 році). Імпорт ЕЕ у вечірні години скорочується на рівні від 1,4 ГВт до 2,5 ГВт у 2024 р. та до 2,2 ГВт у 2025–2026 рр., компенсуючи дефіцит. У системі існує обмежений експорт (до 0,4 ГВт) можливий епізодично у денні години починаючи з 2025 р.

У 2027–2029 рр. ситуація поступово поліпшується завдяки зростанню генерації з ВДЕ та розвитку гідроакumuлюючих потужностей. У денні години максимальна генерація ВДЕ досягає 4,7 ГВт (о 12:00–13:00 у 2029 р.), що є значно вищим показником, ніж у попередні роки. Це формує стабільний профіцит ЕЕ у денні години, що дозволяє експортувати її до країн ЄС на рівні до 2,0 ГВт (12:00–13:00 у 2029 р.). Водночас імпорт ЕЕ у вечірній максимум скорочується до 1,0–1,8 ГВт, оскільки ТЕС та ГЕС/ГАЕС забезпечують більшу частину балансування, при цьому ГЕС/ГАЕС виробляють до 3,6 ГВт у години підвищеного попиту (21:00 у 2029 р.).

У 2030–2032 рр. Україна досягає системного балансу у весняний період, з чітко вираженим денним профіцитом ЕЕ. Генерація ВДЕ до-

зволяє стабільно нарощувати покриття денного навантаження, досягаючи до 6,2 ГВт (о 12:00-13:00 у 2032 р.). Це забезпечує значний експорт ЕЕ у денні години на рівні до 3,5 ГВт (12:00 у 2032 р.). Імпорт ЕЕ у вечірні години значно скорочується до 1,2 ГВт та використовується для балансування в окремі пікові періоди. Атомна генерація стабільно працює на рівнях 5,1 ГВт (2030 р.), 4,8 ГВт (2031 р.) та 4,5-4,6 ГВт (2032 р.), залишаючись основою стабільності. ТЕС дедалі частіше переводяться у маневровий режим.

У 2033–2035 рр. система демонструє ознаки стабільного та значного структурного профіциту, що особливо виражено навесні завдяки високому виробітку ВДЕ. У денні години можливий стабільний експорт ЕЕ до 6,2 ГВт (о 12:00-13:00 у 2035 р.). Це забезпечується завдяки подальшому зростанню виробітку ВДЕ (до 7,6 ГВт о 12:00-13:00 у 2035 р.), потужній базовій генерації АЕС (4,5-4,6 ГВт у 2033-2034 рр. та 5,2 ГВт у 2035 р.) та ефективній роботі гідроелектростанцій. ГЕС/ГАЕС забезпечують до 5,3 ГВт у пікові вечірні години (о 21:00 у 2035 р.). Імпорт ЕЕ у вечірні години мінімізується, становлячи до 0,7 ГВт у 2033 р., та практично відсутній або навіть експортується у 2035 р. Таким чином, весняний період трансформується у повноцінну фазу, коли Україна не тільки забезпечує власні потреби, але й є потужним експортером ЕЕ, максимально використовуючи потенціал відновлюваної енергетики та гнучкість гідрогенерації.

Літній період демонструє еволюцію електроенергетичної системи України від помірному дефіциту ЕЕ до значного профіциту та експортної орієнтації.

У 2024–2026 рр. електроенергетична система України функціонує з помірним дефіцитом ЕЕ у пікові години споживання, особливо у вечірній час (18:00–21:00), коли денна генерація з ВДЕ стрімко знижується. Середнє навантаження влітку становить близько 8,9–12,0 ГВт, з максимальними значеннями у вечірні години. АЕС стабільно покривають $\approx 4,2$ ГВт базового навантаження, тоді як ТЕС виконують ключову балансуєчу функцію, забезпечуючи до 2,3 ГВт у вечірній максимум. Генерація ВДЕ сягає 2,7–3,8 ГВт у полуденний період (12:00–16:00), формуючи денний профіцит ЕЕ. Це дозволяє

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

експортувати ЕЕ до 0,1 ГВт у 2024 р., до 0,4 ГВт у 2025 році та до 0,8 ГВт у 2026 р. Однак імпорт ЕЕ зберігається у вечірні години на рівні 2,5–3,1 ГВт у 2024 році, скорочуючись до 2,3–2,8 ГВт у 2026 р.

У 2027–2029 рр. прогноз демонструє зростання гнучкості електроенергетичної системи. Завдяки розширенню ВДЕ, максимальна денна генерація яких досягає 5,4 ГВт у 2029 р., профіцит у денні години стає стабільним. Експорт ЕЕ зростає до 2,8 ГВт у 2029 р. Потужності гідроелектростанцій дозволяють покривати вечірні піки до 1,7 ГВт (22:00 у 2029 р.). Імпорт ЕЕ обмежується у 1,8–2,3 ГВт у 2029 р. Система демонструє поступовий вихід з дефіцитного режиму завдяки високій інсоляції.

У 2030–2032 рр. Україна досягає майже повної енергетичної самодостатності в літній період. Максимальна денна генерація ВДЕ зростає до 7,1 ГВт у 2032 р., формуючи структурний профіцит. Щоденний експорт ЕЕ в південний період досягає 4,6 ГВт у 2032 р. Вечірній імпорт зводиться до 1,6–2,2 ГВт у 2032 р. або замінюється маневровими потужностями біо- та гідрогенерації.

У 2033–2035 рр. електроенергетична система набуває чітко вираженого експортного профілю. У денні години стабільно формується профіцит ЕЕ, що дозволяє підтримувати регулярний експорт до європейських енергосистем. Експорт ЕЕ становитиме 5,5 ГВт у 2035 р. завдяки значному зростанню генерації до 8,7 ГВт у 2035 р. Вечірні піки також покриваються внутрішніми ресурсами, а імпорт ЕЕ мінімізується до 1,3 ГВт у 2035 р. ТЕС використовуються у резервному режимі, підтримуючи операційну стійкість системи в екстремальні погодні дні.

Осінній період демонструє поступову трансформацію від дефіцитного стану до стійкого профіциту та експортної орієнтації, з урахуванням сезонних викликів, зокрема зниження потенціалу гідрогенерації в умовах посухи.

У 2024–2026 рр. прогнозна система функціонує в умовах сезонного дефіциту, особливо у вечірні години. Середнє навантаження коливається в межах 11,4–14,8 ГВт, з традиційними піками з 18:00

до 21:00. Базове навантаження забезпечується атомною генерацією ($\approx 5,5$ ГВт). ТЕС формують основний обсяг маневрової генерації, забезпечуючи до 2,6 ГВт у вечірній максимум. ВДЕ поступово втрачають сезонну активність, але вдень їхня генерація зростає до 2,6 3,6 ГВт у 2026 р. В умовах посухи спостерігається зниження потенціалу гідрогенерації, що обмежує її маневрові можливості та впливає на загальний баланс. Денний профіцит формується лише епізодично, що дозволяє експортувати до 1,6 ГВт у 2026 р. у денні години. Імпорт ЕЕ у вечірні години залишається значним (2,8–3,6 ГВт), забезпечуючи покриття дефіциту у години найвищого попиту.

2027–2029 рр. характеризуються поступовим входженням системи в збалансований режим. Незважаючи на зниження потенціалу гідрогенерації в умовах посухи, ВДЕ демонструють помірну стабільність: максимальна генерація ВДЕ у вересні-жовтні досягає до 5,2 ГВт у 2029 р. в середині дня. Експорт зберігається в окремі години до 2,2 ГВт у 2029 році, а імпорт у вечірній максимум знижується до 2,6–3,4 ГВт, що свідчить про покращення операційного балансу системи.

У 2030–2032 рр. система демонструє високий ступінь стабільності. АЕС продовжують забезпечувати базове навантаження (5,5 ГВт у 2030 р. – 4,9 ГВт у 2032 р.). ГЕС/ГАЕС покривають до 1,9 ГВт у пікові години, а їхня знижена генерація компенсується іншими джерелами. Генерація ВДЕ значно зростає, досягаючи до 6,0 ГВт у 2030 р. – 6,8 ГВт у 2032 р., що сприяє формуванню денного профіциту. Експорт ЕЕ сягає до 2,9 ГВт у 2030 р. – 3,7 ГВт у 2032 р. у денні години. Імпорт ЕЕ у критичні години складає 2,3–2,9 ГВт. Система вже майже повністю забезпечує внутрішнє навантаження протягом доби.

У 2033–2035 рр. електроенергетична система самозбалансована та характеризується стабільним експортом. Денний профіцит ЕЕ формується щоденно на рівні до 4,4 ГВт у 2033 р. – 5,5 ГВт у 2035 р. Імпорт ЕЕ значно зменшується до 2,7 ГВт у 2033 р. – 1,5 ГВт у 2035 р. у вечірні години. Біоенергетика та ГАЕС формують основу маневрового резерву, з урахуванням можливих обмежень гідрогенерації в умовах посухи, а ТЕС виконують резервну функцію. Атомна генерація становить 4,9 ГВт у 2033–2034 рр. і повертається до 5,6 ГВт у 2035 р.

Система стала стійкою до погодних і сезонних коливань, що свідчить про завершення посткризової трансформації.

Оцінка гнучкості електроенергетичної системи України базується на порівнянні залишкового навантаження з доступною маневровою генерацією (ТЕС і ГЕС/ГАЕС), яка дозволяє визначити здатність системи покривати погодинні коливання попиту та обчислити ключові індикатори ризику: EENS гнучкості (недопоставлена маневрова ЕЕ), LOLE (години дефіциту маневрової ЕЕ) та LOLP (ймовірність дефіциту маневрової ЕЕ). Аналіз демонструє поступовий перехід від дефіциту гнучкості у 2024 р. до стабільного профіциту у 2035 році з виразною сезонною диференціацією (табл. 6.12).

У зимовий період 2024–2032 рр. електроенергетична система України характеризується дефіцитом гнучкості. Показник EENS залишається високим, а ймовірність втрати навантаження утримується на рівні 100%, що свідчить про нездатність ТЕС і ГЕС оперативно покривати залишкове навантаження в години пікового попиту. Лише в 2034–2035 рр. ситуація помітно покращується – EENS знижується до 0,7 ТВт·год відповідно, а LOLP – до 94% і 73%, що вказує на поступове розвиток маневрових можливостей системи. Весняний період демонструє динамічне покращення гнучкості системи. Уже в 2028 році EENS знижується до 0,2 ТВт·год, а з 2030 року фіксується стабільний профіцит гнучкості ($EENS < 0$), який досягає $-5,5$ ТВт·год у 2035 р. Показник LOLP стрімко знижується – з 100% у 2024 р. до лише 4% у 2035-му, що свідчить про спроможність маневрових джерел покривати коливання попиту. Це пов'язано із розширенням потужностей ГЕС/ГАЕС та біоелектростанцій. У літній період гнучкість системи також істотно зростає, особливо з другої половини прогнозного періоду. Якщо у 2024 р. EENS становить понад 4 ТВт·год, то з 2029 р. показник переходить у профіциту динаміку, а в 2035 р. досягає $-4,0$ ТВт·год. LOLP зменшується з 100% у 2024 р. до 38% у 2035 р. Осінній період залишається складним з точки зору гнучкості аж до 2033 року. Незважаючи на поступове зменшення залишкового навантаження, EENS залишається позитивним до 2034 р., а LOLP знижується повільно – з 95% у 2024 р. до 64% у 2035 р.

Таблиця 6.12
Оцінка гнучкості електроенергетичної системи України за консервативним сценарієм у 2024–2035 рр.

Позначки рядків	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>Зимовий період</i>												
Залишкове навантаження, ГВт	15464	15264	15682	15843	16037	15756	15569	16203	16979	16475	16093	13734
Маневрове навантаження, ГВт	8780	9079	9475	9873	10392	10666	11061	11460	11998	12256	12653	13048
EENS гнучкості, ГВт	6684	6185	6207	5970	5645	5090	4508	4743	4981	4219	3441	687
LOLE гнучкості, годин	2184	2160	2160	2160	2184	2160	2160	2160	2184	2148	2040	1587
LOLP гнучкості, %	100	100	100	100	100	100	100	100	100	99	94	73
<i>Весняний період</i>												
Залишкове навантаження, ГВт	10313	10048	10078	9931	9707	9385	8994	9231	9412	8943	8457	6459
Маневрове навантаження, ГВт	6866	7329	7781	8235	8697	9159	9618	10079	10525	10986	11449	11913
EENS гнучкості, ГВт	3447	2720	2297	1696	1010	226	-624	-848	-1113	-2042	-2993	-5453
LOLE гнучкості, годин	2208	2138	1850	1630	1478	1396	1297	1279	1242	1138	940	99
LOLP гнучкості, %	100	97	84	74	67	63	59	58	56	52	43	4
<i>Літній період</i>												
Залишкове навантаження, ГВт	9805	9386	9228	8931	8579	8144	7641	7621	7573	7025	6423	4607
Маневрове навантаження, ГВт	5666	5935	6202	6475	6746	7020	7293	7559	7829	8100	8371	8646

Закінчення табл. 6.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
EENS гнучкості, ГВт	4139	3451	3026	2457	1834	1124	349	62	-256	-1076	-1948	-4039
LOLE гнучкості, годин	2200	2082	1867	1715	1577	1379	1327	1288	1266	1178	1069	839
LOLP гнучкості, %	100	94	85	78	71	62	60	58	57	53	48	38
<i>Осінній період</i>												
Залишкове навантаження, ГВт	11419	11155	11210	11081	10872	10547	10159	10435	10666	10216	9698	7593
Маневрове навантаження, ГВт	5824	6068	6314	6561	6812	7057	7298	7542	7790	8041	8288	8533
EENS гнучкості, ГВт	5596	5086	4897	4520	4060	3490	2861	2894	2875	2175	1410	-940
LOLE гнучкості, годин	2085	2012	1990	1952	1871	1800	1754	1744	1740	1702	1659	1401
LOLP гнучкості, %	95	92	91	89	86	82	80	80	80	78	76	64

Джерело: авторські розрахунки

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Лише у 2035 р. фіксується незначний профіцит гнучкості (-0,94 ТВт-год), Обмеження зумовлені спадом гідрогенерації.

Таким чином, гнучкість електроенергетичної системи України зазначає поступове поліпшення за консервативним сценарієм. Стратегічним фактором покращення виступає зростання маневрового потенціалу системи – з 8,8 ТВт-год (зима 2024 р.) до 13 ТВт-год (зима 2035 р.) – за рахунок розширення гідро- та біопотенціалу електрогенерації, а також навантаження ТЕС.

Узагальнена оцінка адекватності свідчить про поступову трансформацію електроенергетичної системи України від критичної нестачі внутрішніх потужностей у 2024 р. до повної збалансованості та експортної спроможності після 2030 р. (табл. 6.13). Ключову роль у цьому відіграють розширення маневрових потужностей, розвиток ВДЕ та ефективне використання транскордонних інтерконекторів.

Таблиця 6.13

Оцінка адекватності електроенергетичної системи України за консервативним сценарієм у 2024–2035 рр.

Прогнозний період	EENS, ГВтг	LOLE, годин	LOLP, %
2024	4476	4666	53,1
2025	2571	3436	39,2
2026	1738	2666	30,4
2027	930	1778	20,3
2028	335	976	11,1
2029	63	273	3,1
2030	1	12	0,1
2031	0	0	0,0
2032	0	0	0,0
2033	0	0	0,0
2034	0	0	0,0
2035	0	0	0,0

Джерело: авторські розрахунки

У 2024–2026 рр. система залишатиметься в стані глибокої нестачі внутрішньої генерації та транскордонних потужностей. EENS у 2024 р. становить 4476 ГВт·год, LOLE – 4666 годин, а ймовірність втрати навантаження перевищує 50 %, що свідчить про високу ненадійність забезпечення попиту. У 2026 р. EENS зберігається на рівні 1738 ГВт·год, а LOLP – на рівні 30,4 %, тобто протягом приблизно третини року система не зможе гарантовано покривати споживання в окремі години без зовнішньої підтримки. У 2027–2029 рр. спостерігається суттєве покращення її адекватності. У 2027 році EENS знижується до 930 ГВт·год, а LOLP – до 20,3 %. До 2029 р. ці значення становлять відповідно лише 63 ГВт·год та 3,1 %, що демонструє відчутне зростання адекватності системи завдяки введенню нових генеруючих потужностей, розвитку ВДЕ, гнучкій генерації та міждержавній торгівлі.

У 2030 р. система фактично досягає порогу повної адекватності: EENS знижується до 1 ГВт·год, LOLE – до 12 годин, а LOLP – лише 0,1 %. Це свідчить про майже повну відповідність потужностей структури попиту в погодинному розрізі.

Таким чином, консервативний сценарій розвитку електроенергетичної системи України дає можливості її відновлення та стратегічної перебудови шляхом нарощування генераційної спроможності, посилення гнучкості, декарбонізації та інтеграції в європейський енергетичний простір.

Сценарій № 5 відображає трансформацію електроенергетичної системи України в напрямі низьковуглецевого розвитку шляхом декарбонізації та децентралізації генерації. Його реалізація передбачає поступову відмову від вугільної генерації, частка якої зменшується з 26,1 % у базовому році до 6,0 % на кінець прогнозного періоду. У структурі виробництва ЕЕ ключовим драйвером змін стає бурхливий розвиток негарантованої ВДЕ-генерації, зокрема сонячної генерації (до 10,9 %) та вітрової (до 10,2 %), через зростання якої виникає потреба в розбудові потужностей гнучких джерел, що забезпечується високоманевровими газовими ТЕС, частка яких сягає 12,6 % до 2035 р.

Водночас гідроенергетика розвивається помірно – до 8,6 %, враховуючи екологічні та гідрологічні обмеження. Біоенергетика поступово посилює свою роль у структурі – зростає до 7,3 %, забезпечуючи додаткове маневрування напівпіковим навантаженням з місцевих ВДЕ. Атомна енергетика зберігає системоутворюючу функцію, формуючи 31,8 % структури валової електрогенерації. Також, як і у консервативному сценарії, зберігається роль когенерації (12,4 %), що забезпечує централізоване теплопостачання у містах.

З економічного боку, збільшення негарантованої ВДЕ та газової генерації може вплинути на зростання ринкової ціни ЕЕ, що стримуватиме динаміку побутового попиту. Передбачається зростання середньорічного побутового електроспоживання на душу населення до 1,18 МВт·год/особу/рік, водночас комерційна електроємність ВВП знижується до 0,09 кВт·год/євро.

Розбудова розподіленої генерації на основі ВДЕ та газових маневрових потужностей сприяє скороченню втрат в електромережах до 8,69 %. Водночас часті старты-зупинки гнучкої генерації можуть знизити чисту енергоефективність до 89,55 % порівняно з потенційно вищими показниками стабільної генерації. Загалом прогнозується підвищення ефективності перетворення ПЕР до 41,1 % та зменшення питомої вуглецеємності електрогенерації до 376,81 кг CO₂/МВт·год, що є вагомим внеском у досягнення кліматичних цілей України та інтеграцію в європейську енергетичну політику.

У *табл. 6.14* наведено результати прогнозування за низьковуглецевим сценарієм розвитку електроенергетичної системи України.

Сценарій низьковуглецевого розвитку базується на гіпотезі про відновлення економіки з більш амбітними цілями енергоефективності, що зумовляє обсяги валового електроспоживання менші на 9,3 МВт·год. Його реалізація передбачає швидке згортання вугільної генерації (з 20,4 ТВтг у 2024 р. до 7,2 ТВтг у 2035 р.) та поступове виведення її з електроенергетичного балансу. Цей сценарій фіксує вищі обсяги виробництва ЕЕ з ВДЕ – зростання з 9,3 ТВтг у 2024 р. до 34,6 ТВтг у 2035 р., тоді як у консервативному сценарії цей показ-

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

ник становить 30,0 ТВтг наприкінці прогнозного періоду. Водночас відбувається розгортання ГТУ як додаткового джерела маневрової потужності, які забезпечують 11,9 ТВтг виробництва ЕЕ у 2035 р.

Баланс зовнішньої торгівлі ЕЕ свідчить про відмінності в динаміці енергетичної самодостатності. У низьковуглецевому сценарії імпорт ЕЕ знижується з 19,9 ТВтг до 0,015 ТВтг у 2035 р., тоді як у консервативному – лише до 3,5 ТВтг. Обсяги експорту у 2035 р. досягають 9,9 ТВтг, що, однак, менше за консервативний сценарій (13,2 ТВт-год) через більші можливості національної електроенергетичної системи до маневрового балансування.

Сценарій низьковуглецевого розвитку демонструє стабілізацію погодинного навантаження внаслідок інтеграції цілей енергоефективності та електрифікації споживання з нижчими темпами зростання, ніж у консервативному сценарії. У 2035 р. середньорічне базове навантаження в межах цього сценарію становить 13,7 ГВт (у консервативному сценарії – 18,9 ГВт). Через високий рівень гнучкості електроенергетичної системи пікове навантаження у низьковуглецевому сценарії зростає до 22,4 ГВт (проти 21,3 ГВт у консервативному). При цьому позапікове навантаження є нижчими, коливаючись від 8,2 ГВт у 2024 р. до 8,4 ГВт у 2035 р. (проти 12,4 ГВт – до 13,6 ГВт у консервативному).

Загальний обсяг генеруючих потужностей у низьковуглецевому сценарії досягає 40,3 ГВт у 2035 р., що практично відповідає консервативному (40,1 ГВт), але принципова відмінність полягає у структурі цих потужностей, що відображає розбіжності в стратегічних орієнтирах розвитку. Низьковуглецевий сценарій передбачає агресивне скорочення потужностей вугільних ТЕС – з 3,64 ГВт у 2024 р. до 1,29 ГВт у 2035 р. а реалізується масштабне впровадження ГТУ із високою маневровістю, які до 2035 р. досягають 4,1 ГВт. У сегменті ВДЕ низьковуглецевий сценарій демонструє високі темпи розгортання СЕС і ВЕС: встановлена потужність сонячної енергетики зростає з 5,1 ГВт до 9,8 ГВт у 2035 р. (у консервативному – лише до 5,8 ГВт), вітрової – з 0,7 ГВт до 5,5 ГВт (проти 3,3 ГВт відповідно). Розвиток

Таблиця 6.14

Прогнозування адекватності розвитку електроенергетичної системи України за низьковуглецевим сценарієм розвитку на 2024–2035 рр.

Показники	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>Баланс електроенергетичної системи, ГВтг</i>												
Споживання	118 304	118 476	120 397	121 535	122 697	122 552	122 621	122 600	122 831	121 855	121 147	120 187
Вугільні ТЕС	20 401	19 144	17 944	16 748	15 616	14 368	13 181	11 996	10 836	9 606	8 415	7 225
Газові ТЕЦ	14 345	14 543	14 824	15 096	15 465	15 654	15 946	16 235	16 615	16 775	17 054	17 344
ГТУ	0	3 060	5 658	7 933	10 094	11 853	13 151	14 919	16 613	16 892	16 773	11 921
АЕС	47 691	47 503	47 497	47 500	47 689	47 509	47 508	44 850	42 358	42 196	42 203	48 233
ВДЕ	9 266	11 578	13 913	16 224	18 478	20 746	23 091	25 444	27 843	30 010	32 253	34 561
ТЕС/ГАЕС	6 735	7 072	7 438	7 811	8 216	8 557	8 916	9 274	9 683	10 020	10 394	10 764
Імпорт	19 892	15 760	13 587	11 191	8 753	6 321	4 304	3 931	3 561	2 161	1 084	15
Експорт	-26	-182	-465	-969	-1 615	-2 456	-3 476	-4 050	-4 677	-5 806	-7 028	-9 876
<i>Навантаження в електроенергетичній системі, ГВтг</i>												
Мінімум	8,2	8,3	8,4	8,5	8,5	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,4
Середнє	13,5	13,5	13,7	13,9	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	13,9	13,8	13,7
Максимум	21,9	22,1	22,4	22,6	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,7	22,6	22,4

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

Продовження табл. 6.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>Генеруючі потужності</i>												
Вугільні ТЕС	3642	3429	3215	3002	2789	2575	2362	2148	1935	1722	1508	1295
Газові ТЕЦ	2198	2241	2285	2328	2372	2415	2459	2502	2546	2589	2633	2676
ГТУ	0	371	742	1112	1483	1854	2225	2596	2967	3337	3708	4079
АЕС	7880	7880	7880	7880	7880	7880	7880	7440	7000	7000	7000	8000
СЕС	5063	5496	5930	6363	6796	7229	7663	8096	8529	8962	9396	9829
ВЕС	706	1144	1581	2019	2456	2894	3331	3769	4206	4644	5081	5519
БЕС	258	491	724	957	1190	1423	1656	1889	2122	2355	2588	2821
ГЕС/ГАЕС	4840	5105	5370	5635	5900	6165	6430	6695	6960	7225	7490	7755
Всього ГП	24587	26016	27445	28874	30303	31732	33162	34591	36020	37449	38878	40307
<i>Гнучкість електроенергетичної системи</i>												
Залишкове навантаження, ГВт	47002	44853	44163	42715	41065	38643	36076	36070	36015	32873	29637	20049
Маневрове навантаження, ГВт	26912	28493	29227	29592	30320	30636	30569	31581	32565	31972	30941	24438
EENS гнучкості, ГВтг	19892	15760	13587	11191	8753	6321	4304	3931	3561	2161	1084	15
LOLE гнучкості, годин	8677	8192	7649	7170	6690	6038	5238	5017	4834	4525	4032	3028
LOLP гнучкості, %	98,8%	93,5%	87,3%	81,8%	76,2%	68,9%	59,8%	57,3%	55,0%	51,7%	46,0%	34,6%

Закінчення табл. 6.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>Адекватність розвитку електроенергетичної системи</i>												
EENS, ГВт	4476	2023	1012	339	50							
LOLE, годин	4666	2873	1755	830	228							
LOLP, %	53,1%	32,8%	20,0%	9,5%	2,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Джерело: авторські розрахунки

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

БЕС є комплементарним, потужності яких сягають 2,8 ГВт у 2035 р., тоді як у консервативному сценарії біоенергетика виступає важливим джерелом ВДЕ з потужністю 4,7 ГВт.

У частині гідрогенерації консервативний сценарій демонструє вищий рівень потужностей ГЕС/ГАЕС – 11,9 ГВт у 2035 р. порівняно з 7,8 ГВт у низьковуглецевому, що пов'язано з вимогами до балансування нерегулярного навантаження у консервативній моделі з меншою кількістю маневрових джерел.

Низьковуглецевий сценарій відрізняється від консервативного також за підходом до забезпечення гнучкості електроенергетичної системи, що визначається здатністю генерації адаптуватися до коливань залишкового навантаження. У ньому гнучкість електроенергетичної системи досягається за рахунок цілеспрямованого розгортання ГТУ, натомість у консервативному сценарії гнучкість реалізується здебільшого через гідроенергетику (11,9 ГВт у 2035 р.) та залучення ТЕС, що значно поступаються за швидкістю реагування. Рівень залишкового навантаження (RL), яке має бути покрито гарантованими маневровими джерелами, у низьковуглецевому сценарії демонструє поступове зниження – з 47,0 ТВт·год у 2024 р. до 20,0 ТВт·год у 2035 р. і у 2035 р. манєврова генерація перевищує залишкове навантаження на 4,4 ТВтг

Інтегральні індикатори гнучкості – EENS, LOLE та LOLP – також демонструють перевагу сценарію №5. У 2035 р. значення EENS гнучкості скорочується з 19,9 ТВт·год до символічних 0,015 ТВт·год (у консервативному сценарії EENS гнучкості взимку він становить 687 ГВтг). Аналогічно LOLE гнучкості у низьковуглецевому сценарії скорочується з 8677 годин у 2024 р. до 3028 годин у 2035 р. Що стосується LOLP (ймовірність втрати навантаження), у сценарії №5 він зменшується до 34,6% (у консервативному сценарії він сягає 73% взимку 2035 р.).

Також сценарій низьковуглецевого розвитку демонструє вищу системну адекватність, досягаючи цільових показників безпеки постачання ЕЕ раніше порівняно з консервативним сценарієм. У 2024 р.

в обох сценаріях фіксується значна нестача доступних генеруючих потужностей, що проявляється через високі значення EENS – 4,5 ТВтг. Однак вже з 2025 року низьковуглецевий сценарій демонструє динамічне зменшення значень EENS, які знижуються до 2,571 ТВтг і повністю нівелюються до 0 ТВтг починаючи з 2029 р. (у консервативному сценарії EENS знижується до 1 ГВтг у 2030 р., а повна адекватність досягається з 2031 р.). Відповідно LOLE та LOLP у низьковуглецевому сценарії знижуються до 0 годин у 2029–2035 рр., що усуває ризики відключень споживачів унаслідок дефіциту генеруючих потужностей (у консервативному сценарії LOLE знижується до 0 годин лише з 2031–2035 рр.).

Таким чином, сценарій низьковуглецевого розвитку: формує генеруючий парк, орієнтований на децентралізовану, гнучку та низьковуглецеву генерацію; забезпечує якісно вищий рівень гнучкості електроенергетичної системи завдяки структурним інвестиціям у ГТУ та гідрогенерацію; гарантує випереджаюче досягнення повної адекватності електроенергетичної системи.

Сценарій № 13 відображає стримувальну траєкторію розвитку електроенергетичної системи України в умовах структурних та інституційних обмежень, що унеможливають масштабну реалізацію великих централізованих проєктів: неможливість введення в експлуатацію нових енергоблоків АЕС, що обумовлює зниження частки атомної генерації до 26,8 %. Крім того, гідроенергетика обмежується рівнем 6,3 % у зв'язку з екологічними та технічними чинниками, що дозволяють розвивати переважно малі ГЕС.

В умовах такої структурної інерції значну роль відіграють децентралізовані й гнучкі джерела генерації. Біоенергетика зростає до 15,5 %, формуючи опору для сталої генерації з місцевих ВДЕ. Газова генерація становить 17,2 %, з яких 12,4 % забезпечують газові ТЕЦ, що водночас покривають теплове навантаження в системах централізованого теплопостачання, а 4,8 % – це ГТУ, що забезпечують високу маневровість у балансуванні системи за умов значного впливу негарантованої генерації. Сонячна енергетика сягає 7,5 %, а вітрова –

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

9,8 %, що разом із 15,5 % біоенергетики формує 32,8 % загального обсягу виробництва ЕЕ. Вугільна генерація зберігається на рівні 16,9 %. З боку попиту на ЕЕ побутове електроспоживання на душу населення зростає до 1,17 МВт·год/рік, що відповідає поступовому зростанню електрифікації населення, а електроємність ВВП знижується до 0,10 кВтг/євро.

Стриманий сценарій демонструє високу чисту енергоефективність – 96,94 %, що свідчить про ефективну експлуатацію генеруючих потужностей за мінімальних внутрішніх втрат. Втрати в мережах обмежуються 10,24 % завдяки частковій децентралізації виробництва. Питома вуглецеємність електрогенерації становить 474,97 кг CO₂/МВт·год, що відображає компроміс між декарбонізацією та збереженням викопного сегмента у структурі генерації.

У табл. 6.15 наведено результати прогнозування за стриманим сценарієм розвитку електроенергетичної системи України. Сценарій стриманого розвитку базується на повільному економічному відновленні та обмеженому зростанні внутрішнього попиту на ЕЕ, що зумовляє значно нижчі обсяги валового електроспоживання порівняно з консервативним сценарієм, до 120,4 ТВтг у 2035 р., тобто на -9,1 ТВтг менше проти консервативного. Як і консервативному сценарію, передбачається збереження вагомій ролі вугільної генерації, проте у стриманому сценарію вона залишається на приблизно сталому рівні у 20,4 ТВтг (у консервативному сценарію вугільна генерація зростає до 25,7 ТВтг у 2035 р.). Водночас вивід з експлуатації 3 енергоблоків обумовлює скорочення атомної генерації з 47,7 ТВтг у 2024 р. до 30,1 ТВтг у 2035 р. Водночас генерація ЕЕ на ВДЕ в стриманому сценарію демонструє вищі темпи зростання, з 9,3 ТВтг у 2024 р. до 40,0 ТВтг у 2035 р. (проти 30,0 ТВт·год у консервативному). Це компенсується зменшенням частки базової генерації. Додатковим джерелом гнучкості у стриманому сценарію стають ГТУ, які забезпечують 8,9 ТВтг генерації у 2035 р.

Баланс зовнішньої торгівлі ЕЕ демонструє помітні негативні тенденції у переході до енергетичної самодостатності. У стриманому сценарію імпорт ЕЕ зменшується з 19,9 ТВтг до 6,6 ТВтг у 2035 р., тоді

як консервативному сценарію імпорту – до 3,5 ТВтг. Обсяги експорту у стриманому сценарію становлять 10,9 ТВтг проти 13,2 ТВтг у консервативному, що вказує на обмежені можливості для реалізації профіцитної генерації.

У стриманому сценарію погодинне навантаження електроенергетичної системи залишається відносно сталим упродовж прогнозного періоду. Позапікове навантаження коливається в межах 8,2–8,5 ГВт, базове – на рівні 13,5–13,9 ГВт, а пікове зростає до 22,4 ГВт у 2035 році. Отже, цей сценарій демонструє менші виклики з боку балансування системи в години пікового попиту, але створює загрозу недоавантаження генерації в умовах низького попиту та потенційного профіциту в денні години з високою часткою ВДЕ. Сценарій стриманого розвитку передбачає помірне нарощування встановленої генеруючої потужності до 36,7 ГВт у 2035 р. У структурі приросту домінують ВДЕ: ВЕС зростають до 5,31 ГВт, СЕС – до 6,78 ГВт, біоелектростанцій – до 6,0 ГВт. Додаткову роль у забезпеченні гнучкості системи виконують ГТУ, які вводяться в експлуатацію обсягом 1,56 ГВт. Потужності АЕС зменшуються з до 6,0 ГВт, а зростання гідроенергетичних потужностей є незначним – до 5,7 ГВт.

Цей сценарій демонструє суттєво нижчі параметри системної гнучкості порівняно з консервативним, що створює ризики операційної нестабільності електроенергетичної системи України. У 2035 році недопоставка ЕЕ через дефіцит гнучкості становить 6,6 ТВтг, очікувана тривалість незбалансованості досягає 5590 годин, а ймовірність її виникнення – 63,8%, що свідчить про хронічну невідповідність маневрових потужностей до структури погодинного навантаження.

Оцінка адекватності розвитку електроенергетичної системи України за стриманим сценарієм демонструє, що, попри початковий дефіцит потужностей у 2024 році, системна трансформація дозволяє досягти повної безпеки постачання ЕЕ у середньостроковій перспективі. Уже до 2030 р. адекватність стає майже повною (*EENS* знижується до 2 ГВтг, *LOLE* – до 17 годин, *LOLP* – до 0,2%) та у 2031–2035 рр. цей сценарій гарантує повне усунення дефіциту потужностей, з нульовими показниками *EENS*, *LOLE* та *LOLP*.

Таблиця 6.15

Прогнозування адекватності розвитку електроенергетичної системи України за стриманим сценарієм розвитку на 2024–2035 рр.

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>Баланс електроенергетичної системи</i>												
Споживання	118 304	118 273	120 009	121 006	122 060	121 858	121 918	121 944	122 282	121 483	121 026	120 398
Вугільні ТЕС	20 401	20 341	20 338	20 337	20 420	20 351	20 361	20 377	20 443	20 375	20 379	20 387
Газові ТЕЦ	14 345	14 545	14 829	15 104	15 476	15 667	15 963	16 254	16 637	16 800	17 082	17 375
ГТУ	0	1 152	2 098	2 930	3 778	4 515	5 066	5 774	7 069	7 537	8 536	8 901
АЕС	47 691	47 503	47 497	47 500	47 689	47 509	47 508	44 850	36 307	36 168	30 145	30 146
ВДЕ	9 266	12 073	14 905	17 712	20 454	23 211	26 055	28 909	31 815	34 457	37 184	39 985
ТЕС/ГАЕС	6 735	6 812	6 918	7 031	7 171	7 255	7 355	7 455	7 594	7 678	7 790	7 899
Імпорт	19 892	16 149	14 361	12 356	10 275	8 015	5 891	5 678	9 491	7 187	8 938	6 581
Експорт	-26	-302	-937	-1 965	-3 205	-4 666	-6 281	-7 354	-7 076	-8 720	-9 027	-10 876
<i>Навантаження в електроенергетичній системі</i>												
Мінімум	8,2	8,3	8,4	8,4	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,4	8,4
Середнє	13,5	13,5	13,7	13,8	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,8	13,7
Максимум з Hourly Consumption	21,9	22,0	22,3	22,5	22,6	22,7	22,7	22,7	22,7	22,6	22,5	22,4

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. 6.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>Генеруючі потужності</i>												
Вугільні ТЕС	3642	3643	3644	3645	3646	3647	3649	3650	3651	3652	3653	3654
Газові ТЕЦ	2198	2242	2286	2330	2374	2418	2461	2505	2549	2593	2637	2681
ГТУ	0	142	283	425	566	708	849	991	1132	1274	1415	1557
АЕС	7880	7880	7880	7880	7880	7880	7880	7440	7000	7000	6000	6000
СЕС	5063	5219	5374	5530	5686	5841	5997	6152	6308	6464	6619	6775
ВЕС	706	1125	1543	1962	2381	2799	3218	3636	4055	4474	4892	5311
БЕС	258	780	1302	1824	2346	2868	3391	3913	4435	4957	5479	6001
ТЕС/ГАЕС	4840	4917	4995	5072	5149	5227	5304	5382	5459	5536	5614	5691
Всього ГП	24587	25947	27308	28668	30028	31388	32749	33669	33589	34949	35310	36670
<i>Гнучкість електроенергетичної системи</i>												
Залишкове навантаження, ГВт	47002	44152	42778	40689	38440	35470	32393	31930	37522	34058	36615	32892
Маневрове навантаження, ГВт	26912	26909	26057	25578	25686	25984	26003	26552	28583	28516	29684	29477
EENS гнучкості, ГВтг	19892	16149	14361	12356	10275	8015	5891	5678	9491	7187	8938	6581
LOLE гнучкості, годин	8677	8103	7392	6928	6665	6343	5865	5610	6178	5878	6011	5590
LOLP гнучкості, %	98,8%	92,5%	84,4%	79,1%	75,9%	72,4%	67,0%	64,0%	70,3%	67,1%	68,6%	63,8%

Закінчення табл. 6.15

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<i>Адекватність розвитку електроенергетичної системи</i>												
EEENS, ГВтг	4476	2104	1109	419	87	2						
LOLE, годин	4666	2958	1894	956	307	17						
LOLP, %	53,1%	33,8%	21,6%	10,9%	3,5%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Джерело: авторські розрахунки

Таким чином, розраховані 3 сценарії розвитку електроенергетичної системи України представляють різні траєкторії, кожна з яких має свої особливості та наслідки для стабільності та безпеки постачання ЕЕ.

Консервативний сценарій орієнтований на збалансоване відновлення та збереження провідної ролі атомної генерації. Завдяки збереженню атомних потужностей на рівні 8,0 ГВт у 2035 р., швидкому зростанню гідро- та гідроакumuлюючих установок до 11,85 ГВт у 2035 р. та помірному введенню ВДЕ система формує збалансований мікс базових і гнучких потужностей. Показники адекватності (*EENS*, *LOLE* та *LOLP*) досягають нульових значень з 2031 р., що свідчить про відповідність критеріям адекватності та безпеки постачання ЕЕ із другої половини прогнозного періоду. Така структура дозволяє не лише покривати внутрішній попит, а й реалізовувати експортний потенціал у розмірі 13,2 ТВт·год у 2035 р.

Низьковуглецевий сценарій орієнтований на швидку трансформацію структури генерації із заміщенням вугільної та частково атомної генерації на ВДЕ та маневровими ГТУ. До 2035 р. генерація на ВДЕ зростає до 34,6 ТВт·год, водночас вугільна генерація скорочується більш ніж удвічі. Для забезпечення гнучкості системи вводиться в експлуатацію ГТУ, генерація яких до 2035 року досягає 11,9 ТВт·год при встановленій потужності 4,1 ГВт. Незважаючи на значне навантаження на систему гнучкості, сценарій передбачає випереджаюче досягнення адекватності вже з 2029 р. Основним викликом залишається балансування у перехідні періоди (2025–2028 рр.), коли *EENS* і *LOLP* залишаються на високому рівні.

Стриманий сценарій реалізує більш обережну траєкторію енергетичного переходу в умовах інституційних обмежень. Він характеризується меншим загальним приростом встановленої потужності (36,7 ГВт у 2035 р.) і домінуванням децентралізованих ВДЕ (понад 18 ГВт у 2035 р.). При цьому атомна генерація скорочується до 6 ГВт, а потужності гідроенергетики зростають помірно – з 4,84 ГВт до 5,69 ГВт. Це призводить до хронічного дефіциту гнучкості: у 2035 році *EENS* становить 6,6 ТВтг, *LOLE* – 5590 годин, а *LOLP* –

63,8%, що свідчить про глибоку системну вразливість. Хоча за загальними показниками адекватності стриманий сценарій демонструє покращення після 2030 р. і досягає адекватності з 2031 р., відсутність достатньої достатніх потужностей зумовлює тривалий ризик нестабільності у погодинному балансі.

6.3. Методичний підхід до економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу

Розвиток РЕЕ України на постнеоліберальній основі передбачає функціональне розмежування двох взаємодоповнюючих прямих механізмів – товарного РЕЕ, що забезпечує покриття операційних витрат на ЕЕ, та РП, який гарантує повернення інвестицій у генерацію. Для узгодженого функціонування цих продуктових сегментів необхідний методичний підхід до оцінки економічної доцільності технологій генерації, який дозволяє обґрунтовано розподілити витрати між коротко- та строковими потребами розвитку електроенергетичної системи. У його основу має бути закладено багатокритеріальну оцінку сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу, яка поєднує техніко-економічну результативність з екологічною доцільністю [40]. Такий підхід ґрунтується на вдосконаленому показнику нормованої вартості ЕЕ (Levelized Cost of Electricity – LCOE) [41]. LCOE оцінює вартість ЕЕ, яка згенерована за життєвий цикл об'єкта потужності та використовується як інструмент порівняльного аналізу [42]. Цей метод спирається на приведену вартість доходів та витрат до їх теперішньої вартості у конкретний базовий рік. Ці витрати еквівалентні середній ціні, яку повинні були б заплатити споживачі, щоб погасити всі витрати з доходністю, рівною ставці дисконту [43; 44]. Таким чином, LCOE розраховується за такою формулою, в розрахунку на 1 МВт·год [45–47]:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + OM_t + F_t + C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}, \quad (6.10)$$

де I_t – інвестиції, здійснені в році t , гр. од. / кВт;

OM_t – операційні витрати і витрати на технічне обслуговування в році t , гр. од.;

F_t – витрати на паливо в році t , гр. од.;

C_t – плата за викиди двоокису вуглецю в році t , гр. од.;

E_t – виробництво ЕЕ на рік t , МВт-год;

r – ставка дисконтування, коефіцієнт;

n – термін експлуатації електростанції, років.

З метою оцінки вартості ЕЕ на різних продуктових сегментах $LCOE$ потрібно розкласти на дві складові:

$LRCE$ (Long-Run Capital Expenditures) – капітальні витрати на будівництво / реконструкцію / підтримку генеруючих потужностей, які мають повертатися через механізми оплати потужності в межах РП (РТП, РАП), розраховані за формулою (6.11):

$$LRCE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{Capex_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{PC \times CF \times 8760}{(1+r)^t}}, \quad (6.11)$$

$SRCE$ (Short-Run Cost of Electricity) – операційні витрати, що охоплюють паливо, обслуговування, викиди двоокису вуглецю та інші змінні витрати й покриваються через товарні сегменти РЕЕ (СР, РДН, ВБР, БР), які розраховані за формулою (6.12):

$$SRCE = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{Opex_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_r}{(1+r)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{(LCOE \times Capex_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{E_r}{(1+r)^t}}, \quad (6.12)$$

де $Opex$ – операційні витрати, гр. од.;

$Capex$ – капітальні витрати, гр. од.;

PC – генеруючі потужності, МВт;

CF – типовий коефіцієнт використання генеруючих потужностей, коеф.

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

Низьке значення $SRCE$ забезпечує конкурентоспроможність технології на товарному PEE , тоді як $LRCE$ виступає базовим критерієм для конкурсного відбору потужностей на РП.

Для визначення сталості технологій електрогенерації оцінка $LCOE$ доповнюється якісними параметрами, агрегованими у рангові коефіцієнти, враховуючи гнучкості та чистоту EE . Гнучкість технології електрогенерації визначається її спроможністю до балансування пропозиції у відповідь на зміни у попиті. Найбільш гнучкою є та технологія, яка здатна найшвидше та в найширшому діапазоні змінювати обсяги електрогенерації на вимогу споживчих інтересів. Гнучкість електрогенерації оцінюється за швидкістю нарощування та зниження потужності, мінімальним рівнем стабільної генерації, часом переходу в гарячий стан і з гарячого в холодний, а також за мінімальним часом роботи та простою. Чистота електроенергії визначається питомими викидами шкідливих речовин у процесі виробництва.

Поєднання кількісних та якісних індикаторів дозволяє формувати технологічні пріоритети відповідно до стратегічних орієнтирів сценаріїв адекватного розвитку генеруючих потужностей та оцінити ціннісну вартість EE ($LCOEv$)

За результатами ранжування для кожної технології встановлюються рангові коефіцієнти за формулою (6.13), які в подальшому використовуються для визначення ціннісної вартості EE :

$$RC_j = \frac{R_i}{R_{maxj}}, \quad (6.13)$$

де RC_j – ранговий коефіцієнт, безрозмірне;

R_{ij} – ранг i -го учасника торгів за j -м критерієм, ранг;

R_{maxj} – максимальний ранг за j -м критерієм, ранг.

Ціннісна вартість EE визначається як співвідношення між нормованою вартістю EE та ранговими коефіцієнтами за формулою (6.14):

$$LCOEv = \frac{LCOE}{\sqrt{RC_1 \times RC_2}}, \quad (6.14)$$

де $LCOEv$ – ціннісна нормована вартість EE , гр.од./МВт·год;

$LCOE$ – нормована вартість EE , гр.од./МВт·год;

RC_1 – ранговий коефіцієнт за гнучкістю EE , безрозмірний;

RC_2 – ранговий коефіцієнт за чистотою EE , безрозмірний.

Таким чином, $LCOE$ дозволяє впорядкувати технології електрогенерації з позицій пріоритетності для реалізації сценаріїв адекватного розвитку, надаючи перевагу не лише економічно ефективним рішенням, але й тим, які сприяють підвищенню гнучкості та декарбонізації електроенергетичної системи. Застосування $LCOE$ створює універсальний інструмент як для відбору учасників товарного РЕЕ, так і для проведення строкових аукціонів на підтримку потужностей, орієнтованих на сталий розвиток електроенергетичної системи. Результати економічної оцінки сталості життєвого циклу електрогенерації не мають прямого регуляторного впливу на поведінку учасників РЕЕ, однак виконують індикативну функцію, що може використовуватися для:

- визначення стратегій поведінки учасників на аукціонах на товарному РЕЕ і РП, враховуючи індивідуальні характеристики генеруючих потужностей;
- встановлення верхніх і нижніх цінових обмежень для окремих сегментів ринку, з урахуванням маржинальних рівнів $SRCE$ та $LRCE$.

Таким чином, ціннісна вартість EE дозволяє створити прозору технологічно нейтральну рамку, яка підтримує конкуренцію на основі економічної ефективності відповідно до стратегічних цілей адекватного розвитку електроенергетичної системи з урахуванням пріоритетів декарбонізації. Зазначений підхід наведено в роботах [33; 48]

Розрахунок $SRCE$ та $LRCE$ та ціннісного $LCOE$ ґрунтується на узгодженому використанні результатів ERAA (European Resource Adequacy Assessment), що надається ENTSO-E щороку [49], та IEA-ETSAP Energy Supply Technologies Data [36], яка підтримується в рамках міжнародної ініціативи з енергетичного моделювання питомих капітальних витрат, тривалості будівництва і строку служби енергоблоків, типових їх розмірів та відповідних режимів роботи різних за технологією електрогенерації.

У межах апробації методичного підходу до економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу для товарного ринку «сірої» ЕЕ (торги на СР, РДН та безперервна торгівля на ВДР) та ринку традиційних потужностей було досліджено 19 технологій теплової генерації, які структуровані за типом палива, технологічним рівнем розвитку та режимами експлуатації:

1) технології на природному газі:

- газотурбінна генерація відкритого циклу – OCGT (Open Cycle Gas Turbine), що застосовується у маневровому режимі з частими пусками (щоденні холодні зупинки-старту в період нічних годин та гарячі зупинки-старту впродовж активної генерації ЕЕ з ВДЕ) із двома рівнями енергоефективності генерації у 35% та 42%;
- паротурбінна газова генерація з докритичними (SubC із енергоефективністю у 36%) та надкритичними (SupC із енергоефективністю у 41 %) параметрами пари, які працюють у напівпіковому режимі з щоденними гарячими зупинками-стартами в позапіковий період та холодними – щомісяця для проведення планово-попереджувальних робіт;
- комбіновані парогазові установки – CCGT (Combined Cycle Gas Turbine), що характеризуються високою ефективністю та експлуатацією у напівпіковому режимі. Для них передбачено можливість щоденних гарячих та щомісячних холодних зупинок-стартів. Залежно від покоління (CCGT1 – CCGT5) енергоефективність цих технологій варіюється від 40% до 60%;
- газові когенераційні установки – CHP (Combined Heat and Power), які експлуатуються в базовому режимі впродовж опалювального періоду та в напівпіковому режимі поза ним. Залежно від покоління енергоефективність когенерації варіюється від 66% до 75%;
- технології на кам'яному вугіллі: SubC (енергоефективність 35 %), SupC (40 %) та USC (46 %) – теплові енергоблоки з блоку з докритичними, надкритичними та ультранадкритич-

ними параметрами пари відповідно, а також IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) – парогазова генерація з газифікацією вугілля із енергоефективністю 48 %. Всі вугільні енергоблоки працюють у напівпіковому режимі з регулярними гарячими та шокквартиальними холодними зупинками-стартами;

- 3) аналогічно розглядаються технології на бурому вугіллі: SubC / SupC / USC із енергоефективністю від 35% до 46% залежно від покоління;
- 4) технологія на ядерному паливі: PWR III (Pressurized Water Reactor) – водно-водяні реактори для атомної генерації, які експлуатуються із енергоефективністю у 33 % в базовому режимі із щорічними плановими зупинками на планово-попереджувальні роботи на 75 днів.

Агреговані вхідні дані 19 технологій традиційної генерації систематизовано у табл. 6.16. У розрахунках було використано ціни ф'ючерсів на 2025 рік: для природного газу – з хабу ТГФ, для кам'яного вугілля – з порту Ньюкасл, для урану – шляхом перерахунку ціни U_3O_8 на UO_2 із рівнем збагачення 3%, а для викидів CO_2 – на основі прогнозної ціни EUA на біржі EEX [50; 51]. Табл. 6.17 містить розрахункові результати (виходячи із номінальної ставки у 15 % та очікуваного рівня інфляції у 5 %, реальна ставка дисконтування, розрахована за формулою Фішера [52; 53], складає 9,52%).

Серед досліджуваних технологій атомна електрогенерація (PWR) є найбільш економічною за паливною складовою: питомі витрати палива складають лише 0,53 євро/МВт-год. Серед газових технологій найбільш ощадними є новітні CCGT із ККД 58–60%, зокрема CCGT5 мають витрати на паливо у розмірі 66,67 євро/МВт-год. Серед вугільних технологій IGCC має найнижчу паливну складову – 48,42 євро/МВт-год, що пояснюється її високою енергоефективністю (48%). Витрати на викиди CO_2 зменшуються переходом до більш екологічних видів палива (від бурого вугілля до природного газу) та з підвищенням ККД: від 73,18 євро/МВт-год для електрогенерації з надкритичними параметрами пари із ефективністю у 35 % до 19,42 євро/МВт-год для високоефективної когенерації з ефективністю у 75 %.

Таблиця 6.16

Техніко-економічні характеристики різних технологій теплової електрогенерації

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Технологія	Паливо	ККД (NCV) / стандартна ефективність (%)	Коефіцієнт викидів CO ₂ (кг/Net ГДж)	Змінні витрати на O&M (євро/МВт-год)	Мінімальний час роботи (годин)	Мінімальний час роботи/простою (годин)	Споживання палива - теплий (напр., знос) (€/МВт-запуск)	Фіксовані витрати - теплий (напр., знос) (€/МВт-запуск)	Споживання палива - холодний (напр., знос) (€/МВт-запуск)	Фіксовані витрати - холодний (напр., знос) (€/МВт-запуск)	Споживання палива - гарячий (напр., знос) (€/МВт-запуск)	Фіксовані витрати - гарячий (напр., знос) (€/МВт-запуск)	Середня привалість життєвого циклу, років	Середня привалість будівництва, років	CAPEX (€/кВт)	Типова потужність (МВт)	Мінімальний ККД, %	Швидкість нарощування потужності, %/кв.
OCGT1	Газ	35	57	1,6	1	1	0,2	52	0,3	52	0,2	31	25	1,5	650	50	20	8
OCGT2	Газ	42	57	1,6	1	1	0,2	20	0,3	24	0,2	17	25	1,5	750	100	20	12
SubCTRP	Газ	36	57	1,1	5	5	7,6	68	9,7	70	4,1	33	30	3	900	100	50	15
SupCTRP	Газ	41	57	1,1	5	5	7,6	45	9,7	59	4,1	28	30	3	1000	200	40	15
CCGT1	Газ	40	57	1,6	3	3	7,6	73	9,7	79	4,1	44	30	2,5	950	200	50	2
CCGT2	Газ	48	57	1,6	3	3	7,6	43	9,7	62	4,1	27	30	2,5	1000	300	50	2
CCGT3	Газ	56	57	1,6	2	2	7,6	25	9,7	36	4,1	22	30	2,5	1150	400	40	4
CCGT4	Газ	58	57	1,6	2	2	7,6	25	9,7	36	4,1	22	30	2,5	1200	500	40	4
CCGT5	Газ	60	57	1,6	2	2	7,6	25	9,7	36	4,1	22	30	2,5	1600	500	40	4

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Закінчення табл. 6.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
СНР1	Газ	66	57	1,1	25	25	7,6	68	9,7	70	4,1	33	25	2	1100	25	40	4
СНР2	Газ	75	57	1,1	25	25	7,6	45	9,7	59	4,1	28	25	2,5	1350	50	40	4
SubSTRP	Кам'яне вугілля	35	94	3,3	8	8	18	70	21	94	10,5	49	40	5	1200	300	40	2
SupSTRP	Кам'яне вугілля	40	94	3,3	6	6	18	50	21	81	10,5	42	40	5	1500	500	40	2
USC TRP	Кам'яне вугілля	46	94	3,3	5	5	18	42	21	57	10,5	31	40	5	1800	100	25	4
IGCC	Кам'яне вугілля	48	94	3,3	8	8	18	50	21	57	10,5	31	30	7	2770	300	40	4
SubSTRP	Буре вугілля	35	101	3,3	11	11	18	70	21	94	10,5	49	40	5	1200	300	50	2
SupSTRP	Буре вугілля	40	101	3,3	9	9	18	50	21	81	10,5	42	40	5	1400	500	50	2
USC TRP	Буре вугілля	46	101	3,3	8	8	18	42	21	57	10,5	31	30	5	1800	100	50	2
PWR	Ядерне паливо	33	0	9	12	12	14	21					50	10	7000	1000	70	5

Джерело: складено за [36; 49]

Таблиця 6.17

Результати економічної оцінки вартості ЕЕ впродовж життєвого циклу за різних технологій традиційної електрогенерації, євро/МВт-год

Технологія	Паливо	2	3	4	5	6	7	8	9
ОСГТ1	Газ	114,29	1,6	41,06	13,69	170,64	14,84	185,48	
ОСГТ2	Газ	95,24	1,6	34,2	6,19	137,23	17,12	154,35	
SubCTRP	Газ	111,11	1,1	39,9	10,23	162,34	5,27	167,61	
SupCTRP	Газ	97,56	1,1	35,03	9,58	143,27	5,85	149,12	
CCGT1	Газ	100	1,6	35,91	11,59	149,1	6,02	155,12	
CCGT2	Газ	83,33	1,6	29,93	9,47	124,33	6,34	130,67	
CCGT3	Газ	71,43	1,6	25,64	8,76	107,43	7,29	114,72	
CCGT4	Газ	68,97	1,6	24,78	8,76	104,11	7,61	111,72	
CCGT5	Газ	66,67	1,6	23,94	2,92	95,13	8,24	103,37	
CHP1	Газ	60,61	1,1	21,77	2,2	85,68	7,18	92,86	
CHP2	Газ	54,05	1,1	19,42	2,06	76,63	8,81	85,44	
SubCTRP	КВ	66,4	3,3	67,89	7,13	144,72	5,27	149,99	
SupCTRP	КВ	58,1	3,3	59,22	6,83	127,45	6,59	134,04	

Закінчення табл. 6.17

1	2	3	4	5	6	7	8	9
USC TRP	КВ	50,52	3,3	51,58	6,35	111,75	7,9	119,65
IGCC	КВ	48,42	3,3	49,35	6,35	107,42	16,22	123,64
SubC TRP	БВ	17,14	3,3	73,18	7,13	100,75	5,27	106,02
SupC TRP	БВ	15	3,3	63,63	6,83	88,76	6,15	94,91
USC TRP	БВ	13,04	3,3	55,45	6,35	78,14	10,54	88,68
PWR	ЯП	0,53	9	0	23,06	32,62	18,8	51,42

Примітка: КВ – кам'яне вугілля; БВ – буре вугілля; ЯП – ядерне паливо

Джерело: авторські розрахунки

Стартові витрати у перерахунку на 1 МВт-год згенерованої ЕЕ демонструють залежність від режиму експлуатації генерації та конструктивної складності технології. Найнижчі значення спостерігаються у когенераційних установках, які працюють більшість часу в базовому режимі з високим коефіцієнтом використання потужності (приблизно 2 євро/МВт-год). Установки комбінованого циклу мають середній рівень питомих витрат на запуски (3–9 євро/МВт-год) через

їх часті зупинки у гарячий стан при роботі в напівпіковому режимі. Паротурбінні блоки на газі та вугіллі демонструють вищі витрати (до 12 євро/МВт-год), зумовлені як тривалим часом зупинок та стартів, так і нижчим коефіцієнтом використання генеруючої потужності. Найбільш витратними залишаються маневрові газотурбінні установки відкритого циклу (до 17 євро/МВт-год), які мають спрощену конструкцію, але через часті холодні та горючі старти-зупинки обумовлюють низьке річне навантаження.

Під час розрахунків підтверджено, що серед традиційних технологій теплової генерації найнижчі SRCE мають атомні енергоблоки – 32,62 євро/МВт-год, що зумовлено надзвичайно низькими витратами на ядерне паливо у перерахунку на 1 МВт-год, відсутністю викидів CO₂ та режимом базового навантаження. Серед газових технологій найефективнішими виявилися новітні комбіновані парогазові установки, зокрема і CCGT4 – 104,11 євро/МВт-год та CCGT5 – 95,13 євро/МВт-год. Серед вугільних технологій найнижчі SRCE демонструють сучасні високотемпературні блоки з ультранадкритичними параметрами пари на кам'яному вугіллі – 111,75 євро/МВт-год, а також IGCC – 107,42 євро/МВт-год. Серед технологій на бурому вугіллі найнижчі показники SRCE характерні також для USC, які становлять 78,14 євро/МВт-год. Натомість найбільші питомі короткострокові витрати характерні для маневрових газотурбінних установок відкритого циклу, зокрема для OCGT1 SRCE сягає 170,64 євро/МВт-год внаслідок низької ефективності, частих запусків і високої природного газу.

Найвищі інвестиційні витрати характерні для атомної генерації (PWR) – 7000 євро/кВт, що зумовлює найбільшу величину LRCE

серед усіх розглянутих технологій – 18,80 євро/МВт·год. Водночас газові технології відкритого циклу мають найнижчі Саpех – 650–750 євро/кВт, але короткий життєвий цикл і низький коефіцієнт використання потужностей обумовлюють високі значення LRCE (14,84–17,12 євро/МВт·год). Найбільш збалансоване поєднання Саpех та LRCE демонструють комбіновані парогазові установки (CCGT), для яких залежно від покоління інвестиції зростають від 950 до 1600 євро/кВт, але питомі капітальні витрати залишаються в межах 6,02–8,24 євро/МВт·год. Газові когенераційні установки (CHP) мають Саpех у діапазоні 1100–1350 євро/кВт і забезпечують низьке значення LRCE (7,18–8,81 євро/МВт·год) завдяки тривалому періоду використання в базовому режимі. У секторі вугільної генерації найвищу операційну ефективність за SRCE демонструють блоки USC та IGCC, однак їх Саpех становить 1800 євро/кВт та 2770 євро/кВт відповідно, що обумовлює значення LRCE у 7,90 євро/МВт·год для USC на кам'яному вугіллі, 10,54 євро/МВт·год для USC на бурому вугіллі та 16,22 євро/МВт·год для IGCC.

Поєднання SRCE та LRCE у LCOE дозволяє встановити, що атомна електрогенерація є найбільш економічно сталою, маючи LCOE 51,42 євро/МВт·год. Серед газових технологій найефективнішими є високоефективні когенераційні установки із LCOE у 85,44 євро/МВт·год та комбіновані парогазові установки останнього покоління (CCGT5) із LCOE у 103,37 євро/МВт·год, тоді як старші технології мають LCOE до 155,12 євро/МВт·год. Для вугільних технологій найнижчий LCOE серед установок на бурому вугіллі має USC – 88,68 євро/МВт·год на бурому вугіллі та 119,65 євро/МВт·год на кам'яному вугіллі. Установки з докритичними та надкритичними параметрами пари мають значно вищі значення LCOE: на бурому вугіллі: 94,91–106,02 євро/МВт·год та на кам'яному вугіллі 119,65–149,99 євро/МВт·год. Найвищий LCOE серед усіх досліджених технологій зафіксовано у маневрових газотурбінних установках відкритого циклу – від 154,35 євро/МВт·год (OCGT2) до 185,48 євро/МВт·год (OCGT1), що зумовлено як високими значеннями SRCE, так і LRCE.

Ранжування технологій за критеріями цінності та чистоти ЕЕ в електроенергетичній системі наведено у табл. 6.18. Найвищий рівень гнучкості мають газотурбінні установки відкритого циклу OCGT2 (0,97) та OCGT1 (0,94), що зумовлено їх швидкістю нарощування потужності – 8–12% за хвилину, мінімальною стабільною генерацією – 20%, коротким часом переходу в гарячий (2 години) та в холодний (3 години) стани, а також мінімальним часом роботи й простою – 1 година. Це дозволяє використовувати їх для швидкого маневрування. Водночас газові паротурбінні установки (SubC TRP та SupC TRP) також мають високий рівень гнучкості. Однак порівняно з установками відкритого циклу їх можливості до маневрування звужені через тривалий час переходу з гарячий (8 годин) та холодний (48 годин) стани, а також мінімальний час роботи та простою (5 годин), що зумовлює лише декілька періодів зупинки протягом року.

Технології комбінованої парогазової генерації старого покоління (CCGT1 та CCGT2) мають низький рівень гнучкості – 0,15, проте для 3-5 покоління гнучкість зростає удвічі, сягаючи 0,30. Газові когенераційні установки мають відносно низький рівень гнучкості (0,23), що зумовлено швидкістю нарощування потужності становить 4% за хвилину, мінімально стабільною генерацією у 40%, а також часом переходу з гарячого у холодний стан у 48 годин. Подібний рівень гнучкості також демонструє технологія IGCC.

Паротурбіна електрогенерації демонструє порівняно низький рівень гнучкості, яка поступово зростає з переходом із докритичних на ультранадкритичні параметри пари: від 0,15 до 0,29 для кам'яного вугілля та від 0,09 до 0,11 для бурого вугілля.

За показником чистоти ЕЕ високий рівень демонструють газові технології, і цей показник зростає зі підвищенням їх енергоефективності. Високоенергоефективні когенераційні установки мають ранговий коефіцієнт чистоти 1,00 при викидах CO_2 у 277 кг/МВт·год. Для комбінованих парогазових установок залежно від покоління цей показник коливається від 0,56 (CCGT1) до 0,89 (CCGT5), що зумовлено зниженням викидів CO_2 від 513 до 342 кг/МВт·год. Порівняно з ними газотурбінні установки відкритого циклу мають нижчі показ-

Таблиця 6.18

Ранжування технологій традиційної електрогенерації за гнучкістю та чистотою ЕЕ

Технологія	Паливо	Мінімальна стабільна генерація			Швидкість нарощування потужності			Швидкість зниження потужності			Мінімальний час роботи/ простою			Час переходу в гарячий стан			Час переходу з гарячого у холодний стан			Гнучкість ЕЕ			Викиди CO ₂			Чистота ЕЕ	
		%	Ранг	коэф.	%/хв	Ранг	коэф.	%/хв	Ранг	коэф.	год	Ранг	коэф.	год	Ранг	коэф.	год	Ранг	коэф.	год	Ранг	коэф.	кВт/год	Ранг	коэф.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25			
OCGT1	Газ	20	15	100	8	15	88	8	15	88	1	17	100	2	17	100	3	17	100	0,96	586	8	0,44	0,44			
OCGT 2	Газ	20	15	100	12	16	94	12	16	94	1	17	100	2	1	6	3	17	100	0,61	489	12	0,67	0,67			
SubCTPP	Газ	20	15	100	15	17	100	15	17	100	5	9	53	8	3	18	48	7	41	0,58	570	9	0,50	0,50			
SupCTPP	Газ	20	15	100	15	17	100	15	17	100	5	9	53	8	3	18	48	7	41	0,58	500	11	0,61	0,61			
CCGT1	Газ	50	1	7	2	1	6	5	1	6	3	12	71	8	3	18	48	7	41	0,15	513	10	0,56	0,56			
CCGT2	Газ	50	1	7	2	1	6	5	1	6	3	12	71	8	3	18	48	7	41	0,15	428	13	0,72	0,72			
CCGT3	Газ	40	6	40	4	8	47	5	1	6	2	14	82	8	3	18	48	7	41	0,30	366	14	0,78	0,78			
CCGT4	Газ	40	6	40	4	8	47	5	1	6	2	14	82	8	3	18	48	7	41	0,30	353	15	0,83	0,83			
CCGT5	Газ	40	6	40	4	8	47	5	1	6	2	14	82	8	3	18	48	7	41	0,30	342	16	0,89	0,89			

Закінчення табл. 6.18

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
CHP1	Газ	40	6	40	4	8	47	5	1	6	8	3	18	8	3	18	48	7	41	0,23	311	17	0,94	0,94
CHP2	Газ	40	6	40	4	8	47	5	1	6	8	3	18	8	3	18	48	7	41	0,23	277	18	1,00	1,00
SubC TRP	KB	40	6	40	2	1	6	5	1	6	8	3	18	12	13	76	72	1	6	0,15	967	2	0,11	0,11
SupC TRP	KB	40	6	40	2	1	6	5	1	6	6	8	47	12	13	76	72	1	6	0,18	846	4	0,22	0,22
USC TRP	KB	25	14	93	4	8	47	5	1	6	5	9	53	12	13	76	72	1	6	0,29	736	6	0,33	0,33
IGCC	KB	40	6	40	4	8	47	5	1	6	8	3	18	8	3	18	48	7	41	0,23	705	7	0,39	0,39
SubC TRP	BB	50	1	7	2	1	6	5	1	6	11	1	6	12	13	76	72	1	6	0,09	1039	1	0,06	0,06
SupC TRP	BB	50	1	7	2	1	6	5	1	6	9	2	12	12	13	76	72	1	6	0,10	909	3	0,17	0,17
USC TRP	BB	50	1	7	2	1	6	5	1	6	8	3	18	12	13	76	72	1	6	0,11	790	5	0,28	0,28

Примітка: PWR була виключена з оцінки гнучкості та чистоти EE, оскільки вона проєктується виключно для базового навантаження і не спричиняє викидів CO₂ внаслідок горіння викопних ПЕР.

Джерело: авторські розрахунки за [36; 49]

ники чистоти EE: від 0,67 до 0,44, що відповідає викидам від 489 до 586 кг/МВт-год. Технології на кам'яному вугіллі мають значно нижчу чистоту EE, з ранговим коефіцієнтом від 0,11 для докритичних блоків до 0,39 для IGCC. Технології на бурому вугіллі є найбільш «брудними», демонструючи найнижчі показники чистоти: ранговий коефіцієнт становить 0,06 для докритичних і зростає до 0,28 для ультранадкритичних параметрів пари.

Представлені дані дають змогу провести оцінку цінної вартості EE для різних технологій традиційної електрогенерації (табл. 6.19). Найнижчу ціннісну вартість EE має високоефективна газова когенерація нового покоління (CHP2) – 178,78 євро/МВт-год, що зумовлено її екологічною чистотою, високою енергоефективністю та помірним рівнем гнучкості. Високий ранг за ціннісною вартістю EE також демонструють комбіновані парогазові установки останнього покоління (CCGT3-CCGT5) – 201,77-239,39 євро/МВт-год, які поєднують низьке значення LCOE з достатньою гнучкістю та високим рівнем чистоти. Порівняно з ними старі парогазові технології (CCGT1-CCGT2) втрачають ціннісну вартість EE, маючи LCOEв 535,65 євро/МВт-год та 395,75 євро/МВт-год відповідно, що обумовлено їх низькою гнучкістю та помірною чистотою. Серед маневрових технологій найбільш ціннісними за вартістю EE є газотурбінні установки відкритого циклу 2-го покоління (OCGT2) – 241,81 євро/МВт-год, які мають високу гнучкість та вищу чистоту EE порівняно з OCGT1. Попри високу швидкодію, їхня економічна ефективність залишається низькою через високовартісну паливну складову та витрати на часті запуски.

Натомість технології паротурбінної генерації на кам'яному вугіллі, попри помірне значення LCOE, демонструють високі показники ціннісної вартості EE (LCOEв) через дуже низьку екологічну сталість і обмежену гнучкість. Тільки перехід на сучасні технології USC та IGCC може забезпечити відносно конкурентоспроможний рівень за ціннісною вартістю EE (383,75 євро/МВт-год та 414,85 євро/МВт-год відповідно). Буровугільна паротурбінна генерація на докритичних та надкритичних параметрах пари має надвисокі значення ціннісної вартості EE (1482,14 євро/МВт-год та 723,05 євро/МВт-год відповідно).

Таблиця 6.19

Розрахунок цінної вартості ЕЕ для традиційних технологій електрогенерації

Технологія	Паливо	Нормована вартість ЕЕ (LCOE)	Ранг за LCOE	Гнучкість ЕЕ	Чистота ЕЕ	Ціннісна вартість ЕЕ (LCOE _v)	Ранг за LCOE _v
OCGT1	Газ	185,48	18	0,96	0,44	284,08	8
OCGT 2	Газ	154,35	15	0,61	0,67	241,81	6
SubC TPP	Газ	167,61	17	0,58	0,50	310,97	9
SupC TPP	Газ	149,12	13	0,58	0,61	250,26	7
CCGT1	Газ	155,12	16	0,15	0,56	535,65	14
CCGT2	Газ	130,67	11	0,15	0,72	395,75	11
CCGT3	Газ	114,72	8	0,30	0,78	239,39	5
CCGT4	Газ	111,72	7	0,30	0,83	225,23	4
CCGT5	Газ	103,37	5	0,30	0,89	201,77	3
CHP1	Газ	92,86	3	0,23	0,94	199,93	2
CHP2	Газ	85,44	1	0,23	1,00	178,78	1
SubC TPP	КВ	149,99	14	0,15	0,11	1165,32	17
SupC TPP	КВ	134,04	12	0,18	0,22	678,58	15
USC TPP	КВ	119,65	9	0,29	0,33	383,75	10
IGCC	КВ	123,64	10	0,23	0,39	414,85	12
SubC TPP	БВ	106,02	6	0,09	0,06	1482,14	18
SupC TPP	БВ	94,91	4	0,10	0,17	723,05	16
USC TPP	БВ	88,68	2	0,11	0,28	505,92	13

Джерело: авторські розрахунки

Лише перехід на ультранадкритичні параметри пари робить її порівняною (505,92 євро/МВт·год) з комбінованою парогазовою генерацією першого покоління (CCGT1 – 535,65 євро/МВт·год).

Проведені розрахунки SRCE, LRCE, LCOE та LCOE_v дозволяють провести оцінку середньозваженої вартості ЕЕ, яка генерується у меж-

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

ах реалізації кожного з розроблених сценаріїв адекватного розвитку генеруючих потужностей, наведених у пп. 6.2, з урахуванням технологічного складу потужностей, структури валового виробництва та прогнозованої динаміки валової генерації та генеруючих потужностей.

Враховуючи побудовані в пп. 6.2 сценарії консервативного, низьковуглецевого та стриманого розвитку, проведемо аналіз середньозважених показників SRCE, LRCE та LCOE для традиційних потужностей.

Консервативний сценарій розвитку передбачає поступове відновлення електроенергетичної системи України зі збереженням існуючого технологічного профілю генерації та обмеженим рівнем модернізації. Структура валового виробництва ЕЕ формується на основі домінування атомної генерації (32,4%), а також традиційної теплової генерації, в якій зберігаються значні частки вугільних ТЕС (19,8%) і газових ТЕЦ (12,7%). Проведена оцінка середньозважених показників SRCE, LRCE та LCOE у межах цього сценарію дозволяє кількісно визначити діапазон цін на ЕЕ в межах товарного РЕЕ та РТП залежно від технологічної модернізації генеруючих потужностей (табл. 6.20).

Таблиця 6.20

Середньозважені цінові індикатори традиційної електрогенерації за консервативним сценарієм розвитку, євро/МВт-год

Прогнозний період	Найгірша оцінка (SubC, CHP1, PWR)				Найкраща оцінка (додатковий приріст USC, CHP2, PWR)			
	SRCE	LRCE	LCOE	CP	SRCE	LRCE	LCOE	CP
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2024	69,6	13,4	83,0	9,2	69,6	13,4	83,0	9,2
2025	70,1	13,4	83,5	9,1	69,6	13,4	82,9	9,1
2026	70,6	13,3	83,9	9,1	69,8	13,3	83,2	9,1
2027	71,1	13,2	84,3	9,0	70,1	13,3	83,4	9,1
2028	71,6	13,1	84,7	9,0	70,3	13,2	83,6	9,1
2029	72,1	13,1	85,1	8,9	70,6	13,2	83,8	9,0

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2030	72,6	13,0	85,5	8,9	70,9	13,1	84,0	9,0
2031	74,3	12,7	87,0	8,7	72,4	12,9	85,2	8,8
2032	76,1	12,5	88,5	8,5	73,8	12,6	86,5	8,7
2033	76,5	12,4	88,9	8,5	74,1	12,6	86,7	8,6
2034	76,9	12,3	89,3	8,4	74,3	12,6	86,9	8,6
2035	74,4	12,7	87,1	8,7	71,8	12,9	84,7	8,8

Примітка: СР – плата за потужність

Джерело: авторські розрахунки

У разі відсутності технологічного оновлення середньозважене значення короткострокових витрат (SRCE) зростає з 69,6 євро/МВт·год у 2024 р. до 76,9 євро/МВт·год у 2034 р., із незначним зниженням до 74,4 євро/МВт·год у 2035 р. через введення додаткових потужностей АЕС. Паралельно з цим довгострокові витрати (LRCE) поступово знижуються з 13,4 до 12,3 євро/МВт·год, що зумовлено стабілізацією структури генеруючих потужностей. У підсумку, зважене LCOE досягає 89,3 євро/МВт·год у 2034 р., що відповідає найвищому значенню в межах сценарію. Відповідна плата за потужність зменшується з 9,2 до 8,7 євро/МВт·год.

У разі орієнтації на модернізацію генераційних потужностей – зокрема будівництва 960 МВт USC на кам'яному вугіллі та 700 МВт високоефективної генерації CHP2), – динаміка SRCE є значно стриманішою: з 69,6 євро/МВт·год у 2024 р. до 74,3 євро/МВт·год у 2034 р., з подальшим зниженням до 71,8 євро/МВт·год у 2035 р. LRCE залишається на рівні 13,4–12,6 євро/МВт·год, що свідчить про більшу капіталоемність технологій, але з вищою економічною віддачею в прогностичному періоді. У результаті, максимальне значення зваженого LCOE знижується до 84,7 євро/МВт·год, тобто на 2,8 % порівняно із верхньою оцінкою, тоді як плата за потужність зберігається на рівні 8,6–9,1 євро/МВт·год.

Низьковуглецевий сценарій розвитку передбачає структурну трансформацію електроенергетичного балансу в напрямку декарбонізації, електрифікації та підвищення гнучкості. У структурі валового виробництва ЕЕ частка традиційної генерації суттєво зменшується: наприкінці прогнозного періоду, вугільні ТЕС забезпечують лише 5,2% обсягів, при цьому з експлуатації виводиться 2,35 ГВт потужностей, газові ТЕЦ – 10,1%, із введенням додатково 1,1 ГВт нових потужностей, ГТУ – 7,4%, із введенням 4,1 ГВт високоманеврових газотурбінних установок. Водночас провідну роль серед традиційних джерел зберігає атомна генерація з часткою 27,8% у загальному балансі.

Оцінка середньозважених показників SRCE, LRCE та LCOE у межах низьковуглецевого сценарію розвитку здійснювалася за трьома варіантами, що відрізняються за рівнем ціннісної вартості ЕЕ (LCOE_{Ev}) для забезпечення приросту генеруючих потужностей: 1) розбудова додаткові потужності високим LCOE_{Ev} (ОСГТ1 та СНР1); 2) СНР2 та ОСГТ2; 3) приріст традиційної теплової генерації найнижчим рівнем LCOE_{Ev} (СНР2 та ССГТ5). Результати оцінки зважених SRCE, LRCE та LCOE для кожного з варіантів наведені в *табл. 6.21*, що дозволяє визначити допустимий діапазон цінних індикаторів на товарному РЕЕ та РП в умовах цільової декарбонізації електроенергетичної системи.

За низьковуглецевим сценарієм розвитку, у разі збереження високої частки генерації з використанням технологій з найвищою ціннісною вартістю ЕЕ (ОСГТ1, СНР1), середньозважене значення SRCE зростає до 72,5 євро/МВт·год, а LRCE – до 14,7 євро/МВт·год, що зумовляє підвищення зваженого LCOE до 87,2 євро/МВт·год у 2035 р. Відповідна плата за потужність буде на рівні 8,9–9,7 євро/МВт·год. У разі переорієнтації на використання технологій високоєфективної когенерації (СНР2) та високоманеврової генерації (ОСГТ2), зростання SRCE обмежується 67,4 євро/МВт·год, проте LRCE зростає до 15,6 євро/МВт·год, забезпечуючи LCOE на рівні 82,2 євро/МВт·год у 2035 р. Плата за потужність при цьому зростає до 12,6 євро/МВт·год.

Таблиця 6.21
Середньозважені цінні індикатори традиційної електрогенерації за низьковуглецевим сценарієм розвитку, євро/МВт·год

Прогнозний період	Найгірша оцінка (SubC, SNP1, PWR, OSGT1)				Середня оцінка (додатковий приріст SNP2, OSGT2)				Найкраща оцінка (додатковий приріст SNP2, CCGT5)			
	SRCE	LRCE	LCOE	CP	SRCE	LRCE	LCOE	CP	SRCE	LRCE	LCOE	CP
2024	69,6	13,4	83,0	9,2	69,6	13,4	83,0	9,2	69,6	13,4	83,0	9,2
2025	72,3	13,6	85,8	9,4	71,0	13,7	84,6	9,7	69,5	13,7	83,1	9,7
2026	74,3	13,7	88,0	9,5	72,0	13,9	85,7	10,2	69,3	13,9	83,0	10,2
2027	75,9	13,8	89,7	9,6	72,7	14,1	86,6	10,6	68,9	14,1	82,8	10,6
2028	77,2	14,0	91,2	9,7	73,3	14,3	87,3	11,1	68,5	14,3	82,5	11,1
2029	78,2	14,1	92,3	9,7	73,7	14,4	87,8	11,5	68,1	14,4	82,2	11,5
2030	78,7	14,2	92,9	9,7	73,7	14,6	87,9	11,8	67,5	14,6	81,7	11,8
2031	81,1	14,1	95,2	9,7	75,2	14,7	89,4	12,2	68,1	14,7	82,3	12,2
2032	83,4	14,1	97,5	9,6	76,7	14,7	90,9	12,7	68,7	14,7	82,8	12,7
2033	82,9	14,2	97,1	9,5	76,1	14,9	90,3	12,9	67,7	14,9	82,0	12,9
2034	81,9	14,3	96,2	9,3	75,0	15,1	89,4	13,1	66,6	15,1	81,0	13,1
2035	72,5	14,7	87,2	8,9	67,4	15,6	82,2	12,6	61,5	15,6	76,3	12,6

Джерело: авторські розрахунки

Найбільш економічно доцільною траєкторією в межах сценарію є приріст потужностей за рахунок технологій з найнижчою ціннісною вартістю ЕЕ (СНР2 і ССГТ5). У цьому випадку SRCE знижується до 61,5 євро/МВт·год, LRCE становить 15,6 євро/МВт·год, а зважений LCOE – лише 76,3 євро/МВт·год у 2035 р. (на 8,1 % менше порівняно з 2024 р.). Плата за потужність при цьому залишається на рівні 12,6–13,1 євро/МВт·год.

Загалом низьковуглецевий сценарій демонструє високу цінову чутливість до вибору технологій приросту потужностей, що підкреслює необхідність їх оптимізації з урахуванням LCOE_в як ключового параметра.

Сценарій стриманого розвитку відображає інерційну траєкторію розвитку в умовах невизначеності інвестиційного середовища та унеможливлення реалізації великих централізованих проєктів. Ключовим обмеженням виступає неможливість введення нових енергоблоків АЕС, що зумовлює зниження частки атомної генерації до 26,8 % у структурі валового виробництва ЕЕ до 2035 р. Газова генерація охоплює 17,2 % – з них 12,4 % припадає на газові ТЕЦ та 4,8 % – на високоманеврові ГТУ. Вугільна генерація зберігається на рівні 16,9 %, зберігаючи роль напівпікового навантаження в умовах структурної інерції та обмеженого розвитку нових технологій.

Оцінка середньозважених показників SRCE, LRCE та LCOE у межах сценарію стриманого розвитку здійснювалася за трьома варіантами конфігурації приросту потужностей, сформованими за аналогією зі сценарієм низьковуглецевого розвитку – з різним рівнем ціннісної вартості ЕЕ (LCOE_в), – результати якої наведені у *табл. 6.22*.

За сценарієм стриманого розвитку, у разі збереження пріоритету технологій із найвищою ціннісною вартістю ЕЕ (ОСГТ1, СНР1), середньозважене SRCE зростає до 90,4 євро/МВт·год у 2035 р., що відповідає найвищому рівню серед усіх сценаріїв. Паралельно з цим LRCE зменшуються до 12,1 євро/МВт·год. У результаті зважене значення LCOE сягає 102,5 євро/МВт·год у 2035 р., а відповідна плата за потужність знижується до 7,7 євро/МВт·год.

Таблиця 6.22

Середньозважені цінні індикатори традиційної електрогенерації
за сценарієм стриманого розвитку, євро/МВт-год

Прогнозний період	Найгірша оцінка (SubC, SNP1, PWR, OCGT1)				Середня оцінка (додатковий приріст SNP2, OCGT2)				Найкраща оцінка (додатковий приріст SNP2, CCGT5)			
	SRCE	LRCE	LCOE	CP	SRCE	LRCE	LCOE	CP	SRCE	LRCE	LCOE	CP
2024	69,6	13,4	83,0	9,2	69,6	13,4	83,0	9,2	69,6	13,4	83,0	9,2
2025	71,1	13,4	84,5	9,2	70,6	13,4	84,0	9,3	70,0	13,4	83,4	9,3
2026	72,2	13,4	85,6	9,2	71,4	13,4	84,8	9,4	70,3	13,4	83,7	9,4
2027	73,2	13,4	86,6	9,2	72,0	13,4	85,4	9,5	70,6	13,4	84,0	9,5
2028	74,2	13,4	87,6	9,2	72,6	13,4	86,1	9,6	70,8	13,4	84,2	9,6
2029	75,1	13,4	88,5	9,2	73,2	13,4	86,6	9,7	71,0	13,4	84,5	9,7
2030	75,7	13,4	89,1	9,2	73,6	13,4	87,0	9,7	71,2	13,4	84,6	9,7
2031	77,8	13,2	91,0	9,0	75,4	13,2	88,7	9,7	72,6	13,3	85,9	9,7
2032	84,2	12,6	96,8	8,1	81,0	12,7	93,7	8,8	77,3	12,7	90,0	8,8
2033	84,7	12,6	97,4	8,0	81,4	12,7	94,0	8,8	77,4	12,7	90,1	8,8
2034	90,0	12,1	102,1	7,7	85,9	12,2	98,1	8,6	81,2	12,2	93,4	8,6
2035	90,4	12,1	102,5	7,7	86,1	12,2	98,3	8,7	81,3	12,2	93,4	8,7

Джерело: авторські розрахунки

Орієнтація на використання більш ефективних технологій (CCGT2, CHP2) дає змогу обмежити зростання SRCE до 86,1 євро/МВт·год у 2035 р., при зростанні LRCE до 12,2 євро/МВт·год. Це формує зважене значення LCOE на рівні 98,3 євро/МВт·год, що на 4,1 % нижче порівняно з найгіршою конфігурацією. Плата за потужність зростає до рівня консервативного сценарію – до 8,7 євро/МВт·год.

Найнижчі витрати на генерацію досягаються у разі пріоритетного розвитку технологій з найвищою цінністю ЕЕ (CHP2, CCGT5): SRCE обмежується 81,3 євро/МВт·год, LRCE стабілізується на рівні 12,2 євро/МВт·год, а зважене значення LCOE знижується до 93,4 євро/МВт·год у 2035 р. (на 12,5 % вище порівняно із 2024 р.). Плата за потужність становить 8,7 євро/МВт·год.

Таким чином, сценарій стриманого розвитку характеризується низькою капіталомісткістю, але високою залежністю від короткострокових витрат, що підкреслює вирішальне значення ціннісної вартості ЕЕ для вибору траєкторій розвитку генераційних потужностей в умовах обмежень.

Запропонований методичний підхід до оцінки ціннісної вартості ЕЕ (LCOE_v) дозволив визначити діапазон цінових індикаторів для товарного ринку «сірої» ЕЕ та рівня платежів на ринку традиційних потужностей. Його застосування дозволяє зіставляти альтернативні конфігурації приросту генеруючих потужностей за системною економічною доцільністю, інтегруючи коротко- і довгострокові витрати виробництва, а також потенціал стабільного забезпечення енергетичних потреб у пікові години навантаження. LCOE_v виступає ціновим індикативом для прийняття рішень щодо закупівлі електроенергії на РЕЕ та структуризації контрактів на РТП у межах сценарного планування розвитку енергосистеми.

Для розбудови відновлюваної електроенергетики в Україні передбачається формування двох взаємодоповнюючих продуктових сегментів: (1) одностороннього ВДР-аукціону «зеленою» ЕЕ в межах товарного РЕЕ, та ринку альтернативної потужності (РАП) як спеціалізованого сегмента РП. У рамках першого сегмента виробники ЕЕ

з ВДЕ подають цінові заявки на продаж усього прогнозованого обсягу генерації, тоді як постачальники ЕЕ зобов'язані подавати безцінові заявки на закупівлю відповідно до частки «зеленої квоти», пропориційної їх акцептованим обсягам на РДН. Визначення ціни відсікання здійснюється за кривою пропозиції продавців: заявки вище маржинальної ціни не реалізуються, а нереалізовані обсяги перенаправляються на безперервний ВДР або, в крайньому випадку, автоматично на БР, де підлягають обов'язковому викупу системним оператором за ціною БР. Такий підхід забезпечує ринково орієнтовану інтеграцію ВДЕ, стимулює конкуренцію за операційними витратами, усуває цінові спотворення та знижує навантаження на систему балансування. Водночас РАП забезпечує довгострокову підтримку нових генеруючих потужностей з ВДЕ шляхом проведення аукціонів на будівництво, спрямованих на покриття постійних витрат і гарантування повернення інвестицій. Функціонуючи за цільовим обсягоорієнтованим підходом, РАП мінімізує вплив на товарний ринок і виконує стратегічну роль у розвитку національної електроенергетичної системи.

З огляду на функціональне розмежування ВДР як інструменту короткострокової торгівлі обсягами виробництва, та РАП як механізму компенсації інвестицій на створення нових потужностей, виникає об'єктивна потреба у відокремленому врахуванні коротко- та довгострокових складових вартості виробництва ЕЕ з ВДЕ. Для забезпечення обґрунтованості ринкових механізмів та недискримінаційного відбору технологій доцільно розділити рівень витрат на одиницю ЕЕ на два незалежні показники – короткострокові (SRCE) та довгострокові (LRCE) витрати, що, відповідно, можуть бути використані для ранжування заявок на ВДР-аукціонах і для визначення базових параметрів контрактів на РАП.

Неупередженість оцінки та відбору пріоритетних технологій ЕЕ із ВДЕ забезпечується за допомогою використання міжнародної практики, якою може виступати база даних Міжнародного агентства з відновлюваних джерел енергії (IRENA) [54]. В роботі наведено апробацію запропонованого методичного забезпечення для технологій відновлюваної електрогенерації за різних показників капітало-

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

місткості та завантаженості виробництва. Вихідні дані для оцінки вартості технологій ЕЕ із ВДЕ наведено у табл. 6.23.

Таблиця 6.23

Витрати на виробництво ЕЕ із ВДЕ за різних технологій електрогенерації

Тип генерації	Коефіцієнт використання потужності (%)	Термін служби (років)	Типова потужність (МВт)	Початкові капітальні витрати (євро/кВт)	Експлуатаційні витрати (євро/кВт/рік)	ККД перетворення (%)
Малі ГЕС	50	40	10	2150	43,00	100
Великі ГЕС	50	60	100	1290	25,80	100
Наземні ВЕС	34	30	100	1290	51,60	100
Офшорні ВЕС	45	30	50	2468	135,88	100
Дахові СЕС	16	30	0.10	1204	12,04	100
Промислові СЕС	18	30	1	860	8,60	100
Сонячні концентратори без накопичення	25	35	50	1935	19,78	33
Сонячні концентратори з накопиченням	38	35	50	3440	103,20	33
БЕС (тверде паливо)	70	25	50	2365	59,34	38
БЕС (звалищний газ)	70	25	5	1548	38,70	32
ГеоЕС	80	50	25	2150	86,00	10
Хвильові ЕС	50.	25	5	3010,	30,10	100

Джерело: складено за [54]

Оцінка технологій відновлюваної генерації за SRCE та LRCE дозволила провести їх диференціацію за економічною доцільністю участі у відповідних сегментах товарного РЕЕ та РАП (табл. 6.24).

Для участі у внутрішньодобових «зелених» аукціонах (ВДР), де відбір генерації здійснюється за принципом мінімізації операційних

Таблиця 6.24

Результати економічної оцінки вартості ЕЕ впродовж життєвого циклу за різних технологій відновлюваної електрогенерації, євро/МВт-год

Тип генерації	SRCE		LRCE		LCOE		Плата за потужність	
	Євро/МВт-год	Ранг	Євро/МВт-год	Ранг	Євро/МВт-год	Ранг	Євро/МВт-год	Ранг
Малі ГЕС	9,82	8	50,2	6	60,01	5	25,1	8
Великі ГЕС	5,89	2	29,55	2	35,44	2	14,77	3
Наземні ВЕС	17,32	10	45,94	5	63,27	6	15,62	4
Офшорні ВЕС	34,47	12	66,42	8	100,89	11	29,89	10
Дахові СЕС	8,59	5	91,12	10	99,71	9	14,58	2
Промислові СЕС	5,45	1	57,86	7	63,31	7	10,41	1
Сонячні концентратори без накопичення	9,03	6	91,62	11	100,65	10	22,9	6
Сонячні концентратори з накопиченням	31	11	107,15	12	138,16	12	40,72	12
БЕС (тверде паливо)	9,68	7	42,49	4	52,17	4	29,74	9
БЕС (звалищаний газ)	6,31	3	27,81	1	34,12	1	19,47	5
ГеоЕС	12,27	9	30,94	3	43,21	3	24,75	7
Хвильові ЕС	6,87	4	75,71	9	82,58	8	37,85	11

Джерело: авторські розрахунки

витрат, найбільш ефективними виявилися технології з найнижчим рівнем SRCE – промислові сонячні електростанції (5,45 євро/МВт-год), великі ГЕС (5,89 євро/МВт-год), біоелектростанції зі звалищним газом (6,31 євро/МВт-год) та хвильові електростанції (6,87 євро/МВт-год). Ці джерела забезпечують найнижчі граничні витрати генерації, що є критично важливим для конкурентного добору в умовах одностороннього ВДР-аукціону, де встановлення ціни відсікання базується на кривій пропозиції.

Водночас для довгострокової підтримки нових потужностей у межах РАП доцільно орієнтуватися на технології з найменшими значеннями LRCE, які забезпечують стабільний економічний ефект при інвестиціях у будівництво. Оцінка LRCE дозволила сформувану диференційовану структуру підтримки нових потужностей у межах РАП відповідно до типології лотів зазначеної у пп. 5.3. До лоту 1 віднесено добре освоєні потужності негарантованої відновлюваної генерації із LRCE – від 27,81 до 57,86 євро/МВт-год (великі ГЕС, наземні ВЕС, промислові СЕС). До лоту 2 можуть бути включено мало освоєні негарантовані технології з найвищими LRCE – понад 60 євро/МВт-год (офшорні ВЕС; дахові СЕС; сонячні концентратори; хвильова генерація). До лоту 3 належать гарантовані маневрові потужності з потенціалом системної гнучкості – геоЕС, БЕС, малі ГЕС, з LRCE у межах 30,94–50,2 євро/МВт-год.

Отримані результати можуть бути використані для визначення цінових орієнтирів при проведенні цільових аукціонів РАП та забезпечення ефективного розвитку генерації на основі ВДЕ без створення надмірного навантаження на товарний РЕЕ. Для кожного лоту можливе встановлення маржинальної плати за потужність на основі найвищого значення серед включених до нього технологій. Для лоту 1 маржинальна плата за потужність може дорівнювати 15,62 євро/МВт-год (наземні ВЕС), що свідчить про відносно низький рівень довгострокової підтримки, необхідної для забезпечення інвестиційної привабливості добре освоєних технологій негарантованої генерації. Для лоту характерна найвища плата за потужність – до 40,72 євро/МВт-год (сонячні концентри з накопиченням), що

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

вказує на підвищені інвестиційні ризики та потребу в додаткових стимулах. Лот 3 може мати маржинальну плату за потужність 29,74 євро/МВт·год (БЕС на твердому паливі), яка відображає системну цінність цих потужностей для забезпечення балансування та гнучкості електроенергетичної системи.

З метою обґрунтування цінових орієнтирів для розвитку генерації з ВДЕ в межах сценаріїв консервативного, стриманого та низьковуглецевого розвитку (табл. 6.25) проведено оцінку середньозважених показників SRCE, LRCE та LCOE для альтернативних потужностей за двома варіантами: (1) добре освоєні технології генерації ЕЕ з ВДЕ (наземні ВЕС, промислові СЕС та БЕС на твердому паливі); (2) на додаткових приріст енергоефективніших, але менш освоєних технологій ВДЕ (офшорні ВЕС, сонячні концентратори з накопиченням і БЕС на звалищному газі).

У межах консервативного сценарію розвитку ВДЕ на основі добре освоєних технологій (середньозважені витрати залишаються найнижчими серед усіх варіантів: SRCE становить 9,48 євро/МВт·год, LRCE – 47,51 євро/МВт·год, а LCOE – 56,99 євро/МВт·год. Такий варіант забезпечує найкраще співвідношення між короткостроковими та довгостроковими витратами, будучи найбільш придатним для швидкої масштабованої інтеграції у товарний ринок. У разі реалізації сценарію через менш освоєні технології середньозважені витрати зростають: SRCE – до 14,03 євро/МВт·год, LRCE – до 67,13 євро/МВт·год, LCOE – до 81,16 євро/МВт·год, що обумовлює потребу в додаткових механізмах довгострокової підтримки інвестицій.

Сценарій низьковуглецевого розвитку передбачає переважне впровадження енергоефективних, але технологічно складніших об'єктів генерації з ВДЕ. Для добре освоєних технологій витрати зростають помірно: SRCE – до 9,7 євро/МВт·год, LRCE – до 45,0 євро/МВт·год, а LCOE – до 54,6 євро/МВт·год.

Натомість у разі розвитку мало освоєних технологій (лот 2), усі показники суттєво збільшуються: SRCE – до 17,2 євро/МВт·год, LRCE – до 56,1 євро/МВт·год, а LCOE – до 73,3 євро/МВт·год.

Таблиця 6.25

Середньозважені цінові індикатори відновлюваної електрогенерації за сценаріями розвитку, євро/МВт·год

Прогнозний період	Добро освоєні технології (промислові СЕС, наземні ВЕС, БЕС на твердому біопаливі)				Мало освоєні технології (додатковий приріст сонячні концентратори з накопиченням, офшорні ВЕС, БЕС на звалищному газі)			
	SRCE	LRCE	LCOE	CP	SRCE	LRCE	LCOE	CP
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<i>Консервативний сценарій</i>								
2024	7,0	44,1	51,2	7,1	7,0	44,1	51,2	7,1
2025	7,5	43,5	50,9	7,4	8,0	44,2	52,3	7,6
2026	7,8	43,0	50,7	7,7	8,7	44,3	53,1	7,9
2027	8,0	42,6	50,6	7,9	9,3	44,4	53,7	8,2
2028	8,2	42,3	50,5	8,1	9,7	44,4	54,2	8,5
2029	8,3	42,0	50,4	8,2	10,1	44,5	54,6	8,7
2030	8,5	41,8	50,3	8,4	10,4	44,5	54,9	8,9
2031	8,6	41,7	50,2	8,5	10,7	44,5	55,2	9,1
2032	8,7	41,5	50,2	8,6	10,9	44,6	55,4	9,2
2033	8,7	41,4	50,1	8,7	11,1	44,6	55,6	9,4
2034	8,8	41,3	50,1	8,8	11,2	44,6	55,8	9,5
2035	8,9	41,2	50,0	8,9	11,4	44,6	56,0	9,6
<i>Сценарій низьковуглецевого розвитку</i>								
2024	7,0	44,1	51,2	7,1	7,0	44,1	51,2	7,1
2025	7,6	44,3	51,9	7,5	9,3	46,8	56,1	8,0
2026	8,1	44,5	52,5	7,9	11,0	48,8	59,8	8,7
2027	8,4	44,6	53,0	8,2	12,3	50,3	62,6	9,2
2028	8,7	44,6	53,3	8,4	13,3	51,6	64,9	9,7
2029	8,9	44,7	53,6	8,6	14,2	52,6	66,7	10,1
2030	9,1	44,8	53,8	8,8	14,9	53,4	68,3	10,5
2031	9,2	44,8	54,0	9,0	15,5	54,1	69,6	10,8

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

Закінчення табл. 6.25

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2032	9,4	44,9	54,2	9,1	16,0	54,7	70,7	11,1
2033	9,5	44,9	54,4	9,2	16,4	55,2	71,7	11,4
2034	9,6	44,9	54,5	9,4	16,8	55,7	72,5	11,6
2035	9,7	45,0	54,6	9,5	17,2	56,1	73,3	11,8
<i>Сценарій стриманого розвитку</i>								
2024	7,0	44,1	51,2	7,1	7,0	44,1	51,2	7,1
2025	7,8	44,2	51,9	7,6	8,6	44,6	53,2	7,7
2026	8,3	44,2	52,5	8,0	9,8	44,9	54,7	8,1
2027	8,7	44,2	52,9	8,3	10,7	45,1	55,8	8,5
2028	9,0	44,2	53,2	8,6	11,4	45,3	56,7	8,9
2029	9,3	44,2	53,5	8,9	12,0	45,5	57,5	9,1
2030	9,5	44,2	53,7	9,1	12,5	45,6	58,0	9,4
2031	9,7	44,2	53,9	9,3	12,9	45,7	58,5	9,6
2032	9,8	44,2	54,0	9,5	13,2	45,8	59,0	9,8
2033	10,0	44,2	54,2	9,6	13,5	45,9	59,3	10,0
2034	10,1	44,2	54,3	9,7	13,7	45,9	59,7	10,1
2035	10,2	44,2	54,4	9,9	14,0	46,0	59,9	10,2

Примітка: СР – плата за потужність.

Джерело: авторські розрахунки

За умов сценарію стриманого розвитку, що базується на обмеженому оновленні структури генерації, витрати зростають рівномірно. Для добре освоєних технологій SRCE досягає 10,2 євро/МВт·год, LRCE – 44,2 євро/МВт·год, а LCOE – 54,4 євро/МВт·год. Для мало освоєних технологій спостерігається значніше підвищення витрат: SRCE – 14,0 євро/МВт·год, LRCE – 46,0 євро/МВт·год, LCOE – 59,9 євро/МВт·год. Стриманий сценарій демонструє потенціал стабілізації ринку при одночасному обмеженні ризиків надмірного цінового зростання.

Результати розрахунку LCOE за традиційними та альтернативними технологіями електрогенерації дозволять сформувати зважену вартість ЕЕ в електроенергетичній системі України протягом прогностичного періоду (рис. 6.11).

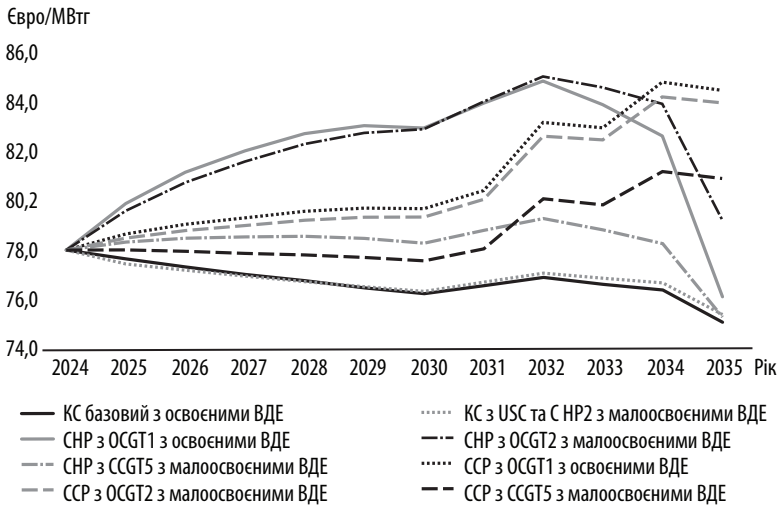


Рис. 6.11. Прогнозування середньозваженої LCOE в електроенергетичній системі України у 2024–2035 рр. за сценаріями розвитку

Примітка: КС – консервативний сценарій, СНР – сценарій низьковуглецевого розвитку, ССР – сценарій стриманого розвитку.

Джерело: авторські розрахунки

Оцінка динаміки середньозваженої нормованої вартості ЕЕ за сценаріями розвитку електроенергетичної системи засвідчила наявність суттєвих відмінностей залежно від конфігурації залучених технологій та обраної стратегії трансформації. У межах консервативного сценарію забезпечується найнижчий рівень LCOE упродовж усього прогностичного періоду – від 78,0 євро/МВт-год у 2024 році до 75,0–75,4 євро/МВт-год у 2035 році. Базовий варіант (з добре освоєними ВДЕ) демонструє поступове зниження LCOE, тоді як варіант з інте-

грацією малоосвоєних технологій (USC, CHP2) має аналогічну динаміку з незначними відхиленнями. Це свідчить про високу стабільність витрат при збереженні традиційної генераційної бази та обмеженому впливі інноваційних джерел.

Сценарій низьковуглецевого розвитку характеризується найвищою ціною варіативністю. Використання добре освоєних ВДЕ у поєднанні з OCGT1 демонструють зростання LCOE до 84,8 євро/МВт-год до 2032 р. з подальшим зниженням до 76,1 євро/МВт-год у 2035 р. Варіант з малоосвоєними технологіями та OCGT2 має ще інтенсивніший профіль зростання – до 85,0 євро/МВт-год у середині періоду, який знижується до 79,2 євро/МВт-год наприкінці прогнозу. Водночас найменший рівень витрат демонструє варіант із високоефективними установками CCGT5 – 75,3 євро/МВт-год у 2035 р. Отримані результати свідчать про суттєвий вплив високої частки ВДЕ на короткострокове зростання витрат, з поступовим їх зниженням унаслідок ефекту масштабування та технологічного вдосконалення.

Сценарій стриманого розвитку демонструє поступове, але стійке підвищення LCOE протягом прогнозного періоду. У конфігураціях із добре освоєними ВДЕ та OCGT1 значення LCOE зростає з 78,0 до 84,4 євро/МВт-год до 2035 р. Аналогічна динаміка характерна для варіанта з OCGT2 – до 83,9 євро/МВт-год. Найкращий результат має комбінація з CCGT5, однак навіть у цьому випадку витрати зростають до 80,8 євро/МВт-год, що суттєво перевищує рівні інших сценаріїв.

Загалом поєднання розвитку високоефективної традиційної генерації (USC, CCGT, OCGT) та масштабного розгортання ВДЕ, особливо малоосвоєних технологій, підвищить вартість ЕЕ у національній електроенергетичній системі. Попри екологічні та системні переваги, масштабне розгортання ВДЕ та розвиток високоефективної традиційної генерації супроводжуються істотним зростанням середньозваженої LCOE у середньостроковій перспективі. Це підвищення витрат ставить під сумнів можливість саморегульованого функціонування РЕЕ виключно на основі ліберальної конкуренції та потребує зміни парадигми.

У цьому контексті запропонована концепція розвитку конкурентного ринку електричної енергії на постнеоліберальній основі, що передбачає стратегічне партнерство між державою та учасниками ринку, дає змогу сформуванню системи пріоритетних індикаторів у площині «цінність – вартість – чистота» ЕЕ та скеровувати ринкові сигнали на операційно ефективні та сталі технології. Такий підхід забезпечує цільову організаційно-економічну підтримку інвестицій через запровадження спеціалізованих форм контрактів, сегментацію ринку, механізми гарантованої плати за потужність.

Висновки до розділу 6

Згідно з проведеним у цьому розділі дослідженням отримано результати методичного та прикладного характеру, зокрема:

1. Удосконалено методичний підхід до оцінки електроенергетичної безпеки, який, на відміну від наявних, передбачає моніторинг споживчої, виробничої та паливної складових електроенергетичної системи з проведенням кількісної та якісної оцінки запасів адекватності, надійності та забезпечення, що дає змогу оперативно визначати ризики й управляти ними через запровадження ринку системних резервів для уникнення електроенергетичних криз. Основними елементами цього підходу є:

- системний моніторинг електроенергетичної системи, що передбачає її декомпозицію на три взаємопов'язані складові – споживчу, виробничу та паливну – з щоденним оцінюванням їхнього стану, що дозволяє визначити ризики у реальному часі;
- кількісний і якісний вимір запасів безпеки для кожної складової: запасу адекватності (AdMar), який визначає здатність системи збалансувати попит і пропозицію, запас надійності (RElMar) – доступність генеруючих потужностей; запасу забезпечення (SufMar) – достатність ПЕР для генерації ЕЕ;
- інтерпретація станів електроенергетичної безпеки за трирівневою шкалою (нормальний, ризиковий, кризовий), що базується на системі граничних значень для кожного з індикаторів і

враховує такі критичні параметри, як пропускна здатність між-державних перетинів, потужність найбільшого енергоблоку та нормативи накопичення палива;

- агрегація компонент у загальний індикатор ElSec, що відображає загальний стан електроенергетичної безпеки як з кількісної (МВт), так і з якісної (%) точки зору;
- оперативне управління ризиками залежно від ідентифікованого стану системи, що включає: саморегулювання через балансуєчий ринок у нормальному стані, системні команди ОСП у ризиковому стані, централізовані дії урядового рівня у кризовому стані;
- запровадження ринку системних резервів як інструменту регулювання на ризики, який охоплює: резерв адекватності (для регулювання навантаження), резерв надійності (для забезпечення стабільної роботи в умовах аварій), резерв забезпечення (для подолання обмежень за паливом), що забезпечує гнучке й своєчасне балансування системи та запобігає розвитку електроенергетичних криз.

Такий підхід дозволяє здійснювати операційне регулювання ринку електричної енергії та приймати обґрунтовані рішення щодо правління електроенергетичною безпекою України в умовах невизначеності та загроз.

2. Удосконалено методичне забезпечення прогнозування розвитку генеруючих потужностей електроенергетичної системи на середньострокову перспективу, яке, на відміну від наявних підходів, що базуються на екстраполяції історичних трендів, ґрунтується на цільовому інтерполяційному підході та дозволяє адаптивно формувати сценарії розвитку, узгоджуючи стратегічні орієнтири з погодинним профілем навантаження та функціональними характеристиками генеруючих потужностей. Відмінні характеристики цього методичного забезпечення:

- інтерполяція між вихідними та цільовими локальними показниками сталості розвитку електроенергетичної структури ге-

генерації, що дозволяє формувати прогностичні тренди згідно з заданими стратегічними орієнтирами;

- декомпозиція споживання та генерації ЕЕ до рівня погодинного навантаження з урахуванням місячної, добової та погодинної сезонності функціонування електроенергетичної системи;
- інтеграція критеріїв адекватності та гнучкості, дозволяючи поєднати оцінку здатності маневрових потужностей адаптуватися до змін залишкового навантаження з узагальненим прогнозом безпеки постачання ЕЕ на середньострокову перспективу;
- адаптивність до різних сценарних умов розвитку електроенергетичної системи, що забезпечується завдяки можливості: гнучко змінювати вихідні цільові орієнтири, модифікувати динаміку введення або виведення генеруючих потужностей, перевіряти кожен сценарій на відповідність погодинному балансу, не лише на рівні річного обсягу, а з урахуванням погодинної операційної стабільності та системної гнучкості;
- сценарно-чутливе прогнозування забезпечує ідентифікацію часових зон структурного дефіциту або профіциту генеруючих потужностей. Це дозволяє оцінити необхідність залучення резервів, обсяги імпорту/експорту чи застосування балансуєчих технологій для підтримки стабільного функціонування системи.

Таке методичне забезпечення дозволяє встановлювати наскрізний зв'язок між стратегічними цілями та операційними параметрами електроенергетичної системи.

3. Удосконалено методичний підхід до економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу, який, на відміну від існуючих, ґрунтується на оцінці ціннісної вартості ЕЕ у площині «вартість-гнучкість-чистота» електрогенерації та дозволяє відокремити короткострокові витрати, які покриваються на товарному РЕЕ, та довгострокові витрати, які компенсуються через плату на РП. Ключовими аспектами цього підходу є:

- впровадження інтегрального індикатора ціннісної вартості ЕЕ (LCOE_v), який поєднує економічну ефективність (LCOE),

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

гнучкість та екологічну чистоту технологій електрогенерації, створюючи прозору, технологічно нейтральну основу для підтримки конкуренції та ранжування технологій відповідно до стратегічних цілей сталого розвитку;

- декомпозиція показника LCOE на дві функціонально відокремлені складові для узгодженого функціонування товарного РЕЕ та РП: SRCE – короткострокові витрати, що покриваються на товарному РЕЕ (СР, РДН, ВДР, БР) і визначають конкурентоспроможність виробництва ЕЕ; LRCE – капітальні витрати на будівництво, реконструкцію або модернізацію генеруючих потужностей, які компенсуються через плату за потужність у межах РП (РТП, РАП);
- застосування LCOE_v для сценарного прогнозування адекватності розвитку електроенергетичної системи, що дає змогу ідентифікувати сталі технології електрогенерації, оцінити їхній вплив на структуру ринку та визначити діапазони цінових індикаторів на РЕЕ та РП залежно від обраної сценарію розвитку (консервативного, низьковуглецевого або стриманого);
- диференціація структури підтримки розвитку електрогенерації із ВДЕ за критеріями економічної доцільності: за SRCE – для обґрунтування участі технологій ВДЕ у ВДР-аукціонах на «зелену» ЕЕ та за LRCE – для формування умов участі в аукціонах на РАП; що дозволило виділити окремі лоти залежно від капіталомісткості та режимів роботи ВДЕ-технологій і обґрунтувати диференційовані рівні маржинальної плати за потужність.

Список використаних джерел до розділу 6

1. Про ринок електричної енергії України : Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>

2. Directive 2005/89/EC concerning measures to safeguard security of electricity supply and infrastructure investment // Eur-Lex. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32005L0089>

3. Звіт з моніторингу безпеки постачань електропостачань за 2019 рік // Міністерство енергетики України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/doccatalog/document?id=245509252>

4. Regulation (EU) 2019/941 on risk-preparedness in the electricity sector // Eur-Lex. URL: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2019.158.01.0001.01.ENG

5. Azzuni A., Breyer C. Definitions and dimensions of energy security: a literature review. 2017. DOI: <https://doi.org/10.1002/wene.268>

6. The EU Water Framework Directive - integrated river basin management for Europe // European Commission. URL: http://ec.europa.eu/environment/water/water-framework/index_en.html

7. Energy Supply Security 2014. Emergency Response of IEA Countries 2014 // International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/ENERGYSUPPLYSECURITY2014.pdf>

8. World Energy Assessment. Energy and the Challenges of Sustainability // United Nations Development Programme. URL: <http://www.undp.org/content/dam/aplaws/publication/en/publications/environment-energy/www-ee-library/sustainable-energy/world-energy-assessment-energy-and-the-challenge-of-sustainability/World%20Energy%20Assessment-2000.pdf>

9. World Energy Trilemma. A more sustainable path to development // World Energy Council. URL: http://www.jisea.org/pdfs/2014_annual_meeting_macnaughton.pdf

10. Energy security World Bank. URL: http://siteresources.worldbank.org/INTRUSSIANFEDERATION/Resources/Energy_Security_eng.pdf

11. Yueh L. An International Approach to Energy Security // World Economic Forum, Global Agenda Council of Energy Security. URL: <http://www.isn.ethz.ch/Digital-Library/Publications/Detail/?lang=en&id=116594>

12. Energy Supply // Intergovernmental Panel on Climate Change. URL: <https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg3/ar4-wg3-chapter4.pdf>

13. Bertalanffy L. von. General System Theory – A Critical Review. *General Systems*. 1962. Vol. VII. P. 1–20. URL: https://monoskop.org/images/7/77/Von_Bertalanffy_Ludwig_General_System_Theory_1968.pdf

14. Beer A. S. Brain of the Firm: The Managerial Cybernetics of Organization. 1981. URL: <https://www.scribd.com/document/371286133/Docfoc-com-Brain-of-the-Firm-Stafford-Beer-pdf>

15. Kyzym M., Hubarieva I., Salashenko T., Khaustov M., Kostenko D. Analysis of Trends in the Development of Scientific Research in the Field of Defining

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

the Determinants of Ensuring the Fuel Energy Security of the World Countries. *Systems, Decision and Control in Energy VI. Studies in Systems, Decision and Control / Babak V., Zaporozhets A. (eds). Springer, Cham, 2024. Vol. 561. DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-031-68372-5_13 (Scopus)*

16. Khaustova V., Kyzym M., Hubarieva I., Kotliarov Y., Salashenko T., Khaustov M. Tracking the European transition from fuel dependence to sustainable mobility. *Environmental Economics*. 2024. Vol. 15 (2). P. 164–184. DOI: [https://doi.org/10.21511/ee.15\(2\).2024.12](https://doi.org/10.21511/ee.15(2).2024.12) (Scopus, Q2)

17. Губарева І. О., Салашенко Т. І. Моніторинг електроенергетичної безпеки як інструмент державного регулювання ринку електроенергії України. *Проблеми економіки*. 2021. № 1. С. 11–20. URL: <https://doi.org/10.32983/2222-0712-2021-1-11-20>

18. Добовий графік виробництва/споживання електроенергії. Диспетчерська інформація // ПрАТ «НЕК Укренерго» URL: <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/dyspetcherska-informatsiya/doboviy-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/>

19. Стан блоків АЕС і ТЕС. Диспетчерська інформація // ПрАТ «НЕК Укренерго». URL: <https://ua.energy/blocks/>

20. BDoorman G., Jaehnert S., Greve T. Optimal Electricity Transmission Reliability: Going Beyond the N-1 Criterion. *The Energy Journal*. 2016. Vol. 37. No. 4. URL: <https://www.iaee.org/en/publications/newsletterdl.aspx?id=326>

21. Про затвердження Порядку формування прогнозного балансу електричної енергії об'єднаної енергетичної системи України на розрахунковий рік : Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 26.10.2018 № 539. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/card/z1312-18>

22. Інформація щоденного стану накопичення вугілля на складах ТЕС та ТЕЦ // Міністерство енергетики України. URL: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/doccatalog/list?currDir=245171240>

23. Салашенко Т. І. Енергетична безпека України в сфері електроенергетики: системні проблеми та пріоритетні напрями. *Ефективна економіка*. 2016. № 5. URL: <http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=4970>

24. ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment ENTSO-E. 2014. URL: https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/141014_Target_Methodology_for_Adequacy_Assessment_after_Consultation.pdf

25. Mid-term Adequacy Forecast 2020. Appendix 1: Methodology and Detailed Results // ENTSO-E. URL: <https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm/>

26. Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003 // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32009R0714>

27. Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2015 // ENTSO-E. URL: http://pfbach.dk/firma_pfb/references/150630_SOAF_2015_publication_wcover.pdf

28. United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division. (n.d.) // World Population Prospects 2024: Standard projection scenario (population estimates and projections). URL: <https://population.un.org/wpp/downloads?folder=Standard%20Projections&group=Population>

29. International Monetary Fund. (2024.) // Real GDP growth (annual %) for Ukraine [IMF DataMapper]. URL: https://www.imf.org/external/datamapper/NGDP_RPCH@WEO/OEMDC/ADVEC/WEOORLD/UKR

30. ENTSO-E (2016). Electricity Assessment In Europe // Ceer. URL: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/b26065b5-6aa4-aba8-3ef8-9344fce7ed4a>.

31. Губарева І. О., Салашенко Т. І. Сценарії прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей і механізми підтримки розвитку електроенергетики ЄС. *Проблеми економіки*. 2022. № 4. С. 4–12. DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-0712-2022-4-4-12>

32. Афанасьєв М. В., Салашенко Т. І. Оцінка адекватності розвитку потужностей електроенергетики України // Особливості соціально-економічного поступу національної економіки в умовах інформаційно-технологічних викликів : колективна монографія / за наук. ред. Л. Г. Квасній, І. Л. Татомир. Трускавець : Посвіт, 2020. С. 152–172. (0,77 ум. друк. арк.)

33. Афанасьєв М. В., Салашенко Т. І. Теоретико-прикладні аспекти сталого розвитку електроенергетики України : монографія. Харків : ФОП Лібуркіна Л. М., 2022. 224 с. (16,4 ум. друк. арк.)

34. Khaustova V. Y., Kyzym M. O., Salashenko T. I., Hubarieva I. O. Assessment of the Fuel Security of the European Countries and the Threat of Ukraine's Fall into the Trap of Fuel Dependence. *Science and innovation*. 2024. Vol. 20. No. 4. P. 3–21. DOI: <https://doi.org/10.15407/scine20.04.003> (**Scopus, Q3**)

35. Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity // EUR-LEX. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>

36. Energy Supply Technologies Data // IEA-ETSAP community. URL: <https://iea-etsap.org/index.php/energy-technology-data/energy-supply-technologies-data>

Розділ 6. Методичні засади прогнозування та економічного обґрунтування сталого ...

37. Про Національний план скорочення викидів від великих спалювальних установок : Розпорядження КМУ від 08.11.2017 № 796-р. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/796-2017-%D1%80#Text>

38. TYNDP 2024: Europe's electricity infrastructure plan // ENTSO-E. (2024). URL: <https://www.entsoe.eu/outlooks/tyndp/2024/>

39. ENTSO-E Transparency Platform // ENTSO-E. (2024). URL: <https://transparency.entsoe.eu/>

40. Салашенко Т. І., Самойленко В. С. Роль і місце парадигми сталого розвитку у наукових дослідженнях. *Проблеми економіки*. 2023. № 1. С. 151–160. DOI: <https://doi.org/10.32983/2222-0712-2023-1-151-160>

41. DOE Office Of Indian Energy. Levelized Cost of Energy (LCOE) URL: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>

42. Ouyang X., Lin B. Levelized cost of electricity (LCOE) of renewable energies and required subsidies in China. *Energy Policy*. 2014. Vol. 70. P. 64–73. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.03.030>

43. Danish Energy Agency (2022). Finding Your Cheapest Way To A Low Carbon Future. The Danish Levelized Cost of Energy Calculator. URL: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/contents/material/file/introduction_lcoe_calculator.pdf

44. Matsuo Y. Re-defining system LCOE: Costs and values of power sources. *Energies*. 2022. Vol. 15 (18). 6845. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15186845>

45. VGB PowerTech e.V. 2015. Levelised Cost of Electricity. URL: <https://www.vgb.org/en/lcoe2015.html?dfid=74042>

46. Aldersey-Williams J., Rubert T. Levelised cost of energy—A theoretical justification and critical assessment. *Energy policy*. 2019. Vol. 124. P. 169–179. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.004>

47. Friedl G., Reichelstein S., Bach A., Blaschke M., Kemmer L. Applications of the levelized cost concept. *Journal of Business Economics*. 2023. Vol. 93 (6). P. 1125–1148. DOI: <https://doi.org/10.1007/s11573-023-01171-7>

48. Ilyash O., Rubino A., Khaustova V., Capozza C., Salashenko T., Liopolis, S. Analysis of the energy and environmental breakthrough components of the global economic security of the United Euro-Atlantic countries and Ukraine. In *E3S Web of Conferences*. Izmir Turkey, 2023, July. Vol. 408. P. 01009. (**Scopus**)

49. European resource adequacy assessment 2024 edition // ENTSO-E. (2024). URL: <https://www.entsoe.eu/eraa/2024/downloads/>

50. Market Data // European Energy Exchange. URL: <https://www.eex.com/en/market-data>

51. Trading Economics. URL: <https://www.tradingeconomics.com/>

52. Fisher I. The theory of interest // Liberty Fund. 1930. <https://oll.liberty-fund.org/titles/fisher-the-theory-of-interest>

53. Mishkin F. S. Is the Fisher effect for real?: A reexamination of the relationship between inflation and interest rates. *Journal of Monetary economics*. 1992. Vol. 30 (2). P. 195–215. DOI: [https://doi.org/10.1016/0304-3932\(92\)90060-F](https://doi.org/10.1016/0304-3932(92)90060-F)

54. Renewable power generation costs in 2023 // International Renewable Energy Agency. (2024, September 24). URL: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>

ВИСНОВКИ

У монографії обґрунтовано теоретичні положення та сформовано методичне забезпечення розвитку конкурентного ринку електричної енергії України з урахуванням національних інтересів сталого розвитку електроенергетичної системи.

Проведене дослідження дозволило отримати низку взаємопов'язаних результатів методологічного, теоретичного, методичного й емпіричного рівнів.

На *методологічному рівні* в роботі отримано такі наукові результати:

1. Розроблено концепцію розвитку конкурентного ринку електричної енергії на постнеоліберальній основі, яка передбачає трансформацію підходу до організації ринку від неоліберальної парадигми, орієнтованої виключно на ринкові механізми та цінову конкуренцію, до ціннісно-орієнтованої моделі, у якій головним критерієм ефективності стає не лише комерційний результат, але й суспільна та екологічна доцільність.

Концепція ґрунтується на стратегічному партнерстві між учасниками ринку та державою та інтегрує три взаємопов'язані складові:

- результативність ринку – здатність забезпечувати ефективне ціноутворення та конкуренцію, що стимулює зниження витрат на електрогенерацію;
- електроенергетична безпека – гарантування безперервності електропостачання, диверсифікації джерел і стійкості генеруючих потужностей до кризових ситуацій;
- адекватність розвитку електроенергетичної системи – збалансованість структури генерації, відповідність прогнозованому попиту та критеріям надійності.

Мета концепції – забезпечити сталий розвиток електроенергетичної системи в інтересах суспільства та довкілля, інтегруючи прин-

ципи економічної ефективності, енергетичної стійкості та екологічної збалансованості.

Для її обґрунтування розроблено триєдину *теоретико-методологічну основу* розвитку конкурентного РЕЕ, що поєднує:

- 1) теорію галузевих ринків – для формування правил конкурентної взаємодії та обмеження ринкової влади окремих учасників;
- 2) синергетичну теорію систем – для аналізу ринку як відкритої, динамічної системи, що здатна до самоорганізації та збереження рівноваги в умовах зовнішніх і внутрішніх шоків;
- 3) теорію економічних механізмів та аукціонів – для побудови прозорих механізмів ціноутворення, розподілу ресурсів і взаємодії між учасниками.

Поєднання цих підходів формує цілісну модель функціонування конкурентного ринку електроенергії як складної системи, де економічні, технічні та екологічні чинники взаємодіють в єдиному просторі.

2. Розроблено операційну модель формування конкурентного ринку електричної енергії, яка є покроковим інструментом для реалізації концепції постнеоліберального розвитку та передбачає чотири послідовні етапи:

- 1) ідентифікація ключових детермінант розвитку ринку електроенергії;
- 2) аналіз регіональних і національних тенденцій з урахуванням національних енергетичних пріоритетів, регіональних дисбалансів виробництва та споживання, стану генеруючих потужностей, можливостей транскордонної торгівлі; побудова прямих механізмів функціонування товарного ринку та ринку потужностей, що передбачає формування правил і процедур для організованих сегментів ринку (ринок на добу наперед, внутрішньодобовий ринок, балансуєчий ринок) та ринку потужностей, включаючи ринки традиційної та альтернативної потужностей;
- 3) запровадження інструментів діагностики фізичних і комерційних потоків – створення системи моніторингу електроенерге-

тичної безпеки, оцінки результативності функціонування ринку електричної енергії та прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей,

Операційна модель дозволяє перейти від формальної відповідності європейській моделі конкурентного ринку електричної енергії до створення конкурентного ринку з урахування національних інтересів сталого розвитку у площині «вартість – гнучкість – чистота» електрогенерації.

На *теоретичному рівні* в роботі отримано такі наукові результати:

3. На основі аналізу взаємозв'язку фізичних та комерційних потоків електричної енергії сформовано системну класифікацію ключових детермінант, які визначають архітектуру та функціонування ринку. До них віднесено:

- географічне розмежування – як системоутворюючий чинник, що визначає просторову структуру ринкових зон і методи узгоджень пропускної спроможності мереж (зональна, нодальна або гібридна модель);
- спосіб диспетчеризації – як інституційно-організаційний параметр, що обумовлює спосіб координації фізичних і комерційних потоків електроенергії (централізована, самодиспетчеризація або комбінована модель);
- тип ринкової інфраструктури – як фактор інтеграції та/або розмежування функцій оператора системи, ринку та мережі;
- форми торгівлі – як індикатор інтенсивності ринкової взаємодії (біржова, позабіржова або комбінована торгівля);
- часову сегментацію – як механізм розподілу обсягу торгів у часових горизонтах (строковий, спотовий, реального часу);
- методи ціноутворення – як спосіб узгодження цінових заявок попиту та пропозиції, що визначає ринкові сигнали (контрактне, заявлене, маржинальне ціноутворення);
- продуктову диверсифікацію – як інструмент адаптації ринкових продуктів до гнучкості попиту і технічних можливостей генерації.

Ці детермінанти повинні формуватися не як ізольовані характеристики, а як взаємопов'язана система параметрів, що визначає конкурентну модель ринку електричної енергії

4. На основі *порівняльного аналізу* розроблено типологізацію моделей конкурентних ринків електроенергії, яка відображає структурно-функціональні відмінності їх організації:

- географічне розмежування: зональна модель у ЄС та Австралії протиставляється нодальній моделі США, що впливає на особливості ціноутворення;
- спосіб диспетчеризації: централізована (австралійська модель), самодиспетчеризація (європейська) та комбінована (американська), що формує різний механізм узгодження комерційних та фізичних потоків електроенергії;
- ринкова інфраструктура: інтегроване управління незалежними системними операторами (американська та австралійська моделі) та розмежовані функції між трьома (європейська), які формують різні підходи до інституційної організації;
- часова сегментація: від високодиверсифікованої чотирисегментної структури європейської моделі до односегментної австралійської моделі, з проміжною двосегментарною структурою ринку в американській;
- форми торгівлі: комбінація біржових і позабіржових операцій у європейських моделях, організована торгівля в американській моделі та виключно біржова торгівля в австралійській моделі;
- методи ціноутворення: переважно уніфіковане маржинальне ціноутворення в ЄС, нодальні маржинальні ціни в США, середньозважене маржинальне ціноутворення в Австралії;
- продуктова диверсифікація: від 5-хвилинних продуктів (Австралія) до погодинних (США) та гнучкої шкали (ЄС).

Здійснена типологізація дозволяє виявити системні переваги й обмеження кожної моделі, а також визначити адаптивні механізми для імплементації найкращих практик у національну модель ринку електроенергії з урахуванням її інституційних і технічних особливостей.

На *методичному рівні* в роботі отримано такі наукові результати:

5. Удосконалено методичний підхід до аналізу фундаментальних зрушень в електроенергетиці. На відміну від наявних підходів, що зосереджуються на окремих аспектах, цей підхід забезпечує інтегрований аналіз потоків електроенергії за стадіями трансформації, генерації, постачання та споживання. Він базується на системі взаємопов'язаних моделей LMDI-декомпозиції (валової генерації, чистої генерації, електроенергетичного балансу та кінцевого споживання), що дозволяє оцінити екстенсивні, структурні та інтенсивні фактори впливу. Це дає змогу визначити внесок кожного фактору та країни в динаміку розвитку електроенергетики.

6. Удосконалено аналітичне забезпечення з моделювання вхідних і вихідних потоків електроенергії. Це забезпечення структурує етапи електроенергетичного ланцюга – від первинних джерел енергії до кінцевого споживання – та дозволяє оцінити якісні показники розвитку електроенергетичної системи. Застосування цього підходу, реалізованого за допомогою діаграм Санкі, дозволило виявити фундаментальні протиріччя у розвитку електроенергетики України порівняно з ЄС.

7. Удосконалено методичні положення з оцінки сталості розвитку електроенергетичних систем. Запропонована модель індексу сталості розвитку (Power System Sustainability Index – PSS index) інтегрує багатофакторну систему локальних індикаторів (LPSS). Ці положення інтегрують регресійний аналіз для виявлення причинно-наслідкових зв'язків між потоками електроенергії та індикаторами сталості електроенергетичної системи та багатоцільову оптимізацію для пошуку компромісних сценаріїв розвитку.

8. Удосконалено організаційні положення розвитку товарного РЕЕ України на біржовій основі. На відміну від наявних, вони передбачають багатосесійність торгів з різними методами ціноутворення та часове масштабування продуктів у міру наближення до фізичної поставки. Також інтегровано вимоги європейського законодавства, специфіку національної енергосистеми та передові практики інших країн.

9. Удосконалено складові організаційно-економічного механізму ринку потужностей України. Ці складові поєднують обсягоорієнтований підхід до розвитку генерації з диференціацією ринку на балансуєчу, традиційну та альтернативну потужність. Механізм передбачає поетапну реалізацію трирівневої системи строкових аукціонів ($A+1, A+3, A+5$), що забезпечує адекватний розвиток електроенергетичної системи на конкурентних засадах.

10. Удосконалено методичний підхід до оцінки електроенергетичної безпеки. На відміну від наявних, він передбачає щоденний моніторинг споживчої, виробничої та паливної складових, що дає змогу оперативно визначати ризики та управляти ними. Введено кількісну та якісну оцінку запасів адекватності, надійності та забезпечення, що допомагає запобігати кризовим явищам через запровадження ринку системних резервів.

11. Удосконалено методичне забезпечення прогнозування адекватності розвитку генеруючих потужностей для кризових умов. На відміну від підходів, що базуються на екстраполяції історичних трендів, цей підхід ґрунтується на цільовому інтерполяційному підході. Це дозволяє адаптивно формувати сценарії розвитку, узгоджуючи стратегічні орієнтири з погодинним профілем навантаження та функціональними характеристиками генеруючих потужностей.

12. Розроблено методичний підхід до економічної оцінки сталості технологій електрогенерації протягом життєвого циклу. Він ґрунтується на визначенні ціннісної вартості електроенергії (LCOE_v) у координатах «вартість – гнучкість – чистота». Підхід дозволяє структурно відокремити короткострокові витрати (SRCE), що покриваються на товарному ринку, і довгострокові витрати (LRCE), які компенсуються через плату на ринку потужностей.

На *емпіричному рівні* одержано такі наукові результати:

13. Проведено параметричну ідентифікацію моделей внутрішніх ринків електроенергії 25 країн ЄС, Великої Британії, Норвегії та Швейцарії, яка систематизує їх за ключовими детермінантами європейської моделі, визначає переваги й обмеження та дозволяє виокре-

мити прогресивні й квазіконкурентні моделі. Встановлено значні відмінності у внутрішньому дизайні європейських ринків електроенергії попри уніфікацію правил транскордонної торгівлі: від фрагментації контрольних територій і торгових зон до різних форм організації за сегментами ринку, а також розширення продуктової диверсифікації. На основі проведеної ідентифікації сформовано прогресивний дизайн європейської моделі, який передбачає розукрупнення контрольних територій, розвинену біржову торгівлю, поєднання різних форм торгівлі на спотових сегментах та делегування комерційних функцій балансування. Параметрична ідентифікація українського ринку електричної енергії засвідчила його квазіконкурентний дизайн: попри номінальне впровадження європейської чотирисегментної структури, наявні суттєві викривлення – системні обмеження з боку оператора, покладання спеціальних обов'язків, монополізація сегментів, суперечливе визначення форм торгівлі та жорсткі цінові обмеження, що знижують рівень конкуренції та інвестиційну привабливість ринку.»

14. Удосконалено аналітичне забезпечення для моделювання вхідних та вихідних потоків електроенергії, що поєднує концепцію «витрати–випуск» з інструментами візуальної аналітики. Запропонований підхід структурує електроенергетичний ланцюг від первинних джерел до кінцевого споживання, включаючи 8 ключових потоків, і доповнюється системою з 15 якісних індикаторів, згрупованих за блоками енергоефективності, структурних зрушень та безпеки/інтеграції. Його реалізація на основі діаграм Санкі дозволяє комплексно оцінювати якісні параметри функціонування електроенергетичної системи, виявляти структурні дисбаланси й розриви у розвитку національної енергетики. Апробація підходу на прикладі України та ЄС виявила фундаментальні протиріччя, зокрема різноспрямовану динаміку електроспоживання, розриви в рівнях енергоефективності, протилежні тенденції декарбонізації та різні моделі децентралізації.

15. Розроблено аналітичне забезпечення з діагностики функціонування ринку електричної енергії країни, яке базується на модульному підході та забезпечує системну ідентифікацію структурних змін у поведінці учасників ринку. Запропоноване забезпечення включає

модулі аналізу обсягів та структури торгів, продуктового портфеля, ринкової рівноваги і цінової динаміки за сегментами ринку. Практична апробація на матеріалах Української енергетичної біржі, АТ «Оператор ринку» та ПрАТ «НЕК Укренерго» за період 2019–2024 рр. підтвердила його ефективність у виявленні когортної динаміки розвитку, сегментів ринку та зміні у поведінці учасників під впливом фундаментальних і зовнішніх шоків. Результати діагностики дозволили виявити ключові етапи еволюції національного ринку: перехід від адміністративного регулювання до аукціонних механізмів, зростання ролі гнучких продуктів у кризові періоди, скорочення горизонтів планування, трансформацію від механізму ліквідації профіциту до інструмента покриття дефіциту, а також посилення цінової волатильності.

ДОДАТКИ

Додаток А

Таблиця А.1

Хронологія розвитку наднаціонального законодавства з реформування конкурентних РЕЕ в ЄС

Рік	Документи	Основна спрямованість документів
1	2	3
1988	Робочий документ ЄС «Внутрішній енергетичний ринок»	Закріплює мету створення Єдиного Європейського енергетичного ринку, що передбачає: відкриття границь до транскордонної торгівлі енергетичними товарами, лібералізацію відносин, створення неспотвореної конкуренції на енергетичних ринках
1996 (прийняття) – 1998 (впровадження)	Перший енергопакет: Директива 96/92/ЄС про загальні правила внутрішнього РЕЕ	Основна мета: здолання бар'єрів для створення конкуренції на РЕЕ. Головними принципами були: <ul style="list-style-type: none">▪ часткове відкриття конкуренції на роздрібному РЕЕ (на 25 % до 1999 р.);▪ вільний доступ до енергомереж (договірний або регульований доступ для сторонніх осіб);▪ фінансове розмежування та безпека поставок РЕЕ
2003 (прийняття) – 2004 – 2007 (впровадження)	Другий енергопакет: Директива 2003/54/ЄС щодо загальних правил внутрішнього РЕЕ та скасування Директиви 96/92/ЄС; Регламент ЄС № 1228/2003 про умови доступу до мережі	Основними завданнями цього етапу стали: <ul style="list-style-type: none">▪ запровадження посилених положень про розмежування передачі та розподілу від комерційних функцій (повне та операційне розмежування);▪ обов'язкове створення незалежних національних енергетичних регуляторів;▪ підвищення конкурентоспроможності та поліпшення якості послуг,

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. А.1

1	2	3
	для транскордонних обмінів електроенергією	<ul style="list-style-type: none"> ▪ гарантування справедливих цін для всіх споживачів; ▪ регульований доступ до енергетичних мереж; ▪ забезпечення реального права вибору споживачами свого постачальника. (з 01.07.2004 для промислових та з 01.07.2007 для всіх споживачів)
2009 (прийняття), 2011 (впровадження) – 2014 (реалізація)	<p>Третій енергопакет: Директива 2009/72/ЄС про загальні правила внутрішнього ринку електроенергії та скасування Директиви 2003/54/ЄС; Регламент ЄС № 713/2009 про створення Агенції з питань співробітництва енергетичних регуляторів; Регламент ЄС № 714/2009 про умови доступу до мережі для транскордонних обмінів ЕЕ та скасування Регламенту ЄС № 1228/2003</p>	<p>Пріоритетними напрямками є:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ повне розмежування постачальників енергії (включаючи виробництво) від операторів енергетичних мереж; ▪ зміцнення незалежності регуляторів та створення ACER (Агентства з питань співробітництва енергетичних регуляторів); ▪ посилення транскордонної співпраці між операторами систем передачі та створення ENTSO-E; ▪ підвищення прозорості на роздрібних РЕЕ
2011	Регламент ЄС 1227/2011 від 25.10.2011 про цілісність та прозорість оптових ринків енергії	<p>Встановив:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ правила, які забороняють зловживання на оптових енергетичних ринках; ▪ стандарти моніторингу оптових енергетичних ринків для ACER та національних регуляторів

ДОДАТКИ

Продовження табл. А.1

1	2	3
2013	Регламент ЄС 543/2013 від 14.06.2013 про подання та публікацію даних на ринках електроенергії	Установив: <ul style="list-style-type: none"> ▪ мінімальний загальний набір даних щодо виробництва, транспортування і споживання ЕЕ, які повинні бути доступні всім учасникам ринку; ▪ централізований збір і публікацію даних
2015	Регламент ЄС 2015/1222 від 24.07.2015 про встановлення керівних принципів щодо розподілу потужностей та управління перевантаженнями	Виклав керівні вказівки щодо розподілу пропускної потужності і управління перевантаженнями на ринках на добу наперед і внутрішньодобових ринках, у т. ч. вимоги до створення спільних методологій для визначення одночасно доступних між торговими зонами обсягів потужності
2016	Регламент ЄС 2016/1719 від 26.09.2016 про встановлення керівних принципів щодо форвардного розподілу потужностей	Встановлено: <ul style="list-style-type: none"> ▪ правила розподілу міжзональної пропускної потужності на форвардних ринках; ▪ загальну методологію визначення довгострокової міжзональної пропускної потужності; ▪ створення єдиної європейської платформи розподілу довгострокових прав передачі; ▪ можливість повернення довгострокових прав передачі для подальшого форвардного розподілу потужності або трансферу між учасниками ринку довгострокових прав передачі
2017	Регламент ЄС 2017/2195 від 23.11.2017 про встановлення керівних принципів балансування ЕЕ	Встановлює докладне керівництво з балансування ЕЕ, включаючи встановлення загальних принципів закупівель і розрахунку резервів підтримки частоти, резервів відновлення частоти і резервів заміщення, а також єдиної методології активації резервів відновлення частоти і резервів заміщення
2018 – 2019 (прийняття)	Четвертий енергопакет:	Цей пакет охоплює одразу 5 аспектів енергетичної політики ЄС: енергетичну безпеку, внутрішній ринок

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. А.1

1	2	3
	<p>Регламент ЄС 2019/941 про готовність до ризиків в електроенергетичному секторі; Регламент ЄС 2019/942 про створення Агенції Європейського Союзу з питань співробітництва енергетичних регуляторів; Регламент ЄС 2019/943 про внутрішній РЕЕ; Директива ЄС 2019/944 про загальні правила внутрішнього РЕЕ</p>	<p>енергії, енергоефективність, декарбонізацію економіки, наукові дослідження, інновації та конкурентоспроможність.</p> <p>Пріоритетними його напрямками є:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) підвищення енергетичної безпеки постачань в умовах активної інтеграції ВДЕ та покращення транскордонної співпраці; 2) сприяння продажу власної енергії, виробленої, збереженої споживачам, а також зміцнення прав споживачів за рахунок більшої прозорості рахунків та гнучкості вибору; 3) забезпечення глобального лідерства з ВДЕ
<p>2024</p>	<p>Директива (ЄС) 2024/1711 від 13.06.2024 року про внесення змін щодо вдосконалення моделі ринку електроенергії ЄС Регламент (ЄС) 2024/1747 від 13.06.2024 року щодо моделі ринку електроенергії Союзу</p>	<p>Основні завдання Директиви:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) вільний вибір більш ніж одного постачальника в різних точках обліку; 2) запровадження гнучких угоди про приєднання, коли пропускна здатність мережі обмежена або відсутня для нових підключень; 3) впровадження строкових контрактів на постачання ЕЕ за фіксованими цінами тривалістю щонайменше один рік; 4) встановлення права на спільне використання активними споживачами енергії з ВДЕ; 5) управління ризиками шляхом впровадження стратегій хеджування в оптовому постачанні ЕЕ; 6) розбудова енергетичних співтовариств;

ДОДАТКИ

Закінчення табл. А.1

1	2	3
		7) забезпечення функціонування постачальників «останньої надії»; 8) захист від відключення вразливих споживачів та споживачів, які постраждали від енергетичного бідності; 9) доступність енергії під час кризи цін на електроенергію

Джерело: складено за [60–78]

Таблиця А.2

Характеристика продуктів на РДН та ВАР у ЄС

Продукт	Визначення продукту	Особливості застосування
1	2	3
<i>РДН</i>		
Заявки агрегованого попиту / пропозиції	Заявки попиту / пропозиції від всіх учасників ринку в одній торговій зоні і агреговані в єдину криву, так звану криву сукупного попиту / криву сукупної пропозиції, визначену для кожного періоду торгової доби	Заявки сортується за ціною: – заявки попиту – від найвищої ціни до найнижчої; заявки попиту – від найнижчої до найвищої ціни
у т.ч.		
лінійні криві	Тільки інтерпольовані заявки, тобто криві повинні бути строго монотонними	Дві послідовні точки однієї кривої не можуть мати однакову ціну, за винятком перших двох точок, визначених за максимальними / мінімальними цінами торгової зони
ступінчасті криві	Тільки покрокові заявки, тобто криві повинні бути монотонними	Дві послідовні точки завжди мають однакову ціну або однаковий обсяг
гібридні криві	Обидва типи заявок	Криві складені як лінійно, так і ступінчасто
Складні заявки з умовою мінімального доходу (максимального платежу)	Набір 24-годинних суб-заявок (продаж для умови мінімального доходу; покупка для максимального платежу) на визначений період	Економічна умова: сума грошей, зібрана заявкою у всі періоди, повинна покривати виробничі витрати, що визначаються фіксованими, та змінні, помножені на загальний обсяг відведеної ЕЕ

ДОДАТКИ

Продовження табл. А.2

1	2	3
Складні заявки із запланованою зупинкою	Застосовується лише для деактивованих заявок з умовою мінімального доходу і лише у періоди, оголошені як частина запланованого інтервалу зупинки наказом МІС	Деактивація не передбачає автоматичні відхилення всіх погодинних суб-заявок. Навпаки, перша (тобто найдешевша) погодинна суб-заявка у періоді, що містить планову зупинку, не буде відхилена, але розглядатиметься як будь-яка проста погодинна заявка
Складні заявки з градієнтом навантаження	Між двома послідовними періодами прийнятій обсяг заявок не може змінюватися на більш ніж визначені градієнти	Може застосовуватися одночасно із умовою мінімального доходу
Блочні заявки	Складається з фіксованої ціни (мінімальна ціна для продажу і максимальна ціна для покупки), мінімального коефіцієнта прийняття і фіксованого обсягу для ряду періодів	Блочні заявки не можна приймати на обсяг менший, ніж їх мінімальний коефіцієнт прийняття, який має бути однаковим для всіх періодів, що належать до блочної заявки. Блочні заявки відбираються за середньозваженою ціною за обсягом
у т.ч.		
зв'язані блочні заявки	Пов'язані разом відносинами "батько-дитина": дочірній блок не можна прийняти, якщо батьківський блок відхилено	Батьківські блоки можна прийняти поодиночі, але не дочірні, які завжди потребують прийняття перших
ексклюзивні групи блочних заявок	Набір блочних заявок, для яких сума коефіцієнтів прийняття не може перевищувати 1	Мінімальний коефіцієнт прийняття 1 означає, що може бути виконаний лише один із блоків ексклюзивної групи

Продовження табл. А.2

1	2	3
Гнучкі погодинні заявки	Звичайна блочна-заявка тривалістю 1 період, але цей період відпускається безкоштовно, який спрямований на соціальне забезпечення	Період, в якому приймається ця заявка, обчислюється алгоритмом за критеріями оптимізації
Вимірні заявки	Покрокова погодинна нормальна заявка, впорядкована за номером, що встановлює пріоритет між заявками з однаковою ціною	Заявки з найменшим номером слід приймати першими
PUN-заявки	Певний тип заявок попиту, які узгоджуються за встановленою ціною (PUN – “Prezzo Unico Nazionale”, з іт. єдина національна ціна), а не за очищеною ціною ринкової зони	PUN-ціна повинна відшкодовувати витрати виробникам, плату за перевантаження і дисбаланс з ринковою ціною
<i>ВДР</i>		
Прості заявки	Погодинні, півгодинні та чверть годинні контракти	Система автоматично генерує ці договори та робить їх доступними для торгів за один день до дня доставки у визначений час
Блочні заявки, визначені користувачем	Комбінація на вимогу учасника ринку погодинних, півгодинних або чвертьгодинних заявок, визначених учасником ринку	Період доставки завжди повинен покриватися декількома звичайними ринковими контрактами продукту і послідовними термінами доставки, які повинні виконуватися разом
NON-заявки	Заявка з обмеженням виконання NON (Ні), або виконується негайно, або заноситься в книгу заявок	Часткове виконання NON-заявок дозволено, і вони можуть бути виконані проти кількох інших заявок

ДОДАТКИ

Закінчення табл. А.2

1	2	3
Fill or Kill (FOK)	Заявка або повністю торгується в момент після подання за повним обсягом, або видаляється без запису в книзі заявок	Часткове виконання не допускається
Негайне або скасування (Immediate or Cancel – МОК)	Заявка торгується в момент подання або видаляється без запису в книзі заявок	Часткове виконання дозволено, і замовлення МОК можуть виконуватись проти кількох інших замовлень та створювати кілька торгів
Все або нічого (All or Nothing – AON)	Заявка торгується виключно за повним обсягом або заноситься до книги заявок	Часткове виконання не допускається
Регулярні (лімітовані) заявки	Заявки на продаж чи купівлю із заданою кількістю та ціною: заявку на купівлю можна виконувати за цією ціною або нижче, заявки на продаж можна виконувати за цією ціною чи вище	Використовуються з умовами NON, FOK або IOS, завжди мають обмеження на виконання AON
Зв'язані заявки	Групи заявок, які можуть бути повністю виконані або відхилені	Ці заявки виконуються лише з обмеженням виконання FOK
Айсберг-заявки	Тип лімітованої заявки, зазвичай з великим обсягом EE, з метою приховати повний розмір заявки, розділяючи його на менші частини	Перша частина демонструється на ринку, і наступні буде видно, коли попередні були повністю виконані. Нові частини отримують нову відмітку часу

Джерело: складено за [84; 85]

Таблиця А.3

Узагальнена характеристика конкурсних торгів на РВЕ в деяких країнах ЄС

Країна	Тип торгів	Вид цінової підтримки	Період підтримки, років	Критерії вибору переможця	Контрактна ціна
1	2	3	4	5	6
BE	ТС	Преміальна надбавка	20	Багатокритеріальні	За заявленою ціною
Данія	ТС	Ковзаюча премія / контракти на різницю	50 тис. годин	Єдиний ціновий критерій	За заявленою ціною
Франція	ТН і ТС	Зелені тарифи та преміальна надбавка	20	Як єдинокритеріальні, так і багатокритеріальні залежно від типу торгів	За заявленою ціною
Німеччина	ТН і ТС	Преміальна надбавка	20	Єдиний ціновий критерій	Здебільшого за заявленою ціною, однак існує єдина ціна
Греція	ТС	Зелені тарифи та преміальна надбавка	20	Багатокритеріальні, засновані на ціні та обсязі	За заявленою ціною
Угорщина	ТН	Преміальна надбавка	20	Єдиний ціновий критерій	За заявленою ціною
Італія	ТС	Преміальна надбавка	20–25	Єдиний ціновий критерій	За заявленою ціною
Литва	ТС	Зелені тарифи	12–20	Багатокритеріальні, засновані на ціні та обсязі	Єдина ціна
Нідерланди	ТН і ТС	Преміальна надбавка	8–15	Багатокритеріальні, засновані на ціні та обсязі	За заявленою ціною

ДОДАТКИ

Закінчення табл. А.3

1	2	3	4	5	6
Польща	ТН	Зелені тарифи	15	Багатоκριтеріальні, засновані на ціні та обсязі	За заявленою ціною
Португалія	ТН і ТС	Дисконтвані зелені тарифи	15, 20, 25	Єдиний ціновий критерій, окрім наземних ВЕС та ВЕС, де використовуються різні багатоκριтеріальні	За заявленою ціною
Іспанія	ТН	Пропорційно встановлений ГП	20–25	Єдиний ціновий критерій	Єдина дисконтвана ціна
Велика Британія	ТН	Преміальна надбавка	20	Єдиний ціновий критерій	Єдина ціна

Примітка: ТС – технологічно спеціалізовані, ТН – технологічно нейтральні

Джерело: складено за [106]

Додаток Б

Таблиця Б.1

Кількісна характеристика регіональних РЕЕ в США

Показник	Конкурентні РЕЕ							Регульовані РЕЕ		
	PJM	ERCOT	NYISO	ISONE	MISO	CAISO	SPP	Southeast	Northwest	Southwest
Кількість учасників, од.	990+	160+	н/д	400+	450+	100+	192	–	–	–
Генеруюча потужність, ГВт	186,0	76,0	38,8	31,0	174,7	60	84,9	238	76	50
Пікове навантаження, ГВт	165,5	69,6	34,0	28,1	127,1	50	45,3	170	69,6	42
Довжина ліній передач, тис. миль	82,5	46,5	11,1	9,0	65,8	26	60	55	н/д	н/д
Річний попит, ГВт	792,3	340,0	160,8	124,3	н/д	260	228,1	890	н/д	н/д
Місткість РЕЕ, млрд дол. США	39,05	34,0	–	5,4	25,3	11	–	–	н/д	н/д
Територія обслуговування	13 штатів + 1 округ	1 штат (Техас)	1 штат (Нью-Йорк)	6 штатів	15 штатів	Каліфорнія + частина Невади	–	10	8 штатів США + 3 штати Канади	6 штатів
Площа території, що обслуговується, тис. кв. миль	243,4	200	55	72	н/д	н/д	575	н/д	1,2	н/д
Чисельність населення території, млн осіб	65	24	20	н/д	н/д	30	18	57	н/д	н/д

н/д – немає даних

Джерело: складено за [117]

ДОДАТКИ

Додаток В

Таблиця В.1

Види допоміжних послуг на австралійському РЕЕ

Вид допоміжних послуг	Призначення та особливості закупівлі
Послуга наступного завантаження (Load following – LFAS)	Основний механізм балансування ЕЕ в реальному часі, який враховує різницю між запланованою генерацією, фактичним навантаженням і переривчастою генерацією. Постачальники цих послуг повинні мати можливість стрімкого нарощування потужності, а також втримувати частоту системи від коливань. Об'єкт генерації повинен бути сертифікований АЕМО для участі в LFAS-ринку
Послуги поворотних резервів (Spinning reserve – SRAS)	АЕМО підтримує резервні потужності для оперативного реагування в разі вимушеного відключення іншого об'єкта генерації. Ці резерви можуть включати ГП в режимі онлайн, диспетчеризоване навантаження і переривчасте навантаження, які активуються автоматично внаслідок падіння частоти. Наразі немає SRAS-ринку, але АЕМО може укласти індивідуальний договір з постачальником SRAS за цінами, які встановлюються АЕР
Резерви відторгнення навантаження (Load rejection reserve – LRRAS)	LRRAS вимагає, щоб об'єкти генерації знаходилися в стані, коли можливо швидко зменшити навантаження. Кількість доступного резерву визначається фактичною потужністю об'єкта генерації і його здатністю реагувати при збільшенні частоти. Наразі немає LRRAS-ринку, але АЕМО може укласти індивідуальний договір з постачальником LRRAS-послуги за цінами, які встановлюються АЕР
Диспетчерська підтримка (Dispatch support service – DSS)	Ці послуги забезпечують АЕМО підтримку напруги в енергосистемі для гарантування її безпеки та надійності. Нині ринку DSS не існує, а процес їх закупівлі контролюється регулятором. На цей момент ці послуги компенсують енергію, отриману від електростанцій у Мунгаррі та Західному Калгурлі, і є необхідними для розв'язання проблем надійності регіональних мереж
Послуги перезапуску системи (System restart service – SRS)	Ці послуги надаються учасниками, обладнаними чорним стартом, для перезапуску енергосистеми після повного (або часткового) відключення ЕЕ. Для можливості надання SRS-послуг об'єкти генерації повинні пройти тестування на перезапуск. Наразі немає SRS-ринку, а лише укладено 3 договори з постачальниками на надання послуг з перезапуску системи

Джерело: складено за [156; 157]

Таблиця В2

Різновиди фінансових деривативів на ЕЕ, що торгується на біржовому фінансовому РЕЕ в Австралії

Характеристика продукту	Вид фінансових деривативів						
	Місячний ф'ючерс базового навантаження	Квартальний ф'ючерс базового навантаження	Квартальний ф'ючерс пікового навантаження	Квартальний граничний ф'ючерс базового навантаження	Річний (календарний / фінансовий) опціон-полоси	Квартальний опціон середнього рівня	
1	2	3	4	5	6	7	
Базовий товар	ЕЕ, що торгується через АЕМО на товарному спотовому РЕЕ						
Контрактівна одиниця	1 МВт-год базового навантаження (з 00:00 годин з понеділка до 24:00 в неділю)	1 МВт-год. пікового навантаження (з 07:00 до 22:00 з понеділка по п'ятницю, за винятком державних свят та інших днів, визначених ASX)	1 МВт-год в умовах базового навантаження (з 00:00 годин з понеділка до 24:00 в неділю протягом терміну дії Договору)	1 МВт-год базового навантаження про-тягом тривалості календарного року / кварталу	Квартальний граничний ф'ючерс базового навантаження	Квартальний ф'ючерс базового навантаження	
Мінімальний крок ціни	0.01 австр. дол. за МВт-год						

ДОДАТКИ

Продовження табл. В.2

1	2	3	4	5	6	7
Торгові години	10:00 – 16:00					
Останній торговий день	Останній робочий день місяця / кварталу дії контракту. Цього дня торгівля закінчується о 16:00					
День розрахунків	Четвертий робочий день після виконання					
Визначення розрахункової ціни	Середньо-арифметичне значення спотових цін базового навантаження за півгодинними інтервалами протягом контрактного терміну	Середньо-арифметичне значення спотових цін в години пікового навантаження за півгодинними інтервалами протягом контрактного терміну	за формулою: $(C - (300 \times D)) / E$, де C – сума всіх базових півгодинних спотових цін, які перевищують 300 австр. дол.; D – загальна кількість півгодинних спотових цін для регіону в календарному періоді, які	Визначається за формулою: $FP = A \times V / C$ $FP =$ ціна кожного ф'ючерсного контракту в смузї в результаті виконання опціону; $A =$ добова розрахункова ціна попереднього дня для кожного окремого	Відповідно до остаточної ціни розрахунку базового ф'ючерсного контракту, визначеного на третій робочий день після останнього торгового дня	За 6 тижнів до дня, який передуватиме початку першого кварталу контракту базового товару. Цього дня торгівля закінчується о 12:00

Закінчення табл. В.2

1	2	3	4	5	6	7
			<p>перевищують 300 австр. дол.;</p> <p>E = загальна кількість базових півгодинних спотових цін у календарному періоді</p>	<p>ф'ючерсного контракту в смузї;</p> <p>V = ціна виконання;</p> <p>C = передбачувана ціна смуги попереднього дня, розрахована на поквартальній основі як ковзаюча середньозважена</p>		

Джерело: складено за [159; 163]

ДОДАТКИ

Додаток Г Переліки джерел для параметричної ідентифікації товарних РЕЕ в країнах ЄС

Таблиця Г.1

Європейські органи влади та організації

Назва	Абревіатура	Вебсайт
European Network of Transmission System Operators for Electricity	ENTSO-E	https://www.entsoe.eu/
Agency for the Cooperation of Energy Regulators	ACER	https://www.acer.europa.eu/
Association of European Energy Exchanges	Europex	https://www.europex.org/

Таблиця Г.2

Перелік операторів систем передачі в Європі

Країна	Оператори систем передачі	Країна	Оператори систем передачі
1	2	3	4
AT	Austrian Power Grid AG – www.apg.at	HU	MAVIR – https://www.mavir.hu/
	Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH - http://www.vuen.at/	IE	EirGrid plc – www.eirgrid.com
BE	Elia System Operator SA - https://www.elia.be/	IT	Terna – https://www.terna.it/it
BG	Electroenergien Sistemen Operator EAD – https://www.eso.bg/	LT	Litgrid AB – https://www.litgrid.eu/
CH	Swissgrid ag – https://www.swissgrid.ch/	LU	Creos S.A. – www.creos-net.lu/
CZ	ČEPS a.s. – https://www.ceps.cz/	LV	AS Augstsprieguma tikls – https://www.ast.lv/en
DE	TransnetBW GmbH – https://www.transnetbw.de/	NI	System Operator for Northern Ireland Ltd – https://www.soni.ltd.uk/
	TenneT TSO GmbH – https://www.tennet.eu/	NL	TenneT TSO B.V. – www.tennet.org

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Закінчення табл. Г.2

1	2	3	4
	Amprion GmbH – https://www.amprion.net/	NO	Statnett SF – https://www.statnett.no/en/
	50Hertz Transmission GmbH – https://www.50hertz.com/	PL	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. – https://www.pse.pl/
DK	Energinet – https://en.energinet.dk/	PT	Rede Eléctrica Nacional, S.A. – https://www.ren.pt/
EE	Elering AS – https://elering.ee/	RO	C.N. Transelectrica S.A. – https://www.transelectrica.ro/
ES	Red Eléctrica de España S.A. – https://www.ree.es/	SE	Svenska Kraftnät – https://www.svk.se/
FI	Fingrid Oyj – https://www.fingrid.fi/	SI	ELES, d.o.o. - https://www.eles.si/
FR	Réseau de Transport d'Electricité – https://www.rte-france.com/	SK	Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. – https://www.sepas.sk/en/
GR	Independent Power Transmission Operator SA – www.admie.gr	GB	NGET – https://www.nationalgrid.com/
HR	HOPS d.o.o. – https://www.hops.hr/	UA	Ukrenergo – https://ua.energy/

ДОДАТКИ

Таблиця Г.3

Перелік номінованих операторів РЕЕ в Європі

Оператор ринку	Сегменти: Країни	Оператор ринку	Сегменти: Країни
Ерех Spot – https://www.epexspot.com/	РДН і ВДР: AT, BE, CH, DE-LU, DK, FI, FR, NL, NO, PL, SE	Nord Pool – https://www.nordpoolgroup.com/	РДН і ВДР: AT, BE, EE, LT, LV, DE-LU, DK, FI, FR, NL, NO, PL, SE
EXAA – https://www.exaa.at/	РДН: AT, DE	IBEX – https://ibex.bg/	CPX, РДН, ВДР: BG
CROPEX – https://www.cropex.hr/	РДН і ВДР: HR	OTE – https://www.ote-cr.cz	РДН, ВДР, ВМ: CZ
HEEnEx – https://www.enexgroup.gr/	РДН і ВДР: GR	HUPX – https://hupx.hu/	РДН і ВДР: HU
GME – https://www.mercatoelettrico.org/	ОТС cl., CPX, РДН, ВДР, ВМ: IT	SEMO – https://www.sem-o.com	FPX, РДН, ВДР, ВМ: IE+NI
TGE – https://tge.pl/	CPX, РДН, ВДР: PL	OPCOM – https://www.opcom.ro	CPX, РДН, ВДР: RO
OMIE – https://www.omie.es/	РДН, ВДР: ES, PT	Borzen – https://www.borzen.si	ОТС cl., РДН, ВДР, ВМ: SL
OKTE – https://www.okte.sk	РДН, ВДР, ВМ: SK	OREE – https://www.oree.com.ua/	РДН, ВДР: UA

Додаток Д

Алгоритми функціонування різних часових сегментів РЕЕ України

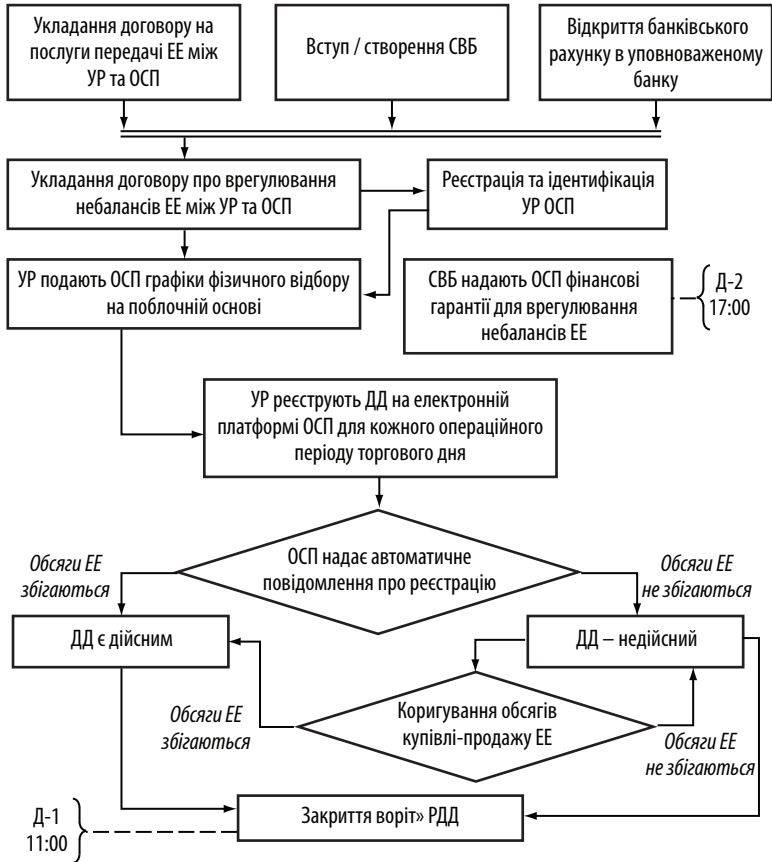


Рис. Д.1. Агрегований алгоритм функціонування РДД в Україні

Примітка: УР – учасники РЕЕ; ОСП – оператор систем передачі; СВБ – сторона, відповідальна за баланс; ДД – двосторонній договір

Джерело: складено за [86]

ДОДАТКИ

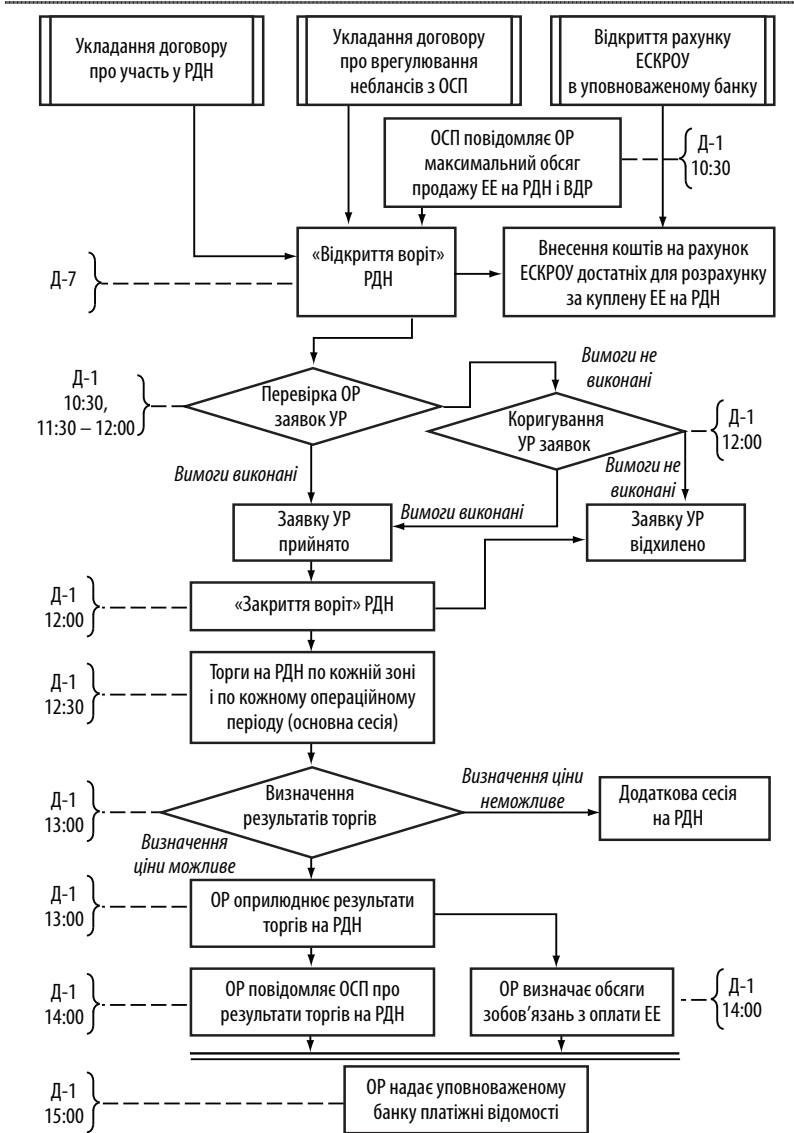


Рис. Д.2. Агрегований алгоритм функціонування РДН в Україні

Джерело: складено за [93]

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

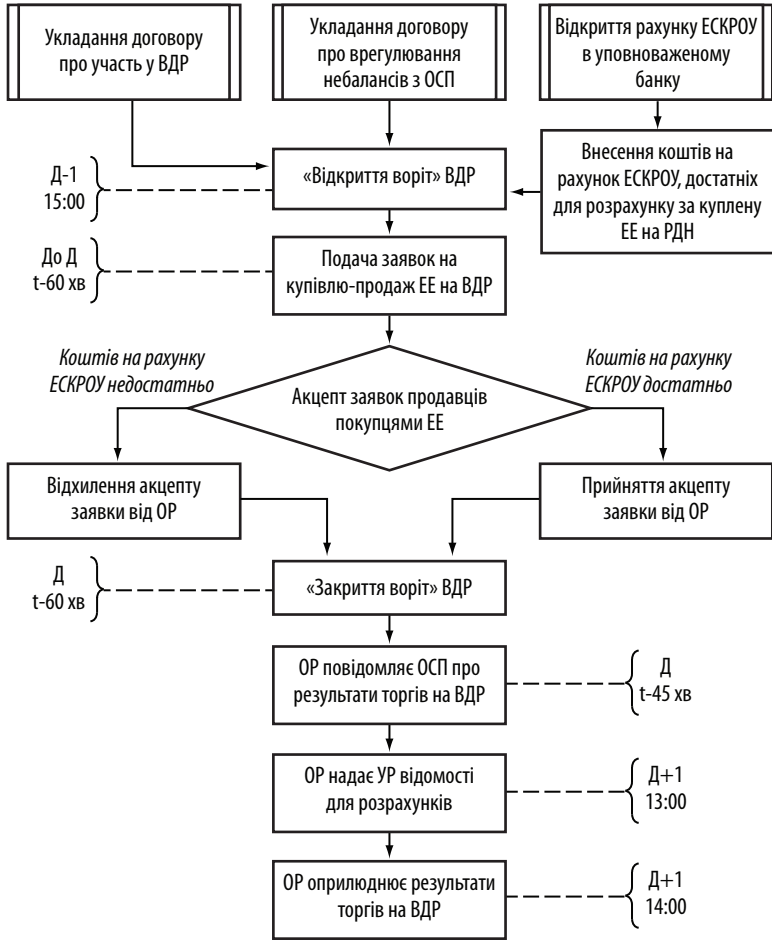


Рис. Д.3. Агрегований алгоритм функціонування ВДР в Україні

Джерело: складено за [93]

ДОДАТКИ

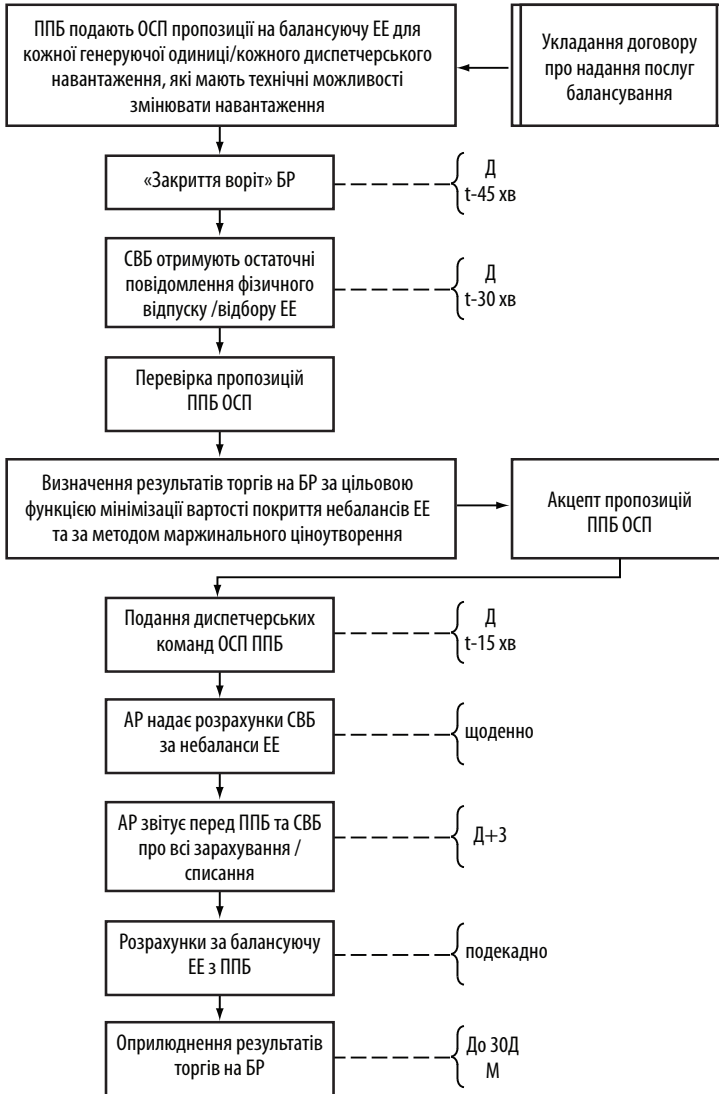


Рис. Д.4. Агрегований алгоритм функціонування БР України

Джерело: складено за [86]

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

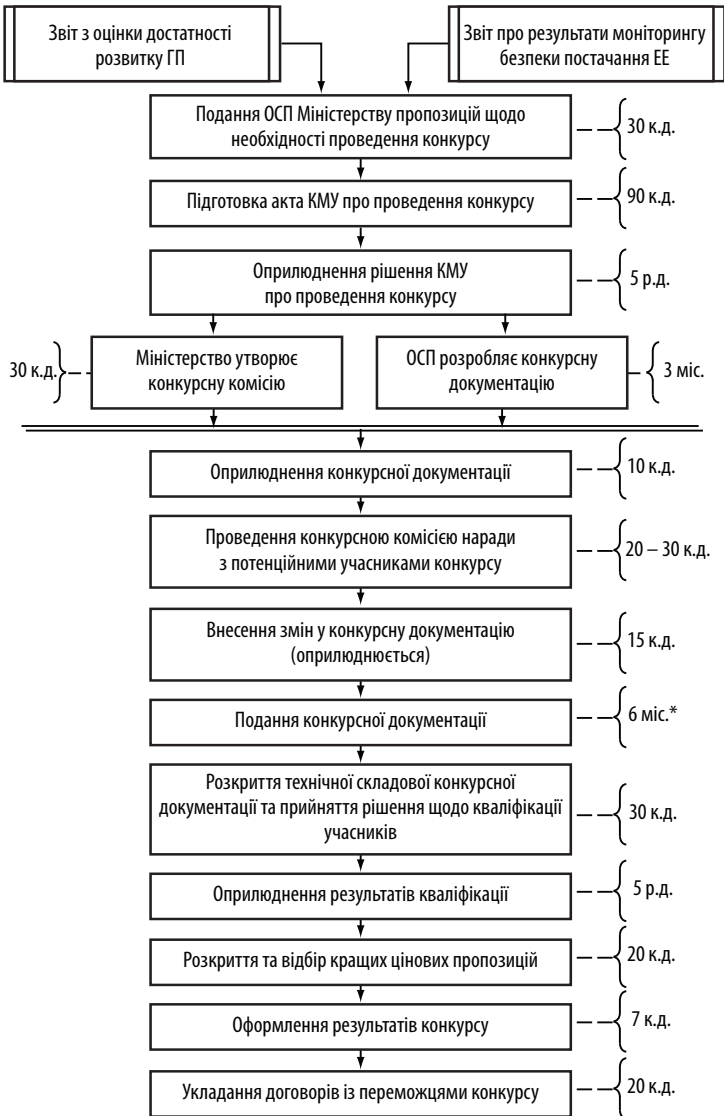


Рис. Д.5. Агрегований алгоритм функціонування РП в Україні

Джерело: складено на основі [79; 127]

ДОДАТКИ

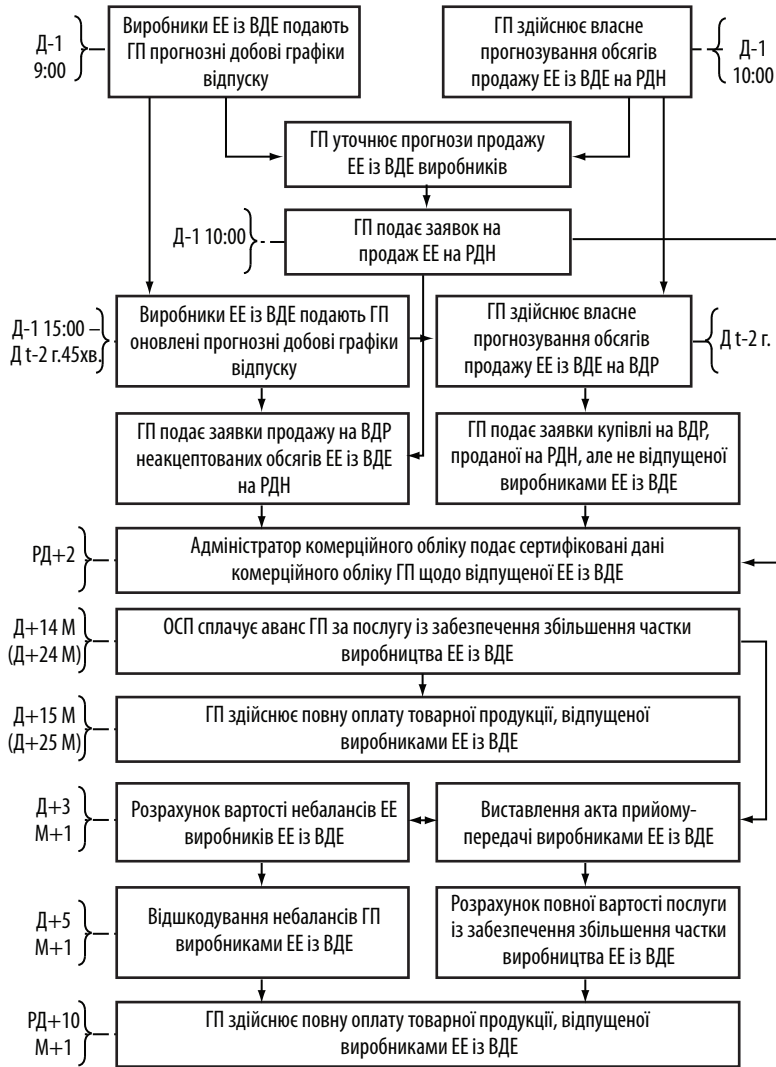


Рис. Д.6. Агрегований механізм функціонування РВЕ України

Примітка: тут ГП – гарантований покупець.

Джерело: складено за [128]

Додаток Е
Декомпозиційний аналіз фундаментальних зрушень
в електроенергетиці ЄС

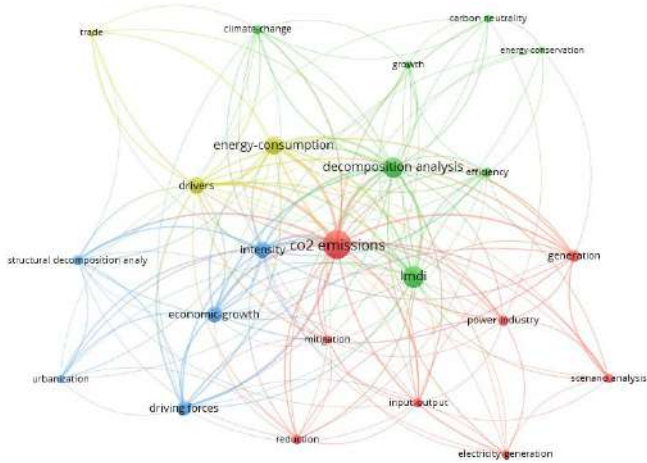


Рис. Е.1. Проблемне поле наукових досліджень із питань LDMI-декомпозиція розвитку електроенергетики

Джерело: складено автором за [61] з використанням VOSviewer [62]

ДОДАТКИ

Таблиця Е.1

Класифікація джерел енергії для LDMI-декомпозиції електрогенерації

Джерело енергії (для валового виробництва електроенергії)	Загальна класифікація джерел енергії (для чистого виробництва електроенергії)
Природний газ	Горючі види палива
Лігніт	Горючі види палива
Інше бітумінозне вугілля	Горючі види палива
Відходи	Горючі види палива
Атомна енергія	Атомна енергія
Біопаливо	Атомна енергія
Гідроенергія	Гідроенергія
Сонячна енергія	Сонячна енергія
Вироблені гази	Горючі види палива
Інші тверді викопні види палива	Горючі види палива
Вітрова енергія	Вітрова енергія
Нафта та нафтопродукти	Нафта та нафтопродукти

Джерело: складено автором за [84]

Таблиця Е.2

Класифікація видів економічної діяльності

Для кінцевого споживання електроенергії	Для економічного виробництва	Використовується в розкладанні
1	2	3
Сільське та лісове господарство	Сільське господарство, рибальство та лісове господарство	Сільське господарство, рибальство та лісове господарство
Рибальство		
Хімічна та нафтохімічна промисловість	Хімічна промисловість та хімічні продукти	Хімічні та хімічні продукти
Коксохімічна промисловість та нафтопереробка	Фармацевтичні продукти	Кокс та рафіновані нафтопродукти

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Закінчення табл. Е.2

1	2	3
Будівництво	Кокс та рафіновані нафтопродукти	
Харчова промисловість, виробництво напоїв та тютюнових виробів	Будівництво	Будівництво
Домогосподарства	Харчові продукти, напої та тютюн	Харчові продукти, напої та тютюн
Машинобудування	Витрати домогосподарств	Домогосподарства
Виробництво чавуну та сталі	Машини та обладнання	Машини
Виробництво кольорових металів	Основні метали та металеві вироби	Метал та металеві вироби
Гірничодобувна промисловість та видобуток корисних копалин	Гірничодобувна промисловість та кар'єри	Гірничодобувна промисловість та кар'єри
Виробництво неметалевих мінералів	Неметалеві мінерали	Неметалеві мінерали
Не зазначені в інших розділах	Інше	Інше
Виробництво паперу, целюлози та поліграфія	Папір та паперові вироби, репродукція	Папір, целюлоза та поліграфія
Комерційні та громадські послуги	Усі послуги, крім транспортного сектора	Послуги
Виробництво текстилю та шкіри	Текстиль та шкіра	Текстиль та шкіра
Транспорт	Транспортний сектор	Транспорт
Виробництво транспортного обладнання	Транспортне обладнання	Транспортне обладнання
Виробництво деревини та виробів	Деревина та вироби з деревини	

Джерело: складено автором за [85]

ДОДАТКИ

Таблиця Е.3

Декомпозиційний аналіз валового генерації ЕЕ
у країнах – членах ЄС у 1995–2021 рр.

Країна 1	Екстенсивний вплив обсягу ПЕР (%)		Структурний вплив ПЕР (%)		Вплив енергоефективності трансформації (%)		Зрушення у валовій електрогенерації (%)	
	ТП ²	% ³	ТП	%	ТП	%	ТП	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
AT	11.4	-4.5	7.5	0.5	19.5	9.9	33.4	3.7
BE	21.2	-5.0	19.4	1.9	12.7	8.2	40.9	4.9
BG	-8.1	6.1	8.3	0.4	2.7	0.7	-3.6	-0.8
CZ	10.7	-6.2	0.8	-0.1	6.4	4.3	15.7	2.3
DE	-20.3	119.9	34.1	37.3	6.9	31.4	19.2	18.0
DK	-16.1	18.0	30.3	2.5	11.6	4.7	8.6	-0.4
EE	-8.8	1.9	262.9	1.5	-5.8	-0.5	178.5	0.9
EL	-7.1	5.7	43.9	3.4	5.0	0.8	32.6	2.3
ES	20.4	-17.9	49.2	17.2	-1.8	-7.0	55.5	18.4
FI	12.4	-1.2	16.5	1.5	8.7	5.3	27.7	3.1
FR	9.1	-28.3	9.3	8.1	0.5	-0.7	17.2	13.9
HR	43.7	-3.5	25.0	0.1	9.4	1.0	57.3	1.1
HU	-16.6	6.3	8.5	0.3	9.5	2.7	-0.2	-0.3
IE	23.2	-2.6	39.2	1.4	16.0	2.6	72.4	2.6
IT	10.6	-6.9	15.1	7.2	16.4	34.7	39.1	16.8
LT	-91.0	17.5	132.9	2.7	12.9	0.5	-54.1	-2.0
LU	200.1	-0.8	73.2	0.1	43.9	0.9	179.2	0.4
LV	23.5	-1.0	21.0	0.0	5.7	0.3	30.8	0.3
NL	12.3	-8.1	9.8	1.4	11.6	10.5	29.9	5.7
PL	6.1	-7.3	8.5	2.8	2.9	3.9	16.4	5.3
PT	16.4	-0.8	58.5	2.8	10.1	2.7	56.4	3.6
RO	-46.2	34.8	3.0	-0.7	3.8	1.8	-47.2	-7.9

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Закінчення табл. Е.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
SE	6.7	0.2	26.1	6.5	1.3	1.8	26.9	6.8
SK	2.2	0.2	-0.6	-0.3	10.2	2.4	9.0	0.3
SL	3.9	0.2	14.5	0.3	5.1	0.6	20.3	0.4

Примітки: тут і надалі: ¹ Аббревіатури країн використовуються відповідно до стандарту ISO 3166-1 alpha-2. [88]; ² ТП = темп приросту; ³ % = частка від загального впливу по ЄС.

Джерело: розраховано автором за [78; 79]

Таблиця Е.4

Декомпозиційний аналіз чистої генерації електроенергії
у країнах - членах ЄС у 1995-2021 рр.

Країна	Вплив генеруючих потужностей		Вплив структури генеруючих потужностей		Вплив коефіцієнта використання генеруючих потужностей		Вплив ефективності чистої електрогенерації		Зрушення у чистій електрогенерації	
	ТП	%	ТП	%	ТП	%	ТП	%	ТП	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
AT	46.3	1.9	-11.6	1.1	2.6	1.1	-6.7	5.7	27.4	3.1
BE	57.9	3.1	-33.9	3.8	23.5	-5.4	-4.3	4.9	39.5	5.0
BG	415.4	4.3	-43.1	2.4	53.7	-9.5	16.7	-7.7	20.5	1.2
CZ	43.6	1.9	-5.7	0.7	-9.7	4.3	9.9	-7.6	35.3	4.4
DE	75.2	27.8	-51.7	40.0	2.3	6.9	-8.6	70.3	12.2	11.4
DK	43.2	0.9	-13.2	0.7	11.4	0.4	-28.9	15.0	13.8	-0.5
EE	286.0	2.9	-15.8	0.2	198.7	-7.0	-101.3	18.6	20.0	-0.2
EL	86.2	2.8	-19.0	1.4	-25.2	9.0	0.5	0.1	36.0	2.8
ES	91.9	14.7	-19.0	6.7	-8.9	31.9	-1.6	6.5	53.7	20.9
FI	22.9	0.9	-5.3	0.5	18.7	-4.6	-14.3	14.5	19.3	1.7
FR	28.1	9.4	-15.7	11.3	4.3	-6.0	-2.5	17.9	12.7	11.4

ДОДАТКИ

Закінчення табл. Е.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
HR	111.0	0.7	-38.5	0.8	47.1	-1.2	6.9	-0.7	69.7	1.1
HU	46.7	0.9	-20.4	0.9	-17.4	3.6	6.7	-2.6	12.6	0.5
IE	104.6	1.7	-12.0	0.5	-16.8	3.3	-4.9	2.0	63.3	2.8
IT	59.3	10.4	-16.7	6.4	2.2	4.2	-18.9	77.3	19.6	9.0
LT	-37.3	-0.4	-0.6	0.5	63.1	-4.4	18.9	-2.9	-18.8	-1.4
LU	47.3	0.1	63.3	-0.1	25.1	0.1	-25.3	1.4	98.8	0.2
LV	36.9	0.1	1.6	0.0	15.1	0.9	47.8	-2.7	87.5	0.4
NL	94.2	6.1	-37.8	5.7	-14.0	10.2	8.4	-11.8	44.4	7.8
PL	60.4	5.6	-20.8	4.2	-16.1	13.6	7.6	-14.2	27.5	7.4
PT	85.1	2.5	-10.1	0.8	14.5	4.4	-8.4	5.1	54.2	3.8
RO	14.1	0.4	-5.0	0.4	-23.3	7.9	27.8	-18.2	7.7	0.4
SE	29.6	2.8	-21.9	4.6	18.0	-8.6	-0.5	1.4	21.3	4.7
SK	5.7	0.0	-2.1	0.2	13.5	-1.6	7.5	-2.2	19.1	0.8
SL	49.6	0.5	-14.7	0.3	-8.1	1.0	6.9	-1.0	30.0	0.7

Джерело: розраховано автором за [80; 81]

Таблиця Е.5

Декомпозиційний аналіз електроенергетичного балансу в країнах – членах ЄС у 1995–2021 рр.

Країна	Вплив чистої електрогенерації		Вплив імпорту		Вплив експорту		Вплив ефективності транспортування		Зрушення у кінцевому електроспоживанні	
	ТП	%	ТП	%	ТП	%	ТП	%	ТП	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
AT	30.7	3.90	9.8	9.20	-7.8	6.10	-51.80	36.0	4.2	
BE	27.2	5.60	4.9	3.20	-2.9	11.00	8.70	17.4	2.7	
BG	27.9	1.20	1.5	1.00	-5.9	6.30	9.20	7.4	0.4	
CZ	32.9	4.70	4.5	3.70	-9.8	11.00	33.50	20.1	2.4	
DE	28.5	10.50	1.9	-4.30	-2.6	-0.30	-45.50	5.4	4.9	
DK	25.9	-4.60	8.4	9.40	-8.4	-2.70	-50.00	1.5	0.1	
EE	32.1	-0.40	7.4	4.20	-10.9	2.40	15.40	41.6	0.6	
EL	32.6	3.10	4.2	2.80	-1.3	1.60	-7.50	31.9	2.7	
ES	39.6	22.40	1.8	5.20	-1.4	6.00	-17.00	48.0	17.9	
FI	27.4	0.70	3.5	9.60	-1.2	3.40	53.80	23.8	3.4	
FR	33.2	8.80	0.7	11.50	-4.1	-1.90	36.50	22.6	17.8	
HR	30.0	1.00	19.0	4.60	-10.2	3.50	7.30	50.2	1.3	
HU	24.1	0.40	10.4	9.30	-4.8	3.50	26.00	36.3	2.8	
IE	38.8	3.00	1.8	1.40	-0.8	0.40	-7.10	66.8	2.9	

ДОДАТКИ

Закінчення табл. Е.5

Закінчення табл. Е.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
IT	25.9	9.70	4.3	4.80	-0.2	1.90	11.40	19.5	10.5
LT	18.2	-2.20	6.9	3.10	-4.0	0.50	18.50	40.3	0.8
LU	13.7	0.20	24.4	0.40	-7.1	0.20	2.20	26.2	0.3
LV	25.1	0.80	15.0	1.20	-9.9	1.80	-7.30	37.0	0.4
NL	28.4	8.70	6.4	5.60	-3.1	12.50	-13.70	29.0	5.8
PL	28.6	8.10	1.7	6.20	-2.2	3.70	24.40	40.6	10.9
PT	36.9	4.20	5.4	3.00	-3.3	1.00	-9.40	47.5	3.6
RO	26.0	0.50	1.3	4.90	-2.2	3.80	-11.20	13.7	1.1
SE	26.4	7.30	2.4	-4.20	-3.7	14.30	20.00	2.7	0.6
SK	35.8	1.10	15.9	4.90	-18.4	7.00	3.70	14.3	0.7
SL	26.5	0.80	10.1	4.40	-9.8	3.90	-20.40	32.3	0.8

Ажерло: розраховано автором за [79]

Таблиця Е.6

Декомпозиційний аналіз кінцевого електроспоживання в країнах – членах ЄС у 1995–2021 рр.

Країна	Вплив економічної діяльності		Вплив структури економіки		Вплив електроспоживання		Зрушення у кінцевому електроспоживанні	
	ТП	%	ТП	%	ТП	%	ТП	%
1	2	3	4	5	6	7	8	9
AT	88.2	3.3	-4.3	-6.4	-41.9	-3.1	36.0	4.2
BE	86.7	4.4	-2.6	-6.8	-46.9	-4.8	17.4	2.7
BG	181.5	3.2	4.1	3.1	-113.8	-4.1	7.4	0.4
CZ	178.0	6.3	-6.2	-10.1	-108.1	-7.6	20.1	2.4
DE	42.1	14.0	8.1	84.1	-37.2	-25.1	5.4	4.9
DK	95.4	2.0	-10.4	-9.8	-67.8	-2.6	1.5	0.1
EE	247.1	1.0	-8.6	-1.5	-132.7	-1.1	41.6	0.6
EL	56.7	1.5	-6.7	-7.5	-0.3	-0.1	31.9	2.7
ES	79.8	9.6	10.0	65.6	-26.2	-7.5	48.0	17.9
FI	96.6	4.7	-22.2	-50.8	-38.6	-3.9	23.8	3.4
FR	74.8	19.5	-5.9	-71.2	-34.2	-17.9	22.6	17.8
HR	30.7	-0.4	63.9	22.3	-44.2	-0.7	50.2	1.3
HU	158.4	3.3	-7.5	-6.7	-79.0	-3.3	36.3	2.8
IE	175.0	2.3	-2.6	-2.1	-74.3	-2.0	66.8	2.9

ДОДАТКИ

Закінчення табл. Е.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
IT	72.3	12.3	-2.1	-17.5	-32.7	-10.8	19.5	10.5
LT	236.8	1.3	9.5	3.0	-131.1	-1.4	40.3	0.8
LU	229.5	0.8	-15.4	-2.7	-62.4	-0.5	26.2	0.3
LV	210.5	0.7	11.5	2.2	-135.2	-0.9	37.0	0.4
NL	95.8	6.2	-9.5	-27.2	-40.3	-5.1	29.0	5.8
PL	159.4	11.2	4.8	26.6	-80.9	-12.1	40.6	10.9
PT	62.6	1.5	8.8	12.2	-17.0	-1.1	47.5	3.6
RO	224.8	6.1	-20.0	-25.4	-103.8	-5.7	13.7	1.1
SE	12.9	4.9	58.9	139.8	-54.1	-8.8	2.7	0.6
SK	204.2	3.2	-11.4	-9.1	-108.9	-3.4	14.3	0.7
SL	115.7	0.9	-4.9	-1.7	-40.2	-0.6	32.3	0.8

Джерело: розраховано автором за [79; 82; 83]

Додаток Ж

Оцінка сталості розвитку електроенергетичної системи

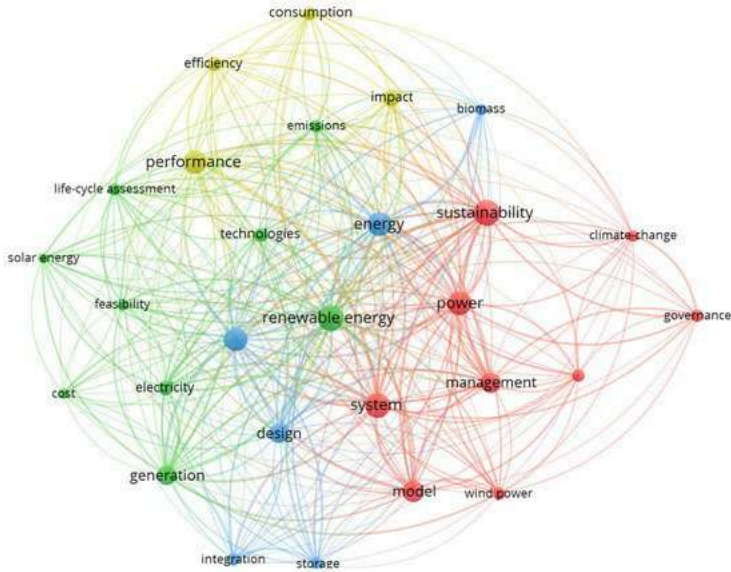


Рис. Ж.1. Проблемне поле наукових досліджень «сталості розвитку електроенергетичної системи»

Джерело: складено автором за [61] з використанням VOSviewer [62]

Таблиця Ж.1

Оцінка сталості електроенергетичних систем України та країн ЄС у 2010 р.

Країна	1.1		1.2		2.1		2.2		2.3		2.4		2.5		3.1		3.2		3.3		Екологічна складова		PSS Index					
	МВт-год/особу	P	МВт-год/Євро	P	Од.	P	%	P	%	P	%	P	%	P	%	кВт CO ₂ екв./МВт-год	P	%	P	%	Од.	P	Од.	P				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
BE	1.8	8	0.2	21	0.48	21	1.46	13	39.6	17	96.2	9	95.2	6	57.4	3	0.65	3	232	6	8.5	21	40.7	7	0.53	13	0.55	9
BG	1.4	17	0.21	24	0.42	24	-18.7	2	34.7	22	90.5	28	84.2	28	53.1	6	0.33	6	725	23	13.8	19	53.5	15	0.38	19	0.38	23
CZ	1.4	16	0.19	20	0.45	20	-16.1	3	32	25	91.2	25	92.3	12	48.9	9	0.43	9	698	21	7.6	24	59.8	16	0.33	22	0.4	22
DK	1.9	7	0.13	2	0.62	2	0.21	12	40.3	15	94.9	14	92.1	14	33	23	0.46	23	588	19	32	9	68	19	0.46	15	0.51	12
DE	1.8	9	0.17	18	0.53	18	-1.89	8	40.6	14	93.9	16	95.6	4	44.4	12	0.55	12	535	18	17.7	16	60	17	0.43	17	0.5	14
EE	1.5	15	0.25	26	0.36	26	-22.3	1	33.5	24	90.5	27	85.9	25	53.8	5	0.37	5	1239	28	8.1	23	91.9	25	0.07	28	0.27	28
IE	1.9	6	0.11	1	0.64	1	1.92	15	49.7	7	96.8	5	91.8	16	39.8	17	0.58	17	470	15	13.8	18	86.2	23	0.33	21	0.52	11
GR	1.6	10	0.16	13	0.53	13	10.1	21	40.9	12	93	19	93.2	10	42.8	13	0.45	13	908	25	18.4	15	81.6	22	0.25	24	0.41	21
ES	1.6	11	0.16	11	0.54	11	-2.58	6	52.3	5	96.5	6	89.1	22	33.8	22	0.53	22	208	4	33.5	8	45.9	11	0.65	8	0.57	7
FR	2.5	3	0.18	19	0.61	19	-5.09	4	36.3	19	95.6	12	92.5	11	52.4	7	0.56	7	85	2	14.6	17	10.1	2	0.71	6	0.63	4
HR	1.6	14	0.15	6	0.54	6	18	26	61.6	3	96.8	4	87.5	24	41.5	15	0.55	15	276	9	63.1	2	36.9	6	0.81	3	0.64	3

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Закінчення табл. Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
IT	1.2	21	0.15	10	0.49	10	14.2	25	44.1	10	96.3	8	93.4	9	32.3	25	0.5	25	336	10	26.6	13	73.4	21	0.48	14	0.49	15
CY	2.1	5	0.15	7	0.6	7	0	10	38.1	18	95.8	10	95.5	5	38.9	18	0.55	18	761	24	1.4	27	98.6	27	0.14	25	0.43	18
LV	0.9	23	0.15	9	0.46	9	12.8	23	52	6	91.6	23	88.3	23	29.6	27	0.34	27	364	12	54.9	4	45.1	9	0.72	5	0.51	13
LT	0.8	24	0.14	5	0.47	5	46.8	28	31.8	27	93	18	89.4	21	18.4	28	0.14	28	698	20	30.3	10	69.7	20	0.41	18	0.34	25
LU	1.6	12	0.17	16	0.52	16	39.9	27	69.4	1	99.3	1	98	1	30.6	26	0.72	26	265	8	35.5	6	64.5	18	0.57	11	0.6	6
HU	1.1	22	0.15	8	0.49	8	13.9	24	34.7	23	92.6	20	89.4	20	47.4	10	0.36	10	469	14	8.1	22	49.7	14	0.43	16	0.43	20
MT	1.4	18	0.14	4	0.55	4	0	10	31.4	28	94.3	15	90.7	19	42.2	14	0.42	14	937	26	0	28	100	28	0.08	27	0.35	24
NL	1.4	19	0.16	12	0.51	12	2.76	17	44.9	9	96.3	7	95	7	51	8	0.64	8	476	16	9.4	20	87.2	24	0.3	23	0.48	17
AT	2.1	4	0.17	17	0.58	17	6.22	20	65.4	2	95.2	13	94.6	8	38	19	0.66	19	159	3	67.8	1	32.2	4	0.88	2	0.7	2
PL	0.8	27	0.17	15	0.42	15	-0.47	9	35	21	91	26	90.8	18	53.9	4	0.41	4	1156	27	7.3	25	92.7	26	0.09	26	0.3	27
PT	1.4	20	0.17	14	0.49	14	5.44	19	58	4	97.6	3	91.5	17	32.6	24	0.6	24	232	5	53.2	5	46.8	12	0.74	4	0.61	5
RO	0.6	28	0.13	3	0.45	3	-3.77	5	40.1	16	91.7	22	84.7	27	35	21	0.28	21	529	17	33.9	7	47.1	13	0.56	12	0.43	19
SL	1.6	13	0.2	23	0.45	23	1.77	14	43	11	93.7	17	91.9	15	58.8	2	0.56	2	411	13	30	12	35.6	5	0.61	9	0.54	10
SK	0.8	25	0.2	22	0.36	22	4.5	18	35.8	20	91.3	24	96.6	3	40.4	16	0.44	16	247	7	22.8	14	24.8	3	0.65	7	0.48	16
FI	4.3	2	0.39	28	0.44	28	11.8	22	40.8	13	95.7	11	96.7	2	59.7	1	0.65	1	363	11	30.1	11	41.5	8	0.6	10	0.56	8
SE	4.9	1	0.3	27	0.68	27	2.21	16	47.4	8	97.8	2	92.2	13	46.5	11	0.63	11	74	1	55.3	3	5.7	1	0.94	1	0.75	1
UA	0.8	26	0.22	25	0.32	25	-2.33	7	32	26	92.1	21	85.4	26	37.7	20	0.27	20	707	22	7.1	26	45.7	10	0.37	20	0.32	26

Примітка: Р – ранг; скорочені назви країн подано згідно з системою кодування ISO 3166.

Джерело: авторські розрахунки

ДОДАТКИ

Таблиця Ж.2

Оцінка сталості електроенергетичних систем України та країн ЄС у 2015 р.

Країна	1.1		1.2		2.1		2.2		2.3		2.4		2.5		3.1		3.2		3.3		Екологічна складова		PSS Index				
	МВт-год/особу	р	МВт-год/Євро	р	Од.	р	%	р	%	р	%	р	%	р	%	кВт CO ₂ екв./МВт-год	р	МВт-год	р	%	р	%	Од.	р	Од.	р	
BE	1.7	9	0.17	20	0.45	23	43.7	15	96.7	5	95.4	3	37.6	11	0.59	11	19	20	7	22.5	18	39.8	11	0.53	15	0.52	10
BG	1.5	14	0.20	23	0.38	23	-18.81	1	36.8	23	90.9	27	87.2	26	51.5	1	0.52	1	23	18.8	19	49.9	17	0.37	20	0.42	21
CZ	1.4	17	0.17	21	0.41	21	-9.74	4	34.2	26	91.7	25	93.1	13	43.8	7	0.55	7	22	12.8	23	55.2	19	0.32	22	0.43	20
DK	1.8	6	0.11	2	0.58	2	14.39	18	46.3	9	96.5	6	94.4	10	23.6	24	0.51	24	15	65.4	4	34.5	9	0.73	5	0.61	6
DE	1.6	11	0.14	11	0.49	11	-6.97	6	44.4	14	94.1	17	95.2	5	36.4	13	0.60	13	19	30.1	14	55.7	20	0.44	17	0.51	13
EE	1.3	19	0.21	26	0.34	26	2.91	11	32.3	27	89.3	28	90.6	21	40.6	8	0.40	8	28	15.4	21	84.6	25	0.08	28	0.27	28
IE	1.7	8	0.08	1	0.61	1	2.92	12	54.9	4	97.3	3	91.9	18	33.5	14	0.60	14	16	28.7	16	71.3	23	0.40	19	0.54	8
GR	1.6	10	0.17	19	0.45	19	18.05	21	46.5	8	92.2	21	90.7	20	31.3	17	0.40	17	26	28.7	15	71.3	22	0.31	23	0.39	24
ES	1.5	13	0.14	14	0.48	14	0.67	10	48.0	7	96.0	10	88.9	24	30.0	20	0.50	20	8	35.7	12	43.9	14	0.57	13	0.51	11
FR	2.4	3	0.15	15	0.59	15	-11.11	3	37.1	22	95.8	12	91.9	17	50.0	4	0.67	4	2	16.7	20	7.7	2	0.67	7	0.64	4
HR	1.5	15	0.14	9	0.49	9	25.64	24	59.0	3	96.3	8	88.5	25	27.3	23	0.45	23	9	67.3	3	32.7	8	0.77	4	0.57	7
IT	1.1	22	0.14	12	0.42	12	15.47	20	45.1	12	96.3	9	93.4	11	27.6	22	0.51	22	10	39.1	11	60.9	21	0.52	16	0.48	15
CY	1.8	5	0.13	8	0.54	8	0.00	8	40.3	20	95.1	13	94.8	6	29.5	21	0.55	21	25	8.8	26	91.2	27	0.15	25	0.41	23

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Закінчення табл. Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
LV	0.9	25	0.13	7	0.41	7	13.94	17	41.5	18	92.0	23	93.0	14	21.6	26	0.37	26	337	13	50.2	7	49.8	16	0.60	9	0.46	16
LT	0.9	24	0.12	6	0.43	6	62.48	28	41.8	17	94.8	16	92.2	16	15.7	27	0.26	27	364	14	50.4	6	49.6	15	0.60	10	0.43	19
LU	1.7	7	0.12	4	0.55	4	50.60	27	94.0	1	99.0	1	97.5	1	15.6	28	0.60	28	171	4	67.3	2	32.5	7	0.80	3	0.65	3
HU	1.1	21	0.14	13	0.42	13	30.07	25	35.2	25	92.7	19	90.3	22	40.1	9	0.41	9	426	18	10.7	25	37.1	10	0.43	18	0.42	22
MT	1.5	16	0.12	5	0.51	5	49.81	26	41.2	19	95.1	14	91.5	19	22.3	25	0.33	25	687	24	7.8	27	92.2	28	0.14	26	0.33	27
NL	1.3	18	0.14	10	0.46	10	7.35	15	45.1	11	95.9	11	95.2	4	37.1	12	0.61	12	531	20	12.6	24	83.6	24	0.24	24	0.44	18
AT	2.0	4	0.15	16	0.54	16	15.03	19	67.1	2	94.8	15	94.5	8	30.1	19	0.57	19	120	3	78.1	1	21.9	5	0.90	2	0.67	2
PL	0.7	27	0.15	17	0.36	17	0.59	9	37.1	21	91.4	26	92.4	15	50.4	3	0.56	3	1034	27	14.1	22	85.9	26	0.11	27	0.34	25
PT	1.2	20	0.16	18	0.40	18	5.83	13	53.1	5	97.2	4	89.6	23	30.5	18	0.53	18	315	11	48.7	8	51.3	18	0.60	11	0.51	12
RO	0.6	28	0.11	3	0.40	3	-8.73	5	44.5	13	92.4	20	84.7	28	31.8	16	0.38	16	419	17	40.1	10	42.4	13	0.56	14	0.45	17
SL	1.6	12	0.21	25	0.38	25	6.05	14	45.5	10	94.0	18	93.3	12	51.3	2	0.64	2	322	12	30.7	13	31.9	6	0.58	12	0.53	9
SK	0.9	23	0.17	22	0.34	22	8.21	16	35.3	24	92.0	24	94.6	7	39.5	10	0.51	10	201	5	23.5	17	19.9	3	0.62	8	0.49	14
FI	3.8	2	0.35	28	0.46	28	19.19	22	43.2	16	96.4	7	96.9	2	47.5	5	0.69	5	230	6	44.7	9	21.3	4	0.71	6	0.62	5
SE	4.4	1	0.25	27	0.71	27	-12.78	2	48.8	6	98.1	2	94.5	9	46.6	6	0.77	6	40	1	63.3	5	1.9	1	0.93	1	0.80	1
UA	0.9	26	0.20	24	0.29	24	-0.66	7	31.7	28	92.0	22	86.6	27	33.4	15	0.36	15	597	21	5.3	28	41.0	12	0.34	21	0.33	26

Примітка: Р – ранг; скорочені назви країн подано згідно з системою кодування ISO 3166.

Джерело: авторські розрахунки

ДОДАТКИ

Додаток И

Таблиця И.1

Прогноз покриття споживчого навантаження генерацією
в електроенергетичній системі України у 2024–2035 рр. (зимовий період)

Година	Споживання	ТЕС	ТЕЦ	АЕС	ВДЕ	ГЕС/ГАЕС	Імпорт	Експорт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2024								
0	16,8	3,1	3,3	6,9	0,4	0,3	2,7	
1	16,0	2,8	3,3	6,9	0,4	0,3	2,2	
2	15,5	2,7	3,3	6,9	0,4	0,3	1,9	
3	15,3	2,7	3,3	6,9	0,4	0,2	1,8	
4	15,3	2,7	3,3	6,9	0,4	0,2	1,8	
5	15,5	2,7	3,3	6,9	0,4	0,3	1,9	
6	16,1	2,8	3,3	6,9	0,4	0,3	2,4	
7	17,1	3,0	3,4	6,9	0,4	0,6	2,8	
8	17,9	3,1	3,5	6,9	0,5	0,7	3,0	
9	18,9	3,3	3,6	6,9	0,6	1,1	3,3	
10	19,3	3,4	3,6	6,9	0,8	1,2	3,4	
11	19,4	3,4	3,6	6,9	1,0	1,2	3,3	
12	19,3	3,4	3,6	6,9	1,0	1,0	3,3	
13	19,2	3,4	3,6	6,9	1,0	1,0	3,2	
14	19,2	3,4	3,6	6,9	0,9	1,0	3,3	
15	19,1	3,5	3,6	6,9	0,7	1,0	3,4	
16	19,4	3,5	3,6	6,9	0,5	1,1	3,7	
17	19,8	3,5	3,6	6,9	0,4	1,3	4,0	
18	20,1	3,5	3,6	6,9	0,4	1,4	4,2	
19	19,9	3,5	3,6	6,9	0,5	1,4	4,0	
20	19,5	3,5	3,6	6,9	0,5	1,3	3,7	
21	19,2	3,5	3,6	6,9	0,5	1,1	3,6	

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
22	18,6	3,4	3,6	6,9	0,4	0,8	3,4	
23	17,7	3,2	3,5	6,9	0,4	0,4	3,1	
2025								
0	17,0	3,1	3,4	6,9	0,5	0,4	2,6	
1	16,2	2,8	3,4	6,9	0,5	0,4	2,1	
2	15,7	2,8	3,4	6,9	0,5	0,3	1,8	
3	15,5	2,8	3,4	6,9	0,5	0,3	1,6	
4	15,4	2,7	3,4	6,9	0,5	0,3	1,7	
5	15,6	2,8	3,4	6,9	0,5	0,3	1,8	
6	16,3	2,8	3,4	6,9	0,5	0,3	2,3	
7	17,3	3,0	3,5	6,9	0,5	0,6	2,7	
8	18,1	3,2	3,6	6,9	0,6	0,8	2,8	
9	19,1	3,4	3,7	6,9	0,8	1,3	3,0	
10	19,5	3,5	3,7	6,9	1,0	1,3	3,1	
11	19,6	3,5	3,7	6,9	1,2	1,3	3,0	
12	19,5	3,5	3,7	6,9	1,2	1,1	2,9	
13	19,4	3,5	3,7	6,9	1,2	1,1	2,9	
14	19,4	3,5	3,7	6,9	1,1	1,1	3,0	
15	19,3	3,6	3,7	6,9	0,9	1,1	3,2	
16	19,6	3,6	3,7	6,9	0,6	1,3	3,5	
17	20,0	3,6	3,7	6,9	0,5	1,5	3,8	
18	20,4	3,6	3,7	6,9	0,5	1,6	4,0	
19	20,1	3,6	3,7	6,9	0,5	1,5	3,8	
20	19,7	3,6	3,7	6,9	0,5	1,4	3,5	
21	19,4	3,6	3,7	6,9	0,5	1,3	3,4	
22	18,8	3,5	3,7	6,9	0,5	0,9	3,2	
23	17,8	3,3	3,6	6,9	0,5	0,5	2,9	

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2026								
0	17,4	3,2	3,5	6,9	0,6	0,4	2,7	
1	16,6	2,9	3,5	6,9	0,6	0,4	2,2	
2	16,1	2,9	3,5	6,9	0,6	0,3	1,9	
3	15,8	2,8	3,5	6,9	0,6	0,3	1,7	
4	15,8	2,8	3,5	6,9	0,6	0,3	1,7	
5	16,0	2,8	3,5	6,9	0,6	0,3	1,9	
6	16,6	2,9	3,5	6,9	0,6	0,3	2,4	
7	17,7	3,1	3,6	6,9	0,6	0,7	2,8	
8	18,5	3,3	3,7	6,9	0,7	0,9	2,9	
9	19,5	3,4	3,8	6,9	0,9	1,4	3,0	
10	19,9	3,5	3,8	6,9	1,1	1,5	3,0	
11	20,1	3,6	3,8	6,9	1,3	1,5	2,9	
12	19,9	3,6	3,8	6,9	1,4	1,3	2,9	
13	19,8	3,6	3,8	6,9	1,4	1,2	2,9	
14	19,8	3,6	3,8	6,9	1,3	1,2	3,0	
15	19,8	3,6	3,8	6,9	1,0	1,2	3,1	
16	20,0	3,7	3,8	6,9	0,7	1,4	3,5	
17	20,5	3,7	3,8	6,9	0,6	1,6	3,8	
18	20,8	3,7	3,8	6,9	0,6	1,8	4,0	
19	20,6	3,7	3,8	6,9	0,6	1,7	3,8	
20	20,2	3,7	3,8	6,9	0,6	1,6	3,5	
21	19,8	3,6	3,8	6,9	0,6	1,4	3,4	
22	19,2	3,6	3,8	6,9	0,6	1,0	3,2	
23	18,2	3,4	3,8	6,9	0,6	0,6	3,0	
2027								
0	17,7	3,3	3,6	6,9	0,7	0,5	2,7	
1	16,8	3,0	3,6	6,9	0,7	0,5	2,2	

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	16,3	2,9	3,6	6,9	0,7	0,4	1,9	
3	16,1	2,9	3,6	6,9	0,7	0,3	1,7	
4	16,0	2,9	3,6	6,9	0,7	0,3	1,7	
5	16,3	2,9	3,6	6,9	0,7	0,4	1,8	
6	16,9	3,0	3,6	6,9	0,7	0,4	2,4	
7	18,0	3,2	3,7	6,9	0,7	0,8	2,7	
8	18,7	3,4	3,8	6,9	0,8	1,0	2,8	
9	19,8	3,5	3,9	6,9	1,0	1,6	2,8	
10	20,2	3,6	3,9	6,9	1,3	1,6	2,8	
11	20,4	3,7	3,9	6,9	1,5	1,6	2,7	
12	20,2	3,7	3,9	6,9	1,7	1,4	2,6	
13	20,1	3,7	3,9	6,9	1,6	1,3	2,7	
14	20,1	3,7	3,9	6,9	1,5	1,4	2,8	
15	20,1	3,7	3,9	6,9	1,2	1,4	3,0	
16	20,3	3,8	3,9	6,9	0,8	1,6	3,3	
17	20,8	3,8	3,9	6,9	0,7	1,8	3,6	
18	21,1	3,8	3,9	6,9	0,7	2,0	3,8	
19	20,9	3,8	3,9	6,9	0,7	1,9	3,6	
20	20,5	3,7	3,9	6,9	0,7	1,8	3,4	
21	20,1	3,7	3,9	6,9	0,7	1,6	3,3	
22	19,5	3,7	3,9	6,9	0,7	1,2	3,2	
23	18,5	3,4	3,9	6,9	0,7	0,6	3,0	
2028								
0	17,9	3,4	3,7	6,9	0,8	0,5	2,6	
1	17,1	3,0	3,7	6,9	0,8	0,5	2,1	
2	16,5	3,0	3,7	6,9	0,8	0,4	1,8	
3	16,3	3,0	3,7	6,9	0,8	0,4	1,6	
4	16,3	2,9	3,7	6,9	0,8	0,3	1,6	

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	16,5	3,0	3,7	6,9	0,8	0,4	1,8	
6	17,1	3,0	3,7	6,9	0,8	0,4	2,3	
7	18,2	3,3	3,8	6,9	0,8	0,9	2,6	
8	19,0	3,4	4,0	6,9	0,9	1,1	2,6	
9	20,0	3,6	4,0	6,9	1,2	1,7	2,6	
10	20,5	3,7	4,0	6,9	1,5	1,8	2,5	
11	20,6	3,7	4,0	6,9	1,7	1,8	2,4	
12	20,4	3,8	4,0	6,9	1,9	1,5	2,3	
13	20,3	3,8	4,0	6,9	1,8	1,4	2,4	
14	20,3	3,8	4,0	6,9	1,6	1,5	2,5	
15	20,3	3,8	4,0	6,9	1,3	1,5	2,8	
16	20,6	3,8	4,0	6,9	1,0	1,7	3,1	
17	21,1	3,9	4,0	6,9	0,8	2,0	3,4	
18	21,4	3,9	4,1	6,9	0,8	2,1	3,6	
19	21,2	3,9	4,0	6,9	0,8	2,1	3,4	
20	20,8	3,8	4,0	6,9	0,8	2,0	3,2	
21	20,4	3,8	4,0	6,9	0,8	1,7	3,1	
22	19,8	3,7	4,0	6,9	0,8	1,3	3,0	
23	18,8	3,5	4,0	6,9	0,8	0,7	2,9	
2029								
0	18,1	3,4	3,8	6,9	0,9	0,6	2,4	
1	17,2	3,1	3,8	6,9	0,9	0,6	1,9	
2	16,7	3,1	3,8	6,9	0,9	0,4	1,6	
3	16,4	3,0	3,8	6,9	0,9	0,4	1,5	
4	16,4	3,0	3,7	6,9	0,8	0,4	1,5	
5	16,6	3,0	3,8	6,9	0,8	0,4	1,6	
6	17,2	3,1	3,8	6,9	0,8	0,4	2,2	
7	18,3	3,3	3,9	6,9	0,9	0,9	2,4	

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	19,1	3,5	4,1	6,9	1,0	1,2	2,4	
9	20,2	3,7	4,1	6,9	1,3	1,8	2,3	
10	20,6	3,8	4,1	6,9	1,6	1,9	2,2	
11	20,8	3,8	4,1	6,9	1,9	1,9	2,1	
12	20,6	3,8	4,1	6,9	2,1	1,7	2,0	
13	20,5	3,8	4,1	6,9	2,0	1,6	2,0	
14	20,5	3,9	4,1	6,9	1,8	1,6	2,2	
15	20,5	3,9	4,1	6,9	1,5	1,6	2,5	
16	20,8	3,9	4,1	6,9	1,1	1,9	2,9	
17	21,2	4,0	4,2	6,9	0,9	2,1	3,2	
18	21,6	4,0	4,2	6,9	0,9	2,3	3,3	
19	21,3	3,9	4,1	6,9	0,9	2,3	3,1	
20	20,9	3,9	4,1	6,9	0,9	2,1	2,9	
21	20,6	3,9	4,1	6,9	0,9	1,8	2,8	
22	20,0	3,8	4,1	6,9	0,9	1,4	2,8	
23	18,9	3,6	4,1	6,9	0,9	0,7	2,7	
2030	19,5	3,7	4,1	6,9	1,3	1,4	2,1	
0	18,2	3,5	3,9	6,9	1,0	0,6	2,2	
1	17,3	3,2	3,9	6,9	1,0	0,6	1,7	
2	16,8	3,1	3,9	6,9	0,9	0,5	1,5	
3	16,5	3,1	3,9	6,9	0,9	0,4	1,3	
4	16,5	3,1	3,8	6,9	0,9	0,4	1,3	
5	16,7	3,1	3,8	6,9	0,9	0,5	1,5	
6	17,3	3,2	3,9	6,9	0,9	0,5	2,0	
7	18,5	3,4	4,0	6,9	1,0	1,0	2,2	
8	19,3	3,6	4,2	6,9	1,1	1,3	2,2	
9	20,3	3,7	4,2	6,9	1,4	2,0	2,0	
10	20,8	3,9	4,2	6,9	1,8	2,1	1,8	

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	21,0	3,9	4,2	6,9	2,1	2,1	1,7	
12	20,8	3,9	4,2	6,9	2,3	1,8	1,6	
13	20,7	3,9	4,2	6,9	2,2	1,7	1,7	
14	20,7	3,9	4,2	6,9	2,0	1,7	1,8	
15	20,7	4,0	4,2	6,9	1,6	1,8	2,2	
16	20,9	4,0	4,2	6,9	1,2	2,0	2,6	
17	21,4	4,0	4,3	6,9	1,0	2,3	2,8	
18	21,7	4,1	4,3	6,9	1,0	2,5	3,0	
19	21,5	4,0	4,3	6,9	1,0	2,4	2,8	
20	21,1	4,0	4,3	6,9	1,0	2,3	2,6	
21	20,7	4,0	4,2	6,9	1,0	2,0	2,6	
22	20,1	3,9	4,2	6,9	1,0	1,5	2,5	
23	19,0	3,7	4,2	6,9	1,0	0,8	2,5	
2031								
0	18,3	3,6	4,0	6,5	1,1	0,6	2,4	
1	17,4	3,2	4,0	6,5	1,0	0,7	1,9	
2	16,9	3,2	4,0	6,5	1,0	0,5	1,7	
3	16,6	3,1	3,9	6,5	1,0	0,5	1,5	
4	16,6	3,1	3,9	6,5	1,0	0,4	1,5	
5	16,8	3,2	3,9	6,5	1,0	0,5	1,7	
6	17,5	3,2	4,0	6,5	1,0	0,5	2,2	
7	18,6	3,5	4,1	6,5	1,1	1,1	2,4	
8	19,4	3,7	4,3	6,5	1,2	1,4	2,3	
9	20,5	3,8	4,3	6,5	1,6	2,2	2,1	
10	20,9	3,9	4,3	6,5	2,0	2,3	1,9	
11	21,1	4,0	4,3	6,5	2,3	2,2	1,7	
12	20,9	4,0	4,3	6,5	2,5	1,9	1,6	
13	20,8	4,0	4,3	6,5	2,5	1,8	1,7	

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	20,8	4,0	4,3	6,5	2,2	1,9	1,8	
15	20,8	4,1	4,3	6,5	1,8	1,9	2,2	
16	21,1	4,1	4,4	6,5	1,3	2,2	2,6	
17	21,5	4,1	4,4	6,5	1,1	2,5	2,9	
18	21,9	4,1	4,4	6,5	1,1	2,7	3,1	
19	21,6	4,1	4,4	6,5	1,1	2,6	2,9	
20	21,2	4,1	4,4	6,6	1,1	2,4	2,7	
21	20,8	4,1	4,3	6,5	1,1	2,1	2,7	
22	20,2	4,0	4,3	6,5	1,1	1,6	2,7	
23	19,2	3,7	4,3	6,5	1,1	0,8	2,7	
2032								
0	18,4	3,7	4,1	6,2	1,2	0,7	2,6	
1	17,5	3,3	4,1	6,2	1,1	0,7	2,1	
2	17,0	3,3	4,1	6,2	1,1	0,5	1,9	
3	16,7	3,2	4,0	6,2	1,1	0,5	1,7	
4	16,7	3,2	4,0	6,2	1,1	0,5	1,7	
5	16,9	3,2	4,0	6,2	1,1	0,5	1,9	
6	17,6	3,3	4,1	6,2	1,1	0,6	2,4	
7	18,7	3,5	4,2	6,2	1,1	1,2	2,5	
8	19,5	3,7	4,4	6,2	1,3	1,5	2,4	
9	20,6	3,9	4,4	6,2	1,7	2,3	2,1	
10	21,0	4,0	4,5	6,2	2,2	2,4	1,8	
11	21,2	4,1	4,5	6,2	2,5	2,4	1,6	
12	21,0	4,1	4,4	6,2	2,7	2,1	1,6	
13	20,9	4,1	4,4	6,2	2,7	1,9	1,6	
14	20,9	4,1	4,4	6,2	2,4	2,0	1,8	
15	20,9	4,1	4,4	6,2	1,9	2,0	2,2	
16	21,2	4,2	4,5	6,2	1,4	2,3	2,7	

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	21,6	4,2	4,5	6,2	1,2	2,7	3,0	
18	22,0	4,2	4,5	6,2	1,2	2,9	3,1	
19	21,7	4,2	4,5	6,2	1,2	2,8	2,9	
20	21,3	4,2	4,5	6,2	1,2	2,6	2,7	
21	21,0	4,1	4,5	6,2	1,2	2,3	2,7	
22	20,3	4,1	4,4	6,2	1,2	1,7	2,8	
23	19,3	3,8	4,4	6,2	1,2	0,9	2,8	
2033								
0	18,5	3,7	4,2	6,2	1,3	0,7	2,4	
1	17,6	3,4	4,2	6,2	1,2	0,8	1,9	
2	17,0	3,3	4,1	6,2	1,2	0,6	1,6	
3	16,8	3,3	4,1	6,1	1,2	0,5	1,5	
4	16,7	3,3	4,1	6,1	1,2	0,5	1,5	
5	17,0	3,3	4,1	6,1	1,2	0,6	1,7	
6	17,6	3,4	4,1	6,1	1,2	0,6	2,2	
7	18,7	3,6	4,2	6,1	1,2	1,2	2,3	
8	19,5	3,8	4,5	6,2	1,4	1,6	2,1	
9	20,6	4,0	4,5	6,2	1,8	2,4	1,7	
10	21,1	4,1	4,6	6,2	2,3	2,6	1,4	
11	21,3	4,2	4,6	6,2	2,7	2,5	1,2	-0,1
12	21,1	4,2	4,5	6,2	2,9	2,2	1,2	-0,3
13	21,0	4,2	4,5	6,1	2,9	2,1	1,3	-0,2
14	21,0	4,2	4,5	6,2	2,5	2,1	1,4	
15	21,0	4,2	4,5	6,2	2,0	2,1	1,8	
16	21,2	4,3	4,6	6,2	1,5	2,5	2,3	
17	21,7	4,3	4,6	6,2	1,3	2,8	2,6	
18	22,1	4,3	4,6	6,2	1,2	3,1	2,7	
19	21,8	4,3	4,6	6,2	1,3	3,0	2,5	

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	21,4	4,3	4,6	6,2	1,3	2,8	2,3	
21	21,0	4,2	4,6	6,2	1,3	2,4	2,4	
22	20,4	4,2	4,5	6,2	1,3	1,8	2,5	
23	19,3	3,9	4,5	6,2	1,3	1,0	2,6	
2034								
0	18,5	3,8	4,3	6,2	1,3	0,8	2,1	
1	17,6	3,4	4,3	6,2	1,3	0,8	1,6	
2	17,1	3,4	4,2	6,2	1,3	0,6	1,4	
3	16,8	3,3	4,2	6,1	1,3	0,6	1,3	
4	16,8	3,3	4,2	6,1	1,3	0,5	1,3	
5	17,0	3,4	4,2	6,2	1,3	0,6	1,4	
6	17,6	3,4	4,2	6,1	1,3	0,6	1,9	
7	18,8	3,7	4,3	6,2	1,3	1,3	2,0	
8	19,6	3,9	4,6	6,2	1,5	1,7	1,8	
9	20,7	4,1	4,6	6,2	2,0	2,6	1,3	
10	21,1	4,2	4,7	6,2	2,5	2,7	1,2	-0,1
11	21,3	4,2	4,7	6,2	2,9	2,7	1,2	-0,4
12	21,1	4,2	4,6	6,2	3,1	2,3	1,1	-0,5
13	21,0	4,2	4,6	6,2	3,1	2,2	1,2	-0,4
14	21,0	4,3	4,6	6,2	2,7	2,2	1,3	-0,2
15	21,0	4,3	4,6	6,2	2,2	2,3	1,4	
16	21,3	4,3	4,7	6,2	1,6	2,6	1,9	
17	21,7	4,4	4,7	6,2	1,4	3,0	2,2	
18	22,1	4,4	4,7	6,2	1,3	3,3	2,3	
19	21,9	4,4	4,7	6,2	1,4	3,2	2,1	
20	21,4	4,3	4,7	6,2	1,4	3,0	1,9	
21	21,1	4,3	4,7	6,2	1,4	2,6	2,0	
22	20,4	4,2	4,6	6,2	1,4	1,9	2,1	

ДОДАТКИ

Закінчення табл. И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	19,4	4,0	4,6	6,2	1,4	1,0	2,3	
2035								
0	18,5	3,9	4,4	7,0	1,4	0,8	0,9	
1	17,6	3,5	4,3	7,0	1,4	0,9	0,6	-0,1
2	17,1	3,4	4,3	7,0	1,4	0,6	0,4	-0,2
3	16,8	3,4	4,3	7,0	1,4	0,6	0,3	-0,2
4	16,8	3,4	4,3	7,0	1,3	0,5	0,3	-0,2
5	17,0	3,4	4,3	7,0	1,3	0,6	0,4	-0,1
6	17,7	3,5	4,3	7,0	1,4	0,7	0,8	
7	18,8	3,8	4,4	7,0	1,4	1,4	0,8	
8	19,6	4,0	4,7	7,0	1,6	1,8	0,8	-0,4
9	20,7	4,1	4,7	7,0	2,1	2,7	0,7	-0,6
10	21,2	4,3	4,8	7,0	2,7	2,9	0,5	-1,0
11	21,3	4,3	4,8	7,0	3,1	2,8	0,3	-1,1
12	21,1	4,3	4,7	7,0	3,3	2,5	0,3	-1,2
13	21,0	4,3	4,7	7,0	3,3	2,3	0,3	-1,2
14	21,0	4,4	4,8	7,0	2,9	2,4	0,5	-1,0
15	21,0	4,4	4,8	7,0	2,3	2,4	0,7	-0,9
16	21,3	4,4	4,8	7,0	1,7	2,8	1,0	-0,2
17	21,8	4,5	4,8	7,0	1,4	3,2	0,9	
18	22,1	4,5	4,8	7,0	1,4	3,4	1,0	
19	21,9	4,5	4,8	7,0	1,5	3,4	0,8	
20	21,4	4,4	4,8	7,0	1,5	3,1	0,7	-0,3
21	21,1	4,4	4,8	7,0	1,5	2,7	0,7	-0,4
22	20,4	4,3	4,7	7,0	1,5	2,0	0,9	0,0
23	19,4	4,0	4,7	7,0	1,4	1,1	1,1	

Джерело: авторські розрахунки

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Таблиця И.2

Прогноз покриття споживчого навантаження генерацією в електроенергетичній системі України у 2024–2035 рр. (весняний період)

Позначки рядків	Споживання	ТЕС	ТЕЦ	АЕС	ВДЕ	ГЕС/ГАЕС	Імпорт	Експорт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2024								
0	11,7	1,9	1,4	5,1	0,5	0,9	2,0	
1	11,0	1,7	1,3	5,1	0,5	0,7	1,7	
2	10,7	1,7	1,3	5,1	0,5	0,6	1,4	
3	10,5	1,7	1,3	5,1	0,5	0,6	1,3	
4	10,5	1,7	1,3	5,1	0,5	0,6	1,3	
5	10,6	1,7	1,3	5,1	0,5	0,6	1,4	
6	11,0	1,7	1,3	5,1	0,5	0,6	1,7	
7	11,7	1,8	1,3	5,1	0,6	1,0	1,9	
8	12,2	1,9	1,4	5,1	1,0	1,2	1,7	
9	12,7	1,9	1,4	5,1	1,4	1,5	1,4	
10	12,9	1,9	1,4	5,1	1,9	1,5	1,1	
11	13,0	1,9	1,4	5,1	2,2	1,5	0,9	
12	12,9	1,9	1,4	5,1	2,3	1,4	0,8	
13	12,8	1,9	1,4	5,1	2,3	1,3	0,8	
14	12,8	1,9	1,4	5,1	2,2	1,4	0,8	
15	12,7	1,9	1,4	5,1	2,0	1,3	1,0	
16	12,7	1,9	1,4	5,1	1,7	1,3	1,3	
17	12,7	2,0	1,4	5,1	1,3	1,4	1,5	
18	12,9	2,0	1,4	5,1	0,9	1,5	1,9	
19	13,1	2,0	1,4	5,1	0,6	1,7	2,3	
20	13,4	2,0	1,4	5,1	0,5	1,8	2,4	
21	13,7	2,1	1,4	5,1	0,5	2,1	2,5	
22	13,2	2,0	1,4	5,1	0,5	1,8	2,4	
23	12,4	2,0	1,4	5,1	0,5	1,3	2,1	

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2025								
0	11,8	1,9	1,4	5,1	0,6	1,0	1,8	
1	11,2	1,8	1,4	5,1	0,6	0,8	1,5	
2	10,8	1,7	1,4	5,1	0,6	0,7	1,3	
3	10,6	1,7	1,4	5,1	0,6	0,7	1,2	
4	10,6	1,7	1,4	5,1	0,6	0,7	1,2	
5	10,7	1,7	1,4	5,1	0,6	0,7	1,2	
6	11,1	1,7	1,4	5,1	0,6	0,7	1,6	
7	11,8	1,8	1,4	5,1	0,7	1,1	1,7	
8	12,3	1,9	1,4	5,1	1,2	1,3	1,4	
9	12,9	1,9	1,4	5,1	1,7	1,7	1,0	
10	13,1	2,0	1,4	5,1	2,3	1,7	0,5	
11	13,1	2,0	1,4	5,1	2,7	1,7	0,4	-0,1
12	13,0	2,0	1,4	5,1	2,8	1,6	0,3	-0,2
13	13,0	2,0	1,4	5,1	2,8	1,5	0,3	-0,2
14	13,0	2,0	1,4	5,1	2,7	1,5	0,3	-0,2
15	12,9	2,0	1,4	5,1	2,5	1,5	0,5	-0,1
16	12,8	2,0	1,4	5,1	2,1	1,5	0,8	
17	12,9	2,0	1,4	5,1	1,6	1,6	1,1	
18	13,0	2,0	1,4	5,1	1,1	1,7	1,6	
19	13,3	2,1	1,4	5,1	0,8	1,9	2,0	
20	13,5	2,1	1,4	5,1	0,6	2,1	2,2	
21	13,9	2,1	1,4	5,1	0,6	2,4	2,1	
22	13,4	2,1	1,4	5,1	0,6	2,1	2,1	
23	12,6	2,0	1,4	5,1	0,6	1,5	1,9	
2026								
0	12,1	2,0	1,4	5,1	0,7	1,1	1,8	
1	11,4	1,8	1,4	5,1	0,7	0,9	1,5	

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	11,0	1,8	1,4	5,1	0,7	0,8	1,3	
3	10,9	1,7	1,4	5,1	0,7	0,8	1,1	
4	10,8	1,7	1,4	5,1	0,7	0,8	1,2	
5	11,0	1,7	1,4	5,1	0,7	0,8	1,2	
6	11,4	1,8	1,4	5,1	0,7	0,8	1,6	
7	12,1	1,9	1,4	5,1	0,9	1,3	1,6	
8	12,6	1,9	1,5	5,1	1,3	1,5	1,3	
9	13,2	2,0	1,5	5,1	2,0	1,9	0,7	
10	13,4	2,0	1,5	5,1	2,7	1,9	0,2	-0,1
11	13,4	2,0	1,4	5,1	3,1	1,8	0,2	-0,3
12	13,3	2,0	1,4	5,1	3,3	1,7	0,2	-0,4
13	13,3	2,0	1,4	5,1	3,3	1,7	0,2	-0,4
14	13,3	2,0	1,4	5,1	3,2	1,7	0,2	-0,4
15	13,2	2,0	1,4	5,1	2,9	1,6	0,4	-0,2
16	13,1	2,0	1,4	5,1	2,4	1,6	0,5	-0,1
17	13,2	2,1	1,5	5,1	1,9	1,7	0,9	
18	13,3	2,1	1,5	5,1	1,3	1,9	1,4	
19	13,6	2,1	1,5	5,1	0,9	2,1	1,8	
20	13,8	2,1	1,5	5,1	0,7	2,3	2,0	
21	14,2	2,2	1,5	5,1	0,7	2,7	2,0	
22	13,7	2,1	1,5	5,1	0,7	2,3	1,9	
23	12,8	2,1	1,5	5,1	0,7	1,6	1,9	
2027								
0	12,3	2,0	1,5	5,1	0,8	1,2	1,7	
1	11,6	1,8	1,5	5,1	0,8	1,0	1,4	
2	11,2	1,8	1,4	5,1	0,8	0,9	1,2	
3	11,0	1,8	1,4	5,1	0,8	0,9	1,1	
4	11,0	1,8	1,4	5,1	0,8	0,8	1,1	

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	11,1	1,8	1,4	5,1	0,8	0,9	1,1	
6	11,5	1,8	1,4	5,1	0,8	0,9	1,5	
7	12,3	1,9	1,5	5,1	1,0	1,4	1,4	
8	12,8	2,0	1,5	5,1	1,5	1,6	1,0	
9	13,4	2,0	1,5	5,1	2,3	2,1	0,3	
10	13,6	2,1	1,5	5,1	3,2	2,1	0,1	-0,4
11	13,6	2,1	1,5	5,1	3,6	2,0		-0,7
12	13,5	2,0	1,5	5,1	3,8	1,9		-0,8
13	13,5	2,0	1,5	5,1	3,8	1,8		-0,8
14	13,5	2,1	1,5	5,1	3,6	1,9	0,1	-0,7
15	13,4	2,1	1,5	5,1	3,3	1,8	0,2	-0,6
16	13,3	2,1	1,5	5,1	2,8	1,8	0,7	-0,2
17	13,4	2,1	1,5	5,1	2,2	1,9	0,6	-0,2
18	13,5	2,1	1,5	5,1	1,5	2,1	1,1	
19	13,8	2,2	1,5	5,1	1,0	2,3	1,6	
20	14,0	2,2	1,5	5,1	0,8	2,6	1,8	
21	14,4	2,2	1,5	5,1	0,8	3,0	1,7	
22	13,9	2,2	1,5	5,1	0,8	2,5	1,7	
23	13,0	2,1	1,5	5,1	0,8	1,8	1,7	
2028								
0	12,4	2,1	1,5	5,1	0,9	1,3	1,5	
1	11,7	1,9	1,5	5,1	0,9	1,1	1,3	
2	11,3	1,8	1,5	5,1	0,9	1,0	1,1	
3	11,2	1,8	1,5	5,1	0,9	1,0	0,9	
4	11,1	1,8	1,5	5,1	0,9	0,9	0,9	
5	11,3	1,8	1,5	5,1	0,8	1,0	1,0	
6	11,7	1,8	1,5	5,1	0,9	1,0	1,4	
7	12,5	1,9	1,5	5,1	1,1	1,5	1,2	

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	13,0	2,0	1,5	5,1	1,7	1,8	0,7	
9	13,6	2,1	1,5	5,1	2,6	2,3	0,1	-0,2
10	13,7	2,1	1,5	5,1	3,5	2,3		-0,8
11	13,8	2,1	1,5	5,1	4,0	2,2		-1,2
12	13,7	2,1	1,5	5,1	4,3	2,1		-1,4
13	13,6	2,1	1,5	5,1	4,2	2,0		-1,3
14	13,6	2,1	1,5	5,1	4,1	2,1		-1,2
15	13,5	2,1	1,5	5,1	3,7	2,0	0,1	-0,9
16	13,5	2,1	1,5	5,1	3,1	2,0	0,4	-0,7
17	13,5	2,1	1,5	5,1	2,4	2,1	0,8	-0,3
18	13,7	2,2	1,5	5,1	1,7	2,3	0,8	
19	14,0	2,2	1,6	5,1	1,1	2,6	1,4	
20	14,2	2,2	1,6	5,1	0,9	2,8	1,5	
21	14,6	2,3	1,6	5,1	0,9	3,3	1,4	
22	14,1	2,2	1,6	5,1	0,9	2,8	1,5	
23	13,2	2,2	1,5	5,1	0,9	2,0	1,5	
2029								
0	12,5	2,1	1,6	5,1	1,0	1,4	1,3	
1	11,8	1,9	1,5	5,1	1,0	1,2	1,1	
2	11,4	1,9	1,5	5,1	1,0	1,1	0,9	
3	11,3	1,9	1,5	5,1	1,0	1,1	0,8	
4	11,2	1,9	1,5	5,1	1,0	1,0	0,8	
5	11,4	1,9	1,5	5,1	0,9	1,1	0,9	
6	11,8	1,9	1,5	5,1	1,0	1,0	1,2	
7	12,6	2,0	1,5	5,1	1,2	1,7	1,0	
8	13,1	2,1	1,6	5,1	1,9	1,9	0,4	
9	13,7	2,1	1,6	5,1	2,9	2,5		-0,6
10	13,9	2,1	1,6	5,1	3,9	2,5		-1,4

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	13,9	2,1	1,6	5,1	4,5	2,4		-1,8
12	13,8	2,1	1,6	5,1	4,7	2,3		-2,0
13	13,7	2,1	1,6	5,1	4,7	2,2		-2,0
14	13,7	2,1	1,6	5,1	4,5	2,2		-1,8
15	13,6	2,2	1,6	5,1	4,1	2,1		-1,4
16	13,6	2,2	1,6	5,1	3,5	2,1	0,1	-1,0
17	13,6	2,2	1,6	5,1	2,7	2,3	0,6	-0,6
18	13,8	2,2	1,6	5,1	1,9	2,5	0,6	-0,1
19	14,1	2,3	1,6	5,1	1,3	2,8	1,0	
20	14,3	2,3	1,6	5,1	1,0	3,1	1,2	
21	14,7	2,3	1,6	5,1	1,0	3,6	1,1	-0,1
22	14,2	2,3	1,6	5,1	1,0	3,0	1,2	
23	13,3	2,2	1,6	5,1	1,0	2,1	1,2	
2030								
0	12,6	2,2	1,6	5,1	1,1	1,5	1,1	
1	11,9	2,0	1,6	5,1	1,1	1,3	0,9	
2	11,5	1,9	1,6	5,1	1,1	1,1	0,7	
3	11,3	1,9	1,6	5,1	1,0	1,1	0,6	
4	11,3	1,9	1,6	5,1	1,0	1,1	0,6	
5	11,4	1,9	1,6	5,1	1,0	1,1	0,7	
6	11,8	1,9	1,6	5,1	1,1	1,1	1,1	
7	12,6	2,0	1,6	5,1	1,4	1,8	0,8	
8	13,2	2,1	1,6	5,1	2,1	2,1	0,2	-0,1
9	13,8	2,2	1,6	5,1	3,2	2,7		-1,0
10	14,0	2,2	1,6	5,1	4,3	2,7		-2,0
11	14,0	2,2	1,6	5,1	4,9	2,6		-2,5
12	13,9	2,2	1,6	5,1	5,2	2,5		-2,7
13	13,8	2,2	1,6	5,1	5,2	2,4		-2,6

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	13,8	2,2	1,6	5,1	5,0	2,4		-2,5
15	13,7	2,2	1,6	5,1	4,6	2,3		-2,0
16	13,7	2,2	1,6	5,1	3,8	2,3		-1,4
17	13,7	2,2	1,6	5,1	3,0	2,5	0,4	-1,0
18	13,9	2,3	1,6	5,1	2,1	2,7	0,6	-0,4
19	14,2	2,3	1,6	5,1	1,4	3,0	0,7	-0,2
20	14,4	2,3	1,6	5,1	1,1	3,3	1,0	-0,4
21	14,8	2,4	1,7	5,1	1,1	3,8	0,8	-0,6
22	14,3	2,3	1,6	5,1	1,1	3,3	0,9	-0,1
23	13,4	2,2	1,6	5,1	1,1	2,3	1,0	
2031								
0	12,7	2,2	1,6	4,8	1,2	1,6	1,2	
1	12,0	2,0	1,6	4,8	1,2	1,4	1,0	
2	11,6	2,0	1,6	4,8	1,2	1,2	0,8	
3	11,4	1,9	1,6	4,8	1,1	1,2	0,7	
4	11,4	1,9	1,6	4,8	1,1	1,2	0,7	
5	11,5	1,9	1,6	4,8	1,1	1,2	0,8	
6	11,9	2,0	1,6	4,8	1,2	1,2	1,2	
7	12,7	2,1	1,6	4,8	1,5	1,9	0,8	
8	13,2	2,2	1,7	4,8	2,3	2,2	0,1	-0,1
9	13,9	2,2	1,7	4,8	3,5	2,9		-1,3
10	14,1	2,2	1,7	4,8	4,7	2,9		-2,3
11	14,1	2,2	1,6	4,8	5,4	2,8		-2,8
12	14,0	2,2	1,6	4,8	5,7	2,6		-3,1
13	13,9	2,2	1,6	4,8	5,7	2,5		-3,0
14	13,9	2,2	1,6	4,8	5,5	2,6		-2,8
15	13,8	2,3	1,6	4,8	5,0	2,5		-2,4
16	13,8	2,3	1,6	4,8	4,2	2,5		-1,6

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	13,8	2,3	1,7	4,8	3,3	2,7	0,3	-1,2
18	14,0	2,3	1,7	4,8	2,3	2,9	0,5	-0,5
19	14,3	2,4	1,7	4,8	1,5	3,2	0,7	-0,2
20	14,5	2,4	1,7	4,8	1,3	3,5	0,9	-0,5
21	14,9	2,4	1,7	4,8	1,2	4,1	0,7	-0,4
22	14,4	2,4	1,7	4,8	1,2	3,5	0,8	-0,1
23	13,5	2,3	1,7	4,8	1,2	2,5	1,0	
2032								
0	12,8	2,2	1,7	4,6	1,3	1,7	1,3	
1	12,1	2,0	1,6	4,6	1,3	1,5	1,1	
2	11,7	2,0	1,6	4,5	1,3	1,3	0,9	
3	11,5	2,0	1,6	4,5	1,3	1,3	0,8	
4	11,4	2,0	1,6	4,5	1,3	1,2	0,8	
5	11,6	2,0	1,6	4,6	1,2	1,3	0,9	
6	12,0	2,0	1,6	4,6	1,3	1,3	1,2	
7	12,8	2,1	1,7	4,6	1,6	2,0	0,8	
8	13,3	2,2	1,7	4,6	2,5	2,4	0,2	-0,2
9	13,9	2,3	1,7	4,6	3,8	3,1		-1,5
10	14,1	2,3	1,7	4,6	5,2	3,1		-2,6
11	14,2	2,3	1,7	4,6	5,9	3,0		-3,2
12	14,1	2,3	1,7	4,6	6,2	2,8		-3,5
13	14,0	2,3	1,7	4,5	6,2	2,7		-3,4
14	14,0	2,3	1,7	4,5	5,9	2,8		-3,2
15	13,9	2,3	1,7	4,5	5,4	2,6		-2,7
16	13,9	2,3	1,7	4,5	4,6	2,6		-1,9
17	13,9	2,3	1,7	4,5	3,6	2,8	0,2	-1,5
18	14,1	2,4	1,7	4,5	2,5	3,1	0,6	-0,6
19	14,3	2,4	1,7	4,5	1,7	3,4	0,7	-0,2

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	14,6	2,4	1,7	4,5	1,4	3,8	0,9	-0,4
21	15,0	2,5	1,7	4,5	1,3	4,4	0,6	-0,4
22	14,5	2,4	1,7	4,5	1,3	3,7	0,7	-0,2
23	13,6	2,3	1,7	4,5	1,3	2,6	1,0	
2033								
0	12,8	2,3	1,7	4,6	1,4	1,9	1,0	
1	12,1	2,1	1,7	4,6	1,4	1,6	0,8	
2	11,7	2,0	1,7	4,5	1,4	1,4	0,7	
3	11,5	2,0	1,7	4,5	1,4	1,4	0,5	
4	11,5	2,0	1,7	4,5	1,4	1,3	0,6	
5	11,6	2,0	1,7	4,6	1,3	1,4	0,6	
6	12,0	2,0	1,7	4,6	1,4	1,4	1,0	
7	12,8	2,2	1,7	4,6	1,7	2,2	0,5	
8	13,4	2,2	1,7	4,6	2,7	2,6	0,0	-0,5
9	14,0	2,3	1,7	4,6	4,1	3,3		-2,0
10	14,2	2,3	1,7	4,6	5,5	3,3		-3,2
11	14,2	2,3	1,7	4,6	6,3	3,2		-3,9
12	14,1	2,3	1,7	4,6	6,7	3,0		-4,2
13	14,1	2,3	1,7	4,5	6,7	2,9		-4,1
14	14,0	2,3	1,7	4,5	6,4	3,0		-3,9
15	13,9	2,3	1,7	4,5	5,8	2,8		-3,3
16	13,9	2,4	1,7	4,5	4,9	2,8		-2,4
17	13,9	2,4	1,7	4,5	3,8	3,0	0,0	-1,6
18	14,1	2,4	1,8	4,5	2,7	3,3	0,4	-0,9
19	14,4	2,5	1,8	4,5	1,8	3,7	0,4	-0,6
20	14,7	2,5	1,8	4,5	1,5	4,0	0,5	-0,7
21	15,0	2,5	1,8	4,5	1,4	4,7	0,4	-0,5
22	14,5	2,5	1,8	4,5	1,4	4,0	0,5	-0,3

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	13,6	2,4	1,8	4,5	1,4	2,8	0,7	-0,1
2034								
0	12,8	2,3	1,8	4,6	1,5	2,0	0,7	
1	12,1	2,1	1,7	4,6	1,5	1,7	0,6	
2	11,7	2,1	1,7	4,5	1,5	1,5	0,4	
3	11,5	2,1	1,7	4,5	1,4	1,5	0,4	0,0
4	11,5	2,0	1,7	4,5	1,4	1,4	0,4	0,0
5	11,6	2,1	1,7	4,6	1,4	1,5	0,4	
6	12,1	2,1	1,7	4,6	1,5	1,4	0,8	
7	12,9	2,2	1,7	4,6	1,9	2,3	0,2	-0,1
8	13,4	2,3	1,8	4,6	2,9	2,7		-0,9
9	14,0	2,4	1,8	4,6	4,4	3,5		-2,6
10	14,2	2,4	1,8	4,6	5,9	3,5		-3,9
11	14,3	2,4	1,8	4,6	6,8	3,4		-4,6
12	14,1	2,4	1,8	4,6	7,1	3,2		-4,8
13	14,1	2,4	1,7	4,5	7,1	3,1		-4,7
14	14,1	2,4	1,8	4,5	6,8	3,1		-4,5
15	14,0	2,4	1,8	4,5	6,2	3,0		-3,9
16	13,9	2,4	1,8	4,5	5,2	3,0		-3,0
17	14,0	2,4	1,8	4,5	4,1	3,2		-2,1
18	14,1	2,5	1,8	4,5	2,8	3,5	0,1	-1,3
19	14,4	2,5	1,8	4,5	1,9	3,9	0,2	-0,5
20	14,7	2,5	1,8	4,5	1,6	4,3	0,4	-0,4
21	15,0	2,6	1,8	4,5	1,5	5,0	0,2	-0,7
22	14,5	2,5	1,8	4,5	1,5	4,2	0,3	-0,5
23	13,6	2,4	1,8	4,5	1,5	3,0	0,5	-0,2
2035								
0	12,8	2,4	1,8	5,2	1,6	2,1	0,1	-0,3

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Закінчення табл. И.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	12,1	2,2	1,8	5,2	1,6	1,8	0,2	-0,4
2	11,7	2,1	1,8	5,2	1,5	1,6	0,1	-0,5
3	11,6	2,1	1,7	5,2	1,5	1,6	0,0	-0,6
4	11,5	2,1	1,7	5,2	1,5	1,5	0,1	-0,6
5	11,6	2,1	1,7	5,2	1,5	1,6	0,1	-0,5
6	12,1	2,1	1,8	5,2	1,6	1,5	0,2	-0,3
7	12,9	2,2	1,8	5,2	2,0	2,4		-0,8
8	13,4	2,3	1,8	5,2	3,1	2,9		-2,0
9	14,0	2,4	1,8	5,2	4,7	3,7		-3,8
10	14,2	2,4	1,8	5,2	6,3	3,6		-5,2
11	14,3	2,4	1,8	5,2	7,2	3,6		-5,9
12	14,2	2,4	1,8	5,2	7,6	3,4		-6,2
13	14,1	2,4	1,8	5,2	7,6	3,2		-6,1
14	14,1	2,4	1,8	5,2	7,2	3,3		-5,9
15	14,0	2,4	1,8	5,2	6,6	3,2		-5,2
16	13,9	2,4	1,8	5,2	5,6	3,1		-4,2
17	14,0	2,5	1,8	5,2	4,4	3,4		-3,3
18	14,1	2,5	1,8	5,2	3,0	3,7		-2,2
19	14,4	2,6	1,8	5,2	2,1	4,1		-1,3
20	14,7	2,6	1,8	5,2	1,7	4,5		-1,1
21	15,1	2,6	1,9	5,2	1,6	5,3		-1,5
22	14,5	2,6	1,9	5,2	1,6	4,5		-1,2
23	13,6	2,5	1,8	5,2	1,6	3,2	0,0	-0,7

Джерело: авторські розрахунки

ДОДАТКИ

Таблиця И.3

Прогноз покриття споживчого навантаження генерацією
в електроенергетичній системі України у 2024–2035 рр. (літній період)

Година	Споживання	ТЕС	ТЕЦ	АЕС	ВДЕ	ГЕС/ГАЕС	Імпорт	Експорт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2024								
0	10,0	2,0	0,5	4,2	0,5	0,3	2,5	
1	9,5	1,8	0,5	4,2	0,8	0,3	1,8	
2	9,1	1,8	0,5	4,2	0,8	0,3	1,6	
3	8,9	1,7	0,5	4,2	0,8	0,2	1,5	
4	8,9	1,7	0,5	4,2	0,8	0,2	1,5	
5	8,9	1,7	0,5	4,2	0,8	0,2	1,4	
6	9,2	1,7	0,5	4,2	0,9	0,2	1,6	
7	9,7	1,8	0,5	4,2	1,1	0,3	1,8	
8	10,1	1,9	0,5	4,2	1,5	0,4	1,6	
9	10,8	2,0	0,5	4,2	2,0	0,6	1,5	
10	11,1	2,0	0,5	4,2	2,4	0,7	1,3	
11	11,2	2,0	0,5	4,2	2,6	0,6	1,2	
12	11,3	2,1	0,5	4,2	2,7	0,7	1,2	-0,1
13	11,3	2,1	0,5	4,2	2,6	0,7	1,3	-0,1
14	11,4	2,1	0,5	4,2	2,6	0,7	1,4	
15	11,3	2,1	0,5	4,2	2,4	0,7	1,5	
16	11,3	2,1	0,5	4,2	2,1	0,7	1,7	
17	11,3	2,1	0,5	4,2	1,7	0,8	2,0	
18	11,3	2,2	0,5	4,2	1,2	0,9	2,4	
19	11,2	2,2	0,5	4,2	0,8	0,8	2,7	
20	11,1	2,2	0,5	4,2	0,6	0,7	2,9	
21	11,5	2,2	0,5	4,2	0,6	0,9	3,1	
22	11,6	2,2	0,5	4,2	0,7	1,0	3,0	
23	10,8	2,1	0,5	4,2	0,8	0,6	2,5	

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2025								
0	10,2	2,1	0,5	4,2	0,6	0,4	2,4	
1	9,6	1,9	0,5	4,2	1,0	0,4	1,7	
2	9,2	1,8	0,5	4,2	1,0	0,3	1,5	
3	9,0	1,8	0,5	4,2	1,0	0,3	1,3	
4	9,0	1,8	0,5	4,2	1,0	0,2	1,3	
5	9,0	1,8	0,5	4,2	1,0	0,2	1,3	
6	9,3	1,7	0,5	4,2	1,1	0,2	1,5	
7	9,8	1,8	0,5	4,2	1,3	0,4	1,6	
8	10,2	1,9	0,5	4,2	1,9	0,4	1,3	
9	10,9	2,0	0,5	4,2	2,4	0,7	1,0	
10	11,2	2,1	0,5	4,2	2,9	0,8	0,9	-0,2
11	11,3	2,1	0,5	4,2	3,1	0,7	0,9	-0,4
12	11,4	2,1	0,5	4,2	3,2	0,8	1,2	-0,4
13	11,4	2,1	0,5	4,2	3,2	0,8	1,2	-0,4
14	11,5	2,1	0,5	4,2	3,1	0,8	1,2	-0,4
15	11,5	2,2	0,5	4,2	2,9	0,8	1,2	-0,3
16	11,4	2,2	0,5	4,2	2,5	0,8	1,2	
17	11,4	2,2	0,5	4,2	2,1	0,9	1,6	
18	11,4	2,2	0,5	4,2	1,5	1,0	2,1	
19	11,4	2,2	0,5	4,2	0,9	0,9	2,5	
20	11,2	2,3	0,5	4,2	0,7	0,8	2,8	
21	11,7	2,3	0,5	4,2	0,8	1,0	2,9	
22	11,8	2,3	0,5	4,2	0,9	1,1	2,7	
23	10,9	2,2	0,5	4,2	1,0	0,7	2,4	
2026								
0	10,4	2,1	0,5	4,2	0,7	0,4	2,5	
1	9,8	1,9	0,5	4,2	1,2	0,4	1,6	

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	9,4	1,8	0,5	4,2	1,2	0,3	1,4	
3	9,2	1,8	0,5	4,2	1,2	0,3	1,3	
4	9,2	1,8	0,5	4,2	1,1	0,3	1,3	
5	9,2	1,8	0,5	4,2	1,2	0,3	1,2	
6	9,5	1,8	0,5	4,2	1,3	0,3	1,4	0,0
7	10,0	1,9	0,5	4,2	1,6	0,4	1,5	
8	10,5	2,0	0,5	4,2	2,2	0,5	1,3	-0,2
9	11,1	2,1	0,5	4,2	2,8	0,8	0,8	0,0
10	11,5	2,1	0,5	4,2	3,4	0,9	0,6	-0,3
11	11,5	2,1	0,5	4,2	3,6	0,8	1,5	-0,5
12	11,6	2,1	0,5	4,2	3,8	0,9	1,9	-0,8
13	11,7	2,2	0,5	4,2	3,8	0,9	2,1	-0,7
14	11,8	2,2	0,5	4,2	3,6	0,9	2,2	-0,6
15	11,7	2,2	0,5	4,2	3,4	0,9	1,6	-0,4
16	11,7	2,2	0,5	4,2	3,0	0,9	1,0	-0,3
17	11,7	2,2	0,5	4,2	2,4	1,0	1,3	
18	11,7	2,3	0,5	4,2	1,7	1,1	1,9	
19	11,6	2,3	0,5	4,2	1,1	1,0	2,5	
20	11,5	2,3	0,5	4,2	0,8	0,9	2,7	
21	11,9	2,3	0,5	4,2	0,9	1,2	2,8	
22	12,0	2,3	0,5	4,2	1,0	1,3	2,6	
23	11,1	2,2	0,5	4,2	1,1	0,7	2,3	
2027								
0	10,5	2,2	0,5	4,2	0,7	0,5	2,4	
1	9,9	1,9	0,5	4,2	1,3	0,4	1,5	
2	9,5	1,9	0,5	4,2	1,3	0,4	1,3	
3	9,4	1,9	0,5	4,2	1,3	0,3	1,1	
4	9,3	1,9	0,5	4,2	1,3	0,3	1,2	

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	9,3	1,8	0,5	4,2	1,3	0,3	1,2	0,0
6	9,6	1,8	0,5	4,2	1,5	0,3	1,5	-0,2
7	10,2	1,9	0,5	4,2	1,8	0,5	1,3	
8	10,6	2,0	0,5	4,2	2,5	0,5	1,4	-0,4
9	11,3	2,1	0,5	4,2	3,2	0,9	0,5	-0,3
10	11,6	2,2	0,5	4,2	3,8	0,9	0,8	-0,5
11	11,7	2,2	0,5	4,2	4,2	0,9	1,3	-1,0
12	11,8	2,2	0,5	4,2	4,3	1,0	1,6	-1,4
13	11,9	2,2	0,5	4,2	4,3	0,9	1,8	-1,3
14	12,0	2,2	0,5	4,2	4,2	1,0	1,9	-1,2
15	11,9	2,2	0,5	4,2	3,9	1,0	2,0	-0,9
16	11,9	2,3	0,5	4,2	3,4	1,0	2,0	-0,3
17	11,9	2,3	0,5	4,2	2,8	1,1	1,0	-0,1
18	11,9	2,3	0,5	4,2	2,0	1,2	1,7	
19	11,8	2,3	0,5	4,2	1,3	1,2	2,3	
20	11,7	2,4	0,5	4,2	1,0	1,0	2,6	
21	12,1	2,4	0,5	4,2	1,0	1,3	2,7	
22	12,2	2,4	0,5	4,2	1,2	1,4	2,5	
23	11,3	2,3	0,5	4,2	1,3	0,8	2,2	
2028								
0	10,7	2,2	0,5	4,2	0,8	0,5	2,3	
1	10,0	2,0	0,5	4,2	1,5	0,5	1,4	
2	9,7	1,9	0,5	4,2	1,5	0,4	1,1	
3	9,5	1,9	0,5	4,2	1,5	0,4	1,3	-0,1
4	9,4	1,9	0,5	4,2	1,5	0,3	1,3	-0,1
5	9,4	1,9	0,5	4,2	1,5	0,3	1,5	-0,2
6	9,7	1,9	0,5	4,2	1,7	0,3	1,6	-0,4
7	10,3	2,0	0,5	4,2	2,0	0,5	1,6	-0,3

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	10,7	2,1	0,5	4,2	2,8	0,6	1,2	-0,8
9	11,4	2,2	0,5	4,2	3,6	1,0	0,2	-0,5
10	11,8	2,2	0,5	4,2	4,3	1,0	0,4	-1,0
11	11,9	2,2	0,5	4,2	4,7	1,0	1,0	-1,6
12	12,0	2,2	0,5	4,2	4,9	1,0	1,3	-2,0
13	12,0	2,3	0,5	4,2	4,8	1,0	1,5	-2,0
14	12,1	2,3	0,5	4,2	4,7	1,1	1,6	-1,8
15	12,1	2,3	0,5	4,2	4,4	1,1	1,7	-1,5
16	12,0	2,3	0,5	4,2	3,8	1,1	1,8	-0,8
17	12,0	2,3	0,5	4,2	3,1	1,2	1,0	-0,2
18	12,0	2,4	0,6	4,2	2,2	1,3	1,4	
19	11,9	2,4	0,6	4,2	1,4	1,3	2,1	
20	11,8	2,4	0,6	4,2	1,1	1,1	2,5	
21	12,3	2,4	0,6	4,2	1,2	1,4	2,5	
22	12,3	2,4	0,6	4,2	1,3	1,5	2,3	
23	11,4	2,3	0,5	4,2	1,5	0,9	2,0	
2029								
0	10,8	2,3	0,5	4,2	0,9	0,6	2,2	
1	10,1	2,0	0,5	4,2	1,7	0,5	1,6	-0,2
2	9,7	2,0	0,5	4,2	1,6	0,4	1,6	-0,1
3	9,6	2,0	0,5	4,2	1,7	0,4	1,4	-0,3
4	9,5	1,9	0,5	4,2	1,6	0,4	1,4	-0,3
5	9,5	1,9	0,5	4,2	1,7	0,4	1,5	-0,4
6	9,8	1,9	0,5	4,2	1,9	0,4	1,7	-0,5
7	10,4	2,0	0,5	4,2	2,2	0,5	1,6	-0,5
8	10,8	2,1	0,5	4,2	3,1	0,6	1,0	-1,2
9	11,6	2,2	0,5	4,2	4,0	1,1	0,2	-0,6
10	11,9	2,3	0,5	4,2	4,8	1,1	0,2	-1,2

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	12,0	2,3	0,5	4,2	5,2	1,0	0,6	-2,3
12	12,1	2,3	0,5	4,2	5,4	1,1	1,0	-2,8
13	12,1	2,3	0,5	4,2	5,3	1,1	1,2	-2,7
14	12,2	2,3	0,5	4,2	5,2	1,2	1,3	-2,5
15	12,2	2,4	0,6	4,2	4,9	1,1	1,4	-2,1
16	12,1	2,4	0,6	4,2	4,3	1,2	1,5	-1,4
17	12,1	2,4	0,6	4,2	3,5	1,3	1,6	-0,5
18	12,1	2,4	0,6	4,2	2,5	1,4	1,1	
19	12,0	2,5	0,6	4,2	1,6	1,4	1,9	
20	11,9	2,5	0,6	4,2	1,2	1,2	2,3	
21	12,4	2,5	0,6	4,2	1,3	1,5	2,3	
22	12,5	2,5	0,6	4,2	1,5	1,7	2,0	
23	11,5	2,4	0,6	4,2	1,6	1,0	1,8	
2030								
0	10,8	2,3	0,6	4,2	1,0	0,6	2,1	
1	10,2	2,1	0,5	4,2	1,8	0,6	1,6	-0,4
2	9,8	2,0	0,5	4,2	1,8	0,5	1,4	-0,4
3	9,6	2,0	0,5	4,2	1,8	0,4	1,3	-0,6
4	9,6	2,0	0,5	4,2	1,8	0,4	1,3	-0,6
5	9,6	2,0	0,5	4,2	1,8	0,4	1,3	-0,7
6	9,9	2,0	0,5	4,2	2,1	0,4	1,5	-0,9
7	10,5	2,0	0,5	4,2	2,4	0,6	1,5	-0,9
8	10,9	2,2	0,6	4,2	3,4	0,7	0,7	-1,7
9	11,6	2,3	0,6	4,2	4,4	1,1		-1,0
10	12,0	2,3	0,6	4,2	5,3	1,2		-1,6
11	12,0	2,3	0,6	4,2	5,7	1,1	0,2	-3,0
12	12,2	2,3	0,6	4,2	6,0	1,2	0,6	-3,5
13	12,2	2,4	0,6	4,2	5,9	1,2	0,9	-3,5

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	12,3	2,4	0,6	4,2	5,7	1,3	1,0	-3,3
15	12,2	2,4	0,6	4,2	5,4	1,2	1,1	-2,8
16	12,2	2,4	0,6	4,2	4,7	1,3	1,2	-2,0
17	12,2	2,4	0,6	4,2	3,8	1,4	1,3	-1,0
18	12,2	2,5	0,6	4,2	2,7	1,5	0,9	-0,1
19	12,1	2,5	0,6	4,2	1,7	1,5	1,6	
20	12,0	2,5	0,6	4,2	1,3	1,3	2,1	
21	12,5	2,5	0,6	4,2	1,4	1,6	2,0	
22	12,5	2,5	0,6	4,2	1,6	1,8	1,8	
23	11,6	2,5	0,6	4,2	1,8	1,1	1,7	-0,2
2031								
0	10,9	2,4	0,6	4,0	1,1	0,7	2,2	
1	10,3	2,1	0,6	4,0	2,0	0,6	1,7	-0,5
2	9,9	2,1	0,6	4,0	2,0	0,5	1,5	-0,5
3	9,7	2,0	0,6	4,0	2,0	0,5	1,4	-0,7
4	9,6	2,0	0,6	4,0	2,0	0,4	1,4	-0,7
5	9,6	2,0	0,6	4,0	2,0	0,4	1,4	-0,8
6	10,0	2,0	0,6	4,0	2,3	0,4	1,6	-1,1
7	10,5	2,1	0,6	4,0	2,7	0,6	1,5	-1,1
8	11,0	2,2	0,6	4,0	3,8	0,7	0,6	-2,1
9	11,7	2,3	0,6	4,0	4,9	1,2		-1,2
10	12,0	2,4	0,6	4,0	5,8	1,3		-1,9
11	12,1	2,4	0,6	4,0	6,3	1,2	0,2	-2,9
12	12,2	2,4	0,6	4,0	6,5	1,3	0,4	-4,0
13	12,3	2,4	0,6	4,0	6,5	1,3	0,7	-4,0
14	12,4	2,4	0,6	4,0	6,3	1,4	0,8	-3,8
15	12,3	2,5	0,6	4,0	5,9	1,3	1,0	-3,3
16	12,3	2,5	0,6	4,0	5,1	1,4	1,1	-2,4

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	12,3	2,5	0,6	4,0	4,2	1,5	1,2	-1,3
18	12,3	2,5	0,6	4,0	3,0	1,6	1,0	-0,2
19	12,2	2,6	0,6	4,0	1,9	1,6	1,6	
20	12,1	2,6	0,6	4,0	1,5	1,4	2,1	
21	12,6	2,6	0,6	4,0	1,6	1,8	2,0	
22	12,6	2,6	0,6	4,0	1,8	1,9	1,8	0,0
23	11,7	2,5	0,6	4,0	2,0	1,1	2,0	-0,2
2032								
0	11,0	2,4	0,6	3,7	1,2	0,7	2,3	
1	10,3	2,2	0,6	3,7	2,2	0,7	1,7	-0,7
2	9,9	2,1	0,6	3,7	2,2	0,5	1,6	-0,6
3	9,7	2,1	0,6	3,7	2,2	0,5	1,5	-0,8
4	9,7	2,1	0,6	3,7	2,1	0,4	1,5	-0,8
5	9,7	2,0	0,6	3,7	2,2	0,4	1,5	-1,0
6	10,0	2,0	0,6	3,7	2,5	0,4	1,7	-1,2
7	10,6	2,1	0,6	3,7	2,9	0,7	1,5	-1,3
8	11,0	2,3	0,6	3,7	4,1	0,8	0,6	-2,4
9	11,8	2,4	0,6	3,7	5,3	1,3		-1,5
10	12,1	2,4	0,6	3,7	6,3	1,4		-2,3
11	12,2	2,4	0,6	3,7	6,8	1,3	0,1	-3,1
12	12,3	2,4	0,6	3,7	7,1	1,4	0,2	-4,6
13	12,4	2,5	0,6	3,7	7,0	1,4	0,6	-4,5
14	12,4	2,5	0,6	3,7	6,8	1,5	0,7	-4,3
15	12,4	2,5	0,6	3,7	6,4	1,4	0,8	-3,8
16	12,4	2,5	0,6	3,7	5,6	1,5	0,9	-2,8
17	12,3	2,5	0,6	3,7	4,6	1,6	1,0	-1,6
18	12,3	2,6	0,6	3,7	3,2	1,8	0,9	-0,3
19	12,3	2,6	0,6	3,7	2,0	1,7	1,6	

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	12,1	2,6	0,6	3,7	1,6	1,4	2,2	
21	12,6	2,7	0,6	3,7	1,7	1,9	2,0	
22	12,7	2,7	0,6	3,7	2,0	2,0	1,9	-0,2
23	11,8	2,6	0,6	3,7	2,1	1,2	2,2	-0,4
2033								
0	11,0	2,5	0,6	3,7	1,3	0,8	2,1	
1	10,4	2,2	0,6	3,7	2,3	0,7	1,7	-0,9
2	10,0	2,1	0,6	3,7	2,3	0,6	1,5	-1,0
3	9,8	2,1	0,6	3,7	2,3	0,5	1,3	-1,2
4	9,7	2,1	0,6	3,7	2,3	0,5	1,4	-1,1
5	9,7	2,1	0,6	3,7	2,4	0,5	1,4	-1,3
6	10,0	2,1	0,6	3,7	2,7	0,5	1,6	-1,6
7	10,6	2,2	0,6	3,7	3,1	0,7	1,4	-1,8
8	11,1	2,3	0,6	3,7	4,4	0,8	0,4	-2,1
9	11,8	2,4	0,6	3,7	5,7	1,4		-2,0
10	12,1	2,5	0,6	3,7	6,7	1,5		-2,9
11	12,2	2,5	0,6	3,7	7,3	1,4		-3,3
12	12,3	2,5	0,6	3,7	7,6	1,5	0,1	-3,7
13	12,4	2,5	0,6	3,7	7,5	1,5	0,2	-4,9
14	12,5	2,5	0,6	3,7	7,3	1,6	0,3	-5,0
15	12,4	2,6	0,6	3,7	6,8	1,5	0,4	-4,4
16	12,4	2,6	0,6	3,7	6,0	1,6	0,6	-3,4
17	12,4	2,6	0,6	3,7	4,9	1,7	0,7	-2,1
18	12,4	2,6	0,6	3,7	3,5	1,9	0,6	-0,7
19	12,3	2,7	0,6	3,7	2,2	1,8	1,3	
20	12,2	2,7	0,6	3,7	1,7	1,5	1,9	
21	12,7	2,7	0,6	3,7	1,8	2,0	1,8	
22	12,7	2,7	0,6	3,7	2,1	2,2	2,1	-0,3

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	11,8	2,6	0,6	3,7	2,3	1,3	2,2	-0,6
2034								
0	11,0	2,5	0,6	3,7	1,4	0,8	2,0	
1	10,4	2,3	0,6	3,7	2,5	0,7	1,5	-1,3
2	10,0	2,2	0,6	3,7	2,5	0,6	1,3	-1,3
3	9,8	2,2	0,6	3,7	2,5	0,5	1,2	-1,5
4	9,7	2,1	0,6	3,7	2,5	0,5	1,2	-1,4
5	9,7	2,1	0,6	3,7	2,5	0,5	1,2	-1,7
6	10,1	2,1	0,6	3,7	2,9	0,5	1,4	-2,0
7	10,6	2,2	0,6	3,7	3,3	0,7	1,1	-2,2
8	11,1	2,3	0,6	3,7	4,7	0,9	0,3	-1,8
9	11,8	2,5	0,6	3,7	6,1	1,5		-2,5
10	12,2	2,5	0,6	3,7	7,2	1,6		-3,5
11	12,2	2,5	0,6	3,7	7,8	1,5		-3,9
12	12,4	2,5	0,6	3,7	8,1	1,6		-4,2
13	12,4	2,6	0,6	3,7	8,1	1,6	0,0	-4,5
14	12,5	2,6	0,6	3,7	7,8	1,7	0,0	-4,8
15	12,5	2,6	0,6	3,7	7,3	1,6	0,2	-4,0
16	12,4	2,6	0,6	3,7	6,4	1,7	0,2	-3,8
17	12,4	2,6	0,6	3,7	5,2	1,8	0,3	-2,6
18	12,4	2,7	0,6	3,7	3,7	2,0	0,5	-0,9
19	12,3	2,7	0,6	3,7	2,4	1,9	1,0	-0,3
20	12,2	2,7	0,6	3,7	1,8	1,6	1,7	
21	12,7	2,8	0,6	3,7	2,0	2,1	1,5	-0,1
22	12,8	2,8	0,6	3,7	2,3	2,3	2,0	-0,7
23	11,8	2,7	0,6	3,7	2,4	1,4	2,0	-1,0
2035								
0	11,0	2,6	0,6	4,3	1,5	0,8	1,2	

ДОДАТКИ

Закінчення табл. И.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	10,4	2,3	0,6	4,3	2,7	0,8	0,8	-2,2
2	10,0	2,2	0,6	4,3	2,6	0,6	0,6	-2,2
3	9,8	2,2	0,6	4,3	2,7	0,6	0,4	-2,4
4	9,7	2,2	0,6	4,3	2,6	0,5	0,5	-2,3
5	9,7	2,2	0,6	4,3	2,7	0,5	0,5	-2,5
6	10,1	2,2	0,6	4,3	3,1	0,5	0,6	-2,9
7	10,6	2,3	0,6	4,3	3,6	0,8	0,4	-2,6
8	11,1	2,4	0,6	4,3	5,0	0,9		-2,1
9	11,8	2,5	0,6	4,3	6,5	1,6		-3,6
10	12,2	2,6	0,6	4,3	7,7	1,7		-4,6
11	12,3	2,6	0,6	4,3	8,3	1,5		-5,1
12	12,4	2,6	0,6	4,3	8,7	1,7		-5,5
13	12,4	2,6	0,6	4,3	8,6	1,7		-5,3
14	12,5	2,6	0,6	4,3	8,3	1,8		-5,1
15	12,5	2,7	0,6	4,3	7,8	1,7		-4,6
16	12,4	2,7	0,6	4,3	6,8	1,8		-3,7
17	12,4	2,7	0,6	4,3	5,6	1,9		-2,7
18	12,4	2,7	0,7	4,3	3,9	2,1		-1,3
19	12,3	2,8	0,7	4,3	2,5	2,0	0,5	-0,6
20	12,2	2,8	0,7	4,3	1,9	1,7	0,9	
21	12,7	2,8	0,7	4,3	2,1	2,2	1,3	-0,8
22	12,8	2,8	0,7	4,3	2,4	2,4	1,2	-1,5
23	11,8	2,7	0,7	4,3	2,6	1,4	1,2	-1,9

Джерело: авторські розрахунки

Прогноз покриття споживчого навантаження генерацією
в електроенергетичній системі України у 2024–2035 рр. (осінній період)

Година	Споживання	ТЕС	ТЕЦ	АЕС	ВДЕ	ГЕС/ГАЕС	Імпорт	Експорт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2024								
0	12,1	2,1	1,1	5,5	0,6	0,2	2,6	
1	11,7	1,9	1,1	5,5	0,6	0,2	2,4	
2	11,5	1,9	1,1	5,5	0,6	0,1	2,3	
3	11,4	1,8	1,1	5,5	0,6	0,1	2,3	
4	11,5	1,8	1,1	5,5	0,6	0,1	2,3	
5	11,6	1,8	1,1	5,5	0,6	0,1	2,5	
6	12,1	1,9	1,1	5,5	0,6	0,1	2,9	
7	12,9	2,1	1,2	5,5	0,6	0,4	3,2	
8	13,2	2,2	1,2	5,5	0,9	0,4	2,9	
9	13,7	2,3	1,2	5,5	1,4	0,6	2,7	
10	13,7	2,3	1,2	5,5	2,0	0,6	2,1	
11	13,7	2,3	1,2	5,5	2,4	0,5	2,2	-0,1
12	13,5	2,3	1,2	5,5	2,6	0,5	2,2	-0,4
13	13,5	2,3	1,2	5,5	2,6	0,4	2,2	-0,3
14	13,6	2,3	1,2	5,5	2,4	0,5	2,2	-0,2
15	13,6	2,4	1,2	5,5	2,0	0,5	2,1	-0,1
16	13,7	2,4	1,3	5,5	1,6	0,6	2,4	
17	14,0	2,4	1,3	5,5	1,1	0,7	2,9	
18	14,1	2,5	1,3	5,5	0,8	0,8	3,4	
19	14,3	2,5	1,3	5,5	0,6	0,9	3,6	
20	14,3	2,5	1,3	5,5	0,6	0,9	3,6	
21	13,9	2,5	1,3	5,5	0,6	0,8	3,2	
22	13,2	2,4	1,2	5,5	0,6	0,5	3,0	
23	12,6	2,3	1,2	5,5	0,6	0,2	2,8	

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2025								
0	12,2	2,2	1,2	5,5	0,7	0,2	2,5	
1	11,8	1,9	1,2	5,5	0,7	0,2	2,3	
2	11,6	1,9	1,2	5,5	0,7	0,1	2,3	
3	11,6	1,9	1,2	5,5	0,7	0,1	2,2	
4	11,6	1,9	1,2	5,5	0,7	0,1	2,3	
5	11,8	1,9	1,2	5,5	0,7	0,2	2,4	
6	12,3	1,9	1,2	5,5	0,7	0,2	2,8	
7	13,0	2,1	1,2	5,5	0,8	0,4	3,1	
8	13,3	2,2	1,3	5,5	1,1	0,5	2,8	
9	13,8	2,3	1,3	5,5	1,7	0,6	2,4	
10	13,9	2,4	1,3	5,5	2,4	0,6	2,1	-0,1
11	13,9	2,4	1,3	5,5	2,9	0,6	2,2	-0,6
12	13,7	2,4	1,3	5,5	3,1	0,5	1,9	-1,0
13	13,7	2,4	1,3	5,5	3,1	0,5	1,9	-0,9
14	13,7	2,4	1,3	5,5	2,9	0,6	2,1	-0,8
15	13,7	2,4	1,3	5,5	2,5	0,6	2,5	-0,5
16	13,8	2,4	1,3	5,5	1,9	0,7	2,1	-0,2
17	14,1	2,5	1,3	5,5	1,4	0,8	2,7	
18	14,3	2,5	1,3	5,5	0,9	0,9	3,2	
19	14,5	2,6	1,3	5,5	0,7	1,0	3,5	
20	14,5	2,6	1,3	5,5	0,7	1,0	3,4	
21	14,0	2,5	1,3	5,5	0,7	0,9	3,1	
22	13,4	2,5	1,3	5,5	0,7	0,6	2,8	
23	12,8	2,3	1,3	5,5	0,7	0,3	2,7	
2026								
0	12,5	2,2	1,2	5,5	0,8	0,2	2,6	
1	12,1	2,0	1,2	5,5	0,8	0,2	2,4	

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	11,9	1,9	1,2	5,5	0,8	0,2	2,3	
3	11,8	1,9	1,2	5,5	0,8	0,2	2,3	
4	11,9	1,9	1,2	5,5	0,8	0,2	2,3	
5	12,0	1,9	1,2	5,5	0,8	0,2	2,4	
6	12,5	2,0	1,2	5,5	0,8	0,2	2,9	
7	13,3	2,2	1,2	5,5	0,9	0,5	3,1	
8	13,6	2,3	1,3	5,5	1,3	0,5	2,7	
9	14,1	2,4	1,3	5,5	2,0	0,7	2,2	
10	14,2	2,4	1,3	5,5	2,8	0,7	2,1	-0,5
11	14,2	2,4	1,3	5,5	3,3	0,7	1,9	-1,1
12	14,0	2,4	1,3	5,5	3,6	0,6	1,6	-1,6
13	14,0	2,4	1,3	5,5	3,6	0,6	1,6	-1,5
14	14,0	2,4	1,3	5,5	3,4	0,6	1,8	-1,3
15	14,0	2,5	1,3	5,5	2,9	0,6	2,3	-1,0
16	14,2	2,5	1,3	5,5	2,3	0,8	2,5	-0,3
17	14,5	2,6	1,3	5,5	1,6	0,9	2,5	
18	14,6	2,6	1,3	5,5	1,1	1,0	3,2	
19	14,8	2,6	1,3	5,5	0,8	1,1	3,5	
20	14,8	2,6	1,3	5,5	0,8	1,2	3,4	
21	14,4	2,6	1,3	5,5	0,8	1,0	3,1	
22	13,7	2,5	1,3	5,5	0,8	0,7	2,8	
23	13,1	2,4	1,3	5,5	0,8	0,3	2,7	
2027								
0	12,7	2,3	1,2	5,5	1,0	0,2	2,5	
1	12,3	2,0	1,2	5,5	0,9	0,2	2,3	
2	12,1	2,0	1,2	5,5	0,9	0,2	2,3	
3	12,0	2,0	1,2	5,5	0,9	0,2	2,2	
4	12,0	2,0	1,2	5,5	0,9	0,2	2,3	

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	12,2	2,0	1,2	5,5	0,9	0,2	2,4	
6	12,7	2,0	1,2	5,5	1,0	0,2	2,9	
7	13,5	2,2	1,3	5,5	1,0	0,5	3,0	
8	13,8	2,3	1,3	5,5	1,5	0,6	2,6	
9	14,3	2,4	1,4	5,5	2,3	0,8	2,0	
10	14,4	2,5	1,4	5,5	3,2	0,8	2,0	-0,8
11	14,4	2,5	1,3	5,5	3,8	0,8	1,6	-1,7
12	14,2	2,5	1,3	5,5	4,2	0,6	1,5	-1,8
13	14,2	2,5	1,3	5,5	4,2	0,6	1,6	-1,5
14	14,3	2,5	1,3	5,5	3,9	0,7	1,5	-2,0
15	14,2	2,5	1,4	5,5	3,3	0,7	2,0	-1,5
16	14,4	2,6	1,4	5,5	2,6	0,8	2,7	-0,7
17	14,7	2,6	1,4	5,5	1,9	1,0	2,3	
18	14,9	2,7	1,4	5,5	1,2	1,1	3,0	
19	15,1	2,7	1,4	5,5	1,0	1,2	3,4	
20	15,0	2,7	1,4	5,5	0,9	1,3	3,3	
21	14,6	2,7	1,4	5,5	1,0	1,1	3,0	
22	13,9	2,6	1,4	5,5	1,0	0,7	2,8	
23	13,2	2,4	1,3	5,5	1,0	0,3	2,7	
2028								
0	12,8	2,3	1,3	5,5	1,1	0,2	2,4	
1	12,4	2,1	1,3	5,5	1,1	0,3	2,3	
2	12,2	2,0	1,3	5,5	1,1	0,2	2,2	
3	12,2	2,0	1,3	5,5	1,1	0,2	2,2	
4	12,2	2,0	1,3	5,5	1,1	0,2	2,2	
5	12,4	2,0	1,3	5,5	1,1	0,2	2,3	
6	12,9	2,1	1,3	5,5	1,1	0,2	2,8	
7	13,7	2,3	1,3	5,5	1,2	0,6	2,9	

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	14,0	2,4	1,4	5,5	1,6	0,7	2,5	
9	14,5	2,5	1,4	5,5	2,5	0,9	1,7	
10	14,6	2,6	1,4	5,5	3,6	0,8	1,7	-1,2
11	14,6	2,6	1,4	5,5	4,3	0,8	1,4	-1,8
12	14,4	2,5	1,4	5,5	4,7	0,7	1,8	-1,7
13	14,4	2,5	1,4	5,5	4,7	0,7	2,1	-1,6
14	14,4	2,5	1,4	5,5	4,4	0,7	1,9	-1,6
15	14,4	2,6	1,4	5,5	3,7	0,8	1,7	-2,0
16	14,6	2,6	1,4	5,5	2,9	0,9	2,4	-1,1
17	14,9	2,7	1,4	5,5	2,1	1,1	2,6	-0,2
18	15,0	2,7	1,4	5,5	1,4	1,2	2,9	
19	15,2	2,7	1,4	5,5	1,1	1,3	3,2	
20	15,2	2,7	1,4	5,5	1,0	1,4	3,1	
21	14,7	2,7	1,4	5,5	1,1	1,3	2,8	
22	14,0	2,7	1,4	5,5	1,1	0,8	2,6	
23	13,4	2,5	1,4	5,5	1,1	0,4	2,6	
2029								
0	13,0	2,4	1,3	5,5	1,2	0,3	2,3	
1	12,5	2,1	1,3	5,5	1,2	0,3	2,2	
2	12,3	2,1	1,3	5,5	1,2	0,2	2,1	
3	12,3	2,1	1,3	5,5	1,2	0,2	2,0	
4	12,3	2,0	1,3	5,5	1,2	0,2	2,1	
5	12,5	2,1	1,3	5,5	1,2	0,2	2,2	
6	13,0	2,1	1,3	5,5	1,2	0,2	2,7	
7	13,8	2,3	1,3	5,5	1,3	0,6	2,8	
8	14,1	2,4	1,4	5,5	1,8	0,7	2,3	
9	14,7	2,6	1,4	5,5	2,8	1,0	1,7	-0,2
10	14,7	2,6	1,4	5,5	4,0	0,9	1,3	-1,8

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	14,7	2,6	1,4	5,5	4,8	0,9	1,6	-1,8
12	14,5	2,6	1,4	5,5	5,2	0,8	1,7	-2,2
13	14,5	2,6	1,4	5,5	5,2	0,7	1,8	-2,2
14	14,6	2,6	1,4	5,5	4,9	0,8	2,1	-2,0
15	14,5	2,6	1,4	5,5	4,1	0,8	2,0	-1,7
16	14,7	2,7	1,4	5,5	3,2	1,0	2,1	-1,6
17	15,0	2,7	1,4	5,5	2,3	1,2	2,7	-0,4
18	15,2	2,8	1,4	5,5	1,5	1,3	2,6	
19	15,4	2,8	1,4	5,5	1,2	1,4	3,0	
20	15,4	2,8	1,4	5,5	1,2	1,5	2,9	
21	14,9	2,8	1,4	5,5	1,2	1,4	2,6	
22	14,2	2,7	1,4	5,5	1,2	0,9	2,5	
23	13,5	2,5	1,4	5,5	1,2	0,4	2,5	
2030								
0	13,1	2,4	1,3	5,5	1,3	0,3	2,2	
1	12,6	2,2	1,3	5,5	1,3	0,3	2,0	
2	12,4	2,1	1,3	5,5	1,3	0,2	2,0	
3	12,4	2,1	1,3	5,5	1,3	0,2	1,9	
4	12,4	2,1	1,3	5,5	1,3	0,2	2,0	
5	12,6	2,1	1,3	5,5	1,3	0,3	2,1	
6	13,1	2,2	1,3	5,5	1,3	0,2	2,6	
7	13,9	2,3	1,4	5,5	1,4	0,6	2,6	
8	14,2	2,5	1,4	5,5	2,0	0,8	2,0	
9	14,7	2,6	1,5	5,5	3,1	1,0	1,5	-0,5
10	14,8	2,7	1,5	5,5	4,4	1,0	1,2	-1,7
11	14,8	2,7	1,5	5,5	5,3	1,0	1,4	-2,2
12	14,6	2,6	1,5	5,5	5,8	0,8	1,2	-2,9
13	14,6	2,6	1,4	5,5	5,8	0,8	1,3	-2,9

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	14,7	2,7	1,5	5,5	5,4	0,9	1,7	-2,6
15	14,6	2,7	1,5	5,5	4,6	0,9	2,4	-1,9
16	14,8	2,7	1,5	5,5	3,6	1,1	1,8	-2,2
17	15,1	2,8	1,5	5,5	2,6	1,3	2,6	-0,8
18	15,3	2,8	1,5	5,5	1,7	1,4	2,4	
19	15,5	2,9	1,5	5,5	1,3	1,5	2,8	
20	15,5	2,9	1,5	5,5	1,3	1,6	2,7	
21	15,0	2,8	1,5	5,5	1,3	1,5	2,4	
22	14,3	2,8	1,5	5,5	1,3	0,9	2,3	
23	13,6	2,6	1,4	5,5	1,3	0,4	2,3	
2031								
0	13,1	2,5	1,4	5,2	1,4	0,3	2,4	
1	12,7	2,2	1,4	5,2	1,4	0,3	2,2	
2	12,5	2,2	1,4	5,2	1,4	0,2	2,2	
3	12,4	2,1	1,4	5,2	1,4	0,3	2,1	
4	12,5	2,1	1,4	5,2	1,4	0,2	2,2	
5	12,7	2,1	1,4	5,2	1,4	0,3	2,3	
6	13,2	2,2	1,4	5,2	1,4	0,3	2,7	
7	14,0	2,4	1,4	5,2	1,6	0,7	2,8	
8	14,3	2,5	1,5	5,2	2,2	0,8	2,1	
9	14,8	2,7	1,5	5,2	3,4	1,1	1,5	-0,7
10	14,9	2,7	1,5	5,2	4,8	1,1	1,4	-1,6
11	14,9	2,7	1,5	5,2	5,8	1,0	1,3	-2,6
12	14,7	2,7	1,5	5,2	6,3	0,9	1,2	-3,3
13	14,7	2,7	1,5	5,2	6,3	0,8	1,3	-3,3
14	14,7	2,7	1,5	5,2	5,9	0,9	1,7	-3,0
15	14,7	2,7	1,5	5,2	5,0	1,0	2,5	-2,2
16	14,9	2,8	1,5	5,2	3,9	1,2	1,8	-2,5

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
17	15,2	2,8	1,5	5,2	2,8	1,4	2,6	-0,9
18	15,4	2,9	1,5	5,2	1,8	1,5	2,4	
19	15,6	2,9	1,5	5,2	1,5	1,6	2,9	
20	15,6	2,9	1,5	5,2	1,4	1,8	2,8	
21	15,1	2,9	1,5	5,2	1,4	1,6	2,5	
22	14,4	2,8	1,5	5,2	1,5	1,0	2,4	
23	13,7	2,7	1,5	5,2	1,5	0,5	2,5	
2032								
0	13,2	2,5	1,4	4,9	1,6	0,3	2,5	
1	12,7	2,3	1,4	4,9	1,5	0,4	2,3	
2	12,6	2,2	1,4	4,9	1,5	0,3	2,3	
3	12,5	2,2	1,4	4,9	1,5	0,3	2,2	
4	12,5	2,2	1,4	4,9	1,5	0,2	2,3	
5	12,7	2,2	1,4	4,9	1,5	0,3	2,4	
6	13,2	2,2	1,4	4,9	1,6	0,3	2,9	
7	14,1	2,4	1,4	4,9	1,7	0,7	2,9	
8	14,4	2,6	1,5	4,9	2,4	0,9	2,1	
9	14,9	2,7	1,5	4,9	3,7	1,2	1,5	-0,9
10	15,0	2,8	1,5	4,9	5,2	1,1	1,5	-1,8
11	15,0	2,8	1,5	4,9	6,3	1,1	1,2	-2,9
12	14,8	2,8	1,5	4,9	6,8	0,9	1,1	-3,7
13	14,8	2,7	1,5	4,9	6,8	0,9	1,2	-3,7
14	14,8	2,8	1,5	4,9	6,3	1,0	1,7	-3,3
15	14,8	2,8	1,5	4,9	5,4	1,1	2,5	-2,5
16	15,0	2,8	1,5	4,9	4,2	1,2	1,7	-2,8
17	15,3	2,9	1,6	4,9	3,0	1,5	2,6	-1,1
18	15,4	3,0	1,6	4,9	2,0	1,6	2,5	
19	15,7	3,0	1,6	4,9	1,6	1,7	2,9	

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
20	15,6	3,0	1,6	4,9	1,5	1,9	2,8	
21	15,2	3,0	1,5	4,9	1,6	1,7	2,5	
22	14,4	2,9	1,5	4,9	1,6	1,1	2,5	
23	13,8	2,7	1,5	4,9	1,6	0,5	2,6	
2033								
0	13,2	2,6	1,4	4,9	1,7	0,4	2,3	
1	12,8	2,3	1,4	4,9	1,7	0,4	2,2	
2	12,6	2,3	1,4	4,9	1,7	0,3	2,1	
3	12,5	2,2	1,4	4,9	1,7	0,3	2,1	
4	12,6	2,2	1,4	4,9	1,6	0,3	2,2	
5	12,8	2,2	1,4	4,9	1,7	0,3	2,3	
6	13,3	2,3	1,4	4,9	1,7	0,3	2,7	
7	14,1	2,5	1,5	4,9	1,8	0,8	2,7	
8	14,4	2,7	1,5	4,9	2,6	0,9	1,8	
9	15,0	2,8	1,6	4,9	4,0	1,3	1,3	-1,0
10	15,0	2,8	1,6	4,9	5,6	1,2	1,2	-2,2
11	15,0	2,8	1,6	4,9	6,7	1,2	0,7	-3,6
12	14,8	2,8	1,6	4,9	7,3	1,0	0,6	-4,3
13	14,8	2,8	1,6	4,9	7,3	1,0	0,7	-4,4
14	14,9	2,8	1,6	4,9	6,8	1,1	1,2	-4,0
15	14,9	2,9	1,6	4,9	5,8	1,1	2,1	-3,1
16	15,0	2,9	1,6	4,9	4,5	1,3	2,5	-1,8
17	15,3	3,0	1,6	4,9	3,2	1,6	2,3	-1,5
18	15,5	3,0	1,6	4,9	2,2	1,7	2,2	
19	15,7	3,0	1,6	4,9	1,7	1,9	2,7	
20	15,7	3,0	1,6	4,9	1,6	2,0	2,6	
21	15,2	3,0	1,6	4,9	1,7	1,8	2,3	
22	14,5	2,9	1,6	4,9	1,7	1,1	2,3	

ДОДАТКИ

Продовження табл. И.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
23	13,8	2,8	1,5	4,9	1,7	0,5	2,4	
2034								
0	13,3	2,6	1,5	4,9	1,8	0,4	2,1	
1	12,8	2,4	1,5	4,9	1,8	0,4	2,0	
2	12,6	2,3	1,5	4,9	1,8	0,3	1,9	
3	12,6	2,3	1,5	4,9	1,8	0,3	1,9	
4	12,6	2,3	1,5	4,9	1,8	0,3	2,0	
5	12,8	2,3	1,5	4,9	1,8	0,3	2,1	
6	13,3	2,3	1,5	4,9	1,8	0,3	2,5	
7	14,2	2,5	1,5	4,9	2,0	0,8	2,4	
8	14,5	2,7	1,6	4,9	2,7	1,0	1,6	
9	15,0	2,8	1,6	4,9	4,2	1,3	1,0	-1,1
10	15,1	2,9	1,6	4,9	6,0	1,3	0,7	-2,7
11	15,1	2,9	1,6	4,9	7,2	1,3	0,3	-4,0
12	14,9	2,9	1,6	4,9	7,8	1,1	0,2	-4,4
13	14,9	2,9	1,6	4,9	7,9	1,0	0,4	-4,4
14	14,9	2,9	1,6	4,9	7,3	1,1	0,8	-4,7
15	14,9	2,9	1,6	4,9	6,2	1,2	1,7	-3,7
16	15,0	3,0	1,6	4,9	4,8	1,4	2,5	-2,2
17	15,4	3,0	1,6	4,9	3,5	1,7	1,9	-1,9
18	15,5	3,1	1,6	4,9	2,3	1,8	2,1	-0,1
19	15,7	3,1	1,6	4,9	1,8	2,0	2,4	
20	15,7	3,1	1,6	4,9	1,8	2,1	2,3	
21	15,2	3,1	1,6	4,9	1,8	1,9	2,0	
22	14,5	3,0	1,6	4,9	1,8	1,2	2,0	
23	13,9	2,8	1,6	4,9	1,8	0,6	2,2	
2035								
0	13,3	2,7	1,5	5,6	1,9	0,4	1,2	

РОЗВИТОК КОНКУРЕНТНОГО РИНКУ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ...

Продовження табл. И.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	12,8	2,4	1,5	5,6	1,9	0,4	1,1	
2	12,6	2,3	1,5	5,5	1,9	0,3	1,0	
3	12,6	2,3	1,5	5,6	1,9	0,3	1,0	
4	12,6	2,3	1,5	5,6	1,9	0,3	1,1	
5	12,8	2,3	1,5	5,6	1,9	0,4	1,2	
6	13,3	2,4	1,5	5,6	1,9	0,3	1,6	
7	14,2	2,6	1,5	5,6	2,1	0,9	1,5	
8	14,5	2,8	1,6	5,6	2,9	1,1	0,8	-0,3
9	15,0	2,9	1,6	5,6	4,5	1,4	0,3	-1,5
10	15,1	2,9	1,6	5,6	6,4	1,4		-2,8
11	15,1	2,9	1,6	5,6	7,7	1,3		-4,1
12	14,9	2,9	1,6	5,6	8,4	1,1		-4,7
13	14,9	2,9	1,6	5,6	8,4	1,1		-4,7
14	14,9	2,9	1,6	5,6	7,8	1,2		-4,2
15	14,9	3,0	1,6	5,6	6,6	1,3	0,5	-5,0
16	15,1	3,0	1,7	5,6	5,2	1,5	1,3	-3,4
17	15,4	3,1	1,7	5,6	3,7	1,8	0,9	-2,4
18	15,5	3,1	1,7	5,6	2,5	1,9	1,6	-0,8
19	15,7	3,2	1,7	5,6	1,9	2,1	1,3	
20	15,7	3,2	1,7	5,6	1,9	2,2	1,2	
21	15,2	3,1	1,7	5,6	1,9	2,0	1,5	-0,3
22	14,5	3,1	1,6	5,6	1,9	1,3	1,5	-0,2
23	13,9	2,9	1,6	5,6	1,9	0,6	1,3	

Джерело: авторські розрахунки

Наукове видання

САЛАШЕНКО Тетяна Ігорівна

**Розвиток конкурентного ринку
електроенергії України:
теоретико-методичні засади сталого розвитку
в умовах європейської інтеграції**

Монографія

Частина II

Підписано до друку 11.06.2026 р. Формат 60 x 84/16. Папір офсетний.
Гарнітура ArnoPro. Друк цифровий. Ум. друк. арк. 16,6.
Обл.-вид. арк. 20,9. Наклад 70 прим. Зам. № 49.

ФОП Лібуркіна Л. М.

Свідоцтво про внесення суб'єкта видавничої справи до державного
реєстру видавців, виготівників і розповсюджувачів видавничої продукції
від 12.02.2003 р., серія ХК № 76
61003, м. Харків, Університетська, 3, к. 9.
Надруковано у ФОП Озеров Г. В.